

При вращательном бурении подземных скважин предполагаются многие функции и характеристики бурового раствора. Буровой раствор должен циркулировать по скважине и нести выбуренную породу снизу от режущего инструмента, переносить выбуренную породу к кольцевому пространству и обеспечивать возможность ее отделения на поверхности. В то же время буровой раствор охлаждает и очищает буровое долото, снижает трение между технологическим инструментом и сторонами скважины и поддерживает стабильность необсаженных секций. Буровой раствор образует также тонкую фильтрующую корку с низкой проницаемостью, которая забивает отверстия в пластах, через которые проходит режущий инструмент, и обеспечивает снижение нежелательного притока пластовых жидкостей из проницаемых горных пород.

Буровые растворы обычно классифицируют по их основному материалу. В буровых растворах на масляной основе твердые частицы суспендированы в масле, и в масле может быть эмульгирована вода или соляной раствор. Масло обычно является непрерывной фазой. В буровых растворах на водной основе твердые частицы суспендированы в воде или соляном растворе, а масло может быть эмульгировано в воде. Вода обычно является непрерывной фазой. Пневматические жидкости являются третьей группой буровых растворов, при применении которых высокоскоростной поток воздуха или природного газа удаляет выбуренную породу.

Три типа твердых веществ обычно находятся в буровых растворах на водной основе: 1) глины и органические коллоиды, добавляемые для получения необходимой вязкости и фильтрующих свойств; 2) тяжелые минералы, функция которых состоит в повышении плотности бурового раствора; и 3) твердые вещества из породы, которые диспергируются в буровом растворе в ходе процесса бурения.

Твердые вещества породы, которые становятся диспергированными в буровом растворе, обычно являются породой, полученной при действии бурового долота, и твердыми веществами, получающимися при неустойчивости скважины. Когда твердые вещества породы являются глинистыми минералами, которые разбухают, наличие твердых веществ любого типа породы в буровом растворе может значительно увеличивать время и стоимость бурения.

Глинистые минералы обычно являются по природе кристаллическими. Строение кристаллов глины определяет их свойства. Обычно глины имеют слоистое слюдоподобное строение. Глиняные слои состоят из ряда кристаллических пластинок, сложенных лицом друг к другу. Каждая пластинка называется единичным слоем, а поверхности единичного слоя называются базальными поверхностями.

Единичный слой образован из многих пластинок. Одна пластинка называется октаэдрической пластинкой, она образована из атомов или алюминия или магния, скоординированных октаэдрически с помощью атомов кислорода гидроксидов. Другая пластинка называется тетраэдрной пластинкой. Тетраэдрная пластинка состоит из атомов кремния скоординированных тетраэдрически с помощью атомов кислорода.

Пластинки в единичном слое связаны друг с другом общими атомами кислорода. Когда это связывание происходит между октаэдрическими и тетраэдрными пластинками, одна базальная поверхность состоит из экспонированных атомов кислорода, тогда как другая базальная поверхность имеет экспонированные гидроксилы. Получающаяся в результате структура, известная как структура Гофмана, имеет октаэдрную пластинку, которая помещена между двумя тетраэдрными пластинками. В результате, обе базальные поверхности в структуре Гофмана образованы экспонированными атомами кислорода.

Единичные слои сложены в стопку поверхность к поверхности и удерживаются на месте слабыми притягивающими силами. Расстояние между соответствующими плоскостями в соседних единичных слоях называется с-расстоянием. Кристаллическое строение глины с единичным слоем, состоящим обычно из трех пластин, имеет с-расстояние, равное примерно $9,5 \times 10^{-7}$ мм.

В минеральных кристаллах глины атомы, имеющие разную валентность, обычно будут расположены в пластинках структуры так, что создается отрицательный потенциал на поверхности кристалла. В этом случае катион абсорбирован на поверхности. Эти абсорбированные катионы называются обмениваемыми катионами, потому что они могут химически меняться местами с другими катионами, когда кристаллы глины суспендированы в воде. Кроме того, ионы могут быть также адсорбированы на ребрах кристаллов глины и обмениваться с другими ионами в воде.

Тип замещений, происходящих в кристаллической структуре, и обмениваемые катионы, адсорбированные на кристаллической поверхности, значительно влияют на набухание глины, свойство первостепенной важности для производства бурового раствора. Набухание глины является феноменом, при котором молекулы воды окружают кристаллическую структуру глины и размещаются так, что увеличивают с-расстояние в структуре, приводя, таким образом, к увеличению объема. Может происходить набухание двух типов.

Поверхностная гидратация является одним из типов набухания, при котором молекулы воды адсорбируются на поверхности кристаллов. Водородные связи удерживают слой молекул воды у атомов кислорода, экспонированных на поверхностях кристаллов. Последующие молекулы воды выстраиваются с образованием квазикристаллической структуры между единичными слоями, что приводит к

увеличению с-расстояния. В сущности, все виды глин набухают таким образом.

Осмотическое набухание является вторым типом набухания. Когда концентрация катионов между единичными слоями в минерале глины выше концентрации катионов в окружающей воде, вода осмотически всасывается между единичными слоями и с-расстояние увеличивается. Осмотическое набухание приводит к тому, что общий объем увеличивается больше, чем поверхностная гидратация. Однако только некоторые глины, подобные монтмориллониту натрия, набухают таким образом.

Обмениваемые катионы, обнаруживаемые в минералах глин, обладают значительным влиянием на величину происходящего набухания. Обмениваемые катионы конкурируют с молекулами воды за доступные активные участки в структуре глины. Обычно катионы с высокими валентностями более сильно адсорбируются, чем катионы с низкими валентностями. Таким образом, глины с обмениваемыми катионами с низкой валентностью будут набухать больше, чем глины, обмениваемые катионы которых имеют высокую валентность.

В Северном море и в северной части побережья Мексиканского залива буровики обычно сталкиваются с глинистыми осадками, в которых преобладающим минералом глины является монтмориллонит натрия (обычно называемый «сланец гумбо»). Катионы натрия являются преобладающими обмениваемыми катионами в сланце гумбо. Так как катион натрия имеет низкую положительную валентность, (т.е. номинально валентность +1), он легко диспергирует в воду. В результате сланцы гумбо пользуются дурной славой из-за их набухания.

Набухание глины во время бурения подземной скважины может иметь сильное неблагоприятное действие на операции бурения. Общее увеличение объема породы, сопровождающее набухание глин затрудняет удаление выбуренной породы снизу от бурового долота, повышает трение между буровой колонной и сторонами скважины и замедляет образование тонкой глиняной корки, которая изолирует пласты породы. Набухание глины может также создавать другие проблемы бурения, такие как потеря циркуляции или прихват труб, что замедляет бурение и повышает стоимость бурения. Таким образом, принимая во внимание частоту, с которой встречаются сланцы гумбо при бурении подземных скважин, разработка вещества для снижения и способа снижения набухания глины остается постоянным запросом разведочной отрасли нефтяной и газовой промышленности.

Одним из способов снижения набухания глины является использование солей в буровых растворах. Соли обычно снижают набухание глин. Однако соли флокулируют глины, приводя как к высоким потерям жидкости, так и к почти полной потере тиксотропии. Кроме того, повышение солености часто снижает функциональные характеристики добавок к буровому раствору.

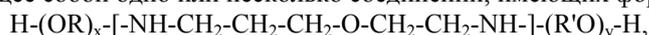
Другим способом регуляции набухания глины является использование молекул органического сланцевого ингибитора в буровых растворах. Полагают, что молекулы органического сланцевого ингибитора адсорбируются на поверхностях глин с добавленным органическим сланцевым ингибитором, конкурируя с молекулами воды за реактивные сайты глины и, таким образом, служат для снижения набухания глины.

Органические молекулы сланцевого ингибитора могут быть или катионными, или анионными, или неионными. Катионные органические сланцевые ингибиторы диссоциируют на органические катионы и неорганические анионы, тогда как анионные органические сланцевые ингибиторы диссоциируют на неорганические катионы и органические анионы. Неионные молекулы органических сланцевых ингибиторов не диссоциируют.

Важно, чтобы буровик подземных скважин был способен регулировать реологические свойства буровых растворов путем использования добавок, включая молекулы органических сланцевых ингибиторов. Для нефтяной и газовой промышленности в настоящее время желательно, чтобы добавки работали как на участках побережья до прибойной зоны, так и на участках, находящихся в открытом море, и в окружении пресной и соленой воды. Кроме того, так как процесс бурения воздействует на жизнь растений и животных, добавки к буровому раствору должны иметь низкие уровни токсичности и должны быть легкими для работы с ними и использования, чтобы свести к минимуму опасность загрязнения окружающей среды и опасность для операторов. Любая добавка к буровой жидкости должна также обеспечивать желаемые результаты, но не должна мешать желаемому действию других добавок. Разработка таких добавок поможет нефтяной и газовой промышленности удовлетворить длительно ощущаемую потребность в добавках к буровому раствору высшего качества, которые действуют так, что регулируется набухание глины и пород в буровой скважине без побочного влияния на реологические свойства буровых растворов. Данное изобретение адресовано к этой потребности.

Краткое изложение изобретения

Согласно настоящему изобретению создан буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающую в присутствии воды, содержащий непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу:



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до

4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в достаточной концентрации для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

R и R' могут быть выбраны из групп этилена, n -пропилена, 2-метилэтилена и n -бутилена.

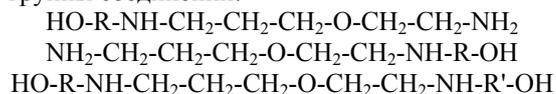
R и R' могут являться этиленовыми группами или пропиленовыми группами.

Непрерывная фаза на водной основе может быть выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

Буровой раствор может дополнительно содержать реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из группы, состоящей из органических полимеров, крахмалов и их смесей.

Утяжелитель может быть выбран из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, водорастворимых органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их сочетаний.

Согласно другому варианту выполнения изобретения буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающей в присутствии воды, содержит непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, выбранное из группы соединений:



в которых R и R' представляют независимо выбранные алкиленовые группы, имеющие от 2 до 4 атомов углерода, и смеси таких соединений, причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

R и R' могут являться этиленовыми группами или пропиленовыми группами.

Непрерывная фаза на водной основе может быть выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

Буровой раствор может дополнительно содержать реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из группы, состоящей из органических полимеров, крахмалов и их смесей.

Утяжелитель может быть выбран из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

Согласно еще одному варианту выполнения буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающей в присутствии воды, содержит непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, которое является одним или несколькими соединениями, имеющими формулу:



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10, причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

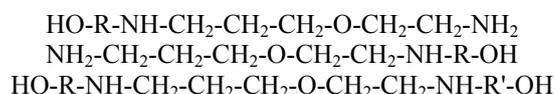
Согласно изобретению создан также способ формирования подземной скважины, включающий бурение подземной скважины с помощью долота для вращательного бурения и бурового раствора, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу:



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

В данном способе средство для снижения гидратации сланцев, может быть выбрано из группы соединений:



и смеси таких соединений.

Непрерывная фаза на водной основе может быть выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

В данном способе буровой раствор может дополнительно содержать утяжелитель, выбранный из

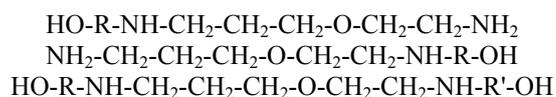
группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромиды кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

Согласно изобретению создан способ снижения набухания сланцевой глины, встречающейся при бурении подземных скважин, включающий циркуляцию в подземной скважине бурового раствора на водной основе, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10, причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

В данном способе средство для снижения гидратации сланцев, может быть выбрано из группы соединений:



и смеси таких соединений.

Непрерывная фаза на водной основе может быть выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

Буровой раствор может дополнительно содержать утяжелитель, выбранный из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромиды кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

Согласно изобретению создан буровой раствор для использования при бурении подземных скважин, содержащий непрерывную фазу на водной основе, загуститель и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу:



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

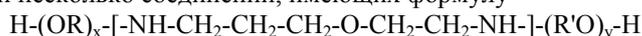
Согласно изобретению создан раствор для использования в подземных скважинах, содержащий непрерывную фазу на водной основе, загуститель и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

Согласно изобретению создан способ снижения набухания сланцевой глины в подземной скважине, включающий циркуляцию в подземной скважине бурового раствора на водной основе, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой один или несколько соединений, имеющих формулу



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в достаточной концентрации для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

В вышеописанных растворах и способах средства снижения гидратации сланцев должны, предпочтительно, характеризоваться относительно низкой токсичностью, которая количественно определяется с помощью испытания на креветках Mysid, и совместимостью с анионными компонентами бурового раствора, которые могут присутствовать в буровом растворе. Управление по защите окру-

жающей среды Соединенных Штатов утвердило биологическое исследование на креветках *Mysid* в качестве средства оценки токсичности буровых растворов для морских животных и растений. Подробная оценка методики количественного определения токсичности буровых растворов описана у Duke, T.W., Parrish, P.R., "Acute Toxicity of Eight Laboratory Prepared Generic Drilling Fluids to Mysids (*Mysidopsis*)", 1984 EPA-600/3-84-067, содержание которой включено сюда в виде ссылки.

В целях понимания термина «низкая токсичность» в контексте данной заявки термин относится к буровому раствору с LC50 более 30000 ч/млн с помощью испытания на креветках *Mysid*. Хотя 30000 было числом, используемым в целях оценки, оно не должно рассматриваться в качестве ограничения данного изобретения. Скорее испытания представляют контекст для использования термина «низкая токсичность», который использован в данном изобретении, который будет легко понят специалистами в данной области. Другие значения LC50 практически применимы в разном природном окружении. Значение LC50 более 30000 было приравнено «совместимому с окружающей средой» продукту.

Эти и другие признаки настоящего изобретения более полно представлены в следующем далее описании иллюстративных воплощений данного изобретения.

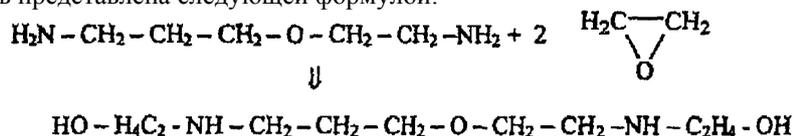
Описание иллюстративных воплощений

Настоящее изобретение относится к буровому раствору на водной основе для использования при бурении скважин через пласт, содержащий сланцевую глину, набухающую в присутствии воды. Как термины здесь используются сланцы, глина, сланцевая глина и глина гумбо для описания гидрофильных пород, которые могут встречаться при бурении скважин, и в которых буровые растворы данного изобретения подавляют набухание, как описано выше. Обычно буровой раствор данного изобретения включает утяжелитель, снижающее гидратацию сланцев средство и непрерывную водную фазу. Как описано ниже, буровые растворы данного изобретения могут также включать дополнительные компоненты, такие как реагент для регулирования отдачи жидкости, закупоривающие агенты, смазочные материалы, средства против налипания на головку бура, снижающие коррозию средства, поверхностно-активные вещества и суспендирующие средства и тому подобное, что может быть добавлено в буровой раствор на водной основе.

Подавляющее гидратацию сланцев средство данного изобретения предпочтительно является продуктом реакции полиоксикалкендиамин с алкиленоксидом. Получающееся соединение подавляет набухание сланцевой глины, которая может встречаться в процессе бурения.

Полиоксикалкениламины являются общей группой соединений, которые содержат первичные аминогруппы, присоединенные к концу главной полиэфирной цепи. Они, таким образом, являются «полиэфираминами», которые могут быть моноаминами, диаминами или триаминами с разным молекулярным весом в интервале до 5000. Главная цепь имеет в основе или пропиленоксид (ПО), этиленоксид (ЭО) или смешанные этиленоксидные/пропиленоксидные (ЭО/ПО) группы. Одним из коммерческих источников таких соединений является Huntsman Chemical и их семейство продуктов JEF-FAMINE[®]. В данном изобретении алкиленовые группы полиоксикалкендиамин являются алкиленами с прямой цепью, которые могут быть одинаковыми (т.е. все элементы этиленовые), разными (т.е. метиленовым, этиленовым, пропиленовым и т.д.) или смесями алкиленовых групп. Разветвленная алкиленовая группа может также использоваться для образования полиэфирной цепи.

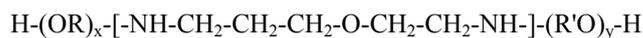
Алкиленоксидные соединения являются общим классом соединений, в которых оксогруппа связана с двумя соседними атомами углерода с образованием треугольного кольца. Часто называемые эпокси группой, такие соединения являются реактивными с аминными функциональными группами полиоксикалкендиамин с образованием соединений, пригодных при практическом осуществлении данного изобретения. Например, реакция двух молярных эквивалентов этиленоксида (т.е. оксирана) с полиоксикалкендиамином, в котором главная полиэфирная цепь состоит из этилен- и пропиленоксида, может быть представлена следующей формулой:



Условия для проведения такой реакции должны быть хорошо известны специалисту в данной области органического синтеза.

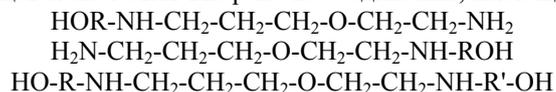
Вышеприведенная реакция может быть проведена с широким рядом алкиленоксидных соединений. Например, могут быть использованы этиленоксид, пропиленоксид, бутиленоксид и т.д. Кроме того, могут быть применены другие пути синтеза для получения тех же самых целевых соединений, используемых в данном изобретении. Такие альтернативные пути будут очевидны специалисту в области органического синтеза.

Хотя ряд представителей этой группы соединений могут служить в качестве средств снижения набухания сланцев, обнаружено, что соединения, имеющие общую формулу:



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна по меньшей мере 1 и менее 20, пригодны в качестве средств снижения набухания сланцев. Важным свойством для отбора средств снижения набухания сланцев данного изобретения является то, что выбранные соединения или смесь соединений должны обеспечивать эффективное снижение гидратации сланцев, когда сланцевая глина подвергается воздействию бурового раствора.

В одном из предпочтительных иллюстративных воплощений данного изобретения средство снижения гидратации сланцев может быть выбрано из соединений, имеющих формулу:



в которых R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и смеси таких соединений, и смеси этих и подобных соединений.

Средство снижения гидратации сланцев должно присутствовать в достаточной концентрации, чтобы снижать гидратацию любого из или обоих из набухания на основе поверхностной гидратации и/или осмотического набухания сланцевой глины. Точное количество средства снижения гидратации сланцев, присутствующее в конкретном составе бурового раствора, может быть определено посредством испытания по методу проб и ошибок сочетания буровой жидкости и встречающегося состава сланцевой глины. В основном, однако, средство снижения гидратации сланцев данного изобретения можно использовать в буровых растворах в концентрации от примерно 1 до примерно 18 фунтов на баррель и более предпочтительно в концентрации от примерно 2 до примерно 12 фунтов на баррель бурового раствора.

В дополнение к снижению гидратации сланцев с помощью средства снижения гидратации сланцев выгодно достигаются и другие свойства. В частности, было обнаружено, что средства снижения гидратации сланцев данного изобретения могут также дополнительно отличаться их совместимостью с другими компонентами бурового раствора, толерантностью к примесям, температурной стабильностью и низкой токсичностью. Эти факторы способствуют той концепции, что средства снижения гидратации сланцев данного изобретения могут иметь широкое применение как при операциях бурения на земле, а также при операциях бурения в открытом море.

Буровые растворы настоящего изобретения содержат утяжелитель для увеличения плотности жидкости. Важнейшей целью такого утяжелителя является повышение плотности бурового раствора так, чтобы предотвратить отдачу и выбросы. Специалист в данной области должен знать и понимать, что предотвращение отдачи и выбросов важно для безопасной ежедневной работы бурового оборудования. Таким образом, утяжелитель добавляют в буровой раствор в функционально эффективном количестве, большей частью зависящем от природы пласта, который нужно бурить.

Утяжелители, пригодные для использования при изготовлении буровых растворов данного изобретения, могут быть, в основном, выбраны из любого типа утяжелителей, находится ли он в форме твердого вещества, частиц, суспендированных в растворе, растворенным в водной фазе, как часть процесса получения, или добавляется позже во время бурения. Предпочтительно, чтобы утяжелитель был выбран из группы, включающей барит, гематит, оксид железа, карбонат кальция, карбонат магния, органические и неорганические соли, и смеси и сочетания этих соединений и подобных таких утяжелителей, которые можно использовать при приготовлении буровых растворов.

Непрерывная фаза на водной основе может обычно быть любой жидкой фазой на водной основе, которая совместима с составом бурового раствора и совместима со средствами снижения гидратации сланцев, описанных здесь. В одном из предпочтительных воплощений непрерывная фаза на водной основе выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и растворимых в воде органических соединений и их смесей. Количество непрерывной фазы на водной основе должно быть достаточным для получения бурового раствора на водной основе. Это количество может находиться в интервале от примерно 100% бурового раствора до менее 30% бурового раствора по объему. Предпочтительно непрерывная фаза на водной основе составляет от примерно 95 до примерно 30% по объему и предпочтительно от примерно 90 до примерно 40% по объему от бурового раствора.

В дополнение к другим компонентам, указанным ранее, в составы буровых растворов на водной основе необязательно добавляют вещества в общем называемые гелеобразующими веществами. Из этих дополнительных веществ каждое может быть добавлено к составу в концентрации, которая реологически и функционально необходима по условиям бурения. Обычными гелеобразующими веществами, используемыми в буровых растворах на водной основе, являются бентонит, сепиолит, глина, аттапульгитная глина, анионные высокомолекулярные полимеры и биополимеры.

Снижающие вязкость вещества, такие как лигносульфонаты, также часто добавляют к буровым растворам на водной основе. Обычно добавляют лигносульфонаты, модифицированные лигносульфонаты, полифосфаты и танины. В других воплощениях в качестве снижающих вязкость веществ также могут быть добавлены низкомолекулярные полиакрилаты. Снижающие вязкость вещества до-

бавляют к буровому раствору для снижения гидравлического сопротивления и регуляции тенденции к гелеобразованию. Другие функции, выполняемые снижающими вязкость веществами, включают снижение фильтрации и толщину глиняной корки, противодействие эффектам солей, снижение до минимума действия воды на породы в буровой скважине, эмульгирование масла в воде и стабилизацию свойств глинистых буровых растворов при повышенных температурах.

Ряд веществ для борьбы с потерями жидкости могут быть добавлены к буровым растворам данного изобретения, которые в основном выбраны из группы, состоящей из синтетических органических полимеров, биополимеров и их смесей. Реагенты для регулирования отдачи жидкости, такие как модифицированный лигнит, полимеры, модифицированные крахмалы и модифицированные целлюлозы, также могут быть добавлены к буровому раствору на водной основе данного изобретения. В одном из воплощений предпочтительно, что добавки данного изобретения, которые выбраны, должны иметь низкую токсичность и быть совместимыми с обычными анионными добавками к буровому раствору, такими как полианионная карбоксиметилцеллюлоза (ПАЦ или КМЦ), полиакрилаты, частично гидролизованные полиакриламиды (ЧГПА), лигносульфонаты, ксантановая камедь, смеси этих веществ и тому подобное.

Буровой раствор данного изобретения может дополнительно содержать инкапсулирующее средство, обычно выбранное из группы, состоящей из синтетических органических, неорганических и биополимеров и их смесей. Роль инкапсулирующего средства состоит в абсорбции во многих точках по цепи на частицах глины, со связыванием таким образом частиц вместе и инкапсулировании выбуренной породы. Эти инкапсулирующие средства помогают улучшить удаление выбуренной породы с помощью меньшего диспергирования выбуренной породы в буровых растворах. Инкапсулирующие вещества могут быть анионными, катионными, амфотерными или неионными по природе.

Другие добавки, которые могли бы присутствовать в буровых растворах данного изобретения, включают такие продукты, как смазочные материалы, ускорители проходки, противопенные вещества, ингибиторы коррозии и продукты поглощения циркулирующей жидкости. Такие соединения должны быть известны специалисту в области составления буровых растворов на водной основе.

Способ использования описанных выше жидкостей в качестве буровых растворов рассматривается как находящийся в объеме данного изобретения. Такое использование должно быть обычным в области бурения подземных скважин, и специалист в данной области должен оценить такие способы и применение. Рассматривается также использование представленных выше растворов для получения густой суспензии из и удаления выбуренной породы, содержащей набухающие сланцевые глины. Рассматривается также, что эти растворы можно использовать при операциях на широком разнообразии подземных скважин, при которых желательно предотвращение набухания сланцевых глин гумбо и других подобных пород. Такое использование включает использование в качестве уплотняющей жидкости, жидкости для гидроразрыва, жидкости для повторной разработки, раствора для повторного завершения ствола скважины и тому подобного, где свойства раствора будут полезными.

Следующие примеры включены для демонстрации предпочтительных воплощений данного изобретения. Специалистам в данной области должно быть понятно, что методики, описанные в примерах, которые следуют далее, представляют открытые методики для хорошей работы при практическом осуществлении данного изобретения, и, таким образом, можно считать, что они составляют предпочтительные способы его осуществления на практике. Однако специалисты в данной области должны, в свете данного описания, понять, что может быть выполнено много изменений в конкретных осуществлениях, которые описаны, и по-прежнему получить похожий или сходный результат без выхода из объема данного изобретения.

Если не указано иначе, все исходные материалы доступны для приобретения, и используются стандартные лабораторные методики и оборудование. Испытания проводили в соответствии с методиками документа RP 13B-2, 1990 Американского нефтяного института (АНИ). Следующие аббревиатуры используются иногда при описании результатов, обсуждаемых в примерах.

«ПВ» представляет пластическую вязкость, которая является одной из переменных, используемых при расчете характеристик вязкости бурового раствора.

«ПТ» представляет предел текучести (фунтов/100 фут²), который является другой переменной, используемой при расчете характеристик вязкости буровых растворов.

«ГЕЛИ» (способность образовывать гель) (фунтов/100 фут²) представляет собой меру характеристик суспендирования и тиксотропных свойств бурового раствора.

«П/Ж» представляет собой потерю жидкости по АНИ и является мерой потери жидкости в мл из бурового раствора при 100 фунт/дюйм².

Пример 1.

Средства снижения гидратации сланцев, использованные в иллюстративных примерах, были получены по реакции Джеффамина (Jeffamine) с 2 эквивалентами этиленоксида. Продукт вышеприведенной реакции использовали для получения бурового раствора на водной основе следующим образом.

Чтобы продемонстрировать лучшую работу данного изобретения первое исследование было

спланировано так, чтобы определить максимальное количество бентонита по АНИ, набухание которого может быть снижено единственной обработкой 10,5 фунтами на баррель вещества (I), снижающим гидратацию сланцев, за период в несколько дней.

При этом испытании используется однобаррелевый эквивалент водопроводной воды с 10,5 фунт/баррель ингибитора гидратации сланцев (I). Водопроводную воду использовали в качестве контроля. Все образцы доводили до pH 9 и обрабатывали порцию 20 фунт/баррель M-I Gel (бентонит) при средней степени усилия сдвига. После перемешивания в течение 30 мин количественно определяли реологические свойства, и затем образцы состаривали в течение ночи при 150°F. После того, как образцы охлаждали, регистрировали их реологические характеристики и pH. Все образцы затем доводили до по меньшей мере pH 9 перед новым взаимодействием их с бентонитом, как описано ранее. Эту процедуру проводили для каждого образца до тех пор, пока они не становились слишком густыми для измерения. Результаты этой оценки представлены в табл. 1 и показывают улучшенное действие средства снижения гидратации сланцев (I) данного изобретения.

Таблица 1

Бентонит, фунт/баррель	Основа	(I)
Реологические характеристики при 600 об./мин - тепловое старение, 150°F		
20	34	7
40	300+	21
60		75
80		300+
Реологические характеристики при 3 об./мин - тепловое старение, 150°F		
20	1	1
40	132	2
60		4
80		34
Статическое напряжение сдвига после 10 мин покоя - тепловое старение, 150°F		
20	4	1
40	184	3
60		4
80		62
Предел текучести - тепловое старение, 150°F		
20	8	1
40	-	3
60	-	15
80	-	-

По рассмотрению представленного выше специалист должен понять и оценить то, что буровые растворы, составленные в соответствии с данным изобретением проявляют хорошие характеристики снижения гидратации сланцевых глин и свойства. Кроме того, должно быть понятно, что такие растворы будут полезны в буровых шахтах и осуществлении другой деятельности, при которой нежелательна гидратация сланцевой глины.

Пример 2.

Для демонстрации лучшей эффективности данного изобретения для использования при превращении в густую суспензию и удалении выбуренной породы, содержащей набухающие сланцевые глины, проводили исследование, чтобы определить максимальное количество бентонита и глины Американской ассоциации по снабжению нефтяных фирм по АНИ, гидратацию которой можно снизить единственным воздействием 10,5 фунтов/баррель ингибитора гидратации (I) сланцевой глины за срок, измеряемый днями, при добавлении к существующему полевому буровому раствору или лабораторно изготовленному буровому раствору. (Унифицированный буровой раствор #7, табл. 9).

При этом испытании используется однобаррелевый эквивалент бурового раствора с 10,5 фунт/баррель ингибитора гидратации сланцевой глины (I). Все образцы взаимодействовали с порцией 10 фунт/баррель M-I Gel (бентонит) при средней степени сдвига. После перемешивания в течение 30 мин оценивали реологические характеристики, и затем образцы охлаждали в течение ночи при 150°F. После того как образцы охлаждали, определяли их реологические характеристики и pH. Затем все образцы доводили до, по меньшей мере, pH 9 перед тем, как они снова взаимодействовали с бентонитом, как описано ранее. Эту процедуру проводили для каждого образца до тех пор, пока все не становились слишком густыми для осуществления измерений. Результаты этой оценки представлены в табл. со 2

по 4 и показывают улучшенную эффективность снижения гидратации сланцев средства для снижения гидратации сланцев (I) данного изобретения.

Таблица 2

Загрязнение бентонита унифицированным буровым раствором #7		
Бентонит, фунт/баррель	Основа	(I)
Реологические характеристики при 600 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	51	55
10	110	58
20	300+	133
30		300+
Реологические характеристики при 3 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	3	1
10	12	2
20		8
Статическое напряжение сдвига после 10 мин покоя - тепловое старение, 150°F		
0	20	9
10	93	11
20		78
Предел текучести - тепловое старение, 150°F		
0	7	2
10	30	4
20		21

Таблица 3

Загрязнение глины ОСМА унифицированным буровым раствором #7		
ОСМА глина, фунт/баррель	Основа	(I)
Реологические характеристики при 600 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	64	49
10	83	67
20	155	88
30	300+	164
40		300+
Реологические характеристики при 3 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	2	2
10	5	2
20	18	5
30		15
40		69
Статическое напряжение сдвига после 10 мин покоя - тепловое старение, 150°F		
0	14	3
10	50	8
20	104	20
30		94
40		110
Предел текучести - тепловое старение, 150°F		
0	4	1
10	21	7
20	61	22
30		50
40		-

Таблица 4

Полевой буровой раствор - Лигносультфонатный буровой раствор Нефтяная компания Hunt - LaFourche Parish, Louisiana (13,76 ppg)		
Бентонит, фунт/баррель	Основа	(I)
Реологические характеристики при 600 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	59	48
10	82	57
20	201	74

30	300 +	145
40		300 +
Реологические характеристики при 3 об./мин - тепловое старение, 150°F		
0	1	1
10	4	2
20	58	5
30		31
40		88
Статическое напряжение сдвига после 10 мин покоя - тепловое старение, 150°F		
0	34	19
10	19	7
20	133	35
30		99
Предел текучести - тепловое старение, 150°F		
0	11	7
10	12	5
20	128	17
30		57

По рассмотрении представленного выше, специалист в данной области должен понять и оценить, что буровые растворы, составленные в соответствии с данным изобретением, проявляют хорошие характеристики снижения гидратации сланцевой глины и свойства. Кроме того, должно быть понятно, что такие растворы будут полезны в буровых шахтах и осуществлении другой деятельности, при которой не желательна гидратация сланцевой глины.

Пример 3.

Дисперсионные испытания выполняли с помощью выбуренной породы из Foss Eikland и Arne с горячей прокаткой 10 г выбуренной породы в однобаррелевом эквиваленте полевого бурового раствора в течение 16 ч при 150°F. После горячей прокатки оставшуюся выбуренную породу просеивали, используя сито с отверстиями 20, и промывали 10% раствором хлорида калия в воде, сушили и затем взвешивали с получением процента извлечения. Результаты этой оценки представлены в следующих таблицах (5, 6 и 7) и показывают улучшенную эффективность снижения гидратации сланцевых глин (I) данного изобретения.

Использованный буровой раствор, табл. 5 и 6, представлял собой не содержащий хрома лигно-сульфонатный буровой раствор, 16,82 фунта на галлон, утяжеленный баритом из Anadarko, Jackson Parish, Louisiana, и полевой буровой раствор в табл. 7 был буровым раствором на основе калийлигнита и воды, 11,78 фунтов на галлон, утяжеленным баритом от E.O.G., Washington County, Texas.

Таблица 5

Испытание с дисперсией сланцевой глины
Выбуренные породы из Foss Eikland (4,6-8,0 мм)

	Всего извлечено
Базовый полевой буровой раствор (16,8 фунт/баррель)	74,0%
Базовый полевой буровой раствор (16,8 фунт/баррель)+10,5 фунт/баррель (I)	85,3%

Таблица 6

Испытание с дисперсией сланцевой глины
Выбуренные породы из Annie (4,6-8,0 мм)

	Всего извлечено
Базовый полевой буровой раствор (16,8 фунт/баррель)	0,0%
Базовый полевой буровой раствор (16,8 фунт/баррель)+10,5 фунт/баррель (I)	30,2%

Таблица 7

Испытание с дисперсией сланцевой глины. Выбуренные породы из Foss Eikland (4,6-8,0 мм)

	Всего извлечено
Базовый полевой буровой раствор (11,78 фунт/баррель)	53,3
Базовый полевой буровой раствор (11,78 фунт/баррель)+21 фунт/баррель (I)	78,0%

Таблица 8

Минералогия и катионообменная способность (КОС) стандартных глин, использованных в испытаниях по снижению гидратации

	Arne	Foss Eikland
Кварц	9	39
Полевой шпат	1	10
Кальцит		4
Доломит		1
Кристаллит		3
Сидерит		
Пирит		
Каолинит	45	
Слюда		
Хлорит		15
Иллит	30	15
Смектит	15	13
КОС	12	10

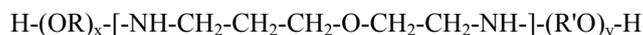
Таблица 9

Состав характерного бурового раствора #7

	Ингредиент	1 баррель
1	Морская вода (20 фунтов/тонна)	140 мл
2	Морская соль	3 г
3	Деионизированная вода	140 мл
4	M-1 Gel (загуститель, состоящий из	35 г
5	Таннатин	3 г
6	Каустическая сода	2 г
7	СМС LoVis (карбоксилметилцеллюлозный загуститель)	1 г
8	Хромлигносульфонат	3 г
9	Rev Dust (материал для моделирования бурового шлама)	50 г
10	Кальцинированная сода	1 г
11	Известь	1 г
12	Кусок M-1 (M-I Bar)	160 г

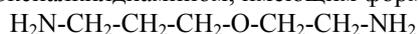
По рассмотрении представленного выше, специалист в данной области должен понять и оценить, что буровые растворы, составленные в соответствии с данным изобретением, проявляют хорошие характеристики снижения гидратации сланцевой глины и свойства. Кроме того, должно быть понятно, что такие растворы будут полезны в буровых шахтах и осуществлении другой деятельности, при которой не желательна гидратация сланцевой глины.

Ввиду представленного выше описания специалист в данной области должен понять и оценить, что иллюстративное воплощение данного изобретения включает буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземных скважин через породы, которые набухают в присутствии воды. Такой иллюстративный буровой раствор составлен так, что включает непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель и средство снижения гидратации сланцевой глины, имеющее общую формулу:



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна по меньшей мере 1. Средство для снижения гидратации сланцевых глин присутствует в достаточной концентрации, чтобы снизить набухание подземной породы в присутствии воды. В одном предпочтительном иллюстративном воплощении алкиленовые группы R и R' выбраны из этила, n-пропила, 2-метилэтила, n-бутила и других простых насыщенных алкильных групп.

Как отмечено ранее, средство для снижения гидратации сланцев предпочтительно является продуктом реакции этиленоксида с оксиалкилдиамином, имеющим формулу:



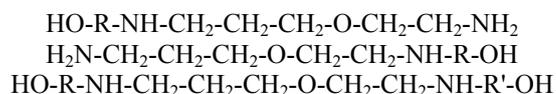
Реакцию проводят в таких условиях, что этиленоксид реагирует с аминогруппами оксиалкилдиамин. Молярное отношение этиленоксида к оксиалкилдиамину находится между примерно 1:1 и примерно 20:1. Альтернативно, средство для снижения гидратации сланцев является продуктом реакции пропиленоксида с оксиалкилдиамином, имеющим ту же формулу. Как и при реакции с этиленоксидом молярное отношение пропиленоксида к оксиалкилдиамину находится между примерно 1:1 и

примерно 20:1.

В одном из воплощений непрерывную фазу на водной основе выбирают из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и включающих смеси этих жидкостей и подобных водных жидкостей, хорошо известных специалисту в данной области. Буровой раствор может также содержать реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из органических полимеров, крахмалов, включая смеси этих и подобных веществ, хорошо известных специалисту в данной области. Кроме того, буровой раствор может содержать утяжелитель, который предпочтительно выбирают из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, водорастворимых органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка, включая сочетания этих веществ и подобных утяжелителей, хорошо известных специалисту в данной области.

Другое воплощение данного изобретения включает буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, которая набухает в присутствии воды. В таком воплощении буровой раствор включает непрерывную фазу на водной основе, утяжелителя и средство для снижения гидратации сланцев, которое описано здесь.

Предпочтительно, средство для снижения гидратации сланцев выбирают из соединений, имеющих формулу:



в которых R и R' представляют независимо выбранные алкиленовые группы, имеющие от 2 до 4 атомов углерода, и смеси таких соединений. Средство для снижения гидратации сланцев присутствует в достаточной концентрации для снижения набухания подземной породы в присутствии воды. В одном из иллюстративных воплощений R и R' являются этильными группами, а в другом альтернативном воплощении R и R' являются изопропильными группами.

Буровой раствор составлен так, что непрерывная фаза на водной основе выбирают из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и смесей этих и подобных водных жидкостей, хорошо известных специалисту в данной области. Буровой раствор может иметь реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из органических полимеров, крахмалов, включая смеси этих соединений и подобных соединений, которые хорошо известны специалисту в данной области. Подходящие утяжелители, предпочтительно, выбраны из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, водорастворимых органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка, включая сочетания этих веществ и других веществ, хорошо известных специалисту в данной области.

Данное изобретение включает также и буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземных скважин через подземную породу, которая набухает в присутствии воды. Такой буровой раствор включает непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель и средство для снижения гидратации сланцев, которое является продуктом реакции алкиленоксида с оксиалкиленедиамином и представляет собой одно или несколько соединений, имеющих формулу:



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

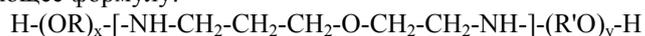
Алкиленоксид может быть любой реактивной алкиленоксидной группой, но предпочтительно его выбирают из этиленоксида, пропиленоксида, и бутиленоксида. В одном из примеров данного воплощения молярное отношение алкиленоксида к оксиалкиленедиамину составляет более, чем 1:2. То есть молярное отношение алкиленоксида к оксиалкиленедиамину может быть от примерно 1:2, получающегося по продуктам реакции, описанной ранее выше. Или, если желательно, молярное отношение может быть доведено до таких значений, как 1:1, 2:1, 3:1 и т.д., включая дробные значения.

Должно быть понятно, что жидкости данного изобретения можно использовать в качестве основы для растворов, используемых при других операциях, связанных с подземными скважинами и бурением таких скважин. Примеры такого альтернативного использования включают использование в виде прозрачного солевого бурового раствора или в виде основы жидкости для гидроразрыва пласта, уплотняющего породу раствора, раствора для уплотнения и/или стабильности скважины, раствора для геофизических исследований в скважинах, раствора для восстановления скважины и тому подобного. Следующие патенты США раскрывают типичные примеры способов и другого потенциального использования растворов данного изобретения, № 6063737 (описывающий водную буферную жидкость), № 6213213 (описывающий загущенные водные композиции для обработки скважин), №

5558161 (описывающий водные гелевые жидкости для гидроразрыва пластов), № 5789352 (описывающий раствор для завершения скважины и вытесняющую жидкость), № 3956141 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор), № 4792412 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор), № 5480863 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор), № 5614728 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор), № 5804535 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор) и № 6124244 (описывающий прозрачный солевой буровой раствор), все содержание каждого из этих патентов включено в виде ссылки в данное описание.

Кроме того, должно быть понятно, что растворы данного изобретения можно использовать при удалении бурового шлама, который содержит вещества набухающей сланцевой глины. Обычно способ сброса бурового шлама путем закачивания включает отделение шлама от бурового раствора, измельчения или получения густой суспензии из бурового шлама в жидкой среде и затем нагнетания густой суспензии в подземный пласт, который является целью операции сброса. Способы и методики таких процессов сброса должны быть хорошо известны специалисту в данной области. Следующие патенты США раскрывают типичные примеры способов и другого потенциального использования для растворов данного изобретения: 4942929, 5129469, 5226749, 5310285, 5314265, 5405224, 5589603, 5961438, 5339912, 5358049, 5405223, 5589603, 5662169 и 6106733, и 6119779, причем все из содержания каждого из этих патентов включено в виде ссылки в данное описание. Таким образом, данное изобретение также включает раствор на водной основе для использования при получении густой суспензии из и закачивания выбуренной породы в подземный пласт для сброса. Такой раствор особенно полезен в обстоятельствах, когда выбуренная порода включает набухающие в воде глины и сланцевые глины.

Ввиду вышеизложенного один из иллюстративных растворов для получения густой суспензии из закачивания выбуренной породы в подземный пласт для сброса включает непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, которое по существу описано выше. В одном из предпочтительных воплощений средство для снижения гидратации сланцев представляет собой соединение, имеющее формулу:



в которой R и R' являются независимо выбранными алкильными группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и где x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20.

Такой иллюстративный раствор включает непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, которое является продуктом реакции алкиленоксида с оксиалкилдиамином и представляет собой соединение, имеющее формулу:



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной.

Алкиленоксид может быть любой реактивной алкиленоксидной группой, но его предпочтительно выбирают из этиленоксида, пропиленоксида и бутиленоксида. В одном из примеров данного воплощения молярное отношение алкиленоксида к оксиалкилендиамину составляет более 1:2. То есть молярное отношение алкиленоксида к оксиалкилдиамину может быть от примерно 1:2, получаемого в продуктах реакции, описанной ранее выше. Или, если желательно, молярное отношение может быть доведено до таких значений, как 1:1, 2:1, 3:1 и т.д., включая дробные значения. В вышеприведенных растворах для получения густой суспензии средство снижения гидратации сланцев присутствует в буровом растворе в концентрациях, достаточных для снижения набухания сланцевой глины, которая может содержаться в выработанной породе. В предпочтительном воплощении иллюстративные буровые растворы составлены таким образом, что непрерывная фаза на основе воды выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и смесей этих соединений. Буровой раствор может также необязательно содержать реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из органических полимеров, крахмала, их смесей, а также любой из других необязательных ранее упомянутых компонентов.

Специалист в данной области должен также понять, что данное изобретение включает способ сброса выбуренной породы, которая включает набухающую в воде сланцевую глину, в подземный пласт. Такой иллюстративный способ включает измельчение выбуренной породы в буровом растворе на водной основе с образованием густой суспензии и закачивание указанной густой суспензии в указанный подземный пласт. Буровой раствор на водной основе представляет собой раствор, описанный выше, и предпочтительно содержит непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, которое описано ранее выше. Предпочтительное воплощение включает средство для снижения гидратации сланцев, которое является продуктом реакции алкиленоксида с оксиалки-

ленедиамином и представляет собой соединение, имеющее формулу:



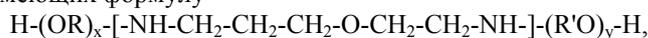
в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10. Средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

Алкиленоксид может быть любой реактивной алкиленоксидной группой, но его предпочтительно выбирают из этиленоксида, пропиленоксида и бутиленоксида. В одном из примеров данного иллюстративного воплощения молярное отношение алкиленоксида к оксиалкиленедиамину составляет более 1:2. То есть, молярное отношение алкиленоксида к оксиалкилдиамину может быть от примерно 1:2, получаемого в продуктах реакции, описанной ранее выше. Или, если желательно, молярное отношение может быть доведено до таких значений, как 1:1, 2:1, 3:1 и т.д., включая дробные значения. Как и в отношении других растворов данного изобретения, средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, присутствующей в выбуренной породе.

Хотя композиции и способы данного изобретения были описаны на примерах предпочтительных воплощений, для специалиста в данной области будет очевидно, что в отношении способа, описанного здесь, могут быть произведены изменения без выхода из сущности и объема данного изобретения. Все такие и подобные замены и модификации, очевидные для специалистов в данной области, как полагают, находятся в рамках объема и концепции данного изобретения, которое представлено следующей формулой изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающую в присутствии воды, содержащий непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в достаточной концентрации для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

2. Буровой раствор по п.1, в котором R и R' выбраны из групп этилена, n-пропилена, 2-метилэтилена и n-бутилена.

3. Буровой раствор по п.1, в котором R и R' являются этиленовыми группами.

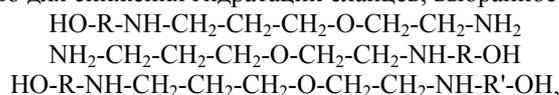
4. Буровой раствор по п.1, в котором R и R' являются пропиленовыми группами.

5. Буровой раствор по п.1, в котором непрерывная фаза на водной основе выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

6. Буровой раствор по п.1, дополнительно содержащий реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из группы, состоящей из органических полимеров, крахмалов и их смесей.

7. Буровой раствор по п.1, в котором утяжелитель выбран из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, водорастворимых органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их сочетаний.

8. Буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающей в присутствии воды, содержащий непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, выбранное из группы соединений



в которых R и R' представляют независимо выбранные алкиленовые группы, имеющие от 2 до 4 атомов углерода, и смеси таких соединений,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

9. Буровой раствор по п.8, в котором R и R' являются этиленовыми группами.

10. Буровой раствор по п.8, в котором R и R' являются пропиленовыми группами.

11. Буровой раствор по п.8, в котором непрерывная фаза на водной основе выбрана из пресной

воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

12. Буровой раствор по п.8, дополнительно содержащий реагент для регулирования отдачи жидкости, выбранный из группы, состоящей из органических полимеров, крахмалов и их смесей.

13. Буровой раствор по п.8, в котором утяжелитель выбран из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

14. Буровой раствор на водной основе для использования при бурении подземной скважины через подземную породу, набухающей в присутствии воды, содержащий непрерывную фазу на водной основе, утяжелитель, средство для снижения гидратации сланцев, которое является одним или несколькими соединениями, имеющими формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

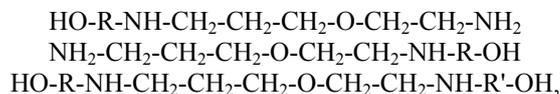
15. Способ формирования подземной скважины, включающий бурение подземной скважины с помощью долота для вращательного бурения и бурового раствора, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

16. Способ по п.15, в котором средство для снижения гидратации сланцев выбрано из группы соединений



и смеси таких соединений.

17. Способ по п.15, в котором непрерывная фаза на водной основе выбрана из пресной воды, морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

18. Способ по п.15, в котором буровой раствор дополнительно содержит утяжелитель, выбранный из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

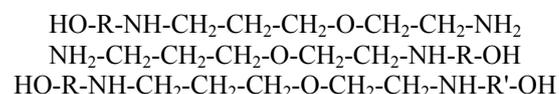
19. Способ снижения набухания сланцевой глины, встречающейся при бурении подземных скважин, включающий циркуляцию в подземной скважине бурового раствора на водной основе, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

20. Способ по п.19, в котором средство для снижения гидратации сланцев, выбранное из группы соединений



и смеси таких соединений.

21. Способ по п.19, в котором непрерывная фаза на водной основе выбрана из пресной воды,

морской воды, соляного раствора, смесей воды и водорастворимых органических соединений и их смесей.

22. Способ по п.19, в котором буровой раствор дополнительно содержит утяжелитель, выбранный из группы, состоящей из барита, гематита, оксида железа, карбоната кальция, карбоната магния, органических и неорганических солей, хлорида кальция, бромида кальция, хлорида магния, галогенидов цинка и их комбинаций.

23. Буровой раствор для использования при бурении подземных скважин, содержащий непрерывную фазу на водной основе, загуститель и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

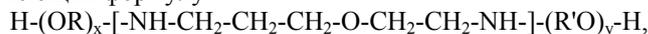
24. Раствор для использования в подземных скважинах, содержащий непрерывную фазу на водной основе, загуститель и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой Y и Y' являются алкиленовыми группами, имеющими от 1 до 6 атомов углерода, R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20, и z имеет значение от 1 до 10,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в концентрации, достаточной для снижения набухания сланцевой глины, которая встречается во время бурения подземной скважины.

25. Способ снижения набухания сланцевой глины в подземной скважине, включающий циркуляцию в подземной скважине бурового раствора на водной основе, содержащий непрерывную фазу на водной основе и средство для снижения гидратации сланцев, представляющее собой одно или несколько соединений, имеющих формулу



в которой R и R' являются независимо выбранными алкиленовыми группами, имеющими от 2 до 4 атомов углерода, и x и y имеют независимо выбранные значения, такие, что сумма x и y равна от 1 до 20,

причем средство для снижения гидратации сланцев присутствует в достаточной концентрации для снижения набухания подземной породы в присутствии воды.

