(19) Евразийское патентное ведомство

(21) 201000955 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки:
2011.02.28

(22) Дата подачи заявки:
2008.11.27

(51) Int. Cl. ***C09K 8/528*** (2006.01)
C09K 8/035 (2006.01)

(54) ЖИДКОСТЬ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

(31) **07254745.8**
(32) **2007.12.07**
(33) **EP**
(86) **PCT/GB2008/003956**
(87) **WO 2009/071873 2009.06.11**

(71) Заявитель:
ДЗЕ КУИН'С ЮНИВЁСИТИ ОФ БЕЛФАСТ (GB)

(72) Изобретатель:
Эстон Марк Шелтон, Седдон Кеннет Ричард, Васселл Дэвид Фрэнсис (GB)

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

(57) Данное изобретение предусматривает жидкость для бурения скважин. Жидкость для бурения скважин, которая содержит водную непрерывную фазу и растворенную в указанной водной непрерывной фазе по меньшей мере одну соль, которая существует в жидком состоянии при температуре ниже 150°C и которая содержит катион аммония, фосфония или сульфония, содержащий по меньшей мере 5 атомов углерода, или кватернизованный азотсодержащий гетероциклический катион, содержащий по меньшей мере 6 атомов углерода, при условии, что указанная соль не является 2-гидрокси-N,N,N-триметилэтанаминия ацетатом; и способ проведения операции бурения, который включает введение в буровую скважину в формации, содержащей глину, жидкости для бурения скважин по изобретению. Рассмотренные соли представляют собой эффективные ингибиторы сланцеватой глины.

201000955 A1

201000955 A1

Жидкость для бурения скважин и ее применение

Данное изобретение относится к жидкостям на водной основе для буровых скважин, которые находят применение при строительстве, ремонте или обработке буровых скважин, расположенных в формациях, содержащих глину, особенно сланцеватую глину.

Обычно бурение скважины в земле путем роторного бурения включает циркуляцию буровой жидкости от поверхности земли в бурильной колонне, содержащей буровое долото в нижнем ее конце, и через отверстия, находящиеся в буровом долоте, ко дну скважины и оттуда назад к поверхности через кольцевой канал, образовавшийся вокруг бурильной колонны. Буровая жидкость служит для охлаждения бурового долота, для транспортировки бурового шлама к поверхности и для стабилизации буровой скважины.

Жидкие композиции для буровых скважин представляют собой текучие системы, которые обычно загущаются в ограниченной степени. Известные буровые жидкости делятся на три следующих класса: буровые жидкости на основе масла, которые как правило применяются в виде так называемых обращенных эмульсионных жидкостей и представляют собой препараты типа эмульсий вода – в – масле, в которых водная фаза распределена как гетерогенная тонкая дисперсия в непрерывной масляной фазе; буровые жидкости чисто на водной основе и буровые жидкости на водной основе типа эмульсий масло – в воде, в которых масляная фаза распределена как гетерогенная тонкая дисперсия в непрерывной водной фазе. Недостаток буровых жидкостей на масляной основе состоит в том, что масло имеет тенденцию образовывать покрытие на буровом шламе, что создает проблему для окружающей среды, особенно во время бурения в открытом море, когда буровой шлам выгружается. Данное изобретение относится к улучшенным системам на водной основе, то есть к системам, содержащим непрерывную водную фазу, включая как жидкости на чисто водной основе, так и эмульсии масло – в – воде.

Многие нефтяные скважины расположены в формациях, содержащих глину. Существуют многочисленные различные типы богатых глинами пород, например, сланцеватая глина, аргиллит или глинистый известняк и другие типы, содержащие меньшие количества глины, например, песчаник. Такие формации часто являются мягкими и, следовательно, их довольно легко подвергать бурению. Однако глина набухает и легко диспергируется в буровых жидкостях на водной основе, большие

комки могут разбиваться и падают в буровую скважину и в чрезвычайных ситуациях буровая скважина может разрушиться. По этой причине буровые скважины на масляной основе обычно используют при работе со сланцеватой глиной или другими породами, содержащими глину. Сланцеватая глина представляет собой форму сжатой глины, и в нефтяной промышленности термины "сланец" и "глина" часто применяются как взаимозаменяемые. В жидкостях на водной основе часто используют добавки, известные как "ингибиторы сланцеватой глины" или "ингибиторы гидратации сланцеватой глины", то есть добавки, которые уменьшают тенденцию сланцев/глины набухать и диспергироваться под действием буровой жидкости на водной основе. Однако жидкости на водной основе обычно не так предпочтительны как жидкости на масляной основе, и существует необходимость в дополнительных ингибиторах сланцеватой глины, которые способны обеспечить получение более благоприятных для окружающей среды буровых жидкостей на водной основе, которые эффективны при использовании в формациях, содержащих глину.

В заявке EP 545677 A описаны жидкости для бурения скважин, которые снижают повреждение чувствительных к воде формаций при бурении и которые содержат катион аммония органического четвертичного соединения. Катион может быть N,N,N–триметилфениламмонием, N–метилпиридинием, N,N–диметилморфолинием, катионом C_{1-4} алкил – четвертичного аммониевого соединения на основе 2 молей олигомеров эпигалоидгидрина или группой определенных катионов четвертичных аммониевых соединений. В этой заявке нет упоминания о температуре плавления соли.

Теперь было установлено, что наличие в буровой жидкости на водной основе некоторых солей, которые являются жидкими при температуре ниже 150 °C, так называемых "ионных жидкостей" обеспечивает улучшенное ингибирование.

Соответственно, данное изобретение предусматривает жидкость для бурения скважин, которая содержит водную непрерывную фазу и растворенную в указанной непрерывной фазе по меньшей мере одной соли, которая существует в жидком состоянии при температуре ниже 150 ° C и которая содержит катион аммония, фосфония или сульфония, содержащий по меньшей мере 5 атомов углерода, или кватернизованный азотсодержащий гетероциклический катион, содержащий по меньшей мере 6 атомов углерода; при условии, что указанная соль не является ацетатом 2–гидрокси–N,N,N–триметилэтанаминием.

Такие соли обычно называются "ионными жидкостями". Будучи жидкостями, они имеют некоторые преимущества, например, их можно вводить при помощи насоса,

а не дозировать в виде твердых веществ, и они способны выдерживать высокие температуры.

Предпочтительно, чтобы соль, применяемая согласно данному изобретению представляла собой "ионную жидкость при комнатной температуре", то есть такую соль, которая является жидкой при температуре 30 ^{o}C.

Данное изобретение предусматривает также способ проведения операции бурения скважины, который включает введение в ствол скважины в формации, содержащей глину, буровой жидкости по изобретению. Способ можно охарактеризовать как способ снижения набухания формации, содержащей глину, во время операции бурения или как способ стабилизации формации, содержащей глину во время операции бурения.

Предпочтительно, чтобы указанный катион содержал по меньшей мере 8, предпочтительно по меньшей мере 12 атомов углерода.

Соль, применяемая согласно данному изобретению, может содержать катион аммония, фосфония или сульфония общей формулы $Na^{+}R_aR_bR_cR_d$, $P^{+}R_aR_bR_cR_d$ или $S^{+}R_aR_bR_c$, соответственно, где каждый из R_a, R_b, R_c и R_d (если он содержится) независимо выбран из водорода, алкильной группы, содержащей от 1 до 30, предпочтительно от 1 до 20, например, 1 – 10, например, 1 – 4 атома углерода, который может быть замещен одним или несколькими заместителями, выбранными из гидрокси, карбокси, аминогруппы, амидной группы, сульфатной группы, цианатной группы и тиоцианатной группы и/или может прерываться одним или несколькими предпочтительно 1, 2 или 3 атомами кислорода или арильной группой. Группы R_a, R_b, R_c и R_d (если они содержатся) в целом должны содержать по меньшей мере 5, предпочтительно по меньшей мере 8, и предпочтительно по меньшей мере 12 атомов углерода. Непрерывающаяся алкильная группа R_a, R_b, R_c или R_d предпочтительно содержит до 20 атомов углерода и предпочтительно является незамещенной или замещенной одной или несколькими гидрофильными группами, например, гидроксильными или карбоксильными группами. Группы, которые прерываются одним или несколькими атомами кислорода, например, группы простого полиэфира, могут быть также незамещенными или замещенными одной или несколькими гидрофильными группами, например, гидроксильными или карбоксильными группами. Предпочтительно, чтобы не более, чем один из R_a, R_b, R_c и R_d (если они содержатся) могут быть одинаковыми или разными, но предпочтительно, чтобы по меньшей мере одна из указанных групп отличалась от других групп. Например, в катионе

четвертичного аммония или фосфония три из R_a, R_b, R_c и R_d могут быть одинаковыми низшими алкилами, например, каждая из этих групп может быть метильной или каждая может быть этильной группой, в то время как оставшаяся группа является группой большего размера, например, алкильной группой, содержащей по меньшей мере 4 атома углерода, например, от 4 до 10 атомов углерода. Или же три группы из R_a, R_b, R_c и R_d могут быть одинаковыми высшими алкилами, например, каждая из этих групп может быть C_{3-5} алкилом, в то время как оставшаяся группа является низшим алкилом, например, метильной или этильной группой. Предпочтительно, чтобы катион представлял собой катион четвертичного фосфония. Например, катион может быть трибутил(этил)фосфонием.

Или же катион, входящий в состав соли, применяемой по данному изобретению, может включать азотсодержащую гетероциклическую кольцевую систему, предпочтительно ароматическую азотсодержащую гетероциклическую кольцевую систему, в которой атом азота, образующий часть указанной кольцевой системы, является кватернизованным. Кольцевая система содержит до 14 атомов в кольце (кольцах) и может быть моноциклической, бициклической или перициклической, но предпочтительно является моноциклической или бициклической, особенно моноциклической.

Подходящие кольцевые системы включают, например, системы, полученные из пиррола, оксазола, тиазола, имидазола, пиридина, пиридазина, пиримидина, пиразина, триазина, индола, изоиндола, индазола, бензимидазола, бензтиазола, пурина, хинолина и изохинолина. Особенно предпочтительной кольцевой системой является имидазол. Кольцевая система может содержать один или несколько заместителей, например, C_{1-6} алкил, циано и карбоксильная группы.

Заместители у атома азота, обеспечивающие кватернизацию, могут быть, например, атомом водорода или алкильной группой, содержащей до 16 атомов углерода, возможно замещенной одним или несколькими одинаковыми или разными заместителями, выбранными из фенила, карбоксила, аминогруппы, амидной группы, сульфатной группы, цианатной группы и тиоцианатной группы и атомов галоида, эти заместители могут также прерываться одним или несколькими атомами кислорода, азота и/или серы. Предпочтительно, заместитель является незамещенной алкильной группой, содержащей до 16 атомов углерода, предпочтительно от 1 до 8 атомов углерода.

Конкретные примеры подходящих катионов включают, например, катионы 1–алкил –3–алкилимидазолия, где каждая алкильная группа предпочтительно содержит до 10, особенно до 8, наиболее предпочтительно до 4 атомов углерода, например, катион 1 –этил–3–метилимидазолия.

Соль, применяемая согласно данному изобретению, не может быть 2–гидрокси–N,N,N–триметилэтанаминийацетатом, известным также как ацетат холина и предпочтительно, чтобы катион не являлся катионом холина. Предпочтительно, чтобы катион представлял собой катион соли четвертичного фосфония, указанный выше или ароматическую азотсодержащую гетероциклическую кольцевую систему, в которой атом азота, образующий часть такой кольцевой системы, является кватернизованным, как указано выше, в особенности катиона имидазолия.

Природа аниона, содержащегося в соли, используемой по данному изобретению, не является критической, при условии, что полученная соль представляет собой ионную жидкость и растворяется в непрерывной фазе буровой жидкости. Подходящие анионы включают, например, карбоксилаты (например, метаноат, этаноат, трифторацетат, бензоат и лактат), сульфат, кислый сульфат, алкил-, галоидалкил- или арилсульфаты или –сульфонаты (например, метилсульфат, этилсульфат, октилсульфат, метилсульфонат, трифторметансульфонат и тозилат), фосфаты, фосфинаты и фосфонаты (например, фосфат, диметилфосфат, диэтилфосфат и гексафторфосфат), алкил- или галоидалкилсульфониламиды (например, трифторметансульфониламид или бистрифторметансульфониламид), нитрат, карбонат или алкилкарбонаты (например, метилкарбонат), анионы окисей (например, феноксид), дицианамид ($[C(CN)_2]^-$), азолаты (например, 1,2,4 – триазолат), галоидиды, пергалоидиды, псевдогалоидиды (например, цианат и тиоцианид), анионы металлов, такие как $[MCl_m]^-$, где M означает галлий или индий и различные фторированные анионы (например, тетрафторборат, перфторалкилфторфосфаты и фторированные бораты).

Соли, применяемые согласно изобретению, могут быть получены известными способами. Например, они могут быть получены путем кватернизации соответствующего амина, фосфина, сульфида или гетероциклического соединения, и, если это желательно или требуется, последующего замещения аниона в полученной соли другим анионом. Например, надлежащим образом замещенный амин, фосфин, сульфид или гетероциклическое соединение может взаимодействовать с алкилирующим агентом, таким как алкилбромид с последующим метатезисом аниона, если это желательно, с получением требуемой соли. Например, метил- или этилзамещенные

гетероциклические соли могут быть получены путем алкилирования диметилсульфатом и диэтилсульфатом, соответственно, обычно в среде толуола при температуре около 100 °С.

Непрерывная фаза жидкости по изобретению содержит растворенную в ней соль, которая ингибирует сланцеватую глину. Обычно непрерывная фаза буровой жидкости на водной основе получена из морской воды или синтетического рассола. Такие рассолы обычно содержат соли, выбранные из галоидных соединений щелочных металлов, галоидных соединений щелочноземельных металлов и ацетатов или формиатов натрия, калия или цезия. Предпочтительные соли включают, например, хлорид натрия, хлорид калия, формиат калия или хлорид кальция. Могут быть также использованы карбонат, сульфат, фосфат, силикат и цитрат (наряду с другими поливалентными анионами), например, щелочных металлов, а также смеси солей или соль вообще не содержится. Общее содержание солей будет влиять на плотность жидкости для бурения, что важно для контроля свойств скважин. Удельный вес жидкости для бурения скважин находится в пределах от 0,9 до 2,5, обычно в пределах от 1,0 до 2,0. Преимущество настоящего изобретения заключается в том, что соли, ингибирующие сланцеватую глину, в общем не оказывают неблагоприятного влияния на вязкость жидкости для бурения скважин, что означает, что вязкость можно контролировать обычными методами.

Гликоли представляют собой общеизвестные ингибиторы сланцеватой глины, используемые в жидкостях для бурения скважин на водной основе. Одним недостатком применения гликолей является то, что ингибирование в чистой воде или в рассолах на основе хлорида натрия, например, морской воды, обычно является слабым, поэтому обычно существенным является применение синтетического рассола, содержащего такую соль, как хлорид калия. Соли, применяемые по изобретению, обычно проявляют достаточно высокое ингибирующее действие, даже когда применяют чистую воду (в случае бурения на земле) или рассол на основе хлорида натрия (например, при применении морской воды), хотя природа воды/рассола должна быть оптимизирована в зависимости от природы соли, ингибирующей сланцеватую глину.

Содержание соли, ингибирующей сланцеватую глину, в жидкости для бурения скважин может колебаться в широких пределах. Оно может находиться, например, в пределах от 0,1 до 15 %, например, от 0,1 до 10 %, предпочтительно от 1 до 5 % вес/об (то есть в г/ 100 мл общего объема). По меньшей мере часть соли, ингибирующей

сланцеватую глину, должна быть растворена в непрерывной водной фазе, дополнительное количество соли, если это желательно, может быть в твердом виде.

Жидкость согласно настоящему изобретению содержит непрерывную водную фазу. Таким образом, это может быть жидкость на чисто водной основе или эмульсия масло–в–воде, то есть эмульсия, в которой капельки масел диспергированы в непрерывной водной фазе. В случае эмульсии масло–в–воде может содержаться, по меньшей мере один эмульгатор, хотя соль, применяемая согласно данному изобретению в некоторых случаях может действовать как эмульгатор. Подходящие обычные эмульгаторы хорошо известны специалисту в данной области. В эмульсии масляная фаза может быть, например, диспергирована в непрерывной водной фазе в количестве от 1 до 65 % по объему, предпочтительно от 2,5 до 40 % по объему, наиболее предпочтительно от 10 до 35 % по объему в расчете на общий объем водной и масляной фаз. Обычно масляная фаза распределена в водной фазе в виде мелких капель. Капли масляной фазы имеют средний диаметр менее 40 мк, предпочтительно от 0,5 до 20 мк и наиболее предпочтительно от 0,5 до 10 мк.

Прерывистая масляная фаза эмульсии масло–в–воде может представлять собой, например, сырую нефть, очищенную нефтяную фракцию, минеральное масло, синтетический углеводород, а также любое неуглеводородное масло, которое способно образовывать стабильную эмульсию с непрерывной водной фазой. Предпочтительно, чтобы такое неуглеводородное масло являлось биоразлагаемым и поэтому не было связано с экотоксическими проблемами. Особенно предпочтительно, чтобы неуглеводородное масло имело растворимость в воде при комнатной температуре менее 2 % по весу, предпочтительно менее 1,0 % по весу, наиболее предпочтительно менее 0,5 % по весу.

Однако предпочтительно, чтобы жидкость по изобретению была полностью на водной основе, в этом случае жидкость на водной основе представляет собой раствор соли, ингибирующей сланцеватую глину в воде или рассоле, при этом содержатся незначительные количества масла или оно вообще не содержится.

Обычно жидкость для бурения скважин является буровым раствором, раствором для вскрытия пласта, жидкостью для борьбы с поглощением бурового раствора, жидкостью для ремонта скважин, пакерной жидкостью или рабочей жидкостью для гидроразрыва. Предпочтительно раствор для бурения скважин является буровым раствором или раствором для вскрытия пластов. Жидкость для бурения скважин может, конечно, содержать обычные добавки, обычно применяемые в таких жидкостях. Такие

добавки включают, например, добавки для увеличения плотности жидкости, полимерные загустители, разбавители, добавки, уменьшающие потерю жидкости, обычные ингибиторы сланцеватой глины, например, гликоли, смазочные агенты, поверхностно-активные вещества и твердые вещества в виде частиц, такие как заполнители или утяжелители, например, барит (сульфат бария). Количество вспомогательных веществ и добавок, применяемых в каждом случае, находится в пределах, обычных для жидкостей для бурения скважин. Преимуществом солей, применяемых согласно данному изобретению, является то, что они в общем совместимы с обычными добавками, используемыми в жидкостях для бурения скважин, например, с добавками, снижающими потерю жидкости и они обычно не оказывают очень сильного влияния на величину pH, что дает возможность применять обычные средства для регулирования pH.

Изобретение иллюстрируют следующие примеры. Во всех случаях результаты выражены в виде данных характеризующих вес сухой глины, рассчитаны с учетом ранее определенного содержания воды в первоначальном образце глины.

Пример 1

16,5 г 1–этил–3–метилимидазолийхлорида растворяли в 285 мл дистиллированной воды с целью получения "ингибирующего раствора" (примерно 5 вес. % 1–этил–3–метилимидазолийхлорида). 10 г лондонского бурового шлама с размером частиц от 4,0 мм до 2,0 мм помещали в стеклянный сосуд объемом 110 мл и добавляли 100 г ранее приготовленного раствора (5 вес. % 1–этил–3–метилимидазолийхлорида). Сосуд герметизировали и помещали на роликовый стол на 24 ч при комнатной температуре. Через 24 ч образец отфильтровывали через сито 500 мкм и промывали раствором KCl / вода (42,75 г KCl /л). Сито, содержащее частицы выделенной глины, помещали затем в сушильную печь на ночь (при 110 ^{o} C) и затем выделенные частицы тщательно взвешивали. Эту процедуру повторяли три раза, полученные результаты усредняли. Было выделено 79 % глины, что свидетельствует о высоком уровне ингибирования.

Пример 2

Повторяли пример 1, но 285 мл дистиллированной воды заменяли 285 мл раствора NaCl / вода (71,3 г NaCl в дистиллированной воде). Степень выделения глины составила 75,0 %.

Пример 3

Повторяли пример 1, но 285 мл дистиллированной воды заменяли 285 мл раствора KCl/вода (71,3 г KCl в дистиллированной воде). Степень выделения составила 70,0 %.

Примеры 4 – 8

Повторяли пример 1, используя различные соли и или дистиллированную воду, раствор NaCl (71,43 г/л) или раствор KCl (71,43 г/л). Результаты (% выделенной глины) приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Пример №	Соль	Дистиллированн вода	Раствор Na(	Раствор KC
4 (сравнит.)	Холинхлорид	36	37	33
5 (сравнит.)	Тетрабутиламмоний бромид	66	-	58
6	Трибутил(этил)фосфония диэтилфосфат	85	58	60
7 (сравнит.)	Нет	1.8	-	-
8 (сравнит.)	Метилсульфат натрия	1	-	-

Можно видеть, что композиции по изобретению характеризуются более высокой степенью ингибирования, чем композиция, не содержащая ингибитора, или композиция, содержащая соль не по изобретению.

Примеры 9 – 12

Повторяли пример 1 во второй серии опытов. Результаты по выделению глины приведены в Таблице II. Гликоль DCP208 является промышленно доступным ингибитором сланцеватой глины, применяемым в жидкостях для бурения скважин на водной основе.

Таблица II

Пример №	Соль или другой ингибит	Дистиллированная вода	Раствор Na	Раствор K
9	Трибутил(этил)фосфония диэтилфосфат	74	71	75
10	1–этил–3– метилимидазолия этилсульфат	70	76	75
11 (сравнит.)	Нет	1	0.2	0.6
12 (сравнит.)	Гликоль DCP208	1	6	59

Можно видеть, что композиции по изобретению характеризуются гораздо более высокой степенью ингибирования, чем композиция, не содержащая ингибитора, или композиция, содержащая промышленный ингибитор. Промышленный ингибитор, гликоль DCP208, требовал наличия KCl для проявления ингибирующих свойств; ингибиторы согласно изобретению проявляли высокие ингибирующие свойства в воде, в рассоле KCl и в рассоле NaCl.

Примеры 13 – 16

Испытание на прокатывание "фонарей" проводили следующим образом. Около 100 г лондонской глинистой мелочи точно взвешивали в "фонарях". Затем их прокатывали со скоростью 20 об/мин в течение 4 ч при комнатной температуре в 1500 мл различных испытуемых жидкостей, затем промывали водой для удаления следов испытуемых жидкостей из глинистой мелочи. Эту глинистую мелочь высушивали при температуре 130 ^{o} C в течение 16 ч, взвешивали и определяли выход в процентах с учетом первоначального содержания влаги. Содержание влаги было равно 22,01 %. Состав испытуемых жидкостей, моделирующих жидкости для бурения скважин приведены в Таблице III, результаты – выход глины в результате проведения этих испытаний показан в Таблице IV.

Таблица III

KCl	0 или 129 г
Крахмал (Flotrol)	129 г
PAC L	4.3 г
XC полимер Duovis	5.1 г
Трибутил(этил)фосфония диэтилфосфат или 1–этил–3–метилимидазолия этилсульфат	75 мл
pH (установленный при помощи KOH)	10
Вода	До 1500 мл

Таблица IV

Пример №	KCl	Соль	Выход глины (вес. %)
13	0	Трибутил(этил)фосфония диэтилфосфат	48
14	129 г	Трибутил(этил)фосфония диэтилфосфат	61
15	0	1 – этил – 3 – метилимидазолия этилсульфат	64
16	129 г	1 – этил – 3 – метилимидазолия этилсульфат	72

Формула изобретения

1. Жидкость для бурения скважин, которая содержит водную непрерывную фазу и растворенную в ней по меньшей мере одну соль, которая существует в жидком состоянии при температуре ниже 150 ^{o} C и которая содержит катион аммония, фосфония или сульфония, содержащий по меньшей мере 5 атомов углерода, или кватернизованный азотсодержащий гетероциклический катион, содержащий по меньшей мере 6 атомов углерода, при условии, что указанная соль не является 2–гидрокси–N,N,N–триметилэтанаминия ацетатом.

2. Жидкость для бурения скважин по п. 1, отличающаяся тем, что указанный катион содержит по меньшей мере 8 атомов углерода.

3. Жидкость для бурения скважин по п. 2, отличающаяся тем, что указанный катион содержит по меньшей мере 12 атомов углерода.

4. Жидкость для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что указанная соль содержит катион аммония, фосфония или сульфония общей формулы $Na^{+}R_aR_bR_cR_d$, $P^{+}R_aR_bR_cR_d$ или $S^{+}R_aR_bR_c$, соответственно, где каждый из R_a, R_b, R_c и R_d независимо выбран из водорода, алкильной группы, содержащей от 1 до 30, предпочтительно от 1 до 20, например, 1 – 10, например, 1 – 4 атома углерода, который может быть замещен одним или несколькими заместителями, выбранными из гидрокси, карбокси, аминогруппы, амидной группы, сульфатной группы, цианатной группы и тиоцианатной группы и / или может прерываться одним или несколькими гидроксильными или карбоксильными группами.

5. Жидкость для бурения скважин по п. 4, отличающаяся тем, что любая непрерываемая алкильная группа R_a, R_b, R_c или R_d содержит до 20 атомов углерода и является незамещенной или замещенной одной или несколькими гидроксильными или карбоксильными группами и любая алкильная группа, прерываемая одним или несколькими атомами кислорода, может быть замещена одной или несколькими гидроксильными или карбоксильными группами.

6. Жидкость для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что указанная соль содержит катион четвертичного аммония или фосфония, содержащий три метильные группы или три этильные группы и одну алкильную группу, содержащую по меньшей мере 4 атома углерода; или указанная соль содержит катион четвертичного аммония или фосфония, содержащий три одинаковых C_{3-5} – алкильные группы и или метильную, или этильную группу.

7. Жидкость для бурения скважин по п. 6, отличающаяся тем, что указанная соль содержит катион четвертичного фосфония.

8. Жидкость для бурения скважин по любому из п. п. 1 – 3, отличающаяся тем, что указанный катион является производным пиррола, оксазола, тиазола, имидазола, пиридина, пиридазина, пиримидина, пиразина, триазина, индола, изоиндола, индазола, бензимидазола, бензтиазола, пурина, хинолина или изохинолина.

9. Жидкость для бурения скважин по п. 8, отличающаяся тем, что указанный катион является производным имидазола.

10. Жидкость для бурения скважин по любому из п. п. 1 – 3, 8 и 9, отличающаяся тем, что кватернизующий заместитель у атома азота гетероцикла представляет собой атом водорода или алкильную группу, содержащую до 16 атомов углерода, которая может быть замещена одним или несколькими одинаковыми или разными заместителями, выбранными из фенила, карбоксила, аминогруппы, амидной группы, сульфатной группы, цианатной и тиоцианатной групп и атомов галоида и может прерываться одним или несколькими атомами кислорода, азота и/или серы.

11. Жидкость для бурения скважин по п. 10, отличающаяся тем, что указанный заместитель является незамещенной алкильной группой, содержащей от 1 до 8 атомов углерода.

12. Жидкость для бурения скважин по п. 1, отличающаяся тем, что указанный катион выбран из трибутил(этил)фосфония или 1–этил–3–метилимидазолия.

13. Жидкость для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что указанная соль существует в жидком состоянии при температуре ниже 30 $^{\circ}$ С.

14. Жидкость для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что непрерывная фаза представляет собой воду или рассол на основе хлорида натрия.

15. Жидкость для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов, отличающаяся тем, что она содержит незначительные количества масла или не содержит масла.

16. Способ проведения операции бурения, который включает введение в буровую скважину в формации, содержащей глину, жидкости для бурения скважин по любому из предыдущих пунктов.

17. Применение соли, которая содержит катион аммония, фосфония или сульфония, содержащий по меньшей мере 5 атомов углерода, или кватернизованный

азотсодержащий гетероциклический катион, содержащий по меньшей мере 6 атомов углерода, и существует в жидком состоянии при температуре ниже 150 ^{o} C, в качестве ингибитора сланцеватой глины.