

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 039891

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.03.24

(21) Номер заявки
201990707

(22) Дата подачи заявки
2016.09.15

(51) Int. Cl. C09K 8/528 (2006.01)
C09K 8/10 (2006.01)
E21B 43/38 (2006.01)

(54) КОМПОЗИЦИИ И СПОСОБЫ ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН

(43) 2019.08.30

(86) PCT/MY2016/000058

(87) WO 2018/052280 2018.03.22

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

(56) US-A-20160177162
US-A1-20160122616
US-A1-20160053160
US-A1-20060166837
US-A1-20160208157

(72) Изобретатель:
Фу Дайанкуй, Линг Конг Тэн, Милис
Дэниел Томас (MY)

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

(57) Жидкости для обработки, содержащие соли, поверхностно-активные вещества, взаимные растворители и волокна, могут быть применены для удаления из скважины фильтрационной корки, которая была осаждена из буровых растворов. Буровые растворы могут быть на водной основе, на масляной основе, на синтетической основе или эмульсиями. Волокна могут быть выбраны из полимолочной кислоты, целлюлоз, полиэфиров, поливиниловых спиртов и полиэтилентерефталатов. Комбинация прямого и извитого волокна присутствует в жидкости для обработки.

039891 B1

039891 B1

039891

B1

Утверждения в этом разделе представляют только справочную информацию, относящуюся к настоящему изобретению, и она не обязательно представляют собой предшествующий уровень техники.

Настоящее изобретение относится к композициям и способам удаления фильтрационных корок бурового раствора из подземных скважин.

Буровые растворы, также называемые как буровые глинистые растворы, способствуют процессу бурения путем удержания бурового шлама во взвешенном состоянии, управления давлением, стабилизации открытой породы, обеспечения плавучести, а также охлаждения и смазывания бурового долота. По мере того, как буровой раствор циркулирует в скважине, вдоль поверхности пластовой породы часто образуется фильтрационная корка. Фильтрационная корка может быть полезной тем, что обеспечивает контроль за поглощением бурового раствора, предотвращая выброс жидкой фазы бурового раствора в матрицу пластовой породы. Это помогает сохранить разработанные химические и реологические свойства бурового раствора, а также минимизирует нарушения эксплуатационных свойств пласта около скважины (то есть потерю проницаемости, которая может ухудшить последующую добычу углеводородов). Перед началом эксплуатации скважины, особенно в открытых скважинах, которые не перфорированы, является желательным удалить фильтрационную корку и максимизировать производительность скважины.

Фильтрационная корка бурового раствора содержит смесь неорганических и органических твердых частиц. Проницаемость фильтрационной корки может быть достаточно низкой, чтобы ухудшить добычу. Удаление фильтрационной корки часто усиливается путем обработок жидкостями, которые содержат набор химических веществ (например, кислоты, хелатирующие средства и реагенты для деструкции ферментов), предназначенных для растворения и разрушения твердых частиц и полимеров. Подобные обработки для достижения желаемого результата могут требовать длительное время вымачивания, до нескольких дней.

Эффективное растворение и удаление минеральных твердых частиц в пределах осадка после фильтрования могут быть особенно проблематичными. Когда органическую фракцию фильтрационной корки удаляют, проницаемость фильтрационной корки может быть выше, а жидкость для обработки может обходить минералы и утекать в пластовую породу. Удаление обычного утяжеляющего материала бурового раствора, барита (BaSO_4), может быть особенно сложным, так как минерал имеет ограниченную растворимость во многих химических растворителях.

Сущность изобретения

Настоящее описание раскрывает улучшенные композиции для удаления фильтрационных корок бурового раствора с поверхностей пластовой породы. Буровой раствор может быть на водной основе, на масляной основе или эмульсией.

В одном аспекте варианты осуществления относятся к композициям для очистки скважин. Композиция содержит жидкость-носитель, соль, поверхностно-активное вещество, взаимный растворитель и по меньшей мере два вида волокна, выбранные из группы, состоящей из полимолочной кислоты, натуральных целлюлоз, полиэфиров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата. Волокна имеют длины от 1 до 20 мм и диаметры от 10 до 50 мкм. Первое волокно представляет собой прямое волокно, а второе волокно представляет собой извитое волокно.

В дополнительном аспекте варианты осуществления относятся к способам очищения скважины. Скважину бурят с использованием бурового раствора на основе масла, бурового раствора на основе воды, бурового раствора на синтетической основе или бурового раствора на основе эмульсии. Фильтрационная корка бурового раствора оседает на стенке скважины. Получают композицию для очистки скважин, которая содержит жидкость-носитель, соль, поверхностно-активное вещество, взаимный растворитель и по меньшей мере два вида волокна, выбранные из группы, состоящей из полимолочной кислоты, натуральных целлюлоз, полиэфиров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата. Волокна имеют длины от 1 до 20 мм и диаметры от 10 до 50 мкм. Композицию для очистки скважин размещают в скважине, тем самым удаляя фильтрационную корку бурового раствора со стенки скважины. Первое волокно представляет собой прямое волокно, а второе волокно представляет собой извитое волокно.

В еще одном дополнительном аспекте варианты осуществления относятся к способам обработки скважины. Скважину бурят с использованием бурового раствора на основе масла, бурового раствора на основе воды, бурового раствора на синтетической основе или бурового раствора на основе эмульсии. Фильтрационная корка бурового раствора оседает на стенке скважины. Получают композицию для очистки скважин, которая содержит жидкость-носитель, соль, поверхностно-активное вещество, взаимный растворитель и по меньшей мере два вида волокна, выбранные из группы, состоящей из полимолочной кислоты, натуральных целлюлоз, полиэфиров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата. Волокна имеют длины от 1 до 20 мм и диаметры от 10 до 50 мкм. Композиция для очистки скважин циркулирует в скважине, тем самым удаляя фильтрационную корку бурового раствора со стенки скважины. Первое волокно представляет собой прямое волокно, а второе волокно представляет собой извитое волокно.

В разделе "Сущность изобретения" предоставлен выбор концепций, которые подробнее описываются далее в подробном описании изобретения. Данное описание сущности изобретения не предназначено для указания основных признаков заявляемого объекта изобретения, а также его не следует рас-

смагивать, как ограничивающее объем заявляемого объекта изобретения.

Подробное описание изобретения

В последующем описании изложены многочисленные подробности, чтобы обеспечить понимание настоящего изобретения. Однако специалистам в данной области техники может быть понятно, что способы согласно настоящему изобретению могут быть реализованы на практике без этих подробностей и что возможны многочисленные вариации или модификации описанных вариантов осуществления.

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 данном документе, также может содержать некоторые компоненты, отличные от указанных. В разделах "Сущность 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 следует 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 "Сущность изобретения" и "Подробное описание изобретения" следует понимать, что под диапазоном концентраций, перечисленным или описанным как применимый, подходящий и т.п., подразумевается любая концентрация в пределах указанного диапазона, включая крайние значения. Например, "диапазон от 1 до 10" следует воспринимать как описывающий все возможные числа в континууме от приблизительно 1 до приблизительно 10. Кроме того, одно или несколько 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 любые значения в пределах диапазона следует рассматривать, как указанные, и что авторы настоящего изобретения имеют в виду весь диапазон и значения в пределах этого диапазона.

Варианты осуществления относятся к композициям и способам для удаления фильтрационной корки бурового раствора с поверхностей пластовой породы в скважине.

Как уже упоминалось ранее, буровые растворы могут быть на водной основе, на масляной основе, на синтетической основе или эмульсиями. Эмульсии могут быть эмульсиями типа "масло в воде". Буровые растворы содержат как органические, так и неорганические компоненты. Например, жидкости на водной основе могут содержать избыток материалов различного назначения. Утяжелители включают барит, гематит и карбонат кальция. Загустители включают бентонит, аттапульгит, сепиолит, обогащенный бентонит, биополимеры (ксантановую и геллановую камедь), гуаровую камедь, гидроксипропилцеллюлозу (ГЭЦ) и смешанные металлические гидроксиды (СМГ). Средства контроля фильтрации включают крахмал, полисахарид целлюлозы, карбоксиметилцеллюлозу (СМЦ) и полиакрилаты. Соли включают хлорид натрия, хлорид калия, хлорид кальция. Материалы для борьбы с поглощениями бурового раствора включают ореховые скорлупы, слюду и чешуйки целлофана.

Нефтяные масла используются для непрерывной фазы буровых растворов на основе масла. Может быть использована сырая нефть; однако, использование дизельного масла и минеральных масел с низкой токсичностью сегодня более распространено. Жидкости на масляной основе могут содержать те же неорганические утяжеляющие материалы и материалы для борьбы с поглощениями бурового раствора, что и жидкости на водной основе.

Жидкости на синтетической основе состоят из искусственных неводных жидкостей с меньшей токсичностью, чем жидкости на масляной основе. Такие жидкости включают сложные эфиры, простые эфиры, полиальфаолефины и ацетали. Жидкости на синтетической основе могут содержать такие же неорганические утяжеляющие материалы и материалы для борьбы с поглощениями бурового раствора, что и жидкости на водной основе.

Полное описание буровых растворов и их применения можно найти в следующей публикации. Zamora M and Stephens M: "Drilling Fluids," in Economides MJ, Watters LT and Dunn-Norman S (eds): Petroleum Well Construction, Wiley, Chichester (1998) 119-142.

В каждом аспекте жидкость-носитель композиции может состоять исключительно из воды. Вода может представлять собой пресную воду, морскую воду, пластовую воду или рассол. Соль может представлять собой галогенидную соль. Галогенидные соли могут включать хлорид натрия, хлорид калия, хлорид цезия, хлорид кальция, бромид натрия, бромид калия и бромид цезия. Соль может присутствовать в композиции в концентрации от 0,5 до 35 мас.%, или от 2,0 до 20 мас.%, или от 5,0 до 15 мас.%. В каждом аспекте фильтрационная корка бурового раствора может содержать барит.

В каждом аспекте волокна могут содержать один или более членов или группу, состоящую из природных целлюлоз, полиэфиров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата. Волокна могут дополнительно содержать полимолочную кислоту. Природные целлюлозы могут включать волокна, изготовленные из древесной массы, бамбука, хлопка, льна, конопли, джута и рами. Волокна могут присутствовать в композиции в концентрации от 0,2 до 2 мас.%, или от 0,4 до 1,8 мас.%, или от 0,6 до 1,4 мас.%.

В каждом аспекте длина волокна может составлять от 1 до 20 мм или от 3 до 10 мм. Диаметр волокна может составлять от 10 до 50 мкм или от 10 до 20 мкм.

В каждом аспекте волокна могут быть извитыми. Для настоящего изобретения извитки определяют как волнистость, волны или последовательность изгибов, завитков и волн в пряди волокон. Извитки могут образовываться естественным, механическим или химическим путем. Извиток имеет множество характеристик, среди которых его амплитуда, частота, индекс и тип. Для настоящего изобретения извиток характеризуется изменением направления вращения линии, касательной к волокну, по мере прохождения точки касания вдоль волокна. Два изменения вращения составляют одну единицу извитка. Частота извитков представляет собой число извитков или волн на единицу длины вытянутого или выпрямленного волокна. Другим параметром является коэффициент извитости, K1 (Уравнение 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. волокно является практически прямым без каких-либо изгибов). Смеси извитых волокон и прямых волокон также могут быть использованы. Соотношение концентраций извитых и прямых волокон может изменяться от приблизительно 10:90 до 90:10, или от 25:75 до 75:25, или от 40:60 до 60:40 по массе.

Для настоящего изобретения волокна могут иметь степень извитости от 1/см до 6/см, от 1/см до 5/см или от 1/см до 4/см. Величина K1 может составлять от 2 до 15, или от 2 до 10, или от 2 до 6.

В каждом аспекте поверхностно-активное вещество может быть неионогенным, анионогенным или цвиттерионным или их комбинациями. Подходящие неионогенные поверхностно-активные вещества могут включать неионогенные поверхностно-активные вещества, которые могут содержать спирты с длинной цепью, этоксилированные спирты, простые полиоксиэтиленгликольалкильные эфиры, простые полиоксипропиленгликольалкильные эфиры, простые глюкозидалкильные эфиры, простые полиоксиэтиленгликольоктилфенольные эфиры, простые полиоксиэтиленгликольалкилфенольные эфиры, сложные глицеролалкильные эфиры, сложные полиоксиэтиленгликольсорбитаналкильные эфиры, сложные эфиры сорбитан-алкила, кокамид ДЭА, кокамид МЭА, додецилдиметиламинооксид, блок-сополимеры полиэтиленгликоля или полипропиленгликоля или полиэтиоксилированный талловый амин или их комбинации. Подходящие анионогенные поверхностно-активные вещества могут включать лаурилсульфат аммония, лаурилсульфат натрия, лауретсульфат натрия, мирет натрия сульфат, диоктилсульфосукцинат натрия, перфтороктановые сульфаты, перфторбутансульфонаты, алкилбензолсульфонаты, фосфаты простых алкиларильных эфиров, фосфаты простых алкильных эфиров, алкилкарбоксилаты, саркозинаты, перфтораноаты или перфторооктаноаты или их комбинации. Подходящие цвиттер-ионные поверхностно-активные вещества могут включать сульфатины или бетаины или их комбинации. Поверхностно-активное вещество может представлять собой 3-[(3-холамидопропил)диметиламмоний]-1-пропансульфонат, кокамидопропилгидроксисульфатин или кокамидопропилбетаин или их комбинацию. Поверхностно-активное вещество может присутствовать в композиции в концентрации от 0,2 до 15 мас.%, или от 1,0 до 10 мас.%, или от 2,0 до 5,0 мас.%.

В каждом аспекте подходящие взаимные растворители могут включать метанол, этанол, этиленгликоль, пропиленгликоль, изопропанол или 2-бутоксизтанол или их комбинацию. Взаимный растворитель может представлять собой 2-бутоксизтанол. Взаимный растворитель может присутствовать в концентрации от 1,0 до 20 мас.%, или от 3,0 до 15 мас.%, или от 5,0 до 10 мас.%.

В каждом аспекте композиция может дополнительно содержать ингибитор коррозии. Подходящие ингибиторы коррозии могут включать спирты ацетиленового ряда. Ингибитор коррозии может представлять собой органическую кислоту, в том числе муравьиную кислоту. Ингибитор коррозии может присутствовать в композиции в концентрации от 0,1 до 5,0 мас.%, или 0,2 до 2,5 мас.%, или от 0,5 до 2,0 мас.%.

Для аспектов, относящихся к очистке скважин и методам обработки скважин, композиция может оставаться в скважине стационарно в течение периода от 0,5 до 24 ч, или от 2,0 до 12 ч, или от 3,0 и 6,0 ч.

В случае аспектов, относящихся к методам очистки скважины и обработки скважин, композиция может вымываться из скважины.

Вышеизложенное дополнительно иллюстрируется ссылкой на следующие примеры, которые представлены в целях иллюстрации и не предназначены для ограничения объема настоящего изобретения.

Примеры

Следующие примеры предназначены для подробного пояснения настоящего изобретения.

Следующий способ испытаний использовали в каждом из следующих примеров. Ячейку динамиче-

ского поглощения бурового раствора использовали для моделирования процесса фильтрации, который происходит в скважине во время бурения. Ячейка поглощения бурового раствора представляла собой Model 7120 Stirred Fluid Loss Tester, доступный от Chandler Engineering, Брокен Эрроу, Оклахома, США.

Для моделирования пластовой породы использовали пористый керамический диск. Размеры диска составляли 6,30 см (2,48 дюйма) в диаметре и 0,64 см (0,25 дюйма) в толщину. Керамический диск насыщали в 2% растворе KCl в течение 1 ч, после чего взвешивали. Массу записывали как W1. Затем диск помещали в испытательную ячейку.

Нагревательный кожух аппарата устанавливали на 50°C. 200 мл бурового раствора перед тем, как вылить в испытательную ячейку, перемешивали. Испытательную ячейку герметично закрывали и сдавливали до 300 фунтов/кв. дюйм [2,1 МПа] в течение периода времени 2 ч. Затем ячейке давали остыть и сбрасывали давление. Оставшийся буровой раствор тщательно удаляли из испытательной ячейки. Керамический диск, на котором оседала фильтрационная корка, взвешивали, а результат записывали как W2.

Керамический диск затем снова вставляли в испытательную ячейку. 200 мл жидкости для обработки затем осторожно добавляли вдоль внутренней стенки испытательной ячейки, обеспечивая, чтобы течение жидкости для обработки не возмущало фильтрационную корку. Испытательную ячейку снова герметично закрывали снова нагревали до 50°C. В ячейке снова создавали давление до 100 фунтов/кв.дюйм [0,7 МПа]. После этого лопастную мешалку внутри испытательной ячейки включали с частотой вращения 500 об./мин. Период перемешивания составлял 10 мин. После периода перемешивания испытательную ячейку открывали, а керамический диск удаляли и взвешивали снова. Результат записывали как W3. Процент бурового раствора, удаленного с керамического диска, после этого рассчитывали по следующему уравнению.

$$\text{Удаление бурового раствора (\%)} = \left(\frac{W3 - W1}{W2 - W1} \right) * 100 \quad (\text{Ур. 2})$$

Пример 1.

Буровой раствор на основе воды получали с помощью композиции, приведенной в табл. 1. Плотность жидкости составляла 11,5 фунтов/гал. (1380 кг/м³).

Таблица 1. Состав бурового раствора на водной основе

Ингредиент	Концентрация (кг/м³)
Вода	366
KCl	81,2
8 мас. % насыщенного раствора NaBr	763
Ксантановая камедь	3,6
Крахмал	17,1
Стабилизатор сланцев	29,9
MgO	1,4
Биоцид	0,6
CaCO ₃ (6-15 микрон)	57,0
CaCO ₃ (16-29 микрон)	57,0

Буровой раствор содержал добавки, которые доступны от MI-SWACO, Хьюстон, Техас, США. Ксантановая камедь представляла собой FLOVIS PLUS, крахмал представлял собой FLO-TROL, стабилизатор сланца представлял собой KLAGARD, а CaCO₃ представлял собой SAFECARB 10 и SAFECARB 20.

Основную композицию для очистки получали с помощью композиции, приведенной в табл. 2.

Таблица 2. Основная композиция для очистки

Ингредиент	Концентрация (об. %)
Насыщенный раствор NaBr (11,5 фунтов/гал. [1380 кг/м³])	92,3
неионогенное поверхностно-активное вещество (аминоксид)	5,0
2-бутоксизэтанол	2,5
органический кислый ингибитор коррозии	0,2

К основной композиции для очистки в концентрации 60 фунтов массы/1000 гал. (7,17 кг/м³) добавляли различные волокна. Волокна приведены в табл. 3.

Таблица 3. Испытуемые волокна

Волокно	Композиция	Размерная информация
1	Полимолочная кислота (извитая)	6 мм длина; 13 мкм диаметр
2	Полимолочная кислота (прямая)	6 мм длина; 12 мкм диаметр
3	Полиэтилентерефталат	6 мм длина; 12 мкм диаметр
4	Поливиниловый спирт	1,5 мм длина; 12 мкм диаметр
5	Целлюлоза (бамбук)	10 мкм диаметр
6	Нейлон-6	6 мм длина; 13 мкм диаметр
7	Полимолочная кислота (прямая)	6 мм длина; 40 мкм диаметр
8	Полимолочная кислота (прямая)	6 мм длина; 40 мкм диаметр

Эксперименты проводили с волокном из табл. 3 в соответствии с процедурой, описанной выше. Результаты приведены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты удаления бурового раствора - буровой раствор на основе воды

Волокно	Удаление бурового раствора (%)
Без волокна (контроль)	0,0
1	40,8
2	59,0
3	39,1
4	52,4
5	13,1
6	35,0
7	13,6
8	25,0
1 (50% мас.); 7 (50% мас.)	64,0
1 (50% мас.); 8 (50% мас.)	59,8

Примечательно, что наблюдался синергетический эффект при испытании смесей извитых и прямых волокон на основе полимолочной кислоты (например, волокна 1, и волокна 7, и волокна 1, и волокна 8). По сравнению с отдельно взятым волокном 1 улучшение эффективности удаления бурового раствора в результате использования смеси из извитых и прямых волокон варьировалось приблизительно от 50 до 60%. Не желая быть связанными какой-либо конкретной теорией, улучшенная эффективность удаления бурового раствора может быть связана с чистящим действием комбинации волокон.

Пример 2.

Буровой раствор на основе масла получали с помощью композиции, приведенной в табл. 5. Плотность бурового раствора составляла 1320 кг/м³ (11,0 фунтов массы/гал.), а в качестве утяжеляющего материала использовали барит. Основную композицию для очистки в табл. 2 использовали в экспериментах по удалению бурового раствора.

Таблица 5. Состав бурового раствора на основе масла

Ингредиент	Концентрация (об. %)
Кристаллический диоксид кремния, Quartz	0,3
Гидроксид кальция	0,3
Хлорид кальция	8,0
Нефтяное масло на основе парафина	60,0
Сульфат бария	11,4

Испытания по удалению бурового раствора осуществляли с помощью очищающей композиции из табл. 2, не содержащей волокон, (в качестве контроля) и 60 фунтов массы/1000 гал. (7,17 кг/м³) волокна 1. Удаление бурового раствора, достигаемое с помощью контрольной жидкости, составляло 0,00%, тогда как удаление бурового раствора, достигаемое с помощью жидкости, содержащей волокна, составляло 95,50%.

Пример 3.

Способность раскрытых композиций удалять фильтрационную корку бурового раствора также исследовали путем измерения восстановленной проницаемости керамических дисков.

Для моделирования пластовой породы использовали пористый керамический диск. Размеры диска составляли 6,30 см (2,48 дюйма) в диаметре и 0,64 см (0,25 дюйма) в толщину.

Керамический диск насыщали в 2% растворе KCl под вакуумом в течение одного часа.

Затем для динамического поглощения бурового раствора диск загружали в ячейки Чандлера, заполненные 2% KCl. Раствор KCl прокачивали через керамический диск при различных скоростях потока и регистрировали перепад давления в ячейке. Исходную проницаемость диска затем рассчитывали по закону Дарси.

Далее ячейку поглощения бурового раствора нагревали до 50°C и заполняли описанным буровым раствором. Керамический диск оставался в ячейке. В ячейке создавали давление до 2,1 Мпа (300 фунтов/кв. дюйм) и собирали фильтрат бурового раствора в течение 4 ч.

Ячейку охлаждали до температуры окружающей среды, давление сбрасывали, а остатки бурового раствора аккуратно удаляли.

Керамический диск затем снова вставляли в ячейку поглощения бурового раствора. 200 мл жидкости для обработки, содержащей 60 фунтов массы/1000 гал. (7,17 кг/м³) волокна 1, затем тщательно аккуратно добавляли вдоль внутренней стенки испытательной ячейки, обеспечивая, чтобы течение жидкости для обработки не возмущало фильтрационную корку. Испытательную ячейку снова герметично закрывали и снова нагревали до 50°C. В ячейке снова создавали давление до 0,7 МПа (100 фунтов/кв. дюйм). После этого лопастную мешалку внутри испытательной ячейки включали с частотой вращения 500 об./мин. Период перемешивания составлял 10 мин.

Керамический диск был затем снова помещали в ячейку поглощения бурового раствора, а ячейку поглощения бурового раствора затем заполняли с помощью 2% раствора KCl. Конечную проницаемость диска определяли таким образом, как описано выше, путем пропускания раствора KCl сквозь диск с различными скоростями и измерения перепада давления. Восстановленную проницаемость затем рассчитывали по следующему уравнению.

$$\text{Восстановленная проницаемость} = \left(\frac{\text{Конечная проницаемость}}{\text{Исходная проницаемость}} \right) * 100 \text{ (Ур. 3)}$$

Это испытание осуществляли с помощью бурового раствора на основе воды, описанного в табл. 1, и бурового раствора на основе масла, описанного в табл. 5. Результаты, представленные в табл. 6, показывают, что волокна в растворе для очистки эффективно удаляли фильтрационную корку, содержащую барит.

Таблица 6. Восстановленная проницаемость керамических дисков, обработанных буровыми растворами

	Буровой раствор на основе воды	Буровой раствор на основе масла
Исходная проницаемость, мД	136	124
Конечная проницаемость, мД	22	116
Восстановленная проницаемость, %	16	94

Хотя выше подробно были описаны только несколько иллюстративных вариантов осуществления, специалистам в данной области техники будет очевидно, что в иллюстративных вариантах осуществления возможны многие модификации без существенного отступления от сути настоящего изобретения. Соответственно, каждая модификация предназначена для включения в объем настоящего изобретения, который определен в следующей формуле изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ для очищения скважины, включающий:
 - (i) бурение скважины с использованием бурового раствора на основе воды, бурового раствора на основе масла, бурового раствора на синтетической основе или бурового раствора на основе эмульсии;
 - (ii) осаждение фильтрационной корки бурового раствора на стенке скважины;
 - (iii) подготовку композиции для очистки скважин, которая содержит жидкость-носитель, соль, поверхностно-активное вещество, взаимный растворитель и по меньшей мере два вида волокон, выбранных из группы, состоящей из природных целлюлоз, полимолочной кислоты, полиэстеров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата, причем упомянутые по меньшей мере два вида волокон имеют длины от 1 до 20 мм и диаметры от 10 до 50 мкм;
 - (iv) размещение композиции для очистки скважин в скважине, тем самым удаляя фильтрационную корку бурового раствора со стенки скважины;
 причем первое волокно из упомянутых по меньшей мере двух видов волокон представляет собой прямое волокно, а второе волокно из упомянутых по меньшей мере двух видов волокон представляет собой извитое волокно и при этом длина прямого волокна приблизительно равна длине извитого волокна, а диаметр прямого волокна больше, чем диаметр извитого волокна.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что извитое волокно имеет коэффициент извитости, K_1 , от 2 до 15.
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что массовое соотношение прямое волокно:извитое волокно варьируется от 10:90 до 90:10.
4. Способ по п.1, отличающийся тем, что удаление фильтрационной корки возникает в результате действия очистки, выполняемой упомянутыми по меньшей мере двумя видами волокон.
5. Способ по п.1, отличающийся тем, что фильтрационная корка бурового раствора содержит барит.
6. Способ по п.1, отличающийся тем, что жидкость-носитель состоит из воды.
7. Способ по п.1, отличающийся тем, что соль представляет собой галогенидную соль и при этом упомянутая галогенидная соль присутствует в концентрации от 0,5 до 35 мас. %.
8. Способ по п.1, отличающийся тем, что взаимный растворитель представляет собой 2-бутоксиэтанол.
9. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция для очистки скважин дополнительно включает в себя ингибитор коррозии и при этом ингибитор коррозии содержит органическую кислоту.
10. Способ по п.1, отличающийся тем, что упомянутые по меньшей мере два вида волокон присутствуют в концентрации от 0,2 до 2 мас. %.
11. Способ по п.1, отличающийся тем, что композиция для очистки скважин остается в скважине стационарно в течение периода от 0,5 до 24 ч.
12. Способ по п.11, отличающийся тем, что композицию для очистки скважин выкачивают из скважины.
13. Способ по п.1, отличающийся тем, что как прямое волокно, так и извитое волокно представляют собой волокна из полиэстера.
14. Способ по п.1, отличающийся тем, что как прямое волокно, так и извитое волокно представляют собой волокна из полимолочной кислоты.
15. Способ по п.1, отличающийся тем, что диаметр извитого волокна составляет приблизительно одну треть диаметра прямого волокна и при этом длина прямого волокна и длина извитого волокна составляет приблизительно 6 мм.
16. Способ по п.3, отличающийся тем, что массовое соотношение прямое волокно:извитое волокно составляет от 25:75 до 75:25.
17. Способ по п.16, отличающийся тем, что массовое соотношение прямое волокно:извитое волокно составляет от 40:60 до 60:40.
18. Способ по п.17, отличающийся тем, что массовое соотношение прямое волокно:извитое волокно составляет 50:50.
19. Способ обработки скважины, включающий:
 - (i) бурение скважины с использованием бурового раствора на основе воды, бурового раствора на основе масла, бурового раствора на синтетической основе или бурового раствора на основе эмульсии;
 - (ii) осаждение фильтрационной корки бурового раствора на стенке скважины;
 - (iii) подготовку композиции для очистки скважин, которая содержит жидкость-носитель, соль, поверхностно-активное вещество, взаимный растворитель и по меньшей мере два вида волокон, выбранных

из группы, состоящей из природных целлюлоз, полимолочной кислоты, полиэстеров, поливинилового спирта и полиэтилентерефталата, причем упомянутые по меньшей мере два вида волокон имеют длины от 1 до 20 мм и диаметры от 10 до 50 мкм;

(iv) циркулирование композиции для очистки скважин в скважине, тем самым удаляя фильтрационную корку бурового раствора со стенки скважины;

причем первое волокно из упомянутых по меньшей мере двух видов волокон представляет собой прямое волокно, а второе волокно из упомянутых по меньшей мере двух видов волокон представляет собой извитое волокно и при этом длина прямого волокна приблизительно равна длине извитого волокна, а диаметр прямого волокна больше, чем диаметр извитого волокна, причем как прямое волокно, так и извитое волокно представляют собой волокна из полиэстера, и при этом удаление фильтрационной корки возникает в результате действия очистки, выполняемой упомянутыми по меньшей мере двумя видами волокон.

20. Способ по п.19, отличающийся тем, что поверхностно-активное вещество представляет собой одно или несколько поверхностно-активных веществ из группы, состоящей из спиртов с длинной цепью, простых полиоксиэтиленгликольалкильных эфиров, простых полиоксипропиленгликольалкильных эфиров, простых глюкозидалкильных эфиров, простых полиоксиэтиленгликольоктилфенольных эфиров, простых полиоксиэтиленгликольалкилфенольных эфиров, сложных глицероалкильных эфиров, сложных полиоксиэтиленгликольсорбитаналкиловых эфиров, сложных эфиров сорбитан-алкила, кокамида ДЭА, кокамида МЭА, додецилдиметиламинооксида, блок-сополимеров полиэтиленгликоля или полипропиленгликоля, полиэтиоксилированного таллового амина, лаурилсульфата аммония, лаурилсульфата натрия, лауретсульфата натрия, мирет натрия сульфата, диоктилсульфосукцината натрия, перфтороктановых сульфонов, перфторбутансульфонов, алкилбензолсульфонов, фосфатов простых алкиларильных эфиров, фосфатов простых алкильных эфиров, алкилкарбоксилатов, саркозинатов, перфторонаноатов, перфторооктаноатов, 3-[(3-холамидопропил)диметиламмоний]-1-пропансульфоната, кокамидопропилгидроксисульфата и кокамидопропилбетаина.

