

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(51) МПК

C09K 8/42 (2006.01)

C04B 16/06 (2006.01)

C04B 20/00 (2006.01)

C04B 24/26 (2006.01)

C04B 28/02 (2006.01)

E21B 33/138 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

C09K 8/035 (2024.08); C09K 8/467 (2024.08); C09K 8/52 (2024.08); C04B 16/0633 (2024.08); C04B 18/22 (2024.08); C04B 20/00 (2024.08); C04B 24/2652 (2024.08); C04B 28/02 (2024.08); E21B 33/138 (2024.08)

(21)(22) Заявка: 2022101885, 26.06.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
26.06.2020Дата регистрации:
24.10.2024

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
28.06.2019 US 62/868,024

(43) Дата публикации заявки: 28.07.2023 Бюл. № 22

(45) Опубликовано: 24.10.2024 Бюл. № 30

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на
национальной фазе: 28.01.2022(86) Заявка РСТ:
US 2020/039811 (26.06.2020)(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2020/264288 (30.12.2020)Адрес для переписки:
129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, стр. 3, ООО
"Юридическая фирма Городисский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

ГАО, Янь (US),
ПЕРРОНИ, Доминик Винсент (US),
МЕДВЕДЕВ, Анатолий Владимирович (US),
ЯКОВЛЕВ, Андрей Владимирович (US)

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

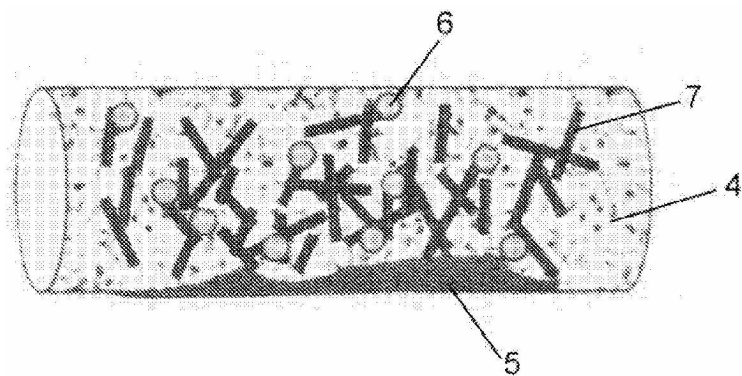
(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: WO 2017023159 A1, 09.02.2017. RU
2452849 C1, 10.06.2012. US 20170267911 A1,
21.09.2017. US 2018230356 A1, 16.08.2018. WO
2017087263 A1, 26.05.2017. US 2012325476 A1,
27.12.2012.

(54) ЦЕМЕНТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ И СПОСОБЫ

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к цементным системам, в частности к цементным системам, которые контактируют с буровыми растворами в подземной скважине. Способ цементирования подземной скважины включает размещение цементного раствора, содержащего воду, гидравлический цемент, нефтепоглощающие частицы и не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна внутри подземной скважины. При этом указанные гидрофобные волокна имеют длину между 500 мкм и 20 мм и

диаметр между 100 нм и 1 мм. Причем нефтепоглощающие частицы являются продолговатыми и имеют соотношение сторон между 15 и 1000 до набухания, и между 5 и 350 после набухания, и контактируют с неводным компонентом бурового раствора внутри подземной скважины и уменьшают текучесть неводного компонента бурового раствора. Техническим результатом является повышение качества цементирования скважины. 2 н. и 13 з.п. ф-лы, 8 ил., 5 табл.



Фиг. 3

RU 2829122 C2

RU 2829122 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

C09K 8/42 (2006.01)*C04B 16/06* (2006.01)*C04B 20/00* (2006.01)*C04B 24/26* (2006.01)*C04B 28/02* (2006.01)*E21B 33/138* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

C09K 8/035 (2024.08); *C09K 8/467* (2024.08); *C09K 8/52* (2024.08); *C04B 16/0633* (2024.08); *C04B 18/22* (2024.08); *C04B 20/00* (2024.08); *C04B 24/2652* (2024.08); *C04B 28/02* (2024.08); *E21B 33/138* (2024.08)

(21)(22) Application: **2022101885, 26.06.2020**

(24) Effective date for property rights:
26.06.2020

Registration date:
24.10.2024

Priority:

(30) Convention priority:
28.06.2019 US 62/868,024

(43) Application published: **28.07.2023 Bull. № 22**(45) Date of publication: **24.10.2024 Bull. № 30**(85) Commencement of national phase: **28.01.2022**

(86) PCT application:
US 2020/039811 (26.06.2020)

(87) PCT publication:
WO 2020/264288 (30.12.2020)

Mail address:
**129090, Moskva, ul. B. Spasskaya, 25, str. 3, OOO
"Yuridicheskaya firma Gorodisskij i Partnery"**

(72) Inventor(s):

**GAO, Yan (US),
PERRONI, Dominic Vincent (US),
MEDVEDEV, Anatoly Vladimirovich (US),
YAKOVLEV, Andrey Vladimirovich (US)**

(73) Proprietor(s):

SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V. (NL)(54) **CEMENT COMPOSITIONS AND METHODS**

(57) Abstract:

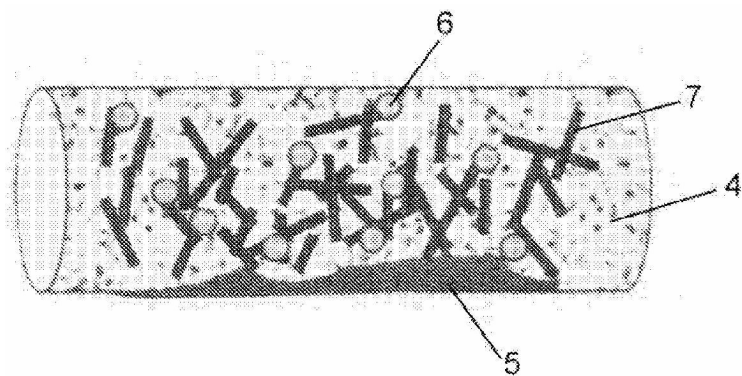
FIELD: chemistry.

SUBSTANCE: group of inventions relates to cement systems, in particular to cement systems which are in contact with drilling fluids in an underground well. Method of cementing an underground well involves placing a cement mortar containing water, hydraulic cement, oil-absorbing particles and non-swelling hydrophobic fibres inside the underground well. Said hydrophobic fibres have length between 500 mcm and

20 mm and diameter between 100 nm and 1 mm. Oil-absorbing particles are elongated and have the aspect ratio between 15 and 1000 before swelling, and between 5 and 350 after swelling, and contact with the non-aqueous component of the drilling mud inside the underground well and reduce the fluidity of the non-aqueous component of the drilling mud.

EFFECT: higher quality of well cementing.

15 cl, 8 dwg, 5 tbl



Фиг. 3

RU 2829122 C2

RU 2829122 C2

Перекрестные ссылки на родственные заявки

[0001] Настоящая заявка испрашивает приоритет и преимущество предварительной заявки на патент США № 62/868024, озаглавленной «Cement Compositions and Methods», поданной 28 июня 2019 г., которая полностью включена в настоящее описание

посредством ссылки для всех целей.

Уровень техники

[0002] Настоящее изобретение в целом относится к цементным системам. В частности, настоящее изобретение относится к цементным системам, которые контактируют с буровыми растворами в подземной скважине.

[0003] При строительстве подземной скважины во время и после бурения в скважину обычно заводят трубу (например, хвостовик или обсадную колонну) и закрепляют ее с помощью цемента, закачиваемого в кольцевое пространство вокруг наружной стороны хвостовика. Цемент поддерживает трубу и обеспечивает гидравлическую изоляцию различных зон добычи флюидов через которые проходит скважина. Эта последняя функция важна, потому что она предотвращает загрязнение друг друга флюидами из разных слоев. Например, цемент предотвращает попадание пластовых флюидов на уровень грунтовых вод и загрязнение питьевой воды или предотвращает добычу воды вместо нефти или газа. Полное описание методов цементирования можно найти в следующей публикации. Nelson EB and Guillot D (eds.): *Well Cementing - 2nd Edition*,

Houston, Schlumberger (2006).

[0004] Удаление бурового раствора было предметом интереса у специалистов по цементированию скважин в течение многих лет из-за его влияния на качество цемента и зональную изоляцию. Основная цель операции первичного цементирования - обеспечить полную и постоянную изоляцию пластов за обсадной колонной. Для достижения этой цели буровой раствор и жидкость для предварительной промывки (если она есть) должны быть полностью удалены из кольцевого пространства, и кольцевое пространство должно быть полностью заполнено цементным раствором. После размещения, цемент должен затвердеть и приобрести необходимые механические свойства для поддержания гидравлического затвора на протяжении всего срока службы скважины. Таким образом, эффективное удаление бурового раствора и правильное размещение раствора способствует изоляции скважины.

[0005] Неполное удаление бурового раствора из ствола скважины может отрицательно повлиять на качество размещения гидравлического цемента в кольцевом пространстве ствола скважины, что приведет к неполной зональной изоляции. Это может происходить, в частности, в горизонтальных стволах скважин, где плохо централизованная обсадная колонна может повысить вероятность образования каналов для огеленного бурового раствора. Нарушенная зональная изоляция может увеличить вероятность потока флюида вдоль обсадной колонны при приложенном градиенте давления. На более позднем этапе эксплуатации скважины такие образовавшиеся каналы для бурового раствора могут служить непродуктивными путями связи между стадиями во время обработки для интенсификации притока.

[0006] В настоящем изобретении предлагаются системы цементирования скважины, которые могут обеспечивать дополнительную зональную изоляцию, облегчая удаление или диспергирование остаточных неводных буровых растворов внутри ствола скважины. Такие остаточные неводные буровые растворы могут образовываться в результате бурения ствола скважины с применением неводного бурового раствора перед цементированием. Кроме того, раскрытые в настоящем документе цементные композиции могут взаимодействовать с остаточными буровыми растворами и изменять

свойства таких буровых растворов. Настоящее изобретение, в частности, относится к буровым растворам, таким как неводные буровые растворы, которые варьируются от растворов на основе дизельного топлива или минерального масла до систем на синтетической основе. Системы на синтетической основе могут содержать синтетические углеводороды, простые эфиры, сложные эфиры или ацетали. Синтетические углеводороды могут включать линейные парафины, линейные- α -олефины, поли- α -олефины и внутренние олефины. Системы на синтетической основе могут быть эмульсиями, в которых углеводород является внешней фазой.

КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ СУЩНОСТИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0007] В одном аспекте варианты осуществления относятся к способам цементирования подземной скважины. Получают цементный раствор, содержащий воду, гидравлический цемент, частицы нефтепоглощающего материала и не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна, причем указанные частицы присутствуют в достаточном количестве для взаимодействия с неводным компонентом бурового раствора и изменения свойства бурового раствора в подземной скважине. Цементный раствор размещают в подземной скважине с обеспечением контакта нефтепоглощающих частиц и гидрофобных волокон с неводным компонентом бурового раствора, тем самым изменяя свойство неводного компонента.

[0008] В дополнительном аспекте варианты осуществления относятся к способам создания зональной изоляции в подземной скважине. Получают цементный раствор, содержащий воду, гидравлический цемент, нефтепоглощающие частицы и не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна, причем указанные частицы присутствуют в достаточном количестве для взаимодействия с неводным компонентом бурового раствора и изменения свойства бурового раствора в подземной скважине. Цементный раствор размещают в подземной скважине, при этом остаточный буровой раствор присутствует вдоль поверхностей обсадной колонны и пласта, с обеспечением контакта нефтепоглощающих частиц и не поддающихся набуханию гидрофобных волокон с остаточным буровым раствором, тем самым изменяя свойство неводного компонента и образуя гидравлический затвор в подземной скважине.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ГРАФИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

[0009] На фиг. 1a представлен вид в поперечном сечении, на котором показано 100% центрирование обсадной колонны в стволе скважины. На фиг. 1b представлен вид в поперечном сечении, на котором показано центрирование эксцентрической обсадной колонны, которое может осуществляться в наклонно-направленных или горизонтальных участках скважины.

[0010] На фиг. 2 представлен вид в поперечном сечении, на котором показан канал для бурового раствора, возникающий в результате неудовлетворительного центрирования обсадной колонны в стволе скважины.

[0011] На фиг. 3 представлена схема, на которой показан канал для бурового раствора, который был размещен в узком участке эксцентрического кольцевого пространства и был подвергнут воздействию цементного раствора согласно настоящему изобретению.

[0012] На фиг. 4 представлено сравнение реологических свойств эмульсионных буровых растворов на основе дизельного топлива после воздействия цементных растворов. Динамическое напряжение сдвига бурового раствора, подвергнутого воздействию цементного раствора, содержащего нефтепоглощающие частицы, было выше динамического напряжения сдвига бурового раствора, подвергнутого воздействию сравнительного раствора, который не содержал поглощающих частиц. Точки пересечения (напряжение), где модуль потерь был равен модулю накопления,

представляли динамические напряжения сдвига буровых растворов.

[0013] На фиг. 5 показаны результаты испытания под давлением обычного цементного раствора и цементного раствора, содержащего нефтепоглощающие частицы.

[0014] На фиг. 6 показаны значения вязкости видов нефти, содержащих различные нефтепоглощающие полимеры.

[0015] На фиг. 7 показано влияние на проницаемость при добавлении поддающихся набуханию частиц и не поддающихся набуханию волокон к цементному раствору.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ СУЩНОСТИ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0016] Вначале следует отметить, что при разработке любого такого фактического варианта осуществления осуществляют многочисленные варианты реализации

осуществления конкретные решения для достижения конкретных целей разработчика, соответствие связанным с системой и деловой активностью ограничениям, которые будут варьироваться от одного варианта реализации к другому. Кроме того, следует понимать, что такие усилия по разработке могут быть сложными и длительными, но, тем не менее, будут обычным делом для специалиста в данной области техники,

пользующегося преимуществом настоящего изобретения. 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. 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 и каждая концентрация в пределах указанного диапазона, включая крайние значения. Например, «диапазон от 1 до 10» следует воспринимать как описывающий все без исключения возможные числа в континууме от около 1 до около 10. Таким образом, даже если определенные значения в пределах диапазона, или ни одно из значений в пределах диапазона, в явном

виде указаны или обозначены лишь несколькими конкретными значениями, следует понимать, что авторы изобретения подразумевают и понимают под этим, что любые и все значения в пределах диапазона следует рассматривать, как указанные, и что авторы настоящего изобретения имеют в виду весь диапазон и значения в пределах этого диапазона.

[0017] Как было описано выше, одним из показателей успешного размещения цемента является полное удаление бурового раствора. Полное удаление неводных буровых растворов может представлять собой серьезную проблему, поскольку после таких буровых растворов может оставаться нефть на поверхностях обсадной колонны и пласта, что может отрицательно сказаться на качестве сцепления цементного кольца.

В данной области техники известно, что такие буровые растворы могут дополнительно содержать глины, утяжелители или и то, и другое.

[0018] Во время большинства операций по цементированию обсадная колонна 1 находится внутри ствола скважины, имеющего стенку 2. Кольцевое пространство 3, таким образом, находится между обсадной колонной и стенкой ствола скважины.

Оптимальное удаление бурового раствора может произойти, когда обсадная колонна полностью центрирована в стволе скважины (фиг. 1а). 100% центрирование обсадной колонны максимально увеличивает эффективность циркуляции, поскольку отсутствуют узкие участки, которые могут оказывать сопротивление потоку бурового раствора.

Однако достижение 100% центрирования обсадной колонны может быть недостижимо в наклонно-направленных или горизонтальных участках скважины (фиг. 1b). Под действием силы тяжести обсадная колонна имеет склонность перемещаться к стенке ствола скважины. В результате во время процесса размещения цемента, когда цементный раствор 4 закачивают для заполнения кольцевого пространства, эксцентрическое положение обсадной колонны может привести к неудовлетворительному вытеснению бурового раствора в узкой части кольцевого пространства между обсадной колонной и стволом скважины, оставляя канал для бурового раствора 5 (фиг. 2).

[0019] В настоящем изобретении предложены способы изменения свойств бурового раствора, а также достижения зональной изоляции. Варианты осуществления могут действовать против каналов для бурового раствора посредством взаимодействия с каналами для бурового раствора и изменения свойств каналов для бурового раствора.

[0020] В одном варианте осуществления нефтепоглощающий материал и гидрофобные частицы могут быть добавлены в цементный раствор. Цементный раствор может иметь плотность от приблизительно 10 фунтов массы/гал. до 24 фунтов массы/гал.

Нефтепоглощающий материал может начать взаимодействовать с буровым раствором сначала на границе раздела между буровым раствором и цементом. Без привязки к какой-либо теории нефтепоглощающий материал может способствовать диффузии нефти в схватившийся цементный материал. После того как нефть из бурового раствора на нефтяной основе поглощается цементом или диффундирует в него, реологические свойства бурового раствора могут изменяться. Вследствие этого, буровой раствор может быть преобразован из текучего материала в пастообразную структуру. Такое преобразование внутри канала для бурового раствора может препятствовать течению бурового раствора внутри канала и служить для обеспечения зональной изоляции.

Кроме того, нефтепоглощающие частицы в цементном кольце могут увеличиваться в размере, физически блокируя небольшие каналы или сжимая пастообразную структуру бурового раствора. Не поддающиеся набуханию волокна могут дополнительно укрепить пастообразную структуру.

[0021] Нефтепоглощающие частицы могут содержать каучук, измельченный каучук, полипропилен, полиэтилен, акрилонитрилбутадиен, стирол-бутадиен, сополимер стирола и изопрена, 2,1-бициклопентен, алкилстирол или сшитый замещенный винилацетатный сополимер или их комбинации. Нефтепоглощающие частицы могут присутствовать в цементном растворе в концентрации от 1 до 40 мас. % цемента.

[0022] В одном варианте осуществления процесс, способствующий достижению зональной изоляции, может включать в себя динамическое удаление канала для бурового раствора во время вытеснения цементного раствора. Нефтепоглощающие частицы 6 и волокна 7, протекающие возле канала для бурового раствора, могут физически удалять часть бурового раствора 5 и перемещать эту часть в сторону от канала для бурового раствора. Таким образом, частицы могут значительно уменьшать размер канала для бурового раствора или даже устранять его (фиг. 3).

[0023] В одном варианте осуществления материал, который повышает вязкость нефти, может быть добавлен в цементный раствор. Частицы, повышающие вязкость нефти, могут взаимодействовать с буровым раствором на нефтяной основе и диффундировать в него во время помещения или после процесса схватывания цемента, и повышать вязкость остаточного бурового раствора на нефтяной основе до такой степени, чтобы была достигнута зональная изоляция. Такие цементные композиции могут иметь достаточную концентрацию частиц, повышающих вязкость нефти, для увеличения динамического напряжения сдвига (τ_u) до уровня, который выше, чем у цементных

композиций, которые не содержат частиц, повышающих вязкость нефти. Повышение динамического напряжения сдвига может происходить в течение трех дней выдержки, и предельное динамическое напряжение сдвига, измеренное при помощи колебательной реометрии, может составлять по меньшей мере 100 Па. В некоторых случаях

5 динамическое напряжение сдвига может повыситься до 4600 Па (см. Пример 3). Альтернативно, динамическое напряжение сдвига может составлять от 500 Па до 3000 Па. Альтернативно, динамическое напряжение сдвига может составлять от 1000 Па до 2000 Па. Чем выше динамическое напряжение сдвига, тем может быть лучше зональная изоляция.

10 [0024] Для всех вариантов осуществления цементный раствор может содержать портландцемент, высокоглиноземистый цемент, летучую золу, доменный шлак, микроцемент, геополимеры, химически связанные фосфатные керамические материалы, гипс, каучук или их комбинации. Цементный раствор дополнительно содержит полимеры, статистические сополимеры и блок-полимеры, содержащие чередующиеся

15 секции одного химического соединения, разделенные секциями другого химического соединения, или соединительную группу с низкой молекулярной массой. Например, блок-полимеры могут иметь структуру (A-b-B-b-A), где A представляет блок, который является стеклообразным или полукристаллическим, а B представляет собой блок, который является эластомерным. В принципе, A может представлять собой любой

20 полимер, который обычно считается термопластичным (например, полистирол, полиметилметакрилат, изотактический полипропилен, полиуретан и т. д.), а B может представлять собой любой полимер, который обычно считается эластомерным (например, полиизопрен, полибутадиен, простые полиэфиры, сложные полиэфиры и т. д.). Примеры термопластичных блок-полимеров включают стирол-изопрен-стирол

25 (SIS), стирол-бутадиен-стирол (SBS) и их смеси. Блок-полимерная добавка может иметь одну или более форм, включая (но без ограничения) сферическую, яйцевидную, волокнистую, ленточную и сетчатую. Прочность на разрыв блок-полимера может варьироваться, помимо прочего, от приблизительно 1,5 МПа до 40 МПа, или от 3,4 до 34 МПа, или от 2 МПа до 3,45 МПа, или от 28 МПа до 34 МПа. Термопластичные

30 блок-полимеры могут присутствовать в цементном растворе в концентрации от приблизительно 1 фунтов массы/барр. до 50 фунтов массы/барр. Или блок-полимер может присутствовать в цементном растворе в концентрации от 5 фунтов массы/барр. до 15 фунтов массы/барр. Размер частиц блок-полимера может составлять от приблизительно 1 мкм до 1000 мкм или от 300 мкм до 800 мкм.

35 [0025] Частицы термопластичного блок-полимера могут быть дополнительно связаны с одним или более соединениями из списка, включающего эмульсию полимера, содержащего бетаиновую группу, поли-2, 2, 1-бициклопентен (полинонборнен), алкилстирол, сшитые замещенные винилакрилатные сополимеры, диатомит, натуральный каучук, вулканизированный каучук, полиизопреновый каучук,

40 винилацетатный каучук, полихлоропреновый каучук, бутадиен-акрилонитрильный каучук, гидрированный бутадиен-акрилонитрильный каучук, этиленпропилен-диеновый мономер, каучук на основе этиленпропиленового мономера, стирол-бутадиеновый каучук, сополимер стирола и изопрена, стирол/пропилен/диеновый мономер, бромированный поли(изобутилен-со-4-метилстирол), бутилкаучук, хлорсульфированные

45 полиэтилены, полиакрилатный каучук, полиуретан, силиконовый каучук, бромированный бутилкаучук, хлорированный бутилкаучук, хлорированный полиэтилен, сополимер эпихлоргидрина и этиленоксида, этиленакрилатный каучук, каучук на основе этиленпропилен-диенового терполимера, сульфированный полиэтилен,

фторсиликоновые каучуки, фторэластомеры, замещенные стиролакрилатные сополимеры и двухвалентные катионные соединения.

[0026] Не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна могут включать в себя полиэтилен, полиолефины, полистирол, поливинилхлорид, политетрафторэтилен, полидиметилсилоксан, эпоксидные смолы, полиакрилы или полиуретаны или их комбинации. Волокна могут взаимодействовать друг с другом с образованием взаимосвязанной сети в подземной скважине, дополнительно усиливая канал для бурового раствора. Не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна могут присутствовать в концентрации от 0,1 мас. % до 30 мас. % или от 5,0 мас. % до 10 мас. %. Не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна могут характеризоваться длиной от 500 мкм до 20 мм или от 1 мкм до 6 мм и диаметром от 100 нм до 1 мм или от 500 нм до 0,5 мм.

[0027] В дополнение к вышеупомянутым частицам и волокнам цементные растворы могут также содержать обычные добавки, такие как замедлители схватывания, ускорители, наполнители, добавки, снижающие водоотдачу, добавки для борьбы с поглощением, добавки для миграции газа, газогенерирующие добавки, добавки для расширения и противопенные добавки. Кроме того, цементные растворы могут содержать добавки, которые повышают гибкость и/или ударную прочность схватившегося цемента. Такие добавки включают, но без ограничения, гибкие частицы, имеющие модуль Юнга ниже чем приблизительно 5000 МПа и коэффициент Пуансона выше чем приблизительно 0,3. Такие частицы могут иметь модуль Юнга ниже чем приблизительно 2000 МПа. Примеры включают в себя, помимо прочего, полипропилен, полиэтилен, акрилонитрилбутадиен, стирол-бутадиен и полиамид. Такие добавки также могут включать в себя волокна, выбранные из списка, содержащего полиамид, полиэтилен и поливиниловый спирт. Также могут быть включены металлические микроленты.

[0028] В одном варианте осуществления нефтепоглощающие частицы могут быть продолговатыми, волокнистыми, цилиндрическими или асимметричными. Такие частицы с соотношением сторон выше приблизительно 1 могут взаимодействовать друг с другом и образовывать взаимосвязанную сеть внутри цементного раствора. Продолговатая форма также может повышать поглощающую способность частиц. Более высокое соотношение сторон увеличивает вероятность того, что частицы будут контактировать друг с другом по всему цементному раствору, что обеспечивает более эффективное поглощение нефти и более низкие концентрации поглощающих частиц для достижения заданного результата.

[0029] Соотношение размеров частиц может составлять от 1,1 до 2000, или от 10 до 1500, или от 15 до 1000 до набухания, или от 2,2 до 3500, или от 4 до 1000, или от 6 до 350 после набухания.

[0030] Кроме того, температура, при которой работают описанные жидкости, может составлять от 80 °F до 400 °F или от 100 °F до 375 °F.

[0031] Для всех вариантов осуществления концентрация нефтепоглощающих частиц может варьировать в цементном кольце. Это может быть достигнуто путем изменения скорости добавления нефтепоглощающих частиц к цементному раствору во время смешивания и закачивания. Некоторые части цементного кольца могут не содержать нефтепоглощающих частиц. При условии наличия участков вдоль цементного кольца, обеспечивающих зональную изоляцию, скважина в целом может иметь гидравлический затвор. Например, секции, содержащие нефтепоглощающие частицы, могут быть расположены выше и ниже зон добычи. В этих условиях концентрация

нефтепоглощающих частиц может варьировать от 0% до 40 мас.% цемента. Этот подход может быть более экономичным, чем в случаях, в которых нефтепоглощающие частицы присутствуют по всему цементному кольцу.

Примеры

Пример 1 - реологические свойства бурового раствора

[0032] Два цементных раствора объемом 600 мл получали в гомогенизаторе Уоринга согласно процедуре смешивания, опубликованной Американским институтом нефти (RP-10B). Плотность обоих растворов составляла 15 фунтов массы/гал. (1800 кг/м³). Оба раствора получали с использованием цемента класса Н Texas Lehigh.

[0033] Сравнительная композиция раствора приведена в таблице 1.

Добавка	Концентрация
АМPS/акриламидный сополимер	0,3% BWOC
Полинафталинсульфонат натрия	0,1% BWOC
Полисахаридный биополимер	0,3% BWOC
Полипропиленгликоль	0,050 гал./мешок
Вода	6,02 гал./мешок

Таблица 1. Сравнительная композиция цементного раствора. BWOC=по массе цемента; мешок=94-фунтовый мешок портландцемента. АМPS=2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота.

[0034] Композиция цементной согласно настоящему изобретению приведена в таблице 2. Цементный раствор содержал поглощающие частицы, состоящие из частиц измельченного каучука. Размер частиц каучука варьировал от 100 мкм до 800 мкм.

Добавка	Концентрация
Измельченный каучук	31,0% VVOB
Сульфат бария	8,4% VVOB
Кристаллический диоксид кремния	15% VVOB
АМPS/акриламидный сополимер	0,3% BWOC
Полинафталинсульфонат натрия	0,4% BWOC
Полисахаридный биополимер	0,8% BWOC
Глюкогептонат натрия/кристаллический диоксид кремния/гематит	0,5% BWOC
Полипропиленгликоль	0,1 гал./мешок
Сополимер SIS	1% VVOB
Вода	4,27 гал./мешок

Таблица 2. Композиция цементного раствора согласно настоящему изобретению. VVOB=по массе смеси; BWOC=по объему смеси; SIS=стирол-изопрен-стирол

[0035] Оба раствора выдерживали в течение 35 минут при температуре 168 °F в атмосферном консистометре. Выбрали репрезентативный инвертно-эмульсионного буровой раствор с плотностью 13 фунтов массы/гал. (1620 кг/м³), который содержал дизельное топливо в качестве непрерывной фазы (MegaDril™ от компании Schlumberger). 15 мл выдержанного цементного раствора поместили на дно стеклянной пробирки. 5 мл бурового раствора осторожно добавляли сверху выдержанного цементного раствора. Стеклянные флаконы помещали в прибор Turbiscan AGS (доступный от Formulation Inc., Уоррингтон, Огайо), который предварительно нагревали до 140 °F (60 °C) и оставляли для отверждения на 8 дней. За это время цементный раствор приобрел прочность на сжатие, а буровой раствор в контакте с цементным раствором, содержащим поглощающие частицы, увеличил свой предел текучести по сравнению с пределом текучести при контакте со сравнительной цементной системой. Для количественной оценки этого реологического изменения буровые растворы извлекали

из флаконов. Предел текучести анализировали на реометре TA-DHR3 (предлагаемом компанией TA Instruments, Нью-Касл, Делавэр) в конфигурации параллельных пластин. Качание амплитуды колебаний проводили при 68 °F (20 °C) с угловой частотой 10 рад/с и качанием логарифмической деформации в процентах от 0,01% до 100%. Буровой раствор, который подвергался воздействию поглощающего раствора, в некоторых случаях показал предел текучести приблизительно в 65 раз выше, чем у бурового раствора, подвергнутого воздействию сравнительного раствора суспензии в тех же условиях (фиг. 4).

Пример 2 - уменьшение канала для потока

[0036] Заявитель разработал лабораторный метод исследования способности цементного раствора, содержащего поглощающее вещество, уменьшать поток бурового раствора в канале, заполненном буровым раствором. Два цементных раствора объемом 600 мл получали в гомогенизаторе Уоринга. Цемент представлял собой портландцемент класса Н. Плотность обоих растворов составляла 14,5 фунтов массы/гал. (1740 кг/м³). В обоих растворах применялись наполнители в виде летучей золы.

[0037] Сравнительная композиция раствора приведена в таблице 3.

Добавка	Концентрация
Летучая зола	40 фунтов/мешок
AMPS/акриламидный сополимер	0,3% BWOC
Полинафталинсульфонат натрия	0,3% BWOC
Полисахаридный биополимер	0,3% BWOC
Кварцевая пыль	8,0% BWOB
Лигносulfонат натрия	0,3% BWOB
Полипропиленгликоль	0,050 гал./мешок
Вода	5,91 гал./мешок

Таблица 3. Сравнительная композиция цементного раствора.

Композиция раствора согласно настоящему изобретению приведена в таблице 4.

Добавка	Концентрация
Летучая зола	40 фунтов/мешок
AMPS/акриламидный сополимер	0,3% BWOC
Полинафталинсульфонат натрия	0,1% BWOC
Полисахаридный биополимер	0,3% BWOC
Полипропиленгликоль	0,050 гал./мешок
Лигносulfонат натрия	0,3% BWOB
Кварцевая пыль	8,0% BWOB
Измельченный каучук	5,0% BWOC
Сополимер SIS	1% BWOB
Вода	5,87 гал./мешок

Таблица 4. Композиция цементного раствора согласно настоящему изобретению.

[0038] Стальную трубу длиной 3 дюйма и шириной 1 дюйм закрывали крышкой с одного конца и заполняли цементным раствором, а затем закрывали крышкой с другого конца. В крышках выполняли небольшие вентиляционные отверстия для выравнивания давления во время отверждения под высоким давлением. Трубы, содержащие цементный раствор, загружали в камеру отверждения и выдерживали при температуре 170 °F (77 °F) и давлении 3000 фунтов/кв. дюйм (21 МПа). После схватывания цементного раствора в цементе просверливали отверстие, оставляя канал размером примерно 1/8 дюйма (0,3 см) в диаметре. Дно отверстия закрывали пробкой, канал заполняли буровым раствором MegaDril™ с плотностью 13 фунтов массы/гал. (1620 кг/м³) и оставляли для схватывания

на 6 дней при атмосферных условиях. Проницаемость образовавшегося канала для бурового раствора измеряли по потоку воды через канал. Расход установился на уровне 1 мл/мин, и результирующее давление измеряли с помощью шприцевого насоса Teledyne ISCO серии D.

[0039] Результаты, представленные на фиг. 5, показывают, что цемент, полученный в соответствии с настоящим изобретением, был в 5 раз более устойчивым к давлению по сравнению со сравнительным цементом. Концентрация поглощающей добавки может быть отрегулирована для повышения давления еще выше, 14 фунтов/кв. дюйм, при необходимости. Чтобы масштабировать лабораторные результаты для реального применения, можно рассчитать, что 5 фунтов/кв. дюйм в 3-дюймовой трубке соответствует 3000 фунтов/кв. дюйм на расстоянии 50 футов.

Пример 3 - повышение вязкости нефти

[0040] Исследовали способность поглощающей частицы повышать вязкость нефти. Поглощающие частицы были изготовлены из полимеров полистирол-блок-поли(этилен-ран-бутилен) блок-полистирола и полистирол-блок-полибутадиен-блок-полистирола (производства компании Sigma-Aldrich Chemie GmbH, Штайнхайм, Германия). Нефть представляла собой нефть LVT200, гидрообработанный легкий дистиллят, производимый компанией Deep South Chemical, Inc., Бруссард, Лос-Анджелес.

[0041] Исследовали следующие образцы: 0,8 и 5,8 мас.% растворы полимера полистирол-блок-полибутадиен-блок-полистирол (PS-PB) в нефти LVT200 и 1 мас.%, 2,8 мас.%, 5,9 мас.% растворы полимера полистирол-блок-поли(этилен-ран-бутилен)-блок-полистирола (PS-PEPB-PS) в LVT200. Значения вязкости образцов измеряли с помощью реометра MCR300 от компании Anton Paar с геометрией параллельных пластин CC17 (фиг. 6). Результаты показывают, что вязкость нефти увеличивается с увеличением концентрации полимера.

Пример 4 - продолговатые нефтепоглощающие частицы с гидрофобными волокнами

[0042] Трубы длиной 5 дюймов и диаметром 1 дюйм закрывали крышкой с одного конца. Две трубы заполняли базовым раствором из таблицы 5 с добавлением 5,0% измельченного каучука. Две другие трубы содержали базовый раствор с добавлением 4,0% BWOC измельченного каучука и 1,0% BWOC не поддающегося набуханию волокна (предлагаемого компанией MI Swaco, Хьюстон, штат Техас) (таблица 5). Диаметр волокна составлял от 30 до 50 мкм.

Добавка	Концентрация
Легучая зола	40 фунтов/мешок
АМPS/акриламидный сополимер	0,3% BWOC
Полинафталинсульфонат натрия	0,1% BWOC
Полисахаридный биополимер	0,3% BWOC
Полипропиленгликоль	0,050 гал./мешок
Лигноссульфонат натрия	0,3% BWOB
Кварцевая пыль	8,0% BWOB
Вода	5,87 гал./мешок

Таблица 5. Композиция базового раствора.

[0043] Каналы диаметром 3 мм и длиной 7,5 дюймов создали путем вставки деревянных дюбелей в цементные растворы и удаления дюбелей спустя 24 часа, когда цементные растворы приобрели достаточную прочность геля для поддержания структуры каналов. Затем каналы заполняли буровым раствором MegaDril (предлагаемым компанией MI-Swaco) с плотностью 13,0 фунтов массы/гал. (1560 кг/м³).

[0044] Спустя 72 часа взаимодействия схватившегося цемента и канала для бурового

раствора значения проницаемости каналов измеряли с помощью такого же устройства, как описано в Примере 2. Давление, необходимо для инициации потока через тестовый канал, составляло приблизительно 32 фунта/кв. дюйм, что приблизительно на 50% выше среднего значения, наблюдаемого в случае сравнительных буровых растворов без волокон (фиг. 7).

[0045] Предыдущее описание было выполнено со ссылкой на представленные варианты осуществления. Специалистам в области техники и технологии, к которым относится настоящее изобретение, должно быть понятно, что альтернативы и изменения в описанных структурах и способах эксплуатации могут быть осуществлены на практике без значительного отступления от принципа и объема настоящего изобретения. Соответственно, вышеприведенное описание не следует рассматривать как относящееся только к точным структурам, описанным и показанным на сопроводительных графических материалах, а, скорее, следует рассматривать как совместимое и поддерживающее нижеследующую формулу изобретения, которая должна иметь самый полный и справедливый объем.

(57) Формула изобретения

1. Способ цементирования подземной скважины, включающий:

размещение цементного раствора, содержащего воду, гидравлический цемент, нефтепоглощающие частицы и не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна, имеющие длину между 500 мкм и 20 мм и диаметр между 100 нм и 1 мм, внутри подземной скважины, причем нефтепоглощающие частицы являются продолговатыми и имеют соотношение сторон между 15 и 1000 до набухания, и между 5 и 350 после набухания, и контактируют с неводным компонентом бурового раствора внутри подземной скважины и уменьшают текучесть неводного компонента бурового раствора.

2. Способ по п. 1, в котором нефтепоглощающие частицы содержат каучук, измельченный каучук, акрилонитрилбутадиен, стирол-бутадиен, сополимер стирола и изопрена, 2,1-бициклопентен, алкилстирол или сшитый замещенный винилацетатный сополимер или их комбинации.

3. Способ по п. 1, в котором нефтепоглощающие частицы имеют размер частиц между 1 мкм и 1000 мкм.

4. Способ по п. 1, в котором продолговатые частицы взаимодействуют друг с другом в подземной скважине с образованием взаимосвязанной сети.

5. Способ по п. 1, в котором нефтепоглощающие частицы присутствуют в концентрации между 1% по массе цемента (BWOC) и 40% BWOC.

6. Способ по п. 1, в котором цементный раствор имеет плотность между 1,2 г/см³ (10 фунтов массы/гал.) и 2,9 г/см³ (24 фунтов массы/гал.).

7. Способ по п. 1, в котором неводный компонент содержит дизельное топливо, минеральное масло, олефины, сложные эфиры, синтетические парафины или очищенные парафины, или их комбинации.

8. Способ по п. 1, в котором концентрация нефтепоглощающих частиц варьирует в цементном растворе между 1% BWOC и 40% BWOC, тем самым создавая цементное кольцо в подземной скважине с переменной концентрацией нефтепоглощающих частиц.

9. Способ по п. 1, в котором не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна содержат полиэтилен, полиолефины, полистирол, поливинилхлорид, политетрафторэтилен, полидиметилсилоксан, эпоксидные смолы, полиакрилы или полиуретаны, или их комбинации.

10. Способ по п. 9, в котором не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна

взаимодействуют друг с другом в подземной скважине с образованием взаимосвязанной сети.

11. Способ по п. 1, в котором не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна присутствуют в концентрации между 0,1 мас. % и 30 мас. %.

5 12. Способ цементирования подземной скважины, включающий:

размещение обсадной колонны внутри подземной скважины;

предоставление цементного раствора, содержащего воду, гидравлический цемент, нефтепоглощающие частицы и не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна, имеющие длину между 500 мкм и 20 мм и диаметр между 100 нм и 1 мм, внутри

10 подземной скважины,

причем нефтепоглощающие частицы являются продолговатыми и имеют соотношение сторон между 15 и 1000 до набухания, и между 5 и 350 после набухания, и

указанные нефтепоглощающие частицы контактируют с неводным компонентом остаточного бурового раствора на поверхностях обсадной колонны и пласта в

15 подземной скважине для уменьшения текучести неводного компонента остаточного бурового раствора.

13. Способ по п. 12, в котором нефтепоглощающие частицы содержат каучук, измельченный каучук, акрилонитрилбутадиен, стирол-бутадиен, сополимер стирола и изопрена, 2,1-бициклопентен, алкилстирол или сшитый замещенный винилацетатный

20 сополимер, или их комбинации.

14. Способ по п. 12, в котором не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна содержат полиэтилен, полиолефины, полистирол, поливинилхлорид, политетрафторэтилен, полидиметилсилоксан, эпоксидные смолы, полиакрилы или полиуретаны, или их комбинации.

25 15. Способ по п. 12, в котором не поддающиеся набуханию гидрофобные волокна присутствуют в концентрации между 0,1 мас. % и 30 мас. %.

30

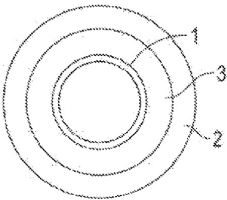
35

40

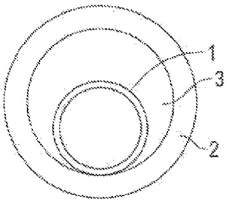
45

1

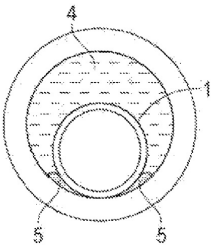
1/6



Фиг. 1А



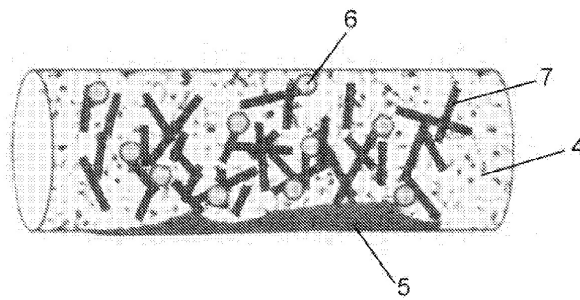
Фиг. 1В



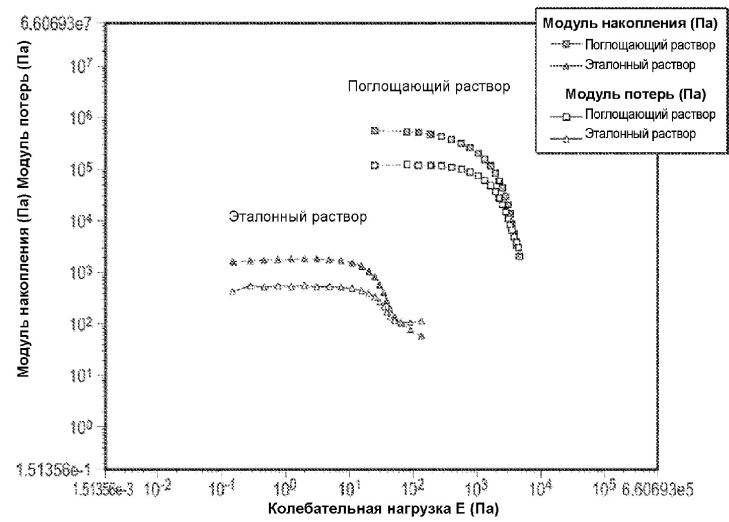
Фиг. 2

2

2/6

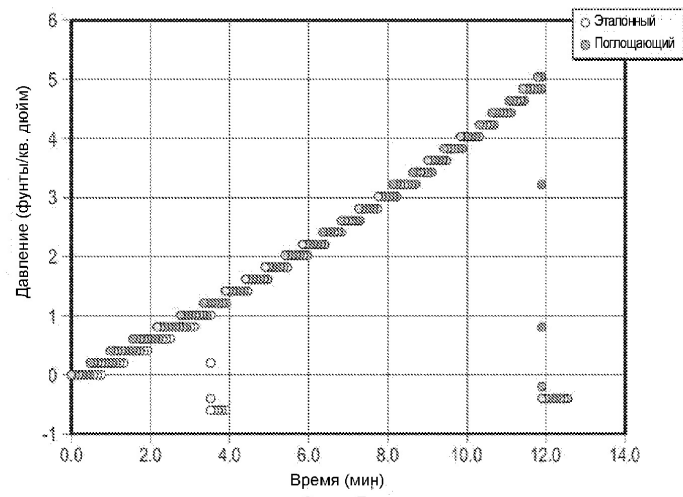


Фиг. 3



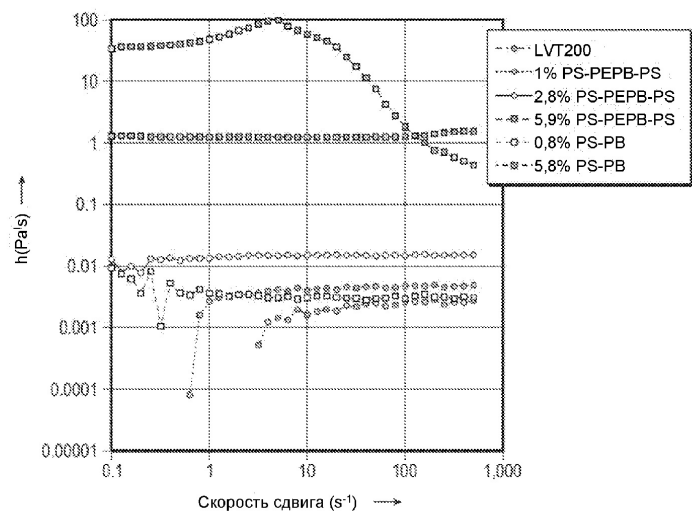
Фиг. 4

4/6

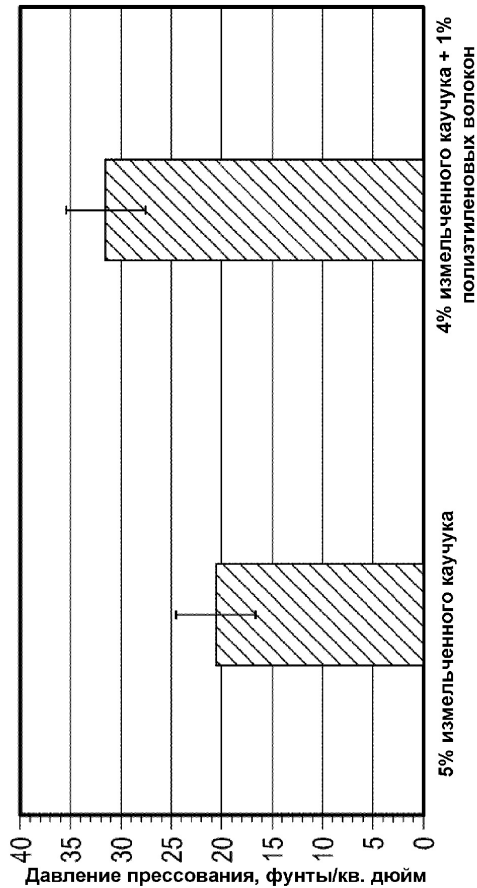


Фиг. 5

5/6



Фиг. 6



Фиг. 7