



PI03073262
PI03073262

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR
INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL

CARTA PATENTE Nº PI 0307326-2

O INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL concede a presente PATENTE DE INVENÇÃO, que outorga ao seu titular a propriedade da invenção caracterizada neste título, em todo o território nacional, garantindo os direitos dela decorrentes, previstos na legislação em vigor.

(21) Número do Depósito: PI 0307326-2

(22) Data do Depósito: 31/01/2003

(43) Data da Publicação do Pedido: 07/08/2003

(51) Classificação Internacional: C09K 7/02

(30) Prioridade Unionista: 31/01/2002 US 10/062.071

(54) Título: FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

(73) Titular: M-I L.L.C., Sociedade Norte Americana. Endereço: 5950 North Course Drive Houston TX 77072, Estados Unidos da América (US).

(72) Inventor: ARVIND D. PATEL; EMANUEL STAMATAKIS; ERIC DAVIS; JIM FRIEDHEIM

Prazo de Validade: 10 (dez) anos contados a partir de 24/03/2015, observadas as condições legais.

Expedida em: 24 de Março de 2015.

Assinado digitalmente por:

Júlio César Castelo Branco Reis Moreira
Diretor de Patentes



FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

Na perfuração rotativa de poços subterrâneos, numerosas
5 funções e características são esperadas de uma lama de
perfuração. Um fluido de perfuração deve circular por todo o
poço e levar os cortes de debaixo da broca, transportar os
cortes para cima pelo espaço anular, e permitir sua separação
na superfície. Ao mesmo tempo, espera-se que o fluido de
10 perfuração resfrie e limpe a broca de perfuração, reduza o
atrito entre a coluna de perfuração e os lados do furo, e
mantenha a estabilidade nas seções não revestidas do furo de
poço. O fluido de perfuração também deve formar um bolo de
filtro de baixa permeabilidade e fino, que sela aberturas nas
15 formações penetradas pela broca e atua para reduzir o fluxo
de entrada indesejada de fluidos da formação das rochas
permeáveis.

Os fluidos de perfuração, tipicamente, são
classificados de acordo com seu material de base. Em
20 fluidos à base de óleo, as partículas sólidas estão em
suspensão em óleo, e água ou salmoura pode estar
emulsificada no óleo. O óleo, tipicamente, é a fase
contínua. Em fluidos à base de água, as partículas sólidas
estão em suspensão em água ou salmoura, e o óleo pode estar
25 emulsificado na água. A água, tipicamente, é a fase
contínua. Fluidos pneumáticos são uma terceira classe de
fluidos de perfuração, na qual um fluxo à alta velocidade
de ar ou gás natural remove os cortes de perfuração.

fluidos de perfuração à base de água: 1) argilas e colóides orgânicos adicionados para a provisão das propriedades de viscosidade e filtração necessárias; 2) minerais pesados, cuja função é aumentar o peso específico do fluido de perfuração; e 3) sólidos de formação que se tornam dispersos no fluido de perfuração durante a operação de perfuração.

Os sólidos de formação que se tornam dispersos em um fluido de perfuração, tipicamente, são os cortes produzidos pela ação da broca de perfuração e os sólidos produzidos pela instabilidade do furo de poço. Quando os sólidos de formação são minerais argilosos que incham, a presença de qualquer tipo de sólidos da formação no fluido de perfuração pode aumentar grandemente o tempo de perfuração e os custos.

Os minerais argilosos, geralmente, são de natureza cristalina. A estrutura de cristais de uma argila determina suas propriedades. Tipicamente, as argilas são uma estrutura tipo de mica floculenta. Os flocos de argila são constituídos por várias lâminas de cristal empilhadas face a face. Cada lâmina é denominada uma camada unitária, e as superfícies da camada unitária são denominadas superfícies basais.

Uma camada unitária é composta por múltiplas folhas. Um afolha é denominada a folha octaédrica, sendo composta por átomos de alumínio ou magnésio coordenados de forma octaédrica com os átomos de oxigênio de hidroxilas. Uma outra folha é denominada a folha tetraédrica. A folha tetraédrica consiste em átomos de silício coordenados de forma tetraédrica com átomos de oxigênio.

As folhas em uma camada unitária se ligam ao compartilharem átomos de oxigênio. Quando esta ligação ocorre entre uma folha octaédrica e uma tetraédrica, uma superfície basal consiste em átomos de oxigênio expostos, enquanto a outra superfície basal tem hidroxilas. É bastante comum que duas folhas tetraédricas se liguem a uma folha octaédrica pelo compartilhamento de átomos de oxigênio. A estrutura resultante, conhecida como estrutura de Hoffman, tem uma folha octaédrica que é intercalada entre as duas folhas tetraédricas. Como resultado, ambas as superfícies basais em uma estrutura de Hoffman são compostas por átomos de oxigênio expostos.

As camadas unitárias se empilham em conjunto face a face, e são mantidas no lugar por forças atrativas fracas. A distância entre os planos correspondentes em camadas unitárias adjacentes é denominada o espaçamento c . Uma estrutura de cristal de argila com uma camada unitária consistindo em três folhas, tipicamente, tem um espaçamento c de cerca de $9,5 \times 10^{-7}$ mm.

Em cristais minerais de argila, átomos tendo diferentes valências comumente serão posicionados nas folhas da estrutura para a criação de um potencial negativo na superfície do cristal. Nesse caso, um cátion é adsorvido na superfície. Estes cátions adsorvidos são denominados cátions intercambiáveis, porque eles podem trocar quimicamente de lugar com outros cátions, quando o cristal de argila estiver em suspensão em água. Além disso, os íons também podem ser adsorvidos nas bordas do cristal de argila e serem trocados por outros íons na água.

O tipo de substituições que ocorrem na estrutura do

cristal de argila e os cátions intercambiáveis adsorvidos na superfície de cristal afetam grandemente o inchamento da argila, uma propriedade de importância primária na indústria de fluido de perfuração. O inchamento da argila é um fenômeno no qual as moléculas de água circundam uma estrutura de cristal de argila e posicionam a si mesmas de modo a aumentarem o espaçamento c da estrutura, desse modo resultando em um aumento de volume. Dois tipos de inchamento podem ocorrer.

Uma hidratação superficial é um tipo de inchamento, no qual as moléculas de água são adsorvidas nas superfícies de cristal. Uma ligação de hidrogênio mantém uma camada de moléculas de água nos átomos de oxigênio expostos nas superfícies de cristal. As camadas subsequentes de moléculas de água se alinham para formarem uma estrutura quase cristalina entre as camadas unitárias, a qual resulta em um espaçamento c aumentado. Virtualmente, todos os tipos de argila incham desta maneira.

O inchamento osmótico é um segundo tipo de inchamento. Quando a concentração de cátions entre as camadas unitárias em um mineral de argila é mais alta do que a concentração de cátion na água circundante, a água é retirada de forma osmótica entre as camadas unitárias e o espaçamento c é aumentado. Um inchamento osmótico resulta em aumentos de volume total maiores do que na hidratação superficial. Entretanto, apenas certas argilas, como montmorilonita de sódio, incham desta maneira.

Os cátions intercambiáveis encontrados nos minerais de argila são reportados como tendo um impacto significativo sobre a quantidade de inchamento que ocorre. Os cátions

intercambiáveis competem com as moléculas de água pelos locais reativos disponíveis na estrutura da argila. Geralmente, cátions com valências mais altas são mais fortemente adsorvidos do que cátions com valências baixas. Assim, argilas com cátions intercambiáveis de valência baixa incharão mais do que argilas cujos cátions intercambiáveis têm valências altas.

No Mar do Norte e na Costa do Golfo dos Estados Unidos, os perfuradores comumente encontram sedimentos argilosos nos quais o mineral de argila predominante é montmorilonita de sódio (comumente denominado "folhelho argiloso gumbo"). Os cátions de sódio são predominantemente os cátions intercambiáveis no folhelho argiloso gumbo. Como o cátion de sódio tem uma baixa valência positiva (isto é, formalmente uma valência +1), ele facilmente se dispersa em água. Conseqüentemente, o folhelho argiloso gumbo é notório por seu inchamento.

O inchamento da argila, durante a perfuração de um poço subterrâneo pode ter um impacto adverso tremendo em operações de perfuração. O aumento geral no volume total acompanhando o inchamento da argila impede a remoção de cortes de debaixo da broca de perfuração, aumenta o atrito entre a coluna de perfuração e os lados do furo de poço, e inibe a formação do bolo de filtro fino que sela as formações. O inchamento de argila também pode criar outros problemas de perfuração, tal como a perda de circunferência ou um tubo aderido, que desaceleram a perfuração e aumentam os custos de perfuração. Assim, dada a freqüência na qual o folhelho argiloso gumbo é encontrada na perfuração de poços subterrâneos, o desenvolvimento de uma substância e de um

método para redução do inchamento de argila permanece um desafio constante na indústria de exploração de óleo e gás.

Um método para redução do inchamento de argila é usar sais nos fluidos de perfuração. Os sais, geralmente, reduzem o inchamento das argilas. Entretanto, os sais flocculam as argilas, resultando em perdas de fluido altas e em uma quase completa perda de tixotropia. Ainda, um aumento na salinidade, freqüentemente, diminui as características funcionais de aditivos de fluido de perfuração.

Um outro método para controle do inchamento de argila é usar moléculas inibidoras de folhelho orgânico em fluidos de perfuração. Acredita-se que as moléculas inibidoras de folhelho orgânico sejam adsorvidas nas superfícies de argilas com um inibidor de folhelho orgânico adicionado competindo com as moléculas de água pelos locais reativos da argila e, assim, servindo para a redução do inchamento de argila.

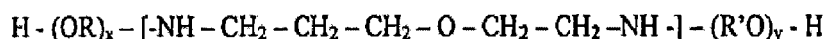
As moléculas de inibidor de folhelho orgânico podem ser catiônicas, aniônicas ou não-iônicas. Os inibidores de folhelho orgânico catiônicos se dissociam em cátions orgânicos e ânions inorgânicos, enquanto os inibidores de folhelho orgânico aniônicos se dissociam em cátions inorgânicos e ânions orgânicos. As moléculas de inibidor de folhelho orgânico não-iônico não se dissociam.

É importante que o perfurador de poços subterrâneos seja capaz de controlar as propriedades reológicas de fluidos de perfuração pelo uso de aditivos, incluindo moléculas de inibidor de folhelho orgânico. Na indústria de óleo e gás de hoje em dia, é desejável que os aditivos

trabalhem em terra e em alto-mar e em ambientes de água doce e salgada. Além disso, conforme as operações de perfuração têm impacto na vida vegetal e animal, os aditivos de fluido de perfuração devem ter baixos níveis de toxicidade e devem ser fáceis de manipular e usar, para a minimização dos perigos de poluição ambiental e risco para os operadores. Qualquer aditivo de fluido de perfuração deve prover, também, resultados desejáveis, mas não deve inibir a performance desejada de outros aditivos. O desenvolvimento de tais aditivos ajudará a indústria de óleo e gás a satisfazer a necessidade há muito sentida de aditivos de fluido de perfuração superiores, os quais atuem para o controle do inchamento da argila e das formações perfuradas, sem afetarem, adversamente, as propriedades reológicas de fluidos de perfuração. A presente invenção se dirige a esta necessidade.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

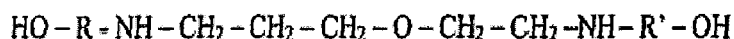
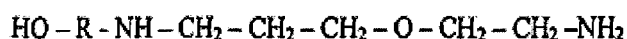
A presente invenção é geralmente dirigida a um fluido de perfuração à base de água para uso na perfuração de poços através de uma formação contendo formações de rocha hidrofílica que incham na presença de água. O fluido de perfuração inventivo inclui: uma fase contínua de base aquosa; um material de peso; e um agente de inibição de hidratação de folhelho. Preferencialmente, o agente de inibição de hidratação de folhelho tem uma fórmula:



onde R e R' são um grupo alquilenos independentemente selecionável que tem de 2 a 4 átomos de carbono, e x e y têm valores independentemente selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1. O agente de inibição de

hidratação de folhelho deve estar presente em uma concentração suficiente para redução do inchamento do folhelho argiloso de gumbo. Os grupos alquilenos R e R' podem ser os mesmos ou eles podem ser diferentes um do
 5 outro, e podem incluir uma mistura de grupos alquilenos. Quer dizer que R e R' podem ter uma mistura de um número diferente de átomos de carbono.

Uma outra modalidade ilustrativa da presente invenção é um fluido de perfuração à base de água, como descrito
 10 acima, no qual o agente de inibição de hidratação de folhelho pode ser selecionado a partir dos compostos tendo a fórmula:



onde R e R' são grupos alquilenos independentemente selecionados que têm de 2 a 4 átomos de carbono, e misturas
 15 de tais compostos e misturas destas e compostos similares. Como com o fluido de perfuração previamente descrito, o agente de inibição de hidratação deve estar presente no fluido de perfuração em concentrações suficientes para a redução do inchamento do folhelho argiloso gumbo ou de
 20 outras rochas hidrofílicas encontradas durante a perfuração de poços com o fluido de perfuração inventivo.

Adicionalmente, os agentes de inibição de hidratação de folhelho, preferencialmente, devem ser caracterizados por uma toxicidade relativamente baixa, como medido pelo
 25 teste de camarão Mysid e compatibilidade com componentes de

fluido de perfuração aniônico, que podem estar presentes no fluido de perfuração. A Agência de Proteção Ambiental Americana especificou um bioteste de camarão Mysid como o meio para avaliação da toxicidade aquática marinha de fluidos de perfuração. Uma consideração detalhada do procedimento para medição da toxicidade de fluidos de perfuração é descrito em Duke, T. W., Parrish, P. R.; "Acute Toxicity of Eight Laboratory Prepared Generic Drilling Fluids to Mysids (Mysidopsis)" 1984 EPA-600 / 3-84-067, cujo assunto é incorporado aqui como referência.

Para fins de compreensão do termo "baixa toxicidade" no contexto deste pedido, o termo se refere a um fluido de perfuração com um LC50 ou maior do que 30.000 ppm pelo teste de camarão Mysid. Embora 30.000 tenha sido o número usado para fins de avaliação, ele não deve ser considerado uma limitação no escopo desta invenção. Ao invés disso, os testes provêem um contexto para uso do termo "baixa toxicidade" como usado na presente invenção, que será prontamente compreendido por aqueles com conhecimento comum na técnica. Outros valores de LC50 podem ser viáveis em vários cenários ambientais. Um valor de LC50 de mais de 30.000 foi equiparado a um produto "ambientalmente compatível".

Os fluidos de perfuração da presente invenção, preferencialmente, têm uma fase contínua de base aquosa selecionada a partir de: água doce, água salgada, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e misturas dos mesmos. Além disso, um fluido de perfuração como esse ainda pode conter um agente de controle de perda de fluido selecionado a partir do grupo de polímeros

sintéticos orgânicos, biopolímeros e terra diatomácea de partícula dimensionada, e misturas dos mesmos. É no escopo da presente invenção que o fluido de perfuração ainda pode conter um agente de encapsulação, tal como um

5 preferencialmente selecionado a partir do grupo que consiste em polímeros orgânicos e inorgânicos e misturas dos mesmos. Um material de peso também pode ser incluído na formulação do fluido de perfuração, com o agente de criação de peso sendo preferencialmente selecionado a partir do

10 grupo de barita, hematita, óxido de ferro, carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos solúveis e insolúveis e combinações dos mesmos.

Também é inclusivo na presente invenção um método de redução do inchamento do folhelho argiloso em um poço

15 compreendendo a circunferência no poço com um fluido de perfuração à base de água formulado de acordo com a presente invenção.

Estes e outros recursos da presente invenção são mais completamente estabelecidos na descrição a seguir de

20 modalidades ilustrativas da invenção.

DESCRIÇÃO DE MODALIDADES ILUSTRATIVAS

A presente invenção é dirigida a um fluido de perfuração para uso em poços de perfuração através de uma formação contendo um folhelho argiloso, o qual incha na

25 presença de água. Como os termos usados aqui, folhelho, argila, folhelho argiloso e folhelho argiloso gumbo foram usados para a descrição de rochas hidrofílicas que podem ser encontradas durante a perfuração de poços e das quais os fluidos de perfuração da presente invenção inibem o

30 inchamento, como descrito acima. Geralmente, o fluido de

perfuração da presente invenção inclui um material de peso, um agente de inibição de hidratação de folhelho e uma fase contínua aquosa. Como mostrado abaixo, os fluidos de perfuração da presente invenção também podem incluir

5 componentes adicionais, tais como agentes de controle de perda de fluido, agentes de ligação, lubrificantes, agentes antienceramento de broca, agentes de inibição de corrosão, tensoativos e agentes de colocação em suspensão e similares, os quais podem ser adicionados a um fluido de

10 perfuração de base aquosa.

O agente de inibição de hidratação de folhelho da presente invenção, preferencialmente, é o produto de reação de uma polioxialquilenodiamina com óxido de alquilenos. O composto resultante inibe o inchamento do folhelho argiloso

15 que pode ser encontrado no processo de perfuração.

As polioxialquilenodiaminas são uma classe geral de compostos que contêm grupos amino primários afixados à terminação de uma estrutura de poliéter. Assim, há "poliéter aminas" que podem ser monoaminas, diaminas ou

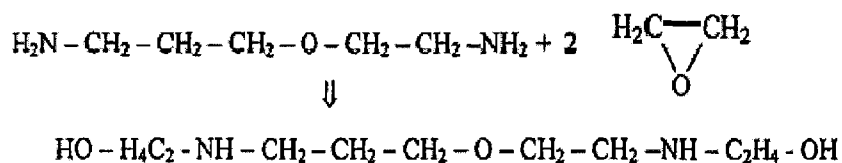
20 triaminas em uma variedade de pesos moleculares, variando até 5.000. A estrutura de poliéter é baseada em um óxido de propileno (PO), óxido de etileno (EO) ou grupos mistos de óxido de etileno / óxido de propileno (EO/PO). Uma fonte comercial de tais compostos é a Huntsman Chemical e sua

25 família de produtos JEFFAMINE®. Na presente invenção, o grupo alquilenos da polioxialquilenodiamina é um alquilenos de cadeia reta, que podem ser os mesmos (isto é, todas as unidades etileno), diferentes (isto é, metileno, etileno, propileno, etc...) ou misturas de grupos alquilenos. O grupo

30 alquilenos ramificado também pode ser usado para a formação

da estrutura de poliéter.

Os compostos de óxido de alquileno são uma classe geral de compostos nos quais um grupo oxo é ligado a dois átomos de carbono adjacentes para a formação de um anel triangular. Frequentemente referidos como um grupo epóxi, tais compostos são reativos com grupos de funcionalidade amina da polioxialquilenodiamina, para a formação dos compostos úteis na prática da presente invenção. A título de exemplo, a reação de dois equivalentes molares de óxido de etileno (isto é, oxirano) com uma polioxialquilenodiamina, na qual a estrutura de poliéter é constituída por óxido de etileno e propileno, pode ser representado pela fórmula a seguir:

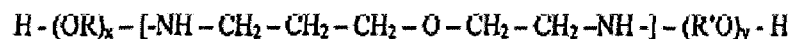


As condições para a realização de uma reação como essa devem ser bem conhecidas por alguém de conhecimento comum na técnica de síntese orgânica.

A reação acima pode ser realizada com uma ampla variedade de compostos de óxido de alquileno. Por exemplo, óxido de etileno, óxido de propileno, óxido de butileno e assim por diante podem ser usados. Ainda, outros percursos sintéticos podem ser usados para a obtenção dos mesmos compostos alvos usados na presente invenção. Tais percursos alternativos serão evidentes para alguém de conhecimento na técnica de síntese orgânica.

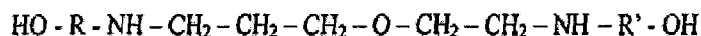
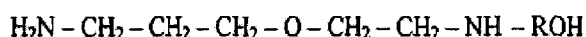
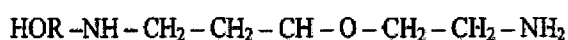
Embora uma variedade de membros deste grupo de compostos possa servir como agentes de inibição de

folhelho, nós descobrimos que os compostos tendo a fórmula genérica:



na qual R e R' são grupos alquilenos independentemente selecionáveis tendo de 2 a 4 átomos de carbono, e x e y têm
5 valores independentemente selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1 e menos do que 20, são úteis como agentes de inibição de folhelho. Uma propriedade importante na seleção dos agentes de inibição de folhelho da presente invenção é que os compostos selecionados ou a
10 mistura de compostos deve prover uma inibição efetiva de hidratação de folhelho, quando o folhelho argiloso for exposto ao fluido de perfuração.

Em uma modalidade ilustrativa preferida da presente invenção, o agente de inibição de hidratação de folhelho
15 pode ser selecionado a partir de compostos tendo a fórmula:



na qual R e R' são grupos alquilenos independentemente selecionáveis tendo de 2 a 4 átomos de carbono e misturas de tais compostos e misturas destes, e compostos similares.

O agente de inibição de hidratação de folhelho deve
20 estar presente em uma concentração suficiente para reduzir um, ou ambos, o inchamento baseado em hidratação superficial e/ou o inchamento de base osmótica do folhelho argiloso. A quantidade exata do agente de inibição de

hidratação de folhelho presente em uma formulação de fluido de perfuração em particular pode ser determinada por um método de tentativa e erro de teste da combinação de fluido de perfuração e formação de folhelho argiloso. Geralmente, 5 contudo, o agente de inibição de hidratação de folhelho da presente invenção pode ser usado em fluidos de perfuração em uma concentração de cerca de 3,923 a cerca de 70,612 kg/m³ e, mais preferencialmente, em uma concentração de cerca de 7,846 a cerca de 47,075 kg/m³ de fluido de 10 perfuração.

Além da inibição da hidratação de folhelho pelo agente de inibição de hidratação de folhelho, outras propriedades são obtidas de forma benéfica. Em particular, foi descoberto que os agentes de inibição de hidratação de 15 folhelho da presente invenção também podem ser caracterizados, adicionalmente, por sua compatibilidade com outros componentes de fluido de perfuração, com tolerância à contaminantes, estabilidade à temperatura e baixa toxicidade. Estes fatores contribuem para o conceito de que 20 os agentes de inibição de hidratação de folhelho da presente invenção podem ter ampla aplicação em operações de perfuração baseadas em terra, bem como em operações de perfuração em alto-mar.

Os fluidos de perfuração da presente invenção incluem 25 um material de peso, de modo a se aumentar o padrão de perfuração de segurança do fluido. A finalidade primária de tais materiais de formação de peso é aumentar o padrão de perfuração de segurança do fluido de perfuração, de modo a se impedirem cabeceios e explosões. Uma pessoa versada na 30 técnica deve conhecer e compreender que a prevenção de

cabeceios e explosões é importante para as operações seguras do dia a dia de uma sonda de perfuração. Assim, o material de peso é adicionado ao fluido de perfuração em uma quantidade funcionalmente efetiva grandemente
5 dependente da natureza da formação sendo perfurada.

Os materiais de peso adequados para uso na formulação dos fluidos de perfuração da presente invenção ser selecionados, geralmente, a partir de qualquer tipo de materiais de formação de peso, sejam eles em forma sólida,
10 em partículas, suspensos em solução, dissolvidos na fase aquosa como parte do processo de preparação ou adicionado mais tarde durante a perfuração. É preferido que o material de peso seja selecionado a partir do grupo que inclui barita, hematita, óxido de ferro, carbonato de cálcio,
15 carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos, e misturas e combinações destes compostos e similares, tais como materiais de peso que podem ser utilizados na formulação de fluidos de perfuração.

A fase contínua à base de água, geralmente, pode ser
20 qualquer fase de fluido à base de água que seja compatível com a formulação de um fluido de perfuração e seja compatível com os agentes de inibição de hidratação de folhelho mostrados aqui. Em uma modalidade preferida, a fase contínua à base de água é selecionada a partir de:
25 água doce, água salgada, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e misturas dos mesmos. A quantidade da fase contínua de base aquosa deve ser suficiente para a formação de um fluido de perfuração à base de água. Esta quantidade pode variar de
30 aproximadamente 100% do fluido de perfuração a menos de 30%

do fluido de perfuração por volume. Preferencialmente, a fase contínua à base de água é de cerca de 95 a cerca de 30% em volume e, preferencialmente, de cerca de 90 a cerca de 40% em volume do fluido de perfuração.

5 Além dos outros componentes previamente citados, materiais genericamente referidos como materiais de formação de gel, diluentes, e agentes de controle de perda de fluido, são opcionalmente adicionados às formulações de fluido de perfuração à base de água. Destes materiais
10 adicionais, cada um pode ser adicionado à formulação em uma concentração como requerido em termos reológicos e funcionais pelas condições de perfuração. Os materiais típicos de formação de gel usados em fluidos de perfuração de base aquosa são bentonita, sepiolita, argila, argila
15 atapulgita, polímeros de peso molecular alto aniônicos e biopolímeros.

Os diluentes, tais como lignossulfonatos, também são freqüentemente adicionados a fluidos de perfuração à base de água. Tipicamente, lignossulfonatos, lignossulfonatos
20 modificados, polifosfatos e taninos são adicionados. Em outras modalidades, poliacrilatos de peso molecular baixo também podem ser adicionados como diluentes. Os diluentes são adicionados a um fluido de perfuração para redução da resistência ao escoamento e controle das tendências a
25 geleificação. Outras funções realizadas pelos diluentes incluem redução da filtração e da espessura do bolo de filtro, contra-atuação dos efeitos de sais, minimização dos efeitos de água sobre as formações perfuradas, emulsificação de óleo em água e estabilização de
30 propriedades de lama a temperaturas elevadas.

Uma variedade de agentes de controle de perda de fluido pode ser adicionada aos fluidos de perfuração da presente invenção, que são geralmente selecionados a partir do grupo que consiste em polímeros orgânicos sintéticos, biopolímeros e misturas dos mesmos. Os agentes de controle de perda de fluido, tais como lignita modificada, polímeros, amidos modificados e celulosas modificadas, também podem ser adicionados ao sistema de fluido de perfuração à base de água desta invenção. Em uma modalidade, é preferido que os aditivos da invenção sejam selecionados para terem baixa toxicidade e para serem compatíveis com aditivos de fluido de perfuração aniônico comuns, tais como carboximetilcelulose polianiônica (PAC ou CMC), poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (PHPA), lignossulfonatos, goma xantana, misturas destes e similares.

O fluido de perfuração da presente invenção ainda pode conter um agente de encapsulação, geralmente selecionado a partir do grupo que consiste em polímeros orgânicos, inorgânicos e biopolímeros e misturas dos mesmos. O papel do agente de encapsulação é absorver em múltiplos pontos ao longo da cadeia as partículas de argila, desse modo ligando as partículas em conjunto e encapsulando os cortes. Estes agentes de encapsulação ajudam a melhorar a remoção de cortes com menos dispersão dos cortes nos fluidos de perfuração. Os agentes de encapsulação podem ser de natureza aniônica, catiônica, anfotérica ou não-iônica.

Outros aditivos que poderiam estar presentes nos fluidos de perfuração da presente invenção incluem produtos tais como lubrificantes, melhoradores de taxa de

penetração, agentes antiespumantes, inibidores de corrosão e produtos de circulação de perda. Tais compostos devem ser conhecidos por uma pessoa de conhecimento comum na técnica de formulação de fluidos de perfuração de base aquosa.

5 O método de uso dos fluidos descritos acima como fluidos de perfuração é contemplado como estando no escopo da presente invenção. Um uso como esse seria convencional para a técnica de perfuração de poços subterrâneos, e alguém tendo um conhecimento na técnica deve apreciar tais
10 processos e aplicações. O uso dos fluidos acima na formação de pasta e no descarte de cortes de perfuração contendo folhelhos argilosos que podem inchar também é contemplado. Também é contemplado que estes fluidos podem ser usados em uma ampla variedade de operações de poço subterrâneo, nas
15 quais a prevenção do inchamento dos folhelhos argilosos de gumbo e em outras formações é desejada. Tais usos incluem o uso como um fluido de enchimento, um fluido de fratura, um fluido de retrabalho, um fluido de recompletação de fluido de furo de poço e similares, onde as propriedades do fluido
20 sejam úteis.

Os exemplos a seguir são incluídos para demonstração das modalidades preferidas da invenção. Deve ser apreciado por aqueles versados na arte que as técnicas mostradas nos exemplos que se seguem representam técnicas descobertas
25 pelos inventores como funcionando bem na prática da invenção e, assim, podem ser considerados como constituindo os modos preferidos para sua prática. Contudo, aqueles versados na técnica devem, à luz da presente exposição, apreciar que muitas mudanças podem ser feitas nas
30 modalidades específicas as quais são mostradas e ainda

obterem um resultado igual ou similar, sem se desviar do escopo da invenção.

A menos que declarado de outra forma, todos os materiais de partida estão comercialmente disponíveis, e técnicas de laboratório e equipamento padronizados são utilizados. Os testes foram conduzidos de acordo com os procedimentos no Boletim RP 13B-2 da API, 1990. As abreviações a seguir são usadas, às vezes, na descrição dos resultados discutidos nos exemplos:

10 "PV" é viscosidade plástica (CPS), a qual é uma variável usada no cálculo das características de viscosidade de um fluido de perfuração.

"YP" é o ponto de escoamento ($\times 0,4788$ Pa), a qual é uma outra variável usada no cálculo das características de viscosidade de fluidos de perfuração.

"GELS" ($\times 0,4788$ Pa) é uma medida das características de suspensão e das propriedades tixotrópicas de um fluido de perfuração.

20 "F/L" é uma perda de fluido da API e é uma medida de perda de fluido em mililitros de fluido de perfuração a 689,48 kPa.

Exemplo 1

Os agentes de inibição de hidratação de folhelho usados nos exemplos ilustrativos foram feitos pela reação de Jeffamine com 2 equivalentes de óxido de etileno. O produto da reação acima foi usado para a formulação de um fluido de perfuração de base aquosa da maneira a seguir.

Para demonstração da performance superior desta invenção, nosso primeiro estudo foi projetado para a determinação da quantidade máxima de bentonita API que pode

ser inibida por um único tratamento de 41,191 kg/m³ de inibidor de folhelho (I) por um período de dias.

Este teste usa 0,115 m³ de equivalente de água da torneira com 41,191 kg/m³ de inibidor de folhelho (I). A água de torneira foi usada como um controle. Todas as amostras foram ajustadas para pelo menos um pH de 9 e tratadas com uma porção de 78,46 kg/m³ de Gel M-I (bentonita) a uma taxa média de cisalhamento. Após agitação por 30 minutos, as reologias foram medidas e, então, as amostras foram envelhecidas durante a noite a 65,6 °C. Após as amostras terem sido resfriadas, suas reologias e o pH foram registrados. Todas as amostras, então, foram ajustadas para pelo menos um pH de 9, antes de se tratá-las de novo com bentonita, como descrito previamente. Este procedimento foi realizado para cada amostra até elas serem muito espessas para se medir. Os resultados desta avaliação são dados na Tabela 1 e mostram a performance melhorada de inibição de folhelho do agente de inibição de folhelho (I) desta invenção.

Tabela 1

Reologias a 600 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m⁻³)	Base	(I)
20	34	7
40	300+	21
60		75
80		300+

Reologias a 3 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m⁻³)	Base	(I)
--	-------------	------------

20	1	1
40	132	2
60		4
80		34

10 min. Gel - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
20	4	1
40	184	3
60		4
80		62

Ponto de Escoamento - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
20	8	1
40	-	3
60	-	15
80	-	-

Mediante uma revisão do acima, uma pessoa de conhecimento comum na técnica deve compreender e apreciar que os fluidos de perfuração formulados de acordo com a presente invenção exibem boas características de inibição de folhelho argiloso e propriedades. Ainda, deve ser apreciado que tais fluidos serão úteis na perfuração de poços e na realização de outras atividades nas quais uma hidratação de folhelho argiloso não é desejada.

Exemplo 2

Para demonstração da performance superior desta invenção, para uso na formação de pasta e no descarte de cortes de perfuração contendo folhelhos argilosos que podem

inchar, nós conduzimos um estudo para a determinação da quantidade máxima de bentonita API e argila OCMA que pode ser inibida por um único tratamento de 41,191 kg/m³ de inibidor de folhelho (I) por um período de dias, quando
 5 adicionado a uma lama de campo existente ou a um fluido de perfuração preparado em laboratório (Lama Genérica N° 7, Tabela 9).

Este teste usa um barril equivalente de água da torneira com 41,191 /m³ de inibidor de folhelho (I). Todas
 10 as amostras foram tratadas com uma porção de 39,230 kg/m³ de Gel M-I (bentonita) a uma taxa média de cisalhamento. Após agitação por 30 minutos, as reologias foram medidas e, então, as amostras foram envelhecidas durante a noite a 65,6 °C. Após as amostras terem sido resfriadas, suas
 15 reologias e o pH foram registrados. Todas as amostras, então, foram ajustadas para pelo menos um pH de 9, antes de se tratá-las de novo com bentonita, como descrito previamente. Este procedimento foi realizado para cada amostra até elas serem muito espessas para se medir. Os
 20 resultados desta avaliação são dados nas Tabela 2 a 4 e mostram a performance melhorada de inibição de folhelho do agente de inibição de folhelho (I) desta invenção.

Tabela 2

Lama Genérica N° 7 Contaminação com Bentonita

25 **Reologias a 600 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)**

Bentonita (16/0,115 m⁻³)	Base	(I)
0	51	55
10	110	58
20	300+	133

30		300+
----	--	------

Reologias a 3 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	3	1
10	12	2
20		8

10 min. Gel - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	20	9
10	93	11
20		78

Ponto de Escoamento - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Bentonita (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	7	2
10	30	4
20		21

Tabela 3

5 Lama Genérica N° 7 Contaminação com Argila OCMA

Reologias a 600 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	64	49
10	83	67
20	155	88
30	300+	164
40		300+

Reologias a 3 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	2	2
10	5	2
20	18	5
30		15
40		69

10 min. Gel - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	14	3
10	50	8
20	104	20
30		94
40		110

Ponto de Escoamento - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	4	1
10	21	7
20	61	22
30		50
40		-

Tabela 4

5

Lama de Campo - Lama de Lignossulfonato

Hunt Oil Company - LaFourche Parish, Louisiana (1,65 g/cm³)

Reologias a 600 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA		
-------------	--	--

(16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	59	48
10	82	57
20	201	74
30	300+	145
40		300+

Reologias a 3 rpm - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	1	1
10	4	2
20	58	5
30		31
40		88

10 min. Gel - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	34	19
10	19	7
20	133	35
30		99

Ponto de Escoamento - Envelhecido por Calor (65,6 °C)

Argila OCMA (16/0,115 m ⁻³)	Base	(I)
0	11	7
10	12	5
20	128	17
30		57

Mediante uma revisão do acima, uma pessoa de

conhecimento comum na técnica deve compreender e apreciar que os fluidos de perfuração formulados de acordo com a presente invenção exibem boas características de inibição de folhelho argiloso e propriedades. Ainda, deve ser
 5 apreciado que tais fluidos serão úteis na perfuração de poços e na realização de outras atividades nas quais uma hidratação de folhelho argiloso não é desejada.

Exemplo 3

Testes de dispersão foram realizados com cortes de
 10 Foss Eikland e Arne por laminação a quente de 10 gramas de cortes em 0,115 m³ de equivalente de lamas de campo por 16 horas a 65,6 °C. Após a laminação a quente, os cortes foram peneirados usando-se uma peneira de malha 20 e lavados com água com cloreto de potássio a 10%, secos e, então, pesados
 15 para a obtenção da percentagem recuperada. Os resultados desta avaliação são dados nas Tabelas a seguir (5, 6 e 7), e mostram a performance melhorada de inibição de folhelho de agente de inibição de folhelho (I) desta invenção. A lama de campo usada nas Tabelas 5 e 6 foi uma lama à base
 20 de água com lignossulfonato sem cromo, 2,02 g/cm³ pesada com barita a partir de Anadarko, Jackson Parish, Louisiana, e a lama de campo na Tabela 7 foi uma lama à base de água com lignita à base de potássio, 1,41 g/cm³ pesada com barita a partir de E.O.G., Washington County, Texas.

25

Tabela 5

Teste de Dispersão de Folhelho

Cortes de Foss Eikland (4,6 a 8,0 mm)

	Total Recuperado
Lama de Base de Campo (65,91 kg/m ³)	74,0%
Lama de Base de Campo (65,91 kg/m ³) +	85,3%

41,191 kg/m ³ (I)	
------------------------------	--

Tabela 6

Teste de Dispersão de Folhelho

Cortes de Annie (4,6 a 8,0 mm)

	Total Recuperado
Lama de Base de Campo (65,91 kg/m ³)	0,0%
Lama de Base de Campo (65,91 kg/m ³) + 41,191 kg/m ³ (I)	30,2%

Tabela 7

5

Teste de Dispersão de Folhelho

Cortes de Foss Eikland (4,6 a 8,0 mm)

	Total Recuperado
Lama de Base de Campo (46,21 kg/m ³)	53,3%
Lama de Base de Campo (46,21 kg/m ³) + 82,38 kg/m ³ (I)	78,0%

Mineralogia e capacidade de troca de cátions (CEC) para
argilas padronizadas usadas em testes de inibição

Tabela 8

	Arne	Foss Eikland
Quartzo	9	39
Feldspato	1	10
Calcita		4
Dolomita		1
Cristobalita		3
Siderita		
Pirita		
Caolinita	45	
Mica		
Clorita		15

Ilita	30	15
Esmeclita	15	13
CEC	12	10

Tabela 9

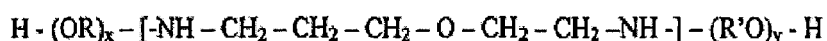
Formulação de Lama Genérica N° 7

	Ingrediente	0,115 m ³
1.	Água do mar (20 ppt)	140 ml
2.	Sal marinho	3 g
3.	Água desionizada	140 ml
4.	M-I Gel	35 g
5.	Tannathin	3 g
6.	Soda cáustica	2 g
7.	CMC de Baixa Viscosidade	1 g
8.	Spersene	3 g
9.	Rev Dust	50 g
10.	Cinza de Soda	1 g
11.	Cal	1 g
12.	M-I Bar	160 g

Mediante uma revisão do acima, uma pessoa de conhecimento comum na técnica deve compreender e apreciar que os fluidos de perfuração formulados de acordo com a presente invenção exibem boas características de inibição de folhelho argiloso e propriedades. Ainda, deve ser apreciado que tais fluidos serão úteis na perfuração de poços e na realização de outras atividades nas quais uma hidratação de folhelho argiloso não é desejada.

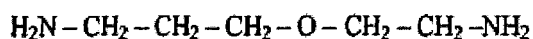
Tendo em vista a exposição acima, uma pessoa de conhecimento na técnica deve compreender e apreciar que uma modalidade ilustrativa da presente invenção inclui um fluido de perfuração à base de água para uso na perfuração

de um poço subterrâneo através de uma formação subterrânea, que incha na presença de água. Um fluido de perfuração ilustrativo como esse é formulado para incluir: uma fase contínua de base aquosa, um material de peso, e um agente
 5 de inibição de hidratação de folhelho que tem a fórmula genérica:



na qual R e R' são um grupo alquilenos independentemente selecionável que tem de 2 a 4 átomos de carbono, e x e y têm valores independentemente
 10 selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1. O agente de inibição de hidratação de folhelho está presente em uma concentração suficiente para redução do inchamento da formação subterrânea na presença de água. Em uma modalidade preferida ilustrativa, os grupos alquilenos R
 15 e R' são selecionados a partir de etila, n-propila, 2-metil etila, n-butila e outros grupos alquila saturados simples.

Como citado previamente acima, o agente de inibição de hidratação de folhelho, preferencialmente, é o produto da reação de óxido de etileno com uma oxialquildiamina tendo a
 20 fórmula:

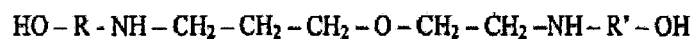
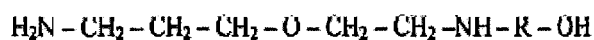
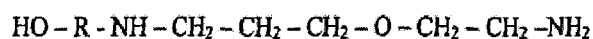


A reação é realizada sob condições tais que o óxido de etileno reaja com os grupos amina da oxialquildiamina. A relação molar de óxido de etileno para oxialquildiamina está entre cerca de 1:1 e cerca de 20:1. Alternativamente,
 25 o agente de inibição de hidratação de folhelho é o produto da reação de óxido de propileno com uma oxialquildiamina tendo a mesma fórmula. Como com a reação com óxido de

etileno, a relação molar de óxido de propileno para oxialquildiamina está entre cerca de 1:1 e cerca de 20:1.

Em uma modalidade, a fase contínua de base aquosa é selecionada a partir de: água doce, água salgada, salmoura, 5 misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e incluindo misturas destes fluidos e fluidos aquosos similares bem conhecidos por alguém de conhecimento na técnica. O fluido de perfuração também pode conter um agente de controle de perda de fluido selecionado a partir 10 de polímeros orgânicos, amidos, incluindo misturas destes e agentes similares bem conhecidos por alguém de conhecimento na técnica. Ainda, o fluido de perfuração pode conter um material de peso que é selecionado, preferencialmente, a partir de barita, hematita, óxido de ferro, carbonato de 15 cálcio, carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos solúveis em água, cloreto de cálcio, brometo de cálcio, cloreto de magnésio, haletos de zinco, incluindo combinações destes agentes e similares, tais como agentes de formação de peso bem conhecidos por alguém de 20 conhecimento na técnica.

Uma outra modalidade ilustrativa da presente invenção inclui um fluido de perfuração à base de água para uso na perfuração de um poço subterrâneo através de uma formação subterrânea que incha na presença de água. Em tal 25 modalidade ilustrativa, o fluido de perfuração inclui: uma fase contínua de base aquosa, um material de peso, e um agente de inibição de hidratação de folhelho, como descrito aqui. Preferencialmente, o agente de inibição de hidratação de folhelho é selecionado a partir de compostos tendo a 30 fórmula:



na qual R e R' são grupos alquilenos independentemente selecionados tendo de 2 a 4 átomos de carbono e misturas de tais compostos. O agente de inibição de hidratação de folhelho está presente em uma concentração suficiente para

5 redução do inchamento da formação subterrânea na presença de água. Em uma modalidade ilustrativa, R e R' são grupos etila e, em uma outra modalidade alternativa, R e R' são grupos isopropila. O fluido de perfuração é formulado de modo que a fase contínua de base aquosa seja selecionada a

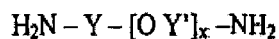
10 partir de: água doce, água salgada, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e incluindo misturas destes fluidos e fluidos aquosos similares bem conhecidos por alguém de conhecimento na técnica. O fluido de perfuração opcionalmente pode ser formulado para conter

15 um agente de controle de perda de fluido selecionado a partir de polímeros orgânicos, amidos, incluindo misturas destes e agentes similares bem conhecidos por alguém de conhecimento na técnica. Os agentes de formação de peso são selecionados, preferencialmente, a partir de barita,

20 hematita, óxido de ferro, carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos solúveis em água, cloreto de cálcio, brometo de cálcio, cloreto de magnésio, haletos de zinco, incluindo combinações destes compostos e outros bem conhecidos por alguém de conhecimento na

25 técnica.

A presente invenção também envolve um fluido de perfuração à base de água para uso na perfuração de um poço subterrâneo através de uma formação subterrânea que incha na presença de água. Um fluido de perfuração ilustrativo
 5 como esse inclui: uma fase contínua de base aquosa, um material de peso, e um agente de inibição de hidratação de folhelho que é o produto da reação de um óxido de alquilenos com uma oxialquildiamina. Geralmente, a oxialquildiamina tem a fórmula:



10 na qual Y e Y' são grupos alquila que têm de 1 a 6 átomos de carbono, e x é um valor de cerca de 1 a cerca de 10. Como com os outros fluidos da presente invenção, o agente de inibição de hidratação de folhelho está presente em concentração suficiente para redução do inchamento da
 15 formação subterrânea na presença de água. O óxido de alquilenos pode ser qualquer grupo de óxido de alquilenos reativo, mas, preferencialmente, é selecionado a partir de óxido de etileno, óxido de propileno e óxido de butileno. Em um exemplo da presente modalidade ilustrativa, a relação
 20 molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina é maior do que 1:2. Quer dizer, a relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina pode ser a partir de cerca de 1:2 resultando nos produtos de reação previamente descritos acima. Ou, se desejado, a relação molar pode ser
 25 ajustada para valores tais como 1:1, 2:1, 3:1 e assim por diante, incluindo valores fracionados.

Também deve ser apreciado que os fluidos da presente invenção podem ser usados como a base para fluidos usados em outras operações associadas a poços subterrâneos e à

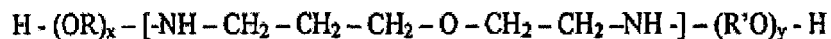
perfuração destes poços. Os exemplos de tais usos alternativos incluem o uso como um fluido de perfuração sem salmoura ou como a base para um fluido de fratura de formação, um fluido de enchimento de formação, um
5 enchimento de poço e/ou um fluido de estabilidade, um fluido de perfilação de poço, um fluido de retrabalho de poço e similares. As patentes a seguir são representativas dos métodos e de outros usos potenciais para os fluidos da presente invenção: 6.063.737 (descrevendo um fluido de
10 deslocamento aquoso); 6.213.213 (descrevendo composições de tratamento de poço aquosas viscosificadas); 5.558.161 (descrevendo fluidos de gel aquoso para fratura da formação); 5.789.352 (descrevendo um fluido de completação de poço e espaçador); 3.956.141 (descrevendo um fluido de
15 perfuração sem salmoura); 4.792.412 (descrevendo um fluido de perfuração sem salmoura); 5.480.863 (descrevendo um fluido de perfuração sem salmoura); 5.614.728 (descrevendo um fluido de perfuração sem salmoura); 5.804.535 (descrevendo um fluido de perfuração sem salmoura); e
20 6.124.244 (descrevendo um fluido de perfuração sem salmoura), todos os conteúdos de cada uma destas patentes sendo incorporados como referência para a presente exposição.

Adicionalmente, também deve ser apreciado que os
25 fluidos da presente invenção podem ser usados no descarte de cortes de perfuração que contenham materiais de folhelho argiloso que podem inchar. Geralmente, o método de descarte de cortes de perfuração por injeção inclui a separação dos cortes de perfuração do fluido de perfuração, a moagem ou a
30 formação de pasta dos cortes de perfuração em um meio

líquido e, então, a injeção da suspensão em uma formação subterrânea que é o alvo da operação de descarte. Os métodos e as técnicas de tais processos de descarte devem ser bem conhecidos por alguém de conhecimento na técnica.

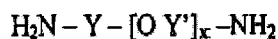
5 As patentes U.S. a seguir são representativas dos métodos e de outros usos potenciais para os fluidos da presente invenção: 4.942.929; 5.129.469; 5.226.749; 5.310.285; 5.314.265; 5.405.224; 5.589.603; 5.961.438; 5.339.912; 5.358.049; 5.405.223; 5.589.603; 5.662.169; e 6.106.733; e
10 6.119.779, todos os conteúdos de cada uma destas patentes sendo incorporados como referência para a presente exposição. Assim, a presente invenção também envolve um fluido à base de água para uso na formação de pasta e na injeção de cortes de perfuração em uma formação subterrânea
15 para descarte. Um fluido como esse é especialmente útil em circunstâncias em que os cortes de perfuração incluem argilas que podem inchar em água e folhelhos argilosos.

Tendo em vista o precedente, um fluido ilustrativo útil na formação de pasta e na injeção de cortes de
20 perfuração em uma formação subterrânea para descarte inclui: uma fase contínua de base aquosa e um agente de inibição de hidratação de folhelho, como substancialmente descrito acima. Em uma modalidade preferida, o agente de inibição de hidratação de folhelho tem a fórmula:



25 na qual R e R' são um grupo alquilenos independentemente selecionável que tem de 2 a 4 átomos de carbono, e onde x e y têm valores independentemente selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1.

Um fluido ilustrativo como este inclui: uma fase contínua de base aquosa e um agente de inibição de hidratação de folhelho, que é o produto da reação de um óxido de alquilenos com uma oxialquildiamina. Geralmente, a oxialquildiamina tem a fórmula:

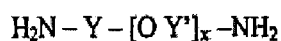


na qual Y e Y' são grupos alquila que têm de 1 a 6 átomos de carbono, e x é um valor de cerca de 1 a cerca de 10. O óxido de alquilenos pode ser qualquer grupo de óxido de alquilenos reativo, mas, preferencialmente, é selecionado a partir de óxido de etileno, óxido de propileno e óxido de butileno. Em um exemplo da presente modalidade ilustrativa, a relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina é maior do que 1:2. Quer dizer, a relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina pode ser a partir de cerca de 1:2 resultando nos produtos de reação previamente descritos acima. Ou, se desejado, a relação molar pode ser ajustada para valores tais como 1:1, 2:1, 3:1 e assim por diante, incluindo valores fracionados.

Nos fluidos de formação de pasta acima, o agente de inibição de hidratação de folhelho está presente no fluido de perfuração em concentrações suficientes para redução do inchamento do folhelho argiloso que pode estar contido nos cortes de perfuração. Uma modalidade preferida dos fluidos ilustrativos é formulada de modo que a água doce, água salgada, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e misturas destes. O fluido, opcionalmente, pode conter um agente de controle de perda de fluido selecionado a partir de polímeros orgânicos, amidos e misturas dos mesmos, bem como qualquer um dos

outros componentes opcionais previamente mencionados.

Uma pessoa de conhecimento na técnica também deve apreciar que a presente invenção inclui um método de descarte de cortes de perfuração que incluem um folhelho
 5 argiloso que pode inchar em água, em uma formação subterrânea. Um método ilustrativo como esse inclui: a moagem dos cortes de perfuração em um fluido à base de água, para a formação de uma suspensão, e injeção da referida suspensão na referida formação subterrânea. O
 10 fluido à base de água é aquele descrito acima e, preferencialmente, contém: uma fase contínua de base aquosa e um agente de inibição de hidratação de folhelho, como descrito previamente acima. Uma modalidade preferida inclui um agente de inibição de hidratação de folhelho que é o
 15 produto da reação de um óxido de alquilenos com uma oxialquildiamina. Geralmente, a oxialquildiamina tem a fórmula:



na qual Y e Y' são grupos alquila que têm de 1 a 6 átomos de carbono, e x é um valor de cerca de 1 a cerca de
 20 10. O óxido de alquilenos pode ser qualquer grupo de óxido de alquilenos reativo, mas, preferencialmente, é selecionado a partir de óxido de etileno, óxido de propileno e óxido de butileno. Em um exemplo da presente modalidade ilustrativa, a relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina
 25 é maior do que 1:2. Quer dizer, a relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina pode ser a partir de cerca de 1:2 resultando nos produtos de reação previamente descritos acima. Ou, se desejado, a relação molar pode ser ajustada para valores tais como 1:1, 2:1, 3:1 e assim por

diante, incluindo valores fracionados. Como com os outros fluidos da presente invenção, o agente de inibição de hidratação de folhelho está presente em uma concentração suficiente para redução do inchamento do folhelho argiloso
5 presente nos cortes de perfuração.

Embora as composições e os métodos desta invenção tenham sido descritos em termos de modalidades preferidas, será evidente para aqueles de conhecimento na técnica que variações podem ser aplicadas ao processo descrito aqui,
10 sem se desviar do conceito e do escopo da invenção. Todos tais substitutos similares e modificações evidentes para aqueles versados na técnica são julgados como estando no escopo e no conceito da invenção, como é estabelecido nas reivindicações a seguir.

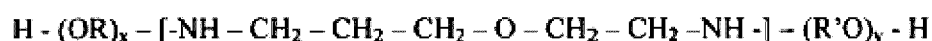
REIVINDICAÇÕES

1. Fluido de perfuração à base de água, para uso na perfuração de um poço subterrâneo através de uma formação subterrânea, que incha na presença de água, o fluido de perfuração **caracterizado** por compreender:

uma fase contínua à base de água;

um material de peso,

um agente de inibição de hidratação de folhelho que tem a fórmula:

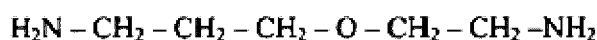


onde R e R' são um grupo alquilenos independentemente selecionável que tem de 2 a 4 átomos de carbono, e onde x e y têm valores independentemente selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1,

e onde o agente de inibição de hidratação de folhelho está presente em concentração suficiente para redução do inchamento da formação subterrânea na presença de água.

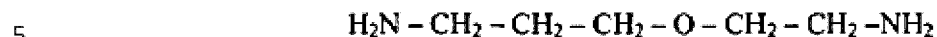
2. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de R e R' serem selecionados a partir de etileno, n-propileno, 2-metil etileno e n-butileno.

3. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do agente de inibição de hidratação de folhelho ser o produto da reação de óxido de etileno com uma oxialquildiamina que tem a fórmula:



4. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pelo fato da relação molar de óxido de etileno para oxialquildiamina estar entre cerca de 1:1 e cerca de 20:1.

5. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do agente de inibição de hidratação de folhelho ser o produto da reação de óxido de propileno com uma oxialquildiamina que tem a fórmula:



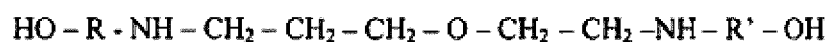
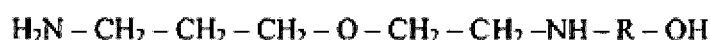
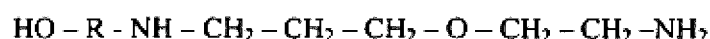
6. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pelo fato da relação molar de óxido de etileno para oxialquildiamina estar entre cerca de 1:1 e cerca de 20:1.

10 7. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato da fase contínua de base aquosa ser selecionada a partir de: água doce, água do mar, salmoura, misturas de água e compostos orgânicos solúveis em água e misturas dos mesmos.

15 8. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do fluido de perfuração conter ainda um agente de controle de perda de fluido selecionado a partir do grupo que consiste em polímeros orgânicos, amidos e misturas dos mesmos.

20 9. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do material de peso ser selecionado a partir do grupo que consiste em barita, hematita, óxido de ferro, carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, sais orgânicos e inorgânicos solúveis em água,
25 cloreto de cálcio, brometo de cálcio, cloreto de magnésio, haletos de zinco e combinações dos mesmos.

 10. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o agente de inibição de hidratação de folhelho é selecionado a partir
30 do grupo:

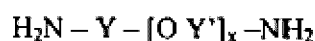


5 onde R e R' são grupos alquilenos independentemente selecionados que tem de 2 a 4 átomos de carbono, e misturas dos mesmos.

11. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** pelo fato de R e R' serem
10 grupos etila.

12. Fluido de perfuração, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado** pelo fato de R e R' serem grupos propila.

13. Fluido de perfuração, de acordo com a
15 reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o agente de inibição de hidratação de folhelho é o produto da reação de um óxido de alquilenos com uma oxialquildiamina que tem a fórmula:



20 onde Y e Y' são grupos alquila que têm de 1 a 6 átomos de carbono, e x é um valor de cerca de 1 a cerca de 10.

14. Fluido de perfuração à base de água, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato do óxido de alquilenos ser selecionado a partir de óxido de etileno,
25 óxido de propileno e óxido de butileno.

15. Fluido de perfuração à base de água, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato da relação molar de óxido de alquilenos para oxialquildiamina ser maior do que 1:2.

FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

Um fluido à base de água para uso na perfuração de poços e em outras operações de perfuração inclui um folhelho argiloso o qual incha na presença de água. O fluido, preferencialmente, inclui: uma fase contínua de base aquosa, e um agente de inibição de hidratação de folhelho que tem a fórmula:



onde R e R' são grupos independentemente selecionáveis de alquilenos tendo de 2 a 4 átomos de carbono, e onde x e y têm valores independentemente selecionados, de modo que a soma de x e y seja pelo menos 1. O agente de inibição de hidratação de folhelho deve estar presente em uma concentração suficiente para redução do inchamento do folhelho argiloso. O fluido pode ser usado para a formulação de fluidos de perfuração tais como lamas de perfuração à base de água ou fluidos de perfuração sem salmoura. O fluido também pode ser usado na formação de suspensão e no descarte de cortes de perfuração que contenham argilas passíveis de inchamento em água ou folhelhos argilosos.