

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **018274**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2013.06.28**

(51) Int. Cl. *C02F 1/28* (2006.01)  
*C02F 1/40* (2006.01)

(21) Номер заявки  
**200970677**

(22) Дата подачи заявки  
**2008.01.09**

---

(54) **СПОСОБ УМЕНЬШЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ЖИДКОСТЯХ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ**

---

(31) **11/621,558**

(56) US-A1-20060186056  
US-A1-20060157245  
US-A1-20050016773  
US-A1-20040144542

(32) **2007.01.09**

(33) **US**

(43) **2010.02.26**

(86) **PCT/US2008/050564**

(87) **WO 2008/086385 2008.07.17**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**Эм-Ай Эл.Эл.Си. (US)**

(72) Изобретатель:  
**Техрани Ахмади (GB)**

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

---

(57) Изобретение относится к способу уменьшения водного содержимого буровой жидкости на нефтяной основе, включающему в себя контактирование обратно-эмульсионной скважинной жидкости с водопоглощающим полимером; взаимодействие водопоглощающего полимера с буровой жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил по меньшей мере часть водосодержащей жидкости из скважинной жидкости; и извлечение водопоглощающего полимера, содержащего абсорбированную воду, из скважинной жидкости.

**018274**

**B1**

**018274**  
**B1**

### Область техники, к которой относится изобретение

В общем случае изобретение относится к скважинным жидкостям и, более конкретно, к удалению из скважинных жидкостей на нефтяной основе водного содержимого.

#### Уровень техники

Обычно при бурении или заканчивании скважин в толще пород в скважине по ряду причин применяют различные жидкости. Обычные применения скважинных жидкостей включают в себя смазку и охлаждение калибрующих поверхностей бурового долота во время обычного бурения или добуривания (т.е. вскрытия намеченного нефтеносного пласта), перемещение "бурового шлама" (кусков породы, отбитых под режущим действием зубьев бурового долота) на поверхность, регулирование давления жидкости в породе для предотвращения фонтанов, поддержание стабильности скважины, суспендирование твердых веществ в скважине, минимизацию водоотдачи бурового раствора в пласте и упрочнение пласта, через который бурится скважина, разрыв пласта поблизости от скважины, вытеснение жидкости в скважине другой жидкостью, очистку скважины, опробывание скважины, применение жидкости для установления пакера, ликвидацию скважины или подготовку скважины к ликвидации и другую обработку скважины или пласта.

Буровые жидкости или буровые растворы обычно включают в себя основную жидкость (воду, дизельное или минеральное масло или синтетическое соединение), утяжелители бурового раствора (наиболее часто применяется сульфат бария или барит), эмульгаторы и системы эмульгаторов, добавки для снижения водоотдачи бурового раствора, регуляторы вязкости и т.п. для стабилизации системы в целом и для создания требуемых эксплуатационных свойств.

Буровые жидкости на нефтяной основе обычно применяются в форме обратно-эмульсионных буровых растворов. Обратно-эмульсионные жидкости используются в процессах бурения для разработки источников нефти или газа, а также при геотермальном бурении, бурении с промывкой водой, бурении в геонаучных целях и при оценочном бурении. В частности, обратно-эмульсионные жидкости традиционно используются для таких целей, как обеспечение стабильности пробуренной скважины, образование тонкой корки, смазка бурильного инструмента, внутрискважинной области и всего сборного узла и вскрытие соляных пластов без обрушения или расширения ствола пробуренной скважины.

Обратно-эмульсионный буровой раствор состоит из трех фаз: масляной фазы, водной фазы и фазы высокодисперсных частиц. Дискретная водная фаза распределяется во внешней или непрерывной масляной фазе с помощью одного или нескольких эмульгаторов. Масляная фаза может представлять собой минеральное или синтетическое масло, дизельное масло или сырую нефть, в то время как водная фаза обычно представляет собой раствор хлорида кальция, хлорида натрия или другой насыщенный солевой раствор.

Дисперсная водная фаза выполняет несколько функций. Водная фаза замещает часть масляной фазы, тем самым увеличивая объем и уменьшая общую стоимость жидкости. Кроме того, благодаря своей более высокой удельной плотности водная фаза вносит вклад в плотность жидкости. Высокодисперсное состояние водной фазы вносит вклад в реологические свойства и способствует регулированию водоотдачи бурового раствора. Дисперсная водная фаза также помогает улучшать ингибирование сланцевых пород, реагирующих с водой, путем создания подходящего баланса минерализации.

Объемное отношение масляной фазы к водной фазе называется отношением масло/вода (OWR). Отношение OWR обычно приводится в виде отношений суммарного содержания компонентов в расчете на сто единиц, например 90/10, 75/25 и т.д. Иногда вследствие поверхностного загрязнения или поступления в скважину пластовых вод обводненность жидкости на нефтяной основе увеличивается, тем самым уменьшая OWR. Такое уменьшение OWR может оказывать неблагоприятное влияние на реологические свойства, плотность и эмульсионную стабильность жидкости. Также рассматриваются случаи, когда изначально предполагается, что имеющаяся в наличии жидкость с более высоким содержанием воды может применяться в процессе бурения, который требует более низкого содержания воды. В обоих описанных случаях следует уменьшать обводненность жидкости для того, чтобы вернуться к свойствам жидкости, предусмотренным в техническом регламенте. Другими словами, следует увеличивать OWR.

Более ранние попытки, предпринятые в данной области для увеличения OWR, включали в себя разбавление масляной фазой, т.е. добавление к буровой жидкости на нефтяной основе дополнительного масла (нефти). Однако по мере добавления к буровой жидкости дополнительного масла (нефти) с целью сохранения различных требуемых свойств жидкости непременно увеличивается количество жидкостных добавок, таких как реологические добавки, добавки для снижения водоотдачи бурового раствора и утяжелитель. Следовательно, при разбавлении масляной фазой не только увеличивается общий объем буровой жидкости, но также увеличивается ее стоимость, товарные запасы и количество отходов.

При более ранних попытках, предпринятых в данной области для удаления из буровой жидкости небольших порций воды, также применяли осушитель. Это было целесообразно для областей применения, в которых требуется, чтобы буровая жидкость оставалась в обезвоженном состоянии. Несмотря на то что такие попытки были успешны при удалении небольших количеств воды, такие попытки не устраняют необходимость удаления больших количеств воды из буровой жидкости во время бурения или необходимость доведения имеющейся в наличии жидкости до соответствия требованиям конкретной об-

ласти применения. Кроме того, такие попытки не устраняют необходимость удаления водного содержимого из обратно-эмульсионной буровой жидкости на нефтяной основе.

Соответственно, существует необходимость в средстве для экономически выгодного увеличения OWR, в то же время уменьшающем количество загрязняющей воды, присутствующей в жидкости, без изменения требуемых свойств жидкости. Дополнительно существует необходимость удаления больших количеств неэмульгированной воды из буровой жидкости на нефтяной основе. Дополнительно существует необходимость удаления из обратно-эмульсионной буровой жидкости на нефтяной основе эмульгированного водного содержимого.

### **Сущность изобретения**

Один из аспектов настоящего изобретения относится к способу удаления из скважинной жидкости водного содержимого. Способ может включать в себя стадии контактирования скважинной жидкости с водопоглощающим полимером, когда скважинная жидкость включает в себя обратную эмульсию; обеспечения взаимодействия водопоглощающего полимера со скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглощал по меньшей мере часть водного содержимого; и стадию выделения водопоглощающего полимера, содержащего абсорбированную воду, из скважинной жидкости.

Еще один аспект настоящего изобретения относится к способу удаления неэмульгированного водного содержимого из обратно-эмульсионной скважинной жидкости *in situ*. Способ может включать в себя стадии определения расчетного предела отношение нефть/вода для скважинной жидкости; подачи скважинной жидкости в ствол скважины; стадию мониторинга отношение нефть/вода в скважинной жидкости; стадию добавления водопоглощающего полимера, когда отношение нефть/вода уменьшается ниже расчетного предела; стадию обеспечения взаимодействия водопоглощающего полимера со скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество водного содержимого для возвращения отношение нефть/вода к вышеупомянутому расчетному пределу; и стадию выделения водопоглощающего полимера, содержащего абсорбированную воду, из скважинной жидкости.

Еще один аспект настоящего изобретения относится к способу удаления из скважинной жидкости эмульгированного водного содержимого. Способ может включать в себя стадию определения требуемого отношения нефть/вода для имеющейся в наличии обратно-эмульсионной скважинной жидкости; стадию добавления к имеющейся в наличии скважинной жидкости достаточного количества водопоглощающего полимера для доведения существующего отношение нефть/вода до требуемого отношение нефть/вода; стадию обеспечения взаимодействия водопоглощающего полимера с имеющейся в наличии скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество водного содержимого для доведения имеющейся в наличии скважинной жидкости до требуемого отношение нефть/вода с получением при этом отрегулированной по составу скважинной жидкости; и стадию выделения водопоглощающего полимера, содержащего абсорбированное водное содержимое, из отрегулированной по составу скважинной жидкости.

Другие аспекты и преимущества заявляемого объекта изобретения будут очевидны из следующего описания и прилагаемой формулы изобретения.

### **Краткое описание чертежей**

На фиг. 1 приведен график поглощения пресной воды в зависимости от времени.

На фиг. 2 приведен график поглощения морской воды в зависимости от времени.

На фиг. 3 приведен график, показывающий влияние температуры на поглощение морской воды в зависимости от времени.

На фиг. 4 приведен график поглощения морской воды в масляной среде в зависимости от времени.

На фиг. 5 приведен график поглощения морской воды в масляной среде, содержащей эмульгатор, для получения обратной эмульсии в зависимости от времени.

На фиг. 6 приведен график поглощения морской воды в масляной среде, содержащей эмульгатор для получения обратной эмульсии и барит, в зависимости от времени.

На фиг. 7 приведен график поглощения эмульгированной пресной воды в зависимости от времени.

На фиг. 8 приведен график поглощения эмульгированного насыщенного солевого раствора в зависимости от времени.

На фиг. 9 приведен график поглощения неэмульгированного насыщенного солевого раствора с заданной процентной концентрацией (мас./мас.) в зависимости от активности воды.

На фиг. 10 приведена схема производственного процесса удаления из обратно-эмульсионной буровой жидкости водного содержимого с применением водопоглощающего полимера.

На фиг. 11 приведена схема производственного процесса удаления из обратно-эмульсионной буровой жидкости неэмульгированного водного содержимого в процессе применения жидкости.

На фиг. 12 приведена схема производственного процесса удаления из обратно-эмульсионной буровой жидкости эмульгированного водного содержимого с применением водопоглощающего полимера.

### Подробное описание изобретения

При одном из аспектов варианты осуществления изобретения в основном относятся к способу удаления из буровой жидкости на нефтяной основе водного содержимого с увеличением при этом отношения OWR. Как описано выше, во время применения скважинной жидкости вода зачастую загрязняет скважинную жидкость настолько, что увеличивается общий объем скважинной жидкости и изменяется OWR, а также концентрация солей или других добавок, применяемых в стволе скважины, по сравнению с их первоначальной требуемой концентрацией. Согласно вариантам осуществления настоящего изобретения излишек водного содержимого можно удалять из скважинной жидкости путем контактирования скважинной жидкости с водопоглощающим полимером. Скважинные жидкости, которые можно применять с водопоглощающим полимером по настоящему изобретению, могут включать в себя любые обратно-эмульсионные жидкости, содержащие излишек воды, который скапливается в стволе скважины, такие как буровые жидкости, жидкости для заканчивания скважин, жидкости для ремонта скважин и жидкости для вскрытия пласта.

На фиг. 10 проиллюстрирован один из вариантов осуществления изобретения, а именно способ 100, предназначенный для удаления из скважинной жидкости по меньшей мере части водного содержимого. Скважинная жидкость содержит обратно-эмульсионную буровую жидкость на нефтяной основе. Как установлено выше, обратная эмульсия состоит из трех фаз: масляной фазы, водной фазы и фазы высокодисперсных частиц. В обратно-эмульсионной буровой жидкости на нефтяной основе дискретная водная фаза распределяется во внешней или непрерывной масляной фазе с помощью одного или нескольких эмульгаторов.

Непрерывная масляная фаза предпочтительно выбрана по меньшей мере из одной из следующих сред: минерального масла, синтетического масла, дизельного масла, сырой нефти и их смесей. Дискретная водная фаза предпочтительно выбрана по меньшей мере из одной из следующих фаз: пресной воды, морской воды, насыщенного солевого раствора, смеси воды и водорастворимых органических соединений и их смесей. Применяемый здесь термин "насыщенный солевой раствор" относится к различным солям и смесям солей, растворенным в водном растворе. Насыщенный солевой раствор по настоящему изобретению может включать в себя одновалентные и/или двухвалентные соли неорганических или органических кислот. Предпочтительно насыщенный солевой раствор по настоящему изобретению включает в себя хлорид кальция, натрия или калия; бромид кальция, натрия или калия; формиат калия или цезия, растворенный в водном растворе.

Способ 100 включает в себя стадию контактирования 110, на которой водопоглощающий полимер взаимодействует со скважинной жидкостью. Водопоглощающий полимер предпочтительно представляет собой водопоглощающий кристаллический полимер, способный поглощать количество пресной воды, по меньшей мере в 10 раз превышающее его собственный вес. В частности, водопоглощающий полимер может включать полимеры и сополимеры на основе акриламида, производные крахмала и их комбинации, а также другие водопоглощающие полимеры, известные в данной области.

Поглощающую способность водопоглощающих полимеров можно объяснить матричной структурой частицы водопоглощающего полимера в сухом состоянии. Сухой полимер в пределах полимерной матрицы может содержать заряженные частицы, так что ионизация полимера будет порождать матричную пространственную структуру с открытием и созданием полостей, в которых под воздействием капиллярных сил абсорбируется вода. Вода, абсорбированная полимером, может удерживаться с помощью водородных связей, которые образуются между заряженными частицами и водой. Фактический механизм поглощения и удержания воды может меняться, исходя из структуры конкретного водопоглощающего полимера. Например, полиакриламид в сухом порошкообразном состоянии содержит спиралевидную основную цепь с присоединенными амидными группами. Когда полимер подвергается воздействию водного раствора, амидные группы диссоциируют на отрицательно заряженные амидные ионы, которые могут отталкивать друг друга вдоль полимерной цепи. Благодаря отталкиванию амидных ионов полимерные спирали расширяются и позволяют воде взаимодействовать с внутренними амидными группами, при этом продолжается дополнительное расширение полимера или проникновение в него воды. Вода удерживается в полимере благодаря образованию водородных связей между водой и амидными ионами полимера. Благодаря поперечной сшивке, которая присутствует в таких водопоглощающих полимерах, водопоглощающие полимеры остаются нерастворимыми в водном растворе.

Способ 100 дополнительно включает в себя стадию взаимодействия 120, на которой водопоглощающий полимер может взаимодействовать со скважинной жидкостью в течение определенного периода времени. Период времени должен быть достаточным для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил по меньшей мере часть водосодержащей жидкости из обратной эмульсии. Продолжительность взаимодействия будет изменяться в зависимости от области применения, и ее можно легко определить с помощью типичного испытания. Однако состояние равновесия достигается в течение периода времени от 1 до 3 ч в зависимости от минерализации, а также от степени эмульгации.

Способ 100 дополнительно включает в себя стадию выделения 130, на которой водопоглощающий полимер, содержащий воду, абсорбированную из скважинной жидкости, выделяют из скважинной жидкости. Такое выделение можно достичь благодаря различным способам фильтрации, включая пропус-

кание обратно-эмульсионной скважинной жидкости, содержащей водопоглощающий полимер, через выбросита соответствующего размера для удаления разбухшего водопоглощающего полимера. Альтернативно для выделения водопоглощающего полимера из скважинной жидкости также можно применять центрифуги или гидроциклоны, которые работают на основе различий в размере и плотности.

При еще одном аспекте варианты осуществления изобретения в основном относятся к способу регулирования OWR обратно-эмульсионной скважинной жидкости. Такое регулирование может стать необходимым при удалении излишка воды внутри скважины или при регулировании OWR имеющейся в наличии скважинной жидкости для того, чтобы она соответствовала техническому регламенту конкретной области применения.

На фиг. 11 проиллюстрирован еще один вариант осуществления изобретения, а именно способ 200, предназначенный для удаления неэмульгированного водного содержимого во время процесса бурения. Удаление излишка водного содержимого во время процесса бурения может стать необходимым, если, например, происходит поступление воды в ствол скважины или при поверхностном загрязнении скважинной жидкости. Если доля воды в обратно-эмульсионной скважинной жидкости увеличивается, для поглощения по меньшей мере части водного содержимого можно добавлять водопоглощающий полимер, тем самым увеличивая OWR.

Водопоглощающий полимер сначала будет поглощать из скважинной жидкости поступающую воду, а затем поглощать дискретную водную фазу.

Способ 200 включает стадию определения 210, на которой для обратно-эмульсионной скважинной жидкости определяют расчетный предел OWR. Расчетный предел представляет собой минимальное значение OWR, которое скважинная жидкость будет выдерживать без нарушения реологических свойств, плотности и эмульсионной стабильности скважинной жидкости. Соответственно расчетный предел будет меняться в зависимости от конкретной области применения.

Способ 200 дополнительно включает в себя стадию подачи 220, на которой обратно-эмульсионную скважинную жидкость подают в ствол скважины. Обычно скважинную жидкость подают в ствол скважины с помощью форсунок в буровом долоте или другими способами, уже известными в данной области.

Способ 200 дополнительно включает в себя стадию мониторинга 230, на которой контролируется OWR скважинной жидкости. Определение OWR можно проводить путем перегонки жидкой части буровой жидкости в устройство, называемое ретортой, или другими способами, известными в данной области. Идеальное OWR будет меняться в зависимости от конкретной области применения, поскольку будет меняться расчетный предел скважинной жидкости. Если определяемое значение OWR ниже расчетного предела OWR, становится необходимым удаление излишка водного содержимого.

Способ 200 дополнительно включает стадию контактирования 240, на которой обратно-эмульсионная буровая жидкость подвергается контакту с водопоглощающим полимером путем введения водопоглощающего полимера в буровую жидкость, циркулирующую в стволе скважины. Водопоглощающий полимер можно добавлять непосредственно в рабочий ствол скважины или водопоглощающий полимер можно добавлять в линию подачи, переносящую обратно-эмульсионную скважинную жидкость.

Способ 200 дополнительно включает стадию взаимодействия 250, на которой водопоглощающий полимер взаимодействует с обратно-эмульсионной буровой жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество воды, чтобы вернуть значение OWR к вышеупомянутому расчетному пределу. В одном из вариантов осуществления изобретения в скважинную жидкость добавляют субмиллиметровые полимерные гранулы и дают им возможность непрерывно циркулировать в стволе скважины. По мере того как полимерные гранулы циркулируют вместе со скважинной жидкостью, по меньшей мере часть водного содержимого скважинной жидкости будет поглощаться полимерными гранулами. Поскольку полимерные гранулы поглощают водное содержимое, полимерные гранулы начнут разбухать.

Размер частиц водопоглощающего полимера важен, поскольку он сказывается на скорости поглощения. Более мелкий размер гранул водопоглощающего полимера и более высокая площадь поверхности частиц приводят к более высокой скорости поглощения. Однако гранулы не должны быть слишком мелкими, чтобы не оказывать отрицательного воздействия на реологические свойства буровой жидкости. Реологические свойства буровой жидкости могут подвергаться отрицательному воздействию, если размер полимерных гранул становится сопоставим с размером частиц твердых компонентов буровой жидкости, т.е. утяжелителя и добавки для уменьшения водоотдачи бурового раствора. Кроме того, гранулы не должны быть слишком мелкими по размеру, чтобы они не могли пройти через выбросита до того, как они разбухнут. Следовательно, размер полимерных гранул составляет по меньшей мере 300 мкм.

Способ 200 дополнительно включает в себя стадию выделения 260, на которой водопоглощающий полимер, содержащий абсорбированное водное содержимое, выделяют из обратно-эмульсионной буровой жидкости. После того как был обеспечен достаточно продолжительный контакт водопоглощающего полимера с обратно-эмульсионной буровой жидкостью и по меньшей мере часть водного содержимого поглотилась водопоглощающим полимером, водопоглощающий полимер можно удалять из обратно-эмульсионной буровой жидкости. Удаление можно осуществлять путем пропускания жидкости через выбросита подходящего размера. Фильтрацию водопоглощающего полимера, несущего водное содержи-

мое, можно обеспечить после того, как водопоглощающий полимер разбухнет достаточно для того, чтобы быть уловленным виброситами. Однако, если водопоглощающий полимер разбухнет недостаточно, водопоглощающий полимер будет проходить через вибросито и продолжит циркулировать в стволе скважины. Это обеспечивает непрерывное удаление водного содержимого до тех пор, пока весь водопоглощающий полимер не разбухнет достаточно, чтобы быть удаленным с помощью вибросит.

На фиг. 12 проиллюстрирован еще один вариант осуществления изобретения, а именно способ 300, предназначенный для удаления части эмульгированного водного содержимого имеющейся в наличии обратно-эмульсионной скважинной жидкости. Существующее OWR имеющейся в наличии обратно-эмульсионной скважинной жидкости можно определять с помощью реторты, как указано выше. В некоторых случаях может существовать необходимость увеличения существующего OWR обратно-эмульсионной скважинной жидкости для того, чтобы обратно-эмульсионная скважинная жидкость соответствовала техническому регламенту конкретной области применения. Следовательно, может быть необходимо удалять из обратно-эмульсионной скважинной жидкости часть дискретной водной фазы.

Способ 300 включает стадию определения 310, на которой определяется требуемое OWR. Требуемое OWR будет меняться в зависимости от заданной области применения. Факторы, учитываемые при определении требуемого OWR, включают в себя плотность жидкости, реологические свойства, свойства водоотдачи бурового раствора и затраты.

Способ 300 дополнительно включает дополнительную стадию 320, на которой к имеющейся в наличии скважинной жидкости добавляют достаточное количество водопоглощающего полимера, чтобы довести существующее OWR до требуемого OWR. В одном из вариантов осуществления изобретения имеющаяся в наличии скважинную жидкость хранят на складе и добавляют к имеющейся в наличии скважинной жидкости полимерные гранулы. Как установлено ранее, размер полимерных гранул сказывается на скорости поглощения. Поскольку имеющаяся в наличии скважинная жидкость хранится на складе, а не активно задействована в стволе скважины при бурении, количество времени, которое требуется для доведения OWR до требуемого OWR, не нормируется. Следовательно, предпочтительными являются более крупные полимерные гранулы. Несмотря на то что можно применять более крупные гранулы, они не должны быть настолько большими, чтобы раньше времени отфильтровываться во время стадии выделения 340. Таким образом, наиболее предпочтительными являются полимерные гранулы размером от 0,3 до 1,0 мм.

Способ 300 дополнительно включает в себя стадию взаимодействия 330, на которой обратно-эмульсионная скважинная жидкость взаимодействует с водопоглощающим полимером в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество водного содержимого, чтобы довести существующее OWR до требуемого OWR. В одном из вариантов осуществления изобретения обратно-эмульсионную скважинную жидкость умеренно взбалтывают на протяжении данного периода времени. Взбалтывание должно находиться на должном уровне, чтобы равномерно распределить полимерные гранулы в буровой жидкости, т.е. предотвратить их выделение из-за различия в плотности.

Способ 300 дополнительно включает стадию выделения 340, на которой водопоглощающий полимер, содержащий абсорбированное водное содержимое, выделяют из обратно-эмульсионной скважинной жидкости. Как только требуемое OWR будет достигнуто, можно осуществлять выделение путем пропускания обратно-эмульсионной скважинной жидкости через вибросито подходящего размера.

### Примеры

Следующие примеры демонстрируют способность разбухающих в воде полимеров удалять воду или солевой раствор из водной и неводной жидкой окружающей среды. Во всех приведенных ниже примерах применялись гранулы акриламидного сополимера (POLYSWELL®), M-I SWACO). Гранулы были приблизительно кубическими по форме, размером около 2-4 мм. Их перемалывали в небольшой лабораторной мельнице до  $d_{90}$  приблизительно 400 мкм. Если не указано иного, все испытания проводили при температуре окружающей среды (20-25°C).

В примерах 1-3 в основном продемонстрирована водопоглощающая способность полимера. В примерах 4-6 в основном показана высокая способность полимера удалять неэмульгированную воду из неводной среды, такой как жидкость на нефтяной основе. Это аналогично поверхностному загрязнению или поступлению воды в забой скважины. В примерах 7-9 в основном проиллюстрирована способность полимера, распределенного в масляной фазе, извлекать воду из эмульгированной водной фазы. Это аналогично обработке имеющейся в наличии жидкости на нефтяной основе с целью увеличения ее OWR.

#### Пример 1.

1 г полимера добавляли в 250 мл химический стакан, содержащий пресную воду, и осторожно перемешивали. Полимерные гранулы удаляли при просеивании через сито и взвешивали через определенные промежутки времени, затем возвращали в химический стакан. На фиг. 1 показано увеличение веса полимера в зависимости от времени взаимодействия полимера с пресной водой. Результаты показывали, что в течение 2 ч полимер поглощал пресную воду в количестве, более чем в 100 раз превышающем его собственный вес.

## Пример 2.

1 г полимера добавляли в 250 мл химический стакан, содержащий морскую воду, и осторожно перемешивали. Полимерные гранулы удаляли при просеивании через сито и взвешивали через определенные промежутки времени, затем возвращали в химический стакан. На фиг. 2 показано увеличение веса полимера в зависимости от времени взаимодействия полимера с морской водой. Результаты показывали, что в течение 2 ч полимер поглощал морскую воду в количестве, более чем в 10 раз превышающем его собственный вес.

## Пример 3.

На фиг. 3 показано влияние повышения температуры до 30° на поглощение морской воды. Более высокая температура не имеет негативного влияния на водопоглощающую способность полимера.

## Пример 4.

В 100 мл химическом стакане с минеральным маслом (EDC 95/11, в целом) готовили дисперсию 1 г полимера в минеральном масле. Смесь осторожно перемешивали в течение 2 ч, давая возможность поверхностям полимера стать полностью смоченными маслом. Затем при постоянном перемешивании к масляной фазе добавляли 50 мл морской воды. Полимерные гранулы взвешивали через определенные промежутки времени. На фиг. 4 приведена диаграмма зависимости веса абсорбированной морской воды от времени. Сравнение с фиг. 2 показывает, что присутствие масла не ингибирует поглощение морской воды полимером.

## Пример 5.

2,5 г эмульгатора для образования обратной эмульсии (VERSACLEAN FL®, M-I SWACO) растворяли в 100 мл минерального масла. К маслу добавляли 1 г полимера. Непрерывно перемешивали в течение 2 ч, давая возможность поверхностям полимера стать полностью смоченными маслом. Затем к масляной фазе добавляли 50 мл морской воды при осторожном перемешивании. Полимерные гранулы взвешивали через определенные промежутки времени. На фиг. 5 показана зависимость веса абсорбированной морской воды от времени. Сравнение с фиг. 2-5 показывает, что присутствие масла и эмульгатора не ингибирует поглощение морской воды полимером. Следует заметить, что в данном испытании не применяли перемешивание с большими сдвиговыми усилиями, которое требуется для образования стабильной эмульсии (т.е. на всех этапах смесь перемешивали осторожно).

## Пример 6.

В 100 мл минерального масла растворяли 2,5 г эмульгатора. К маслу добавляли 118 г барита и смесь перемешивали со сдвиговыми усилиями в течение 30 мин. К суспензии барита в масле добавляли 1 г полимера и продолжали перемешивание в течение 2 ч. Затем к суспензии при осторожном перемешивании добавляли 50 мл морской воды. Через определенные промежутки времени полимерные гранулы удаляли при просеивании через сито и встряхивали для гарантии, что перед взвешиванием большая часть масляной суспензии была удалена с разбухших частиц. На фиг. 6 показана зависимость веса абсорбированной морской воды от времени. Сравнение с фиг. 4 и 5 показывает, что присутствие частиц барита уменьшает поглощение воды полимером. Такое уменьшение может быть обусловлено покрытием полимерных гранул тонкодисперсными частицами барита. Тем не менее, в течение 3 ч полимер способен поглощать количество морской воды, в семь раз превосходящее его собственный вес.

Следующие примеры показывают способность полимера поглощать воду, когда вода присутствует в эмульгированном состоянии, которое наблюдается в случае обратно-эмульсионных жидкостей.

## Пример 7.

В 100 мл минерального масла растворяли 2,5 г эмульгатора. К маслу добавляли 30,7 мл пресной воды и в течение 30 мин подвергали смесь перемешиванию с большими сдвиговыми усилиями, применяя смеситель Hamilton Beach. Затем к эмульсии добавляли 1 г полимера и осторожно перемешивали смесь. Полимерные гранулы удаляли через определенные промежутки времени и взвешивали. На фиг. 7 показана зависимость веса абсорбированной пресной воды от времени. Полимер быстро поглощает пресную воду в количестве, до 14 раз превышающем его собственный вес, даже когда вода находится в эмульгированном состоянии.

## Пример 8.

Готовили 22%-ный (мас./мас.) насыщенный солевой раствор хлорида кальция путем растворения 10,9 г хлорида кальция (нефтепромысловой марки, со степенью чистоты 83,5%) в 30,7 мл пресной воды (эквивалентно минерализации водной фазы 173,887 мг/л хлорид-ионов, обычная единица, принятая в международной практике нефтедобычи). В 100 мл минерального масла растворяли 2,5 г эмульгатора. К маслу добавляли 30,7 мл 22%-ного (мас./мас.) насыщенного солевого раствора хлорида кальция и в течение 30 мин подвергали смесь перемешиванию с большими сдвиговыми усилиями, применяя смеситель Hamilton Beach. Затем к эмульсии добавляли 1 г полимера и смесь осторожно перемешивали. Полимерные гранулы удаляли через определенные промежутки времени и взвешивали. На фиг. 8 показана зависимость веса абсорбированного насыщенного солевого раствора от времени. Это наиболее неблагоприятный сценарий поглощения воды, поскольку как минерализация, так и эмульгация уменьшают поглощение воды полимером. Тем не менее, полимер способен поглощать насыщенный солевой раствор из

концентрированной фазы эмульгированного насыщенного солевого раствора в количестве, более чем в три раза превышающем его собственный вес.

Пример 9.

Испытание проводили для того, чтобы определить, что поглощается полимером, будь то вода или насыщенный солевой раствор. Готовили 300 г 22%-ного (мас./мас.) раствора хлорида кальция, как описано в примере 8. Активность воды в полученном растворе, измеренная с помощью измерителя активности воды Novasina (модель ms1-aw), составляла 0,796 при 22,5°C. К насыщенному солевому раствору добавляли 15 г полимера и смешивали при осторожном перемешивании. Спустя 8 ч полимерные гранулы удаляли при просеивании через сито и затем взвешивали. Регистрировали увеличение веса до 77,9 г. Активность воды, измеренная в оставшемся насыщенном солевом растворе, была более или менее неизменной и составляла 0,790 при 24,0°C.

На фиг. 9 показана процентная концентрация (мас./мас.) в зависимости от активности воды. Если увеличение веса полимера было обусловлено поглощением чистой воды, а не насыщенного солевого раствора, то концентрация соли в оставшемся насыщенном солевом растворе должна была бы увеличиться до 29,9%, что соответствует активности воды приблизительно 0,64, как показано на фиг. 9. Как упомянуто выше, измеренная активность воды в оставшемся насыщенном солевом растворе составляла 0,79. Следовательно, можно сделать вывод, что полимер поглощает раствор соли, а не чистую воду.

Несмотря на то что описанный в документе объект изобретения описан в отношении ограниченного числа вариантов осуществления изобретения, специалистам в данной области, обладающим преимуществом настоящего описания, будет очевидно, что можно разработать другие варианты осуществления изобретения, которые не выходят за пределы объема заявленного объекта, как здесь описано. Соответственно объем заявленного объекта должен ограничиваться только прилагаемой формулой изобретения.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ удаления водосодержащей жидкости из скважинной жидкости, используемой в скважинах в толще пород, в котором

вводят в контакт скважинную жидкость с водопоглощающим полимером, при этом скважинная жидкость содержит обратную эмульсию;

осуществляют взаимодействие водопоглощающего полимера со скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил из скважинной жидкости по меньшей мере часть водосодержащей жидкости; и

извлекают водопоглощающий полимер, содержащий абсорбированную водосодержащую жидкость, из скважинной жидкости.

2. Способ по п.1, в котором используют скважинную жидкость для бурения скважин, заканчивания скважин, разрыва пласта поблизости от скважины, вытеснения жидкости в скважине другой жидкостью, очистки скважины, опробования скважины, для установления пакера, ликвидации скважины, подготовки скважины к ликвидации, регулирования давления жидкости в породе и для другой обработки скважины или пласта.

3. Способ по п.1 или 2, в котором обратная эмульсия состоит из непрерывной масляной фазы и дискретной водной фазы.

4. Способ по п.3, в котором выбирают непрерывную масляную фазу по меньшей мере из одного члена группы, включающей минеральное масло, синтетическое масло, дизельное масло, неочищенную нефть и их смеси.

5. Способ по п.3, в котором выбирают дискретную водную фазу по меньшей мере из одного члена группы, включающей пресную воду, морскую воду, насыщенный солевой раствор, смесь воды и водорастворимых органических соединений и их смеси.

6. Способ по п.1 или 2, в котором водопоглощающий полимер представляет собой водопоглощающий кристаллический полимер, способный поглощать пресную воду в количестве, по меньшей мере десятикратно превышающем его собственный вес.

7. Способ по п.6, в котором выбирают водопоглощающий полимер по меньшей мере из одного члена группы, включающей полимеры и сополимеры на основе акриламида, производные крахмала и их комбинации.

8. Способ по п.1 или 2, в котором достаточный период времени составляет от 1 до 3 ч.

9. Способ по п.1 или 2, в котором скважинную жидкость на стадии извлечения дополнительно пропускают через виброрито.

10. Способ удаления неэмульгированного водного содержимого скважинной жидкости, используемой в скважинах в толще пород, *in situ*, в котором

определяют расчетный предел отношения нефть/вода для скважинной жидкости;

подают скважинную жидкость в ствол скважины, при этом скважинная жидкость содержит обратную эмульсию;

проводят мониторинг отношения нефть/вода в скважинной жидкости;

добавляют водопоглощающий полимер, когда отношение нефть/вода уменьшается ниже расчетного предела;

осуществляют взаимодействие водопоглощающего полимера со скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество водного содержимого для возвращения отношения нефть/вода к вышеупомянутому расчетному пределу; и

извлекают водопоглощающий полимер, содержащий абсорбированную воду, из скважинной жидкости.

11. Способ по п.10, в котором используют скважинную жидкость для бурения скважин, заканчивания скважин, разрыва пласта поблизости от скважины, вытеснения жидкости в скважине другой жидкостью, очистки скважины, опробывания скважины, для установления пакера, ликвидации скважины, подготовки скважины к ликвидации, регулирования давления жидкости в породе и для другой обработки скважины или пласта.

12. Способ по п.10 или 11, где контролируют периодически отношение нефть/вода в скважинной жидкости.

13. Способ по п.10 или 11, где контролируют непрерывно отношение нефть/вода в скважинной жидкости.

14. Способ по п.10 или 11, где добавляют водопоглощающий полимер непосредственно в ствол действующей буровой скважины.

15. Способ по п.10 или 11, где добавляют водопоглощающий полимер через линию подачи, переносящую скважинную жидкость.

16. Способ по п.10 или 11, где выбирают водопоглощающий полимер по меньшей мере из одного члена группы, включающей полимеры и сополимеры на основе акриламида, производные крахмала и их комбинации.

17. Способ по п.16, где водопоглощающий полимер представляет собой субмиллиметровые полимерные гранулы.

18. Способ по п.10 или 11, где скважинную жидкость на стадии извлечения дополнительно пропускают через вибросито.

19. Способ удаления эмульгированного водного содержимого из обратно-эмульсионной скважинной жидкости, используемой в скважинах в толще пород, в котором

определяют требуемое отношение нефть/вода в обратно-эмульсионной скважинной жидкости;

добавляют к скважинной жидкости достаточное количество водопоглощающего полимера для доведения отношения нефть/вода до требуемого отношения нефть/вода;

осуществляют взаимодействие водопоглощающего полимера со скважинной жидкостью в течение периода времени, достаточного для того, чтобы водопоглощающий полимер поглотил достаточное количество водного содержимого, чтобы довести скважинную жидкость до требуемого отношения нефть/вода с получением при этом отрегулированной по составу скважинной жидкости; и

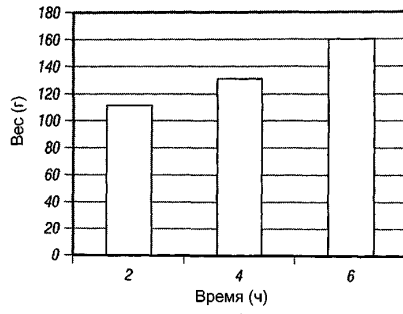
извлекают водопоглощающий полимер, содержащий абсорбированное водное содержимое, из отрегулированной по составу скважинной жидкости.

20. Способ по п.19, в котором используют скважинную жидкость для бурения скважин, заканчивания скважин, разрыва пласта поблизости от скважины, вытеснения жидкости в скважине другой жидкостью, очистки скважины, опробывания скважины, для установления пакера, ликвидации скважины, подготовки скважины к ликвидации, регулирования давления жидкости в породе и для другой обработки скважины или пласта.

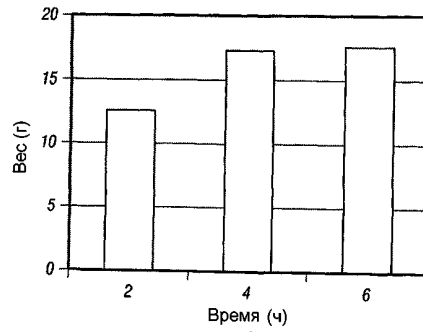
21. Способ по п.19 или 20, где выбирают водопоглощающий полимер по меньшей мере из одного члена группы, включающей полимеры и сополимеры на основе акриламида, производные крахмала и их комбинации.

22. Способ по п.19 или 20, где водопоглощающий полимер представляет собой 0,3-1,0-миллиметровые полимерные гранулы.

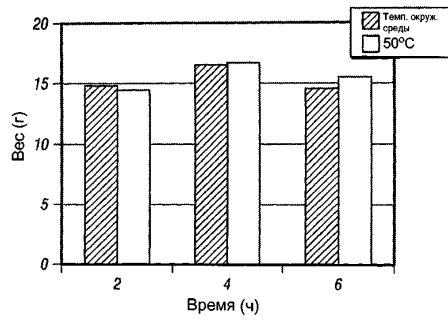
23. Способ по п.19 или 20, где скважинную жидкость на стадии извлечения дополнительно пропускают через вибросито.



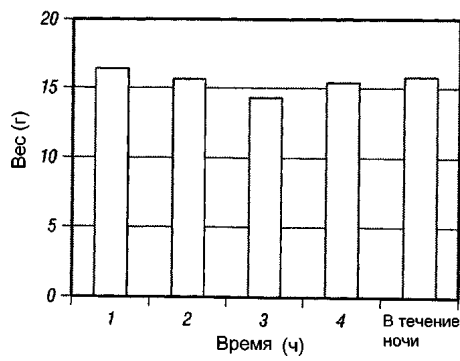
Фиг. 1



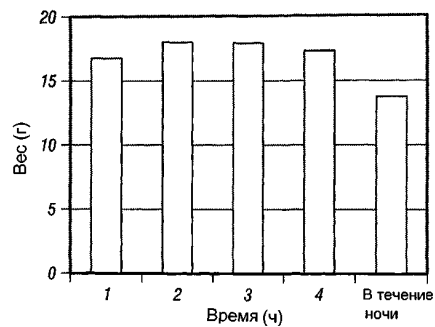
Фиг. 2



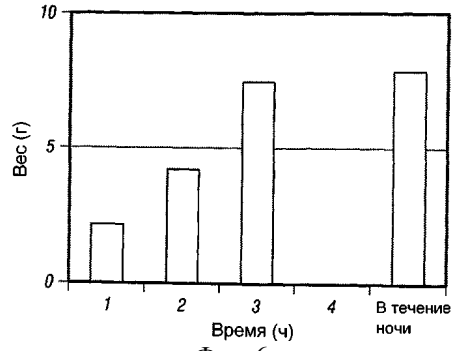
Фиг. 3



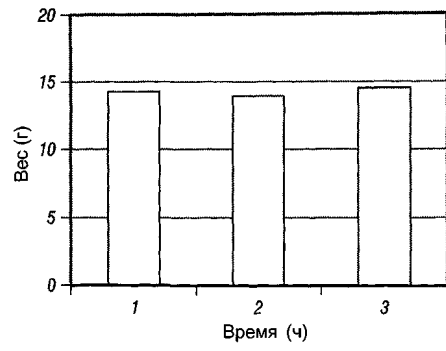
Фиг. 4



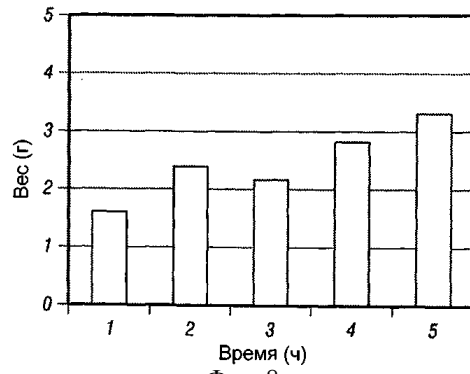
Фиг. 5



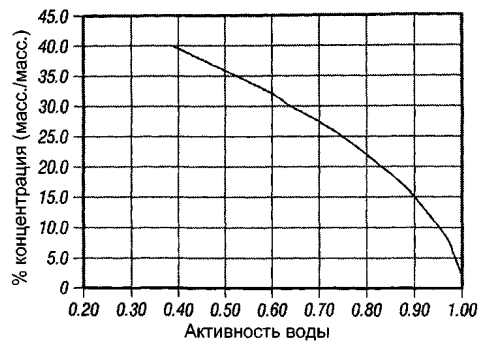
Фиг. 6



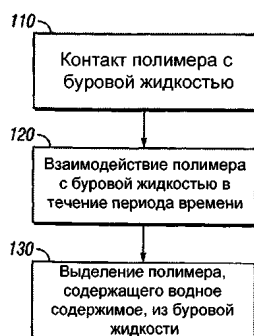
Фиг. 7



Фиг. 8



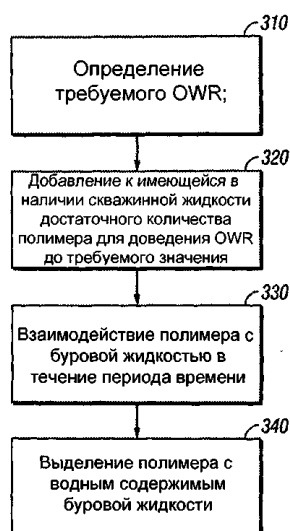
Фиг. 9



Фиг. 10



Фиг. 11



Фиг. 12