



(51) МПК

*C09K 8/12* (2006.01)*C09K 8/42* (2006.01)*C09K 8/68* (2006.01)*E21B 43/22* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2004120281/03, 02.12.2002

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
02.12.2002(30) Конвенционный приоритет:  
03.12.2001 (пп.1-13) US 60/336,455

(43) Дата публикации заявки: 27.03.2005

(45) Опубликовано: 27.09.2007 Бюл. № 27

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: WO 9856497 A, 17.12.1998. RU 2042698  
C, 27.08.1995. RU 2147672 C1, 20.04.2005. SU  
1452938 A1, 23.01.1989. SU 1587173 A1,  
23.08.1990. US 6194356 A, 27.02.2001.(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную фазу:  
05.07.2004(86) Заявка РСТ:  
EP 02/13611 (02.12.2002)(87) Публикация РСТ:  
WO 03/048267 (12.06.2003)

Адрес для переписки:  
129010, Москва, ул. Б.Спасская, 25, стр.3,  
ООО "Юридическая фирма Городисский и  
Партнеры", пат.пов. Г.Б. Егоровой, рег.№ 513

(72) Автор(ы):

СЭМЬЮЭЛ Мэтью (SA),  
МАРСИНЕВ Ричард (CA),  
ДЖУН Ксиао Жи (CN)

(73) Патентообладатель(и):

ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. (NL)

RU 2 307 144 C2

## (54) НЕ НАНОСЯЩАЯ УЩЕРБА ЖИДКОСТЬ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА И СПОСОБ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ

(57) Реферат:

Изобретение относится к эксплуатации углеводородсодержащих пластов или нагнетательных скважин, конкретнее к снижению поглощения жидкостей для обработки скважин. Технический результат - снижение поглощения жидкостей в высокотемпературных условиях. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора, для борьбы с поглощением бурового раствора содержит водный солевой раствор с плотностью, по меньшей мере, 1318 кг/м<sup>3</sup> и

вязкоупругое поверхностно-активное вещество, добавляемое в эффективном количестве для повышения вязкости в близких к статическим условиях нефтеносного или газоносного пласта. Способы борьбы с поглощением бурового раствора в скважине, глушения скважины, предварительной обработки скважины, уплотнения скважины, уплотнения ограничивающих экранов из песка предусматривают использование указанной выше жидкости. Изобретение развито в зависимых пунктах. 7 н. и 12 з.п. ф-лы, 6 табл.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.

*C09K 8/12* (2006.01)*C09K 8/42* (2006.01)*C09K 8/68* (2006.01)*E21B 43/22* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2004120281/03, 02.12.2002**(24) Effective date for property rights: **02.12.2002**(30) Priority:  
**03.12.2001 (cl.1-13) US 60/336,455**(43) Application published: **27.03.2005**(45) Date of publication: **27.09.2007 Bull. 27**(85) Commencement of national phase: **05.07.2004**(86) PCT application:  
**EP 02/13611 (02.12.2002)**(87) PCT publication:  
**WO 03/048267 (12.06.2003)**Mail address:  
**129010, Moskva, ul. B.Spasskaja, 25, str.3,  
OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i  
Partnery", pat.pov. G.B. Egorovoj, reg.№ 513**

(72) Inventor(s):

**SEhM'JuEhL Meht'ju (SA),  
MARSINEV Richard (CA),  
DZhUN Ksiao Zhi (CN)**

(73) Proprietor(s):

**ShLJuMBERGER TEKNOLODZHI B.V. (NL)**(54) **NON-HARMFUL LIQUID FOR REDUCING ABSORPTION OF DRILL MUD AND METHOD FOR APPLICATION THEREOF**

(57) Abstract:

FIELD: operation of hydrocarbon-containing beds or force wells, in particular, reduction of liquid absorption for processing of wells.

SUBSTANCE: liquid for reducing absorption of drill mud, for preventing absorption of drill mud contains: water salt solution with density of at least 1318 kg/m<sup>3</sup>; and viscous-elastic surfactant, added in efficient amount for increased viscosity

under conditions of oil or gas pool close to static conditions. Methods for preventing absorption of drill mud in a well, for stopping a well, for preliminary processing of a well, for packing a well, for packing limiting sand screens all include usage of aforementioned liquid. Invention is developed in dependent articles.

EFFECT: reduction of liquid absorption under high temperature conditions.

7 cl, 6 tbl

## Область изобретения

В общем случае изобретение относится к эксплуатации углеводородсодержащих пластов или нагнетательных скважин. Более конкретно изобретение относится к снижению поглощения жидкостей для обработки скважин.

## 5 Предшествующий уровень техники

Обычно при бурении или завершении проходки скважин в земных пластах по ряду причин в скважине применяются различные жидкости. Часто жидкость представляет собой водный раствор. В настоящем описании такая жидкость будет упоминаться как «скважинная жидкость». Обычно скважинные жидкости применяются в общем случае для смазывания и охлаждения поверхности бурового долота при бурении или при вскрытии пласта (например, при вскрытии пласта целевой нефтеносной породы), для транспортировки «обломков выбуренной породы» (кусков породы, оторванных от своего места под срезающим действием зубьев буровой коронки) на поверхность, для регулирования пластового давления, чтобы предотвратить выбросы из скважины, для обеспечения стабильности скважины, образования суспензии твердых частиц в скважине, минимизации поглощения бурового раствора и стабилизации пласта, через который пробурена скважина, для гидравлического разрыва пласта в районе скважины, вытеснения бурового раствора в скважине другой жидкостью, для очистки скважины, проверки скважины, замещения пакерной жидкости, ликвидации скважины или подготовки скважины к ликвидации и для иной обработки скважины или пласта.

Во время бурения углеводородных или нагнетательных скважин скважинная жидкость нагнетается в скважину через бурильную трубу и рециркулирует на поверхность по кольцевому пространству между стенкой буровой скважины и бурильной колонной. Во время операций бурения свойства скважинной жидкости постоянно контролируются и варьируются в зависимости от характера пласта породы, с которым сталкиваются в данное время. Специфические проблемы появляются, когда при бурении достигают нефтеносного пласта. Предпочтительно применяют жидкости с низким содержанием твердой фазы для минимизации возможного снижения производительности скважины вследствие закупорки пор в пласте твердыми веществами. Оптимальную плотность жидкости для превышения пластового давления можно получить, применяя насыщенные водные солевые растворы с высокой концентрацией соли, в то время как регулировать вязкость и поглощение бурового раствора в общем случае пытаются путем добавления полимерных и/или растворимых в кислотах частиц, таких как карбонат кальция, или путем доведения до требуемой концентрации соли в насыщенном солевом растворе.

Обычно также как буровые жидкости применяют насыщенные солевые растворы (такие как растворы бромиды кальция, хлорида кальция, хлорида цинка и бромиды цинка или их смеси) благодаря широкому диапазону их плотности и тому факту, что насыщенные солевые растворы обычно в основном не содержат взвешенных веществ. Кроме того, насыщенные солевые растворы обычно не нарушают эксплуатационных характеристик известных типов забойных пластов. Например, насыщенные солевые растворы высокой плотности (например, с плотностью выше, чем 11 или даже выше, чем 12,5 фунтов на галлон) ( $1318-1498 \text{ кг/м}^3$ ) обычно применяются, когда при бурении проходят сверхплотные пласты, и/или пласты с высокой проницаемостью, и/или недостаточно уплотненные. Высокая проницаемость многих углеводородсодержащих зон позволяет большим количествам жидкости поглощаться в пластах. Часто вязкость насыщенных солевых растворов с высокой плотностью повышают с помощью сшитого полимера, однако сшивка не является простой и предсказуемой. Когда такие жидкости со сшитым полимером при утечке поглощаются пластом, часто очень трудно откачать их из пластов. Насыщенные солевые растворы с высокой плотностью, например растворы солей кальция и цинка, при взаимодействии с некоторыми солевыми растворами пластов могут образовывать очень устойчивые, нерастворимые в кислой среде соединения. Из-за высокой плотности таких насыщенных солевых растворов дальнейшему их удалению препятствует слоистость (стратификация). Поглощенную однажды пластом буровую жидкость становится трудно

удалить. Поэтому самое эффективное средство для предотвращения такого типа нарушения эксплуатационных характеристик пласта состоит в том, чтобы ограничить поглощение насыщенных солевых растворов в пласте. Аналогично, поглощение скважинных жидкостей происходит, когда тяжелые насыщенные солевые растворы  
5 применяются при других операциях, таких как интенсификация скважины, перфорация и при операциях после гидроразрыва пласта.

Для предотвращения нарушения эксплуатационных характеристик пласта требуется обеспечить эффективное снижение поглощения жидкости, например, при завершении проходки скважин, бурении, вскрытии пластов, замене жидкости, перфорациях,  
10 гидравлическом разрыве пласта, ремонтных работах, размещении пакерной жидкости или техническом обслуживании, обработке скважин или проверочных операциях. Методики, которые разработаны для снижения потерь бурового раствора, включают применение «жидкостей для снижения поглощения бурового раствора» или «жидкостей для борьбы с поглощением бурового раствора». Для определения подходящих материалов для  
15 жидкостей для снижения поглощения бурового раствора, а также для регулирования и улучшения свойств жидкостей для снижения поглощения бурового раствора было предпринято масштабное исследование. Чрезмерное поглощение насыщенных солевых растворов высокой плотности в пласте всегда представляет собой большую проблему во время проведения операций по завершению проходки скважин, что приводит к проблемам  
20 с управлением скважиной, а также к закупорке пор призабойной зоны. Проблема становится более сложной, когда статическая температура в забое (ВНТ) превышает 250°F (121°C), и работа требует (включает в себя) применения сыпучей гравийной набивки и экранов из забойного песка.

Как правило, жидкости для борьбы с поглощением бурового раствора содержат очень  
25 высокие концентрации сшитых полимеров с шунтирующими частицами или без них. Общеизвестные жидкости для снижения поглощения бурового раствора обычно состоят из сшитого полимера, например, производного целлюлозы, такого как гидроксипропилцеллюлоза, измельченного до полужестких частиц. Кроме того, жидкости могут содержать шунтирующие частицы, обычно подобранные по гранулометрическому  
30 составу соли натрия или калия, или частицы карбоната кальция заданного размера. Механизм герметизации такими жидкостями заключается в сочетании вязкости, шунтирующих твердых частиц и наращивании фильтрующего слоя на стенках скважины в пористой породе. Вследствие нестабильности полимеров при высокой ВНТ, несовместимости с некоторыми насыщенными солевыми растворами тяжелых  
35 двухвалентных металлов и необходимости проведения восстановительных кислотных обработок скважины или т.п. была разработана новая жидкость для борьбы с поглощением бурового раствора без примеси твердых частиц, которая устойчива в течение длительного периода времени при высокой ВНТ.

Как правило, жидкость для снижения поглощения бурового раствора применяют для  
40 задержания потока из пласта к стволу скважины и для работы по усилению наращивания фильтрующего слоя на торцевой поверхности пласта с целью задержания потока жидкости из ствола скважины в пласт. Однако жидкости для снижения поглощения бурового раствора после их применения могут наносить тяжелый ущерб областям вблизи буровой скважины из-за поглощения (фильтрации) полимера или образования фильтрующего слоя. В  
45 определенный момент операции по завершению проходки скважины фильтрационную корку следует удалять, чтобы восстановить проницаемость пласта, предпочтительно до ее первоначального уровня. Если проницаемость пласта не восстановить до ее первоначального уровня, уровни производительности скважины могут значительно снизиться. Для очистки скважины от жидкости для снижения поглощения бурового раствора  
50 на полимерной основе часто требуется длительный период времени. Кроме того, обычно для эффективной очистки требуется циркуляция жидкости, обеспечивающая высокую движущую силу, которая дает возможность проходить диффузии, способствующей растворению плотного отложения материалов, а осуществить такую циркуляцию жидкости

практически невозможно.

Подобранные по гранулометрическому составу частицы соли можно растворять и удалять промывочной водой или ненасыщенным соевым раствором. В случае применения гравийной набивки, если такая операция происходит перед гравийной набивкой,

5 промывочная жидкость часто вызывает обрушение пласта в буровую скважину и, кроме того, дальнейшую потерю жидкостей в пласте. Если удаление предпринято после гравийной набивки, материал гравийной набивки часто поглощает частицы, находящиеся рядом с пластом, что делает удаление намного более трудным. Частицы, такие как карбонаты, можно удалить кислотной промывкой. Кислоты, применяемые для такой

10 обработки, вызывают коррозию и при обработке могут воздействовать на дорогостоящие сита, насосы и другие скважинные инструменты. Если фильтрующий слой из крахмала и карбоната кальция не удалять, он может давать кратковременный выброс (во время эксплуатации скважины) и всплывать, хаотично перемещаться в жидкости, подниматься из ствола скважины и застревать в наземном оборудовании. С другой стороны, неудаленный

15 фильтрующий слой может оказывать серьезное воздействие на производительность (или приемистость) скважины.

Маслорастворимые смолы, частицы карбоната кальция заданного размера и подобранные по гранулометрическому составу частицы соли останутся изолированными в порах пласта, если они не контактируют с растворителем. В тех случаях, когда твердые

20 материалы покрывают обширный отрезок буровой скважины, быстрое растворение с помощью растворителя приводит к локализованной выемке (удалению). Следовательно, образуется зона поглощения, и большая часть растворителя просачивается через зону поглощения вместо того, чтобы распространяться по всей длине буровой скважины. Это приводит к резкому понижению эффективности очистки.

25 При применении общеизвестных гелеобразных жидкостей, изготовленных из сшитых полимеров, из-за высоких гидравлических потерь требуется перекачка материала через систему труб большого диаметра. Такие материалы обычно готовят на месте расположения скважины. Наиболее часто применяемые жидкости для снижения поглощения бурового раствора содержат высокие концентрации (100-150 фунтов/1000

30 галлонов) (454-681 кг/3785 дм<sup>3</sup>) гидроксипропилцеллюлозы (НЕС). НЕС представляет собой общеизвестный полимер, наносящий минимальный ущерб проницаемости во время проведения операций по завершению проходки скважин. Обычно полимерные растворы НЕС не образуют жестких гелей, однако снижают поглощение бурового раствора посредством механизма регулирования вязкости или фильтрации. Такие полимерные

35 жидкости могут проникать в пласт глубже, чем другие сшитые полимеры. Ущерб, наносимый проницаемости, может увеличиваться с увеличением глубины проникновения таких полимерных жидкостей.

В патенте США №5981447 предлагается жидкость для снижения поглощения бурового раствора, содержащая гель из НЕС, сшитой с помощью циркония. Для такого продукта

40 требуется рН более 12,5 единиц. Повышение рН достигается путем добавления оксида магния, растворимость которого повышают путем добавления хелатного соединения. С помощью механизма хелатообразования предел термостойкости сшитого геля повышается до 290°F (143°C). Применение высокого рН в среде, содержащей ионы кальция, магния и железа, могло бы привести к осаждению соответствующих гидроксидов, которые в

45 дальнейшем снизили бы протечку, однако такие нерастворимые соединения наносят ущерб и их трудно удалять. Для получения обычной жидкости для снижения поглощения бурового раствора может потребоваться более десяти добавок, таких как термостабилизирующий реагент, замедлитель, желатинирующий агент, агент для корректировки рН, агент сшивания, активатор агента сшивания, хелатообразователь, реагент для деструкции геля,

50 вспомогательное вещество для деструкции геля, биоцид и добавки для снижения утечки.

Из-за высокой температуры, высокого сдвигового напряжения (обусловленного перекачкой и размещением скважин), высоких давлений и низкого рН, которым скважинные жидкости подвергаются ("стрессовые условия"), полимерные материалы, применяемые для

образования жидкостей для снижения поглощения бурового раствора и для загущения скважинных жидкостей, имеют тенденцию разлагаться довольно быстро. В частности, для многих средств из целлюлозы и производных целлюлозы (таких как НЕС), применяемых в качестве загустителей и средств для снижения поглощения бурового раствора,

5 значительная деградация наблюдается при температурах выше 200°F (93°C) и выше. Например, НЕС считается достаточно стабильной для применения при температуре окружающей среды не выше, чем приблизительно 225°F (107°C). Аналогично, из-за высокой температуры, высокого сдвигового напряжения, высоких давлений и низкого рН, которым подвергаются скважинные жидкости, ксантановая смола считается стабильной для  
10 применения при температуре окружающей среды не выше, чем приблизительно 290-300°F (143-149°C), или приблизительно при 320-330°F (160-166°C) в присутствии солей с анионами формиата/ацетата. Так как такие композиции выше 280°F (137,8°C) существуют непродолжительное время, они не могут обеспечить достаточный период времени для проведения операций после глушения скважины.

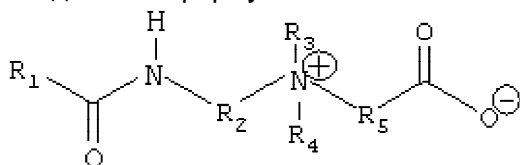
15 Следовательно, необходимы простые, не наносящие ущерба жидкости для снижения поглощения бурового раствора, не содержащие полимеров, которые могут выдерживать высокотемпературные условия.

Краткое содержание изобретения

20 В одном из аспектов настоящее изобретение относится к жидкости для снижения поглощения бурового раствора или жидкости для борьбы с поглощением бурового раствора, которая содержит водный раствор и эффективное количество вязкоупругого поверхностно-активного вещества, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество добавляют в эффективном количестве, чтобы обеспечить повышение вязкости в близких к  
25 статическим условиям нефтеносного или газоносного пласта. Выражение «в близких к статическим условиям нефтеносного или газоносного пласта» означает в основном низкие скорости сдвига, например, такие как приблизительно  $1 \text{ c}^{-1}$ .

30 Водный раствор может представлять собой пресную воду или предпочтительно насыщенный солевой раствор, в частности растворы солей тяжелых двухвалентных металлов от разбавленных до насыщенных, предпочтительно с плотностью 11 фунтов на галлон ( $1318 \text{ кг/м}^3$ ) и наиболее предпочтительно с плотностью выше, чем 12,5 фунтов на галлон ( $1498 \text{ кг/м}^3$ ), или выше.

35 В предпочтительном аспекте изобретения вязкоупругое поверхностно-активное вещество содержит, по меньшей мере, одно соединение, выбранное из семейства соединений формулы



40 где  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$  и  $R_5$  представляют собой насыщенные или ненасыщенные, прямые, разветвленные или циклические цепи из атомов углерода, включая ароматические группы, и  $R_1$  содержит 16-26 атомов углерода,  $R_2$  содержит 2-10 атомов углерода,  $R_3$ ,  $R_4$  и  $R_5$  содержат 1-6 атомов углерода, и где указанное вязкоупругое поверхностно-активное  
45 вещество добавляют в эффективном количестве, чтобы обеспечить повышение вязкости в близких к статическим условиям нефтеносного или газоносного пласта.

В другом аспекте настоящее изобретение относится к способу обработки скважины, который включает нагнетание в скважину жидкости для снижения поглощения бурового раствора или жидкости для борьбы с поглощением бурового раствора, где жидкость для  
50 снижения поглощения бурового раствора содержит вязкоупругое поверхностно-активное вещество, а также описанный насыщенный солевой раствор.

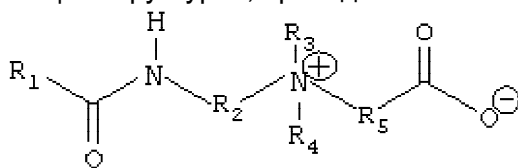
Другие аспекты и преимущества изобретения будут очевидны из следующего описания и прилагаемой формулы изобретения.

Подробное описание изобретения

В одном из аспектов настоящего изобретения описывается добавка для «жидкости для снижения поглощения бурового раствора», основанная на вязкоупругом поверхностно-активном веществе, которое можно применять в очень широком диапазоне температур. В одном из воплощений в качестве жидкости для снижения поглощения бурового раствора можно применять скважинную жидкость. Кроме того, скважинная жидкость согласно настоящему изобретению стабильна при высоких температурах (выше 350°F (177°C)). Например, при некоторых воплощениях изобретения жидкость стабильна при 300°F (149°C) в течение более >72 часов, а при 320°F (160°C) - в течение >36 часов. Скважинная жидкость, когда она применяется в качестве жидкости для снижения поглощения бурового раствора, совместима с тяжелыми пластовыми солевыми растворами и не требуется добавления дополнительных материалов для снижения поглощения бурового раствора, таких как крахмал, частицы солей заданного размера, мелкий карбонатный щебень, частицы слюды или другие частицы, несмотря на то, что такая скважинная жидкость может смешиваться и применяться с указанными материалами.

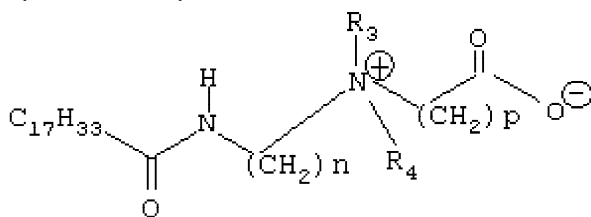
Основная жидкость может представлять собой пресную воду или водный раствор, содержащий соли моно-, ди- или трехвалентных металлов, аммония или их смеси. Для некоторых применений, в частности, когда можно ожидать промерзания, основная жидкость может также содержать спирт, такой как метанол, этанол, пропанол или многоатомный спирт, такой как гликоль или полигликоли, или их смесь.

В конкретных воплощениях в основе настоящего изобретения лежит добавление к скважинной жидкости эффективного количества поверхностно-активного вещества из специфического семейства цвиттер-ионных вязкоупругих поверхностно-активных веществ. В предпочтительном аспекте изобретения вязкоупругое поверхностно-активное вещество содержит, по меньшей мере, одно соединение, выбранное из семейства соединений с общей структурой, приведенной ниже:



Подходящие для воплощений настоящего изобретения поверхностно-активные вещества включают те вещества, в которых цепи из атомов углерода R<sub>1</sub>, R<sub>2</sub>, R<sub>3</sub>, R<sub>4</sub> и R<sub>5</sub> представляют собой насыщенные или ненасыщенные, прямые, разветвленные или циклические цепи из атомов углерода, включая ароматические группы, и R<sub>1</sub> содержит 16-26 атомов углерода (не считая атом углерода карбонильной группы), R<sub>2</sub> содержит 2-10 атомов углерода, R<sub>3</sub>, R<sub>4</sub> и R<sub>5</sub> содержат 1-6 атомов углерода.

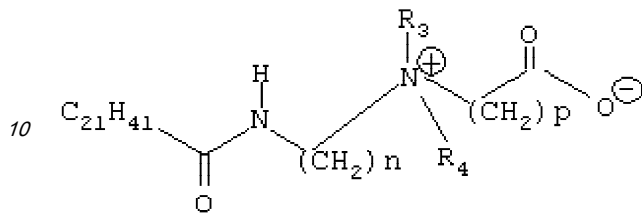
При предпочтительном аспекте изобретения R<sub>2</sub> и R<sub>5</sub> представляют собой прямые насыщенные цепи и наиболее предпочтительно соединения, относящиеся к семейству бетаинов. Два предпочтительных примера вязкоупругих поверхностно-активных веществ из семейства бетаинов представляют собой ВЕТ-О и ВЕТ-Е. Формула поверхностно-активного вещества ВЕТ-О-30 приведена ниже. Оно производится фирмой Rhodia, Inc. Кренбери, Нью-Джерси, США. Оно содержит группу амида олеиновой кислоты (включая концевую алкеновую C<sub>17</sub>H<sub>33</sub>-группу) и приблизительно 30% активного поверхностно-активного вещества; остальное представляет собой в основном воду, хлорид натрия и средство для придания морозостойкости.



ВЕТ-О-30 (где n=3 и p=1)

Аналогичный материал ВЕТ-Е-40 также производится фирмой Rhodia и содержит группу

амида эруковой кислоты (включая концевую алкеновую  $C_{21}H_{41}$ -группу) и приблизительно 40% активного ингредиента, остальное представляет собой в основном воду, хлорид натрия и изопропанол. Формула поверхностно-активного вещества ВЕТ-Е-40 также приведена ниже. Поверхностно-активные вещества ВЕТ и другие описаны в патенте США №6258859, который переуступлен правопреемнику настоящего изобретения и включен в виде ссылки.



ВЕТ-Е-40 (где  $n=3$  и  $p=1$ )

Вязкоупругое поверхностно-активное вещество обычно добавляют в таком количестве, чтобы описанная выше вязкоупругая поверхностно-активная смесь содержала приблизительно от 3 до 30 об.% «жидкости для снижения поглощения бурового раствора» (имея в виду, что само поверхностно-активное вещество добавляется в виде раствора). Следовательно, для получения жидкости, содержащей 10 об.% вязкоупругой поверхностно-активной смеси, к 100 мл основной жидкости (вода/насыщенный солевой раствор) следует добавить 10 мл раствора поверхностно-активной смеси. Предпочтительное соотношение находится в интервале приблизительно от 5 до 20 об.%, а наиболее предпочтительное соотношение находится в интервале от 8 до 15 об.%.

Согласно патенту США №6258859, для расширения совместимости насыщенных солевых растворов, а также для повышения прочности геля и понижения чувствительности к сдвиговому напряжению VES-жидкости, особенно ВЕТ-О, можно применять вторичные поверхностно-активные вещества. В примере, приведенном в описанном выше патенте, представлен додецилбензолсульфонат натрия (SDBS), который описан ниже. Способность вторичных поверхностно-активных веществ повышать стабильность геля из других основных поверхностно-активных веществ зависит от соответствующей геометрии вторичного поверхностно-активного вещества (включая соответствующую по длине концевую группу) и соответствующего сродства к головной группе основного поверхностно-активного вещества. Соответствующая геометрия в основном не зависит от присутствия других электролитов. На сродство к головной группе основного поверхностно-активного вещества можно воздействовать электролитами, изменением их концентрации и pH.

Бензолсульфонат. Предпочтительными соединениями являются соединения, в которых R представляет собой  $(CH_2)_xCH_3$ , где x равен числу от 5 до 15. SDBS представляет собой соединение, в котором  $R=C_{12}H_{25}$ , а противоион X представляет собой натрий.

Другие подходящие вторичные поверхностно-активные вещества для ВЕТ-О-30 представляют собой некоторые хелатообразующие агенты, такие как тринатрийгидроксиэтилэтилендиаминтриацетат.

При некоторых воплощениях поверхностно-активное вещество можно также смешивать со вспомогательным поверхностно-активным веществом. Подходящие вспомогательные поверхностно-активные вещества включают класс бензолсульфонатов, которые рассматриваются выше и в которых  $x=5-15$ ; к предпочтительным вторичным поверхностно-активным веществам относятся те, у которых  $x=8-12$ . Вспомогательные поверхностно-активные вещества более часто применяются с ВЕТ-О-30, и в общем случае в них нет необходимости при применении ВЕТ-Е-40, однако можно применять любой из подходящих бетаинов со вспомогательными поверхностно-активными веществами или без них.

В одном из воплощений в качестве поверхностно-активного вещества применяется эруциламидопропилбетаин. «Эффективное» количество в применяемом здесь значении означает количество вязкоупругого поверхностно-активного вещества, которое способно повысить вязкость и/или термостойкость скважинной жидкости до уровня, необходимого для заданного применения. Считается, что объединение вязкоупругого поверхностно-активного вещества в присутствии насыщенного солевого раствора может приводить к



мицеллообразованию, а переплетение мицелл может приводить к повышенной вязкости жидкости. Присутствие мицелл в скважинных жидкостях отмечено в других заявках, таких как заявка на патент США №5964295, которая переуступлена правопреемнику настоящего изобретения.

5 Экспериментальные данные

Для оценки влияния плотности насыщенных солевых растворов, типов насыщенных солевых растворов, концентрации желатинирующего агента, pH, присутствия спиртов и температуры на реологические свойства системы проводили всестороннее лабораторное исследование реологических свойств ВЕТ-Е под воздействием различных химических сред. Проводили дополнительные испытания по измерению сохранения проницаемости шариков из твердой породы под нагрузкой и оценке поглощения жидкости в условиях высокой проницаемости.

10 Приготовление жидкости: при проведении типичного эксперимента раствор смеси эруциламидопропилбетаина (10%-ный (об./об.) раствор 30%-ного (об./об.) активного эруциламидопропилбетаина) смешивали с насыщенным солевым раствором  $\text{CaBr}_2$  с плотностью 13 фунтов на галлон ( $1557 \text{ кг/м}^3$ ) в смесителе Варинга (Warring). Жидкость перемешивали при высокой сдвиговой скорости, чтобы достичь нужной вязкости. pH раствора измеряли с применением стандартного водородного электрода. Затем исследовали реологию, поглощение жидкости и сохранение проницаемости раствора

20 эруциламидопропилбетаин/насыщенный солевой раствор.

Реологические измерения: для исследования реологических характеристик применяли реометр Fann 50 или NI НТНР. Параметры степенного закона  $n'$  и  $K'$  для жидкости измеряли при нескольких значениях об./мин и из полученных данных при различных сдвиговых скоростях рассчитывали кажущуюся вязкость жидкости. Приводятся вязкости, рассчитанные при высоких и низких сдвиговых скоростях. Для имитации сдвигового напряжения, которое жидкость будет испытывать при утечке, рассчитывали вязкость для

25 низкой сдвиговой скорости  $1 \text{ с}^{-1}$ .

Исследование фильтрации на кернах: эффективность жидкости для предотвращения утечки исследовали путем измерения градиента давления, который наблюдается при прокачке жидкости через керн. Для проверки эффективности поглощения жидкости применяли карбонатный керн с известной пористостью и проницаемостью. Первоначально измеряли перепады давления путем прокачки 36%-ного раствора  $\text{CaCl}_2$  при различных расходах в пределах от 2 до 6 куб.см/минуту. Раствор  $\text{CaCl}_2$  нагнетали как в прямом, так и в обратном направлении. При прокачке жидкости для снижения поглощения бурового

30 раствора измеряли  $\Delta P$ .

Такую же установку для проведения эксперимента по исследованию фильтрации на кернах применяли для исследования неразрушительного характера жидкости. Проницаемость 36%-ного раствора  $\text{CaCl}_2$  измеряли в прямом и обратных направлениях при нескольких объемных расходах. После установления линии отсчета прокачивали жидкость для снижения поглощения бурового раствора, за которой следовала вода, углеводород или обоюдный растворитель для определения сохранения проницаемости.

40

Изучение поглощения жидкости: для испытания статического поглощения жидкости и сохранения проницаемости применяли цементирующую ячейку для динамического поглощения жидкости. Исходную проницаемость керамического диска диаметром 2,54 см и толщиной 1 см оценивали прежде, чем поместить на основание ячейки. 100 мл жидкости (или взвеси) помещали на верхнюю поверхность керамического диска и собирали ячейку. Устройство нагревали до статической температуры в забое (BHST) и сверху прикладывали давление 100 фунтов/кв.дюйм. Верхний клапан в верхней части открывали и закрывали на основании. Оператор прикладывал на основание давление 100 фунтов/кв.дюйм (689,5 кПа) и медленно увеличивали давление сверху до 105 фунтов/кв.дюйм (724 кПа) для

45

50 проведения испытания на утечку. Если 5 фунтов/кв.дюйм (34,5 кПа) было недостаточно, чтобы инициировать поток, давление сверху увеличивали. Измеряли объем фильтрата в зависимости от времени. Конечную проницаемость проверяли после промывки

керамического диска простым этиленгликольмонобутиловым эфиром, обоюдным растворителем.

Полученная в итоге кажущаяся вязкость раствора, содержащего 10 об.% эруциламидопропилбетаина и 90 об./об.% насыщенного солевого раствора CaBr<sub>2</sub> с плотностью 13 фунтов на галлон (1557 кг/м<sup>3</sup>), при различных температурах приведена ниже. Вязкость рассчитывали, основываясь на параметрах степенного закона n' и K'.

Температура (°F) (°C)	Вязкость (сантипуаз)				
	1 с <sup>-1</sup>	10 с <sup>-1</sup>	40 с <sup>-1</sup>	100 с <sup>-1</sup>	170 с <sup>-1</sup>
87 (30,6)	3433	919	366	246	182
104 (40,0)	3571	920	356	237	173
146 (63,3)	12825	2302	693	413	278
204 (95,6)	28947	4655	1298	749	491
249 (120,6)	15048	2373	652	374	244
277 (136,1)	18065	2611	676	377	242
302 (150,0)	1713	781	451	356	297
311 (155,0)	781	480	341	295	264
323 (161,7)	266	238	220	213	207
325 (162,8)	251	225	207	201	195
333 (167,2)	147	149	152	152	153
353 (178,3)	42	58	73	81	87
362 (183,3)	18	31	46	54	61
375 (190,6)	4	11	24	33	42

Данные таблицы I показывают, что кажущаяся вязкость смеси VES/насыщенный солевой раствор остается относительно стабильной даже при температурах, приближающихся к 375°F (191°C), в то время как сдвиговое усилие повышается. Кроме того, данные таблицы I показывают, что описанная выше жидкость для снижения поглощения бурового раствора обеспечивает значительное повышение вязкости без каких-либо дополнительных добавок и что такое повышение не утрачивается с повышением температуры. Кроме того, жидкость имеет очень высокую вязкость в условиях малого сдвига (например, 1 с<sup>-1</sup>) и, таким образом, очень эффективна в качестве жидкости для снижения поглощения бурового раствора (снижение поглощения, основанное на вязкости, а не обычное снижение утечек, зависящее от фильтрующего слоя).

При другом воплощении настоящего изобретения раствор эруциламидопропилбетаина (30% эруциламидопропилбетаина в морозостойкой композиции, содержащей воду, соль и понижающий температуру замерзания растворитель) добавляют к насыщенному солевому раствору CaBr<sub>2</sub> с плотностью 12,5 фунтов на галлон (1498 кг/м<sup>3</sup>) в количестве, достаточном, чтобы в полученном растворе содержалось 15 об.% эруциламидопропилбетаина. Затем при перемешивании к раствору, содержащему эруциламидопропилбетаин/насыщенный солевой раствор, добавляют метанол в количестве, достаточном, чтобы в полученном растворе содержалось 5 об.% метанола. Реологию смеси метанол/эруциламидопропилбетаин/насыщенный солевой раствор исследовали на том же самом вискозиметре Fann 50, как описано выше. В этом случае температуру раствора повышали от 75°F (23,9°C) до 350°F (176,7°C) в течение двух с половиной часов. Затем раствор выдерживали при 350°F (176,7°C) в течение пяти часов для определения стабильности жидкости при 350°F (176,7°C) в течение длительных периодов времени. В течение указанного времени проводили измерения вязкости. Полученные в итоге результаты приведены ниже в таблице II.

Время (ч:мин)	Температура (°F) (°C)	Вязкость (сантипуаз) при с <sup>-1</sup>				
		1	10	40	100	170
0:00	75 (23,9)	12612	2021	671	324	212
0:05	100 (37,8)	19353	2688	819	373	237
1:00	200 (93,3)	359	281	242	219	207
1:30	300 (148,9)	225	71	35	22	17

2:00	325 (162,8)	546	104	38	20	14
2:30	350 (176,7)	263	71	32	19	14
3:30	350 (176,7)	508	98	36	19	13
4:30	350 (176,7)	498	94	34	18	12
5:30	350 (176,7)	522	101	37	19	13
6:30	350 (176,7)	383	96	41	24	17
7:30	350 (176,7)	661	127	47	24	17

5

Данные таблицы II показывают, что данная конкретная композиция сохраняет достаточную вязкость при низких сдвиговых скоростях (1 и 10 с<sup>-1</sup>) в течение нескольких часов при 350°F (176,7°C) (гель не разрушается при 350°F (176,7°C) даже спустя 7 часов). Эксперимент остановили из-за проблем с безопасностью нагрева жидкости при 350°F (176,7°C) в ночное время. Вязкость не теряется даже после нагревания жидкости при 350°F (176,7°C) в закрытом баллоне при высоком давлении в течение более 24 часов.

10

Данные таблицы III демонстрируют влияние плотности насыщенных солевых растворов на реологию геля. Все жидкости содержали 10% ВЕТ-Е-40 в расчете на массу насыщенного раствора бромида кальция (без добавки метанола). Повышение плотности насыщенного солевого раствора увеличивает вязкость жидкости и стабильность геля при повышенных температурах.

15

Температура (°F) (°C)	Вязкость при 1 с <sup>-1</sup> (сантипуаз)		
	11,6 фунтов на галлон (1390 кг/м <sup>3</sup> )	12,7 фунтов на галлон (1521 кг/м <sup>3</sup> )	13,6 фунтов на галлон (1629 кг/м <sup>3</sup> )
75 (23,9)	3627	4241	1628
100 (37,8)	10366	6262	4627
125 (51,7)	16474	11864	8150
150 (65,5)	26864	20577	19581
175 (79,4)	6801	36421	30563
200 (93,3)	21974	6353	10002
225 (107,2)	21171	27505	17878
250 (121,1)	1430	12547	30083
275 (135,0)	164	910	10253
300 (148,9)	42	87	740
325 (162,8)	6	17	171
350 (176,7)	2	2	74

20

25

30

Хотя жидкость для снижения поглощения бурового раствора работает при всех концентрациях насыщенных солевых растворов, для повышения эксплуатационных характеристик жидкости при высоких температурах необходима оптимизация типа насыщенного солевого раствора (например, CaBr<sub>2</sub> дает лучшую вязкость, по сравнению с такой же концентрацией CaCl<sub>2</sub>) и оптимальная концентрация насыщенного солевого раствора. Точно так же для повышения эксплуатационных характеристик при высоких температурах также необходима более высокая концентрация поверхностно-активного вещества.

35

40

Также проводили эксперименты по сравнению эффективности жидкости, приготовленной из разных двухвалентных и одновалентных солей. Полученные в итоге результаты приведены в таблице IV.

Температура (°F) (°C)	Вязкость при 40 с <sup>-1</sup> (сантипуаз)	
	12,7 фунтов на галлон CaBr <sub>2</sub> (1521 кг/м <sup>3</sup> )	12,7 фунтов на галлон NaBr (1521 кг/м <sup>3</sup> )
75 (23,9)	366	408
100 (37,8)	356	791
150 (65,6)	693	1509
200 (93,3)	1298	649
250 (121,1)	652	403
275 (135,0)	676	138
300 (148,9)	451	27
325 (162,8)	207	9
335 (168,3)	152	-

45

50

В приведенной выше таблице сравнивается кажущаяся вязкость 10%-й жидкости для снижения поглощения бурового раствора в присутствии растворов  $\text{CaBr}_2$  с плотностью 12,7 фунтов на галлон ( $1521 \text{ кг/м}^3$ ) и  $\text{NaBr}$  с плотностью 12,7 фунтов на галлон ( $1521 \text{ кг/м}^3$ ). Установили, что насыщенные солевые растворы, приготовленные из солей двухвалентных металлов, дают лучшие эксплуатационные характеристики при высоких температурах.

Обычно pH жидкости равно приблизительно 4,5. В зависимости от источника насыщенного солевого раствора pH может колебаться в сторону некоторого увеличения. В таблице V показано, что pH конечной системы не сильно влияет на реологию жидкости при любой температуре. Влияние pH на кажущуюся вязкость жидкости с 7% ВЕТ-Е-40 в пределах диапазона pH 3-10 демонстрируется ниже в таблице V.

Таблица V			
Температура (°F) (°C)	Вязкость 7%-й жидкости при $40 \text{ с}^{-1}$ (сантипуаз)		
	pH 3,9	pH 7,6	pH 9,8
75 (23,9)	187	196	204
100 (37,8)	283	346	324
125 (51,7)	312	344	437
150 (65,6)	271	211	324
175 (79,4)	264	229	268
200 (93,3)	313	304	284
225 (107,2)	326	338	312
250 (121,1)	115	182	166
275 (135,0)	72	73	69
300 (148,9)	50	44	51

Восстановление вязкости жидкости для снижения поглощения бурового раствора исследовали в условиях, когда температура резко изменяется в условиях высокой сдвиговой скорости. 10%-ю смесь ВЕТ-Е в растворе  $\text{CaBr}_2$  с концентрацией 106 фунт/куб.фут ( $1696 \text{ кг/м}^3$ ) циклически подвергали резкому охлаждению и нагреванию. Вязкость жидкости измеряли в течение трех циклов нагревания и охлаждения. В течение каждого цикла жидкость непрерывно нагревали до  $280^\circ\text{F}$  ( $137,8^\circ\text{C}$ ) в течение 30 минут. Скорость деградации поверхностно-активного вещества очень низкая, что дает возможность жидкости сохраняться в течение более 72 часов.

При некоторых применениях стабильность жидкости при ВНТ в течение длительных периодов времени очень важна для управления скважиной. Поэтому кажущуюся вязкость жидкости измеряли при ВНТ в течение 72 часов. Установили, что кажущаяся вязкость раствора (измеренная на вискозиметре Fann 50), содержащего 15% ВЕТ-Е-40 при 5% метанола в насыщенном солевом растворе  $\text{CaCl}_2$  с концентрацией 87 фунт/куб.фут ( $1392 \text{ кг/м}^3$ ) при  $280^\circ\text{F}$  ( $137,8^\circ\text{C}$ ), составляет приблизительно 260 сантипуаз при  $170 \text{ с}^{-1}$  в течение всех 72 часов испытания, и жидкость не деградирует в указанный период. Жидкость может сохраняться при  $280^\circ\text{F}$  ( $137,8^\circ\text{C}$ ) в течение нескольких недель, и эксперимент прекратили из-за экспериментальных ограничений.

Исследования фильтрации на кернах проводили также на карбонатных кернах с приблизительно 16%-й пористостью и проницаемостью воздуха 450 мД (миллидарси). Измеряли перепад давления при прокачке 36%-ного раствора  $\text{CaCl}_2$  с различным расходом в пределах от 2 до 6 куб.см/минуту. Раствор  $\text{CaCl}_2$  нагнетали как в прямом, так и в обратном направлении. При прокачке жидкости на 2-дюймовом керне  $\Delta P$  равно 475 фунт/кв.дюйм (3273 кПа), что указывает на хорошее снижение поглощения. Когда керн промывали соответствующим растворителем,  $\Delta P$  снижалась до нуля, указывая на полную очистку. Такая очистка наблюдалась даже при применении 1% соответствующего растворителя или избытка воды. Новая жидкость для снижения поглощения бурового раствора не наносит ущерба (100% сохранения проницаемости).

Испытание поглощения жидкости проводили на 1 см диске с жидкостью, содержащей 10% ВЕТ-Е в насыщенном солевом растворе бромиды кальция с плотностью 13,5 фунтов

на галлон ( $1617 \text{ кг/м}^3$ ) (с шунтирующим средством или без него). Шунтирующее средство, содержащее 80% крупнозернистых и 20% среднезернистых частиц, предназначенное для шунтирования высокопроницаемой гравийной набивки или экранов, добавляли в соотношении 20 г частиц карбоната кальция на 100 мл геля. Испытания проводили при  $350^\circ\text{F}$  ( $176,7^\circ\text{C}$ ) и перепаде давления 5 фунт/кв.дюйм ( $34,5 \text{ кПа}$ ) для инициирования потока (для данных, отмеченных звездочкой, при 25 фунт/кв.дюйм). В таблице VI приведены результаты испытания поглощения жидкости на различных системах для борьбы с поглощением.

Таблица VI

Время (мин)	Собранный фильтрат (мл)		
	Насыщенный солевой раствор $\text{CaBr}_2$ с плотностью 13,5 фунтов на галлон ( $1617 \text{ кг/м}^3$ ) (чистый)	Насыщенный солевой раствор $\text{CaBr}_2$ с плотностью 13,5 фунтов на галлон ( $1617 \text{ кг/м}^3$ ) + 10% ВЕТ-Е-40	Насыщенный солевой раствор $\text{CaBr}_2$ с плотностью 13,5 фунтов на галлон ( $1617 \text{ кг/м}^3$ ) + 10% ВЕТ-Е-40 + шунтирующие частицы
1	95	14	8
2	-	29	12
3	-	45	15
4	-	60	18
5	-	71	21
6	-	80	25
7	-	94	28
8	-	-	31
9	-	-	33
10	-	-	36
11	-	-	38
12	-	-	41
13	-	-	43
14	-	-	46
15	-	-	48
16	-	-	50
17	-	-	56(*)
18	-	-	62(*)
19	-	-	68(*)
20	-	-	72(*)
21	-	-	77(*)
22	-	-	81(*)
23	-	-	86(*)
24	-	-	91(*)
25	-	-	95(*)

Результаты испытаний по поглощению жидкости, перечисленные в таблице VI, показывают, что чистый гель (без шунтирующих частиц) может снизить поглощение насыщенного солевого раствора от  $>95 \text{ мл/мин}$  до  $14 \text{ мл/мин}$ . Гель, содержащий, кроме того, шунтирующие частицы, приводит к снижению поглощения до 3-4 мл/мин. Следует отметить, что результаты, обсуждаемые в данном разделе, не представляют реального режима поглощения жидкости в нефтеносном или газоносном пласте, так как эффективная протяженность пористой среды при прохождении значительно больше, чем керамический диск, применяемый в указанных испытаниях. Установлено, что такая жидкость очень эффективна для снижения поглощения жидкости в области применения. Результаты испытаний убедительно указывают, что добавление частиц заданного размера обеспечивает лучшие эксплуатационные характеристики жидкости для снижения поглощения бурового раствора.

Исходная проницаемость керамического диска составляла 1824 мД. После протекания геля, состоящего из насыщенного солевого раствора  $\text{CaBr}_2$  с плотностью 13,5 фунтов на галлон ( $1617 \text{ кг/м}^3$ ) + 10% ВЕТ-Е-40, проницаемость составила 1647 мД. После промывки соответствующим растворителем проницаемость составила 1854 мД при 102%-м сохранении проницаемости, по существу снова демонстрируя, что применение таких жидкостей ущерба проницаемой среде не наносит.

Метанол понижает кажущуюся вязкость. Однако он увеличивает стабильность геля при

высоких температурах.

Провели несколько проходок скважин, завершившихся «гидроразрывом и набивкой» для нефтяных и водяных нагнетательных скважин при интенсификации скважин высокопроницающим малосернистым газом и кислотой. Для предотвращения поглощения как после перфорации, так и после операций по гидравлическому разрыву и гравийной набивке применяли жидкости в виде геля в ограниченном объеме. Установили, что жидкости эффективны в зонах с температурой в забое в интервале от 200°F (93,3°C) до 320°F (160°C). Поглощение насыщенного солевого раствора фактически останавливалось или снижалось в течение более 3 дней. Эффективность жидкости была продемонстрирована с помощью пятикратного повышения давления нагнетания во время размещения. Скважины затопляло со скоростью, превышающей ожидания, без дополнительного удаления плавающих загрязнений или интенсификации.

Жидкости согласно изобретению минимизируют поглощение насыщенных солевых растворов, особенно при управлении высокотемпературной скважиной, когда обычные полимерные жидкости нестабильны. Жидкость без добавок полимера снижает поглощение и позволяет проводить операцию по спуску-подъему труб в чистом, профильтрованном насыщенном солевом растворе без проблем с управлением скважиной.

Кроме того, следует отметить, что, несмотря на то, что в описанных выше примерах главным образом обсуждались полезные свойства вязкоупругого поверхностно-активного вещества в насыщенных солевых растворах, содержащих  $\text{CaBr}_2$ , специалисту в данной области будет очевидно, что для образования насыщенных солевых растворов с плотностью, по меньшей мере, 12,5 фунтов на галлон ( $1498 \text{ кг/м}^3$ ) можно применять другие насыщенные растворы солей, таких как  $\text{ZnCl}_2$ ,  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{ZnBr}_2$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{NH}_4\text{Cl}$ ,  $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ,  $\text{MgCl}_2$ , морская вода,  $\text{NaBr}$ ,  $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ , ацетат натрия, формиат натрия, ацетат калия, формиат калия и их сочетания. Дополнительно для низконапорных скважин, требующих поглощения жидкости или управления скважиной, можно использовать более легкие по массе насыщенные солевые растворы, вплоть до применения пресной воды.

Кроме того, несмотря на то, что для приведенных выше воплощений описываются конкретные количества применяемых химических веществ, с точки зрения изобретения ясно, что в зависимости от специального применения для получения нужной термостабильности можно применять количества, отличающиеся от описанных выше. Например, при одном из воплощений подходящая жидкость для снижения поглощения бурового раствора может содержать от 2 об.% до 30 об.% VES-смеси в насыщенном солевом растворе. Более предпочтительно, при одном из воплощений жидкость для снижения поглощения бурового раствора может содержать от 5 об.% до 20 об.% вязкоупругого поверхностно-активного вещества. Еще более предпочтительно, при одном из воплощений жидкость для снижения поглощения бурового раствора может содержать от 10 об.% до 15 об.% вязкоупругой смеси поверхностно-активного вещества.

Кроме того, несмотря на то, что в описанных выше воплощениях для применения в качестве жидкости для снижения поглощения бурового раствора описываются вязкоупругие/насыщенные солевые растворы, вязкоупругие/насыщенные солевые растворы можно использовать для других применений, таких как глушение скважины. При другом применении жидкость для снижения поглощения согласно изобретению следует применять для предварительной подготовки скважины в высокопроницаемом нефтеносном или газоносном пласте, перед проведением нагнетания жидкости на полимерной основе. Нагнетание жидкости для снижения поглощения бурового раствора согласно изобретению минимизирует объем вторжения полимера в пласт до образования полимерсодержащего фильтрующего слоя и, следовательно, нарушение эксплуатационных характеристик пласта, связанное с интенсификацией высокопроницаемой породы, уменьшается. Другая возможность состоит в применении жидкости для снижения поглощения бурового раствора фактически в качестве жидкости-носителя для размещения гравийной набивки, содержащей специально подобранные по гранулометрическому составу твердые частицы [карбонат кальция, слюду, кремнезем, Kolite, чешуйки целлофана, волокна и т.д.] для

борьбы с поглощением бурового раствора также в трещиноватых/кавернозных пластах. Также, если необходимо, для получения фильтрующего слоя можно смешивать смолы и/или полимерные системы (линейные или сшитые). Специалист в данной области со ссылкой на данное описание оценит такие применения без необходимости проводить  
5 излишнее экспериментирование.

Согласно еще одному воплощению жидкость для снижения поглощения бурового раствора согласно изобретению применяют для не наносящих ущерба операций по управлению скважиной/глушению с применением вязкоупругого геля для переноса подобранных по гранулометрическому составу частиц заданного размера (больших частиц,  
10 таких как расклинивающие/песчаные твердые частицы, для шунтирования на начальной стадии перфораций или скважин без обсадных труб и «покрытых» более мелкими частицами, такими как карбонат кальция или мелкодисперсный кремнезем). Способ получения относительно непроницаемого фильтрующего слоя включает получение подобранных по гранулометрическому составу частиц заданного размера и разного  
15 удельного веса с гарантией, что более мелкие частицы будут оседать на поверхности больших частиц. Вязкоупругое поверхностно-активное вещество обеспечивает необходимый объем переносимых твердых частиц для шунтирования и не наносящее ущерба снижение поглощения жидкости. Такое специальное смешивание и способ размещения довольно уникальны, так как чтобы соответствовать температурному режиму,  
20 стабильность геля можно изменять путем либо сохранения стабильности геля, либо его разложения для того, чтобы дать возможность твердым частицам быстро оседать и вызывать процесс частичного шунтирования/стратификации. Другими словами, такой способ обеспечивает способ контроля скорости сегрегации подобранных по гранулометрическому составу частиц заданных размеров/удельных весов.

Воплощения настоящего изобретения обеспечивают преимущества перед скважинными жидкостями прототипа и, в частности, перед жидкостями для снижения поглощения бурового раствора и жидкостями для глушения скважины прототипа. В воплощениях настоящего изобретения описывается простая система, содержащая только две добавки: поверхностно-активное вещество и насыщенный солевой раствор (в случае  
30 необходимости, для изменения или стабилизации свойств жидкости можно добавлять большее число добавок). Жидкость совместима со всеми нефтепромысловыми насыщенными солевыми растворами и не требует каких-либо дополнительных условий pH для функционирования. Кроме того, в воплощениях настоящего изобретения преимущественно предлагается жидкость, которая не содержит полимеров, твердых  
35 добавок или частиц, которые могут вызвать нарушение эксплуатационных характеристик пласта. Кроме того, в настоящем изобретении предлагается снижение поглощения жидкости преимущественно благодаря вязкости, а не частичное (благодаря фильтрующему слою) снижение поглощения жидкости, что делает жидкость согласно настоящему изобретению более легкой для удаления и не наносящей ущерба.

Кроме того, при воплощениях настоящего изобретения не обнаружено зависимости времени распада от температуры. Кроме того, при воплощениях настоящего изобретения можно работать при «умеренных» диапазонах pH (4,5 в одном из воплощений), в случае  
40 необходимости увеличивая количество применяемых добавок. Кроме того, благодаря высокой способности жидкости переносить частицы суспензии, такая жидкость может переносить обломки породы, полученные при перфорации пласта, на поверхность.  
45 Жидкость также можно применять для эффективного продвижения обломков породы, частиц, расклинивающих агентов, осадков, стеклянной дроби, применять для удаления осадков, волокон и мелкодисперсных частиц. Кроме того, благодаря способности жидкости суспендировать частицы, к жидкости можно добавлять (другие) материалы, если требуется  
50 дополнительно снизить поглощение жидкости. В частности, можно применять растворимые шунтирующие частицы, например карбонат кальция или смолы. Такие растворимые шунтирующие частицы можно легко удалить при промывке кислотой или углеводородным растворителем. Другие не наносящее ущерба шунтирующие средства, которые не

проникают и не повреждают матрицу пласта, также можно применять и легко удалять из ствола скважины либо с помощью физической циркуляции (такой как выкачивание расклинивающих скоплений воды), либо путем растворения в растворителе/кислоте.

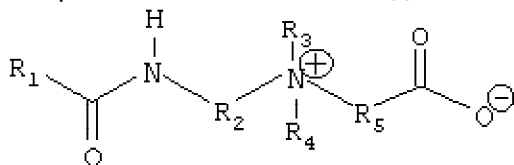
В дополнение к описанному выше в воплощениях настоящего изобретения предлагается скважинная жидкость, стабильная в течение продолжительного срока (например, не распадается/не разлагается в течение 72 часов). Такое преимущество дает возможность смешивать скважинную жидкость в соответствии с описанными выше воплощениями и хранить для дальнейшего применения. При хранении скважинной жидкости в течение некоторого периода времени до применения из-за постоянно меняющихся условий в буровой скважине часто требуется оперативность. Кроме того, так как в основе некоторых воплощений настоящего изобретения лежат смеси двух компонентов, время приготовления композиции для скважинной жидкости значительно меньше по сравнению со скважинными жидкостями прототипа, которые могут включать в себя до десяти различных добавок. Кроме того, такая же композиция подходит для применения в интервале температур приблизительно от 50°F (10,0°C) до 350°F (176,7°C).

Несмотря на то, что в изобретении описано относительно ограниченное количество воплощений, специалист в данной области, обладающий преимуществом такого описания, согласится, что можно разработать другие воплощения, которые не отступают от объема изобретения, как здесь описано. Соответственно, объем изобретения может ограничиваться только присоединенной формулой изобретения.

#### Формула изобретения

1. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора для борьбы с поглощением бурового раствора, содержащая водный солевой раствор с плотностью, по меньшей мере, 1318 кг/м<sup>3</sup>; и вязкоупругое поверхностно-активное вещество, добавляемое в эффективном количестве для повышения вязкости в близких к статическим условиям нефтеносного или газоносного пласта.

2. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество содержит, по меньшей мере, одно соединение, выбранное из семейства соединений, описываемых формулой



где R<sub>1</sub>, R<sub>2</sub>, R<sub>3</sub>, R<sub>4</sub> и R<sub>5</sub> представляют собой атомы углерода или цепи из атомов углерода, насыщенные или ненасыщенные, с одной или многократной ненасыщенностью, прямые цепи, разветвленные цепи или циклические, включая ароматические и алициклические группы, и R<sub>1</sub> содержит 16-26 атомов углерода, R<sub>2</sub> содержит 2-10 атомов углерода, R<sub>3</sub>, R<sub>4</sub> и R<sub>5</sub> содержат 1-6 атомов углерода.

3. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где водный раствор представляет собой насыщенный солевой раствор с плотностью, по меньшей мере, 1378 кг/м<sup>3</sup>.

4. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество содержит эруциламидопропилбетаин.

5. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество представляет собой олеиламидопропилбетаин.

6. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество применяется вместе с полимером, линейным или сшитым, для создания вязкости, а также для образования фильтрующего слоя.

7. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где

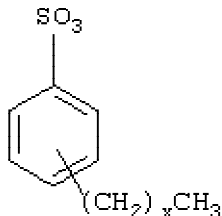


вязкоупругое поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 2 до 30 об.% жидкости для снижения поглощения бурового раствора.

8. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 5 до 20 об.% жидкости для снижения поглощения бурового раствора.

9. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, где вязкоупругое поверхностно-активное вещество составляет приблизительно от 10 до 15 об.% жидкости для снижения поглощения бурового раствора.

10. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, кроме того, содержащая вспомогательное поверхностно-активное вещество, выбранное из класса бензолсульфонатов, описываемых формулой



где  $x=5-15$ .

11. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, кроме того содержащая частицы, выбранные из кислоторастворимых или хелаторастворимых частиц, смол, подобранных по гранулометрическому составу крахмалов и полимеров.

12. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.11, где кислоторастворимые шунтирующие частицы содержат карбонат кальция.

13. Жидкость для снижения поглощения бурового раствора по п.1 или 2, которая дополнительно содержит метанол.

14. Способ борьбы с поглощением бурового раствора в скважине, включающий нагнетание жидкости для снижения поглощения бурового раствора по любому из пп.1-13.

15. Способ глушения скважины, включающий нагнетание жидкости для снижения поглощения бурового раствора по любому из пп.1-13.

16. Способ предварительной обработки скважины в высокопроницаемом нефтеносном или газоносном пласте перед нагнетанием жидкости на полимерной основе, включающий нагнетание жидкости для снижения поглощения бурового раствора по любому из пп.1-13 для минимизации объема проникновения полимера в пласт перед образованием полимерсодержащего фильтрующего слоя.

17. Способ уплотнения скважины, включающий размещение твердых частиц с применением жидкости по любому из пп.1-13 в качестве жидкости-носителя.

18. Способ уплотнения скважины и/или трещины, включающий размещение расклинивающих агентов с применением жидкости по любому из пп.1-13 в качестве жидкости-носителя.

19. Способ уплотнения ограничивающих экранов из песка, включающий размещение расклинивающих агентов с применением жидкости по любому из пп.1-13 в качестве жидкости-носителя.