



República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

(21) **PI0610645-5 A2**

(22) Data de Depósito: 05/04/2006
(43) Data da Publicação: 13/07/2010
(RPI 2062)



(51) *Int.Cl.:*
E21B 21/06

(54) Título: **FLUIDO DE CONCLUSÃO E DE DESLOCAMENTO BASEADO EM EMULSÃO INVERTIDA E MÉTODO DE USO**

(30) Prioridade Unionista: 20/01/2006 US 11/337.167, 05/04/2005 US 60/668.485, 05/04/2005 US 60/668.485, 20/01/2006 US 11/337.167

(73) Titular(es): M-I L.L.C

(72) Inventor(es): CHARLES SVOBODA, MARK LUYSTER, RAYMOND D. RAVITZ

(74) Procurador(es): ORLANDO DE SOUZA

(86) Pedido Internacional: PCT US2006012964 de 05/04/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2006/108122 de 12/10/2006

(57) Resumo: FLUIDO DE CONCLUSÃO E DE DESLOCAMENTO BASEADO EM EMULSÃO INVERTIDA E METODO DE USO. É revelado um método de limpar um furo de poço antes da produção de um óleo ou gás, em que o furo de poço foi perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma uma crosta de lodo de emulsão invertida. O método pode incluir circular um fluido quebrador para dentro do furo de poço, onde o fluido quebrador inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente aumentador de peso, e a fase externa oleaginosa inclui um fluido oleaginoso e um emulsificador, e onde o éster hidrolisável é selecionado de modo que na hidrólise um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida da crosta de lodo é quebrada.

FLUIDO DE CONCLUSÃO E DE DESLOCAMENTO BASEADO EM
EMULSÃO INVERTIDA E MÉTODO DE USO

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

Esse pedido reivindica a prioridade em conformidade
5 com 35 USC §119 para o Pedido US 60/668.485 depositado em 5
de abril de 2005. Aquele pedido é incorporado como
referência em sua totalidade.

Campo da Invenção

As modalidades se referem geralmente aos fluidos de
10 furo de poço. Mais especificamente, as modalidades se
referem aos fluidos químicos quebradores e de deslocamento.

Técnica Antecedente

Durante a perfuração de um furo de poço, vários
fluidos são, tipicamente, usados no poço para uma variedade
15 de funções. Os fluidos podem ser circulados através de um
tubo de perfuração e broca de perfuração para dentro do
furo de poço, e então podem fluir subseqüentemente para
cima através do furo de poço para a superfície. Durante
essa circulação, o fluido de perfuração pode atuar para
20 remover desaterros de perfuração a partir do fundo do furo
para a superfície, para suspender o desaterro e material
aumentador de peso quando a circulação é interrompida, para
controlar as pressões abaixo da superfície, para manter a
integridade do furo de poço até que a seção do poço esteja
25 revestida e cimentada, para isolar os fluidos a partir da
formação mediante provisão de pressão hidrostática
suficiente para impedir o ingresso de fluidos de formação
para dentro do furo de poço, para esfriar e lubrificar a
coluna e a broca de perfuração, e/ou para maximizar a taxa
30 de penetração.

Na maioria dos procedimentos de perfuração giratória o fluido de perfuração assume a forma de uma "lama", isto é, um líquido que tem sólidos suspensos no mesmo. Os sólidos funcionam para transmitir as propriedades reológicas 5 desejadas ao fluido de perfuração e também para aumentar a sua densidade para prover uma pressão hidrostática adequada no fundo do poço. A lama de perfuração pode ser lama à base de água ou uma lama à base de óleo.

Lamas de perfuração podem consistir em polímeros, 10 biopolímeros, argilas e colóides orgânicos adicionados a um fluido à base de água para obter as propriedades de viscosidade e filtração desejadas. Minerais pesados, tal como carbonato de cálcio ou barita, podem ser adicionados para aumentar a densidade. Sólidos a partir da formação são 15 incorporados na lama e com freqüência se tornam dispersos na lama como uma conseqüência da perfuração. Além disso, as lamas de perfuração podem conter um ou mais aditivos poliméricos naturais e/ou sintéticos, incluindo aditivos poliméricos que aumentam as propriedades reológicas (por 20 exemplo, viscosidade plástica, valor de carga limite, resistência de gel) da lama de perfuração, e redutores e floculantes poliméricos.

Aditivos poliméricos incluídos no fluido de perfuração podem atuar como agentes de controle de perda de fluido. 25 Agentes de controle de perda de fluido, tal como amido, impedem a perda de fluido para a formação circundante mediante redução da permeabilidade das crostas de lodo formadas na superfície de rocha recentemente exposta. Além disso, aditivos poliméricos são empregados para transmitir 30 capacidade de transporte e tixotropia suficiente para a

lama, para permitir que a lama transporte o desaterro para cima, para a superfície, e para impedir que os desaterros se separem da lama quando a circulação é interrompida.

Muitos fluidos de perfuração podem ser projetados para
5 formar uma crosta fina de lodo de baixa permeabilidade, para vedar as formações permeáveis penetradas pela broca de perfuração. A crosta de lodo é essencial para prevenir ou reduzir a perda de fluidos para a formação assim como o influxo dos fluidos presentes na formação. Na conclusão da
10 perfuração, a crosta de lodo pode estabilizar o furo de poço durante operações subseqüentes de conclusão tal como a colocação de uma vedação com cascalho no furo de poço. Crostas de lodo freqüentemente compreendem partículas de ligação, desaterro criado pelo processo de perfuração,
15 aditivos poliméricos e precipitados. Uma característica de um fluido de perfuração é a de reter essas partículas sólidas e semi-sólidas como uma suspensão estável, livre de incrustação de sedimentação gradual significativa das operações de perfuração.

20 A seleção do tipo de fluido de perfuração a ser usado em uma aplicação de perfuração envolve um equilíbrio cuidadoso de ambas as características, boa e ruim, dos fluidos de perfuração na aplicação específica e o tipo de poço a ser perfurado. As vantagens principais de selecionar
25 um fluido de perfuração à base de óleo; também conhecido como uma lama à base de óleo; incluem: estabilidade superior do furo, especialmente nas formações de xisto, formação de uma crosta de lodo mais fina do que a crosta de lodo conseguida com uma lama à base de água, excelente
30 lubrificação da coluna de perfuração e das ferramentas de

fundo de furo, e penetração das camadas de sal sem encharcamento ou alargamento do furo, assim como outros benefícios que devem ser conhecidos daqueles versados na técnica.

5 Uma propriedade especialmente vantajosa das lamas à base de óleo são as suas excelentes qualidades de lubrificação. Essas propriedades de lubrificação permitem a perfuração de poços tendo um desvio vertical significativo, como é típico das operações de perfuração off-shore ou em
10 águas profundas ou quando um poço horizontal é desejado. Em tais furos altamente desviados, torque e arrasto na coluna de perfuração constituem um problema significativo porque o tubo de perfuração está situado contra o lado baixo do furo, e o risco do tubo emperrar é elevado quando lamas à
15 base de água são usadas. Ao contrário, lamas à base de óleo proporcionam uma crosta fina de lodo, lisa, que ajuda a impedir que o tubo emperre e desse modo o uso da lama à base de óleo pode ser justificado.

Apesar dos muitos benefícios do uso de lamas à base de
20 óleo, elas têm desvantagens. Em geral, o uso de fluidos de perfuração à base de óleo e lama tem altos custos iniciais e operacionais. Esses custos podem ser significativos dependendo da profundidade do furo a ser perfurado. Contudo, os custos mais altos freqüentemente podem ser
25 justificados se o fluido de perfuração à base de óleo impedir desmoronamento ou alargamento do furo que possa aumentar muito o tempo de perfuração e os custos.

O descarte do desaterro revestido com óleo é outra preocupação principal, especialmente para operações de
30 perfuração em águas profundas ou off-shore. Nesses casos

mencionados por último, os desaterros devem ser, ou lavados para remoção do óleo com uma solução detergente que também pode ser descartada, ou o desaterro pode ser transportado de volta para a terra para descarte de uma maneira ambientalmente segura. Outra consideração que deve ser levada em conta está relacionada às normas governamentais locais que podem limitar o uso de fluidos e lamas de perfuração à base de óleo por razões ambientais.

Lamas baseadas em óleo contêm tipicamente alguma quantidade de água, quer seja a partir da formulação do próprio fluido de perfuração, ou água pode ser intencionalmente adicionada para afetar as propriedades do fluido ou lama de perfuração. Em tais emulsões do tipo água em óleo, também conhecidas como emulsões invertidas, um emulsificador é usado para estabilizar a emulsão. Em geral, a emulsão invertida pode conter agentes de emulsificação solúveis em óleo e solúveis em água. Exemplos típicos de tais emulsificadores incluem sais metálicos polivalentes, ácidos graxos e sais metálicos de ácido graxo, e outros compostos similares adequados que devem ser conhecidos daqueles de conhecimento comum na técnica.

Após a realização de qualquer operação de conclusão, pode ser necessária a remoção da crosta de lodo permanecendo nas paredes laterais do furo de poço. Embora a formação de crosta de lodo seja essencial para as operações de perfuração, a crosta de lodo pode ser um impedimento significativo para a produção de hidrocarbonetos ou outros fluidos a partir do poço se, por exemplo, a formação de rocha for obstruída pela crosta de lodo. Devido ao fato da crosta de lodo ser compacta, ela freqüentemente adere

fortemente à formação e pode não ser facilmente, ou completamente, lavada com jato a partir da formação apenas pela ação do fluido.

A remoção de crosta de lodo tem sido conseguida 5 convencionalmente com tratamentos à base de água que incluem: uma solução aquosa com um oxidante (tal como persulfato), uma solução de ácido clorídrico, ácido orgânico (acético, fórmico), combinações de ácidos e oxidantes, e soluções aquosas contendo enzimas. Por 10 exemplo, o uso de enzimas para remover a crosta de lodo é revelado na Patente US 4.169.818. Agentes de quelação (por exemplo, EDTA) também têm sido usados para promover a dissolução de carbonato de cálcio. De acordo com os ensinamentos tradicionais, o oxidante e a enzima atacam a 15 fração de polímero da crosta de lodo e os ácidos tipicamente atacam a fração de carbonato (e outros minerais). Geralmente, oxidantes e enzimas são ineficazes na decomposição da porção de carbonato, e o ácido é ineficaz em relação às porções de polímero.

20 Uma das questões mais problemáticas que envolvem a remoção de crosta de lodo envolve a colocação das soluções de limpeza. Devido ao fato de um dos componentes mais comuns em uma crosta de lodo ser o carbonato de cálcio, uma solução de limpeza idealmente incluiria ácido clorídrico, 25 que reage muito rapidamente com carbonato de cálcio. Contudo, embora eficaz em termos de visar o carbonato de cálcio, tal ácido forte também é reativo com qualquer carbonato de cálcio na formação (por exemplo, pedra calcária), e pode se infiltrar na formação.

30 O uso de emulsificadores e agentes tensoativos

tradicionais nos sistemas de fluido de perfuração invertida que formaram a crosta de lodo pode complicar adicionalmente o processo de limpeza em operações de conclusão de furo aberto. Especificamente, fluidos utilizando agente tensoativo tradicional e materiais de emulsificação podem 5 requerer o uso de solventes e outras lavagens com agente tensoativo para penetrar na crosta de lodo e inverter a capacidade de umedecimento das partículas de crosta de lodo. Fluidos de perfuração de emulsões invertida que 10 apresentam uma reação de mudança de fase induzida por ácido foram descritos anteriormente nas Patentes US 6.218.342; 6.790.811; e 6.806.233 e Publicação de Patente US 2004/0147404, cujos conteúdos são incorporados integralmente como referência. Todos os fluidos revelados 15 nessas referências contêm uma ou outra forma de um composto de amina terciária etoxilada que estabiliza a emulsão invertida quando ela não é protonada. Mediante protonação do composto de amina, a emulsão invertida reverte e se torna uma emulsão regular. Na maioria dos casos, a 20 desprotonação do composto de amina permite a reformação de uma emulsão invertida. A limpeza dos poços perfurados com esse fluido de perfuração de emulsão invertida pode ser simplificada mediante uso de um fluido de lavagem que contenha ácido em uma concentração suficiente para protonar 25 o agente tensoativo de amina no fluido de perfuração (e, portanto, a crosta de lodo). Desse modo, a presença do agente tensoativo de amina nesse fluido de perfuração pode controlar o estado da fase (isto é, emulsões invertidas versus emulsões regulares) dos fluidos no poço. 30 Similarmente, a Patente US 5.888.944 descreve o uso de um

agente tensoativo sensível ao ácido que estabiliza a emulsão invertida do fluido de perfuração. Na adição de um ácido em um fluido de lavagem, por exemplo, o agente tensoativo imediatamente é protonado para quebrar ou
5 inverter a emulsão invertida para uma emulsão do tipo óleo em água.

Os problemas de eficiente limpeza de poço, estimulação, e conclusão representam um tema significativo em todos os poços, e especialmente em conclusões de poços
10 horizontais de furo aberto. A produtividade de um poço é de certo modo dependente da remoção eficaz e efetiva da crosta de lodo enquanto minimizando o potencial de bloqueio de água, obstrução, ou de outro modo danificando os canais de fluxo naturais da formação, assim como aqueles do conjunto
15 de conclusão. Desse modo existe uma necessidade contínua de fluidos que efetivamente limpem o furo de poço e não inibam a capacidade da formação em produzir óleo ou gás quando o poço é colocado em produção.

Conseqüentemente, existe a necessidade de uma solução
20 de ruptura química e de deslocamento que remova a crosta de lodo de emulsão invertida sem danificar a formação enquanto permitindo fácil colocação da solução no furo de poço e controle do estado de fase dos fluidos de perfuração no poço.

25 SUMÁRIO DA INVENÇÃO

Em um aspecto, a presente invenção se refere a um método de limpar um furo de poço antes da produção de óleo ou gás, em que o furo de poço foi perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma uma crosta de
30 lodo de emulsão invertida. O método pode incluir circular

um fluido quebrador no furo de poço, onde o fluido quebrador inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente aumentador de peso, e a fase externa oleaginosa inclui um fluido oleaginoso e um emulsificador, e onde o éster hidrolisável é selecionado de modo que, na hidrólise, um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida da crosta de lodo é quebrada.

Em outro aspecto, a presente invenção se refere a um método de produzir um hidrocarboneto a partir de uma formação. O método pode incluir as etapas de perfurar a formação com uma lama de perfuração de emulsão invertida, realizar pelo menos uma operação de conclusão no furo de poço, introduzir um fluido quebrador no furo de poço, onde o fluido quebrador inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente aumentador de peso, e a fase externa oleaginosa inclui um fluido oleaginoso e um emulsificador, e fechamento do poço por um tempo predeterminado para permitir a hidrólise do éster e a ruptura da crosta de lodo de emulsão invertida.

Em ainda outro aspecto, a presente invenção se refere a uma solução que inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente aumentador de peso, e a fase externa oleaginosa inclui um

fluido oleaginoso e um emulsificador.

Outros aspectos e vantagens da invenção se tornarão evidentes a partir da descrição a seguir e das reivindicações anexas.

5 DESCRIÇÃO DETALHADA

Em um aspecto, modalidades aqui reveladas são geralmente dirigidas aos fluidos químicos de deslocamento e ruptura que são úteis na perfuração, conclusão, e operações de poços subterrâneos, preferivelmente poços de óleo e gás.

10 Os fluidos de deslocamento e conclusão podem ser selecionados a partir de um fluido à base de água e de um fluido de emulsão invertida. A utilidade dos fluidos revelados aqui não depende do uso de aminas terciárias etoxiladas dos fluidos usados para perfurar o poço. Desse
15 modo, é bastante aumentada a ampla aplicabilidade e utilidade dos fluidos aqui revelados. Os fluidos de conclusão e deslocamento de emulsão invertida e à base de água da presente invenção são particularmente usados nos poços que são perfurados com um fluido de perfuração de
20 emulsão invertida que forma uma crosta de lodo de emulsão invertida no poço.

Em uma modalidade, o fluido quebrador pode ser um fluido de emulsão invertida que pode incluir uma fase interna não-oleaginoso e uma fase externa oleaginoso. A
25 fase interna não-oleaginoso pode incluir um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e opcionalmente um agente aumentador de peso tal como uma solução de salmoura de alta densidade. A fase externa oleaginoso pode incluir um fluido oleaginoso
30 tal como diesel ou outro hidrocarboneto adequado ou óleo

sintético, e um emulsificador. Opcionalmente outros componentes podem incluir um agente de viscosificação, um agente de umedecimento, e um agente de limpeza.

O fluido oleaginoso usado para formular os fluidos de emulsão invertida usados na prática da presente invenção é líquido e é mais preferivelmente um óleo natural ou sintético e mais preferivelmente, o fluido oleaginoso é selecionado do grupo incluindo óleo diesel, óleo mineral, tais como poliolefinas, polidiorganosiloxanos, siloxanos ou organosiloxanos, e suas misturas. A concentração do fluido oleaginoso deve ser suficiente de modo que se forme uma emulsão invertida e pode ser inferior a aproximadamente 99% em volume da emulsão invertida. Contudo, geralmente a quantidade de fluido oleaginoso deve ser suficiente para formar uma emulsão estável quando utilizada como a fase contínua. Em várias modalidades, a quantidade de fluido oleaginoso é de pelo menos aproximadamente 30%, preferivelmente de pelo menos aproximadamente 40%, e mais preferivelmente de pelo menos aproximadamente 50% em volume do fluido total. Em uma modalidade, a quantidade de fluido oleaginoso é de aproximadamente 30 a aproximadamente 95% em volume e mais preferivelmente de aproximadamente 40 a aproximadamente 90% em volume do fluido de emulsão invertida.

O fluido não-oleaginoso também usado na formulação dos fluidos de emulsão invertida é um líquido e preferivelmente é um líquido aquoso. Mais preferivelmente, o fluido não-oleaginoso pode ser selecionado do grupo incluindo água do mar, uma salmoura contendo sais orgânicos e/ou inorgânicos dissolvidos, líquidos contendo compostos orgânicos

miscíveis em água, e suas combinações. A quantidade do fluido não-oleaginoso é tipicamente inferior ao limite teórico necessário para formar uma emulsão invertida. Em várias modalidades, a quantidade de líquido não-oleaginoso é de pelo menos aproximadamente 1, preferivelmente pelo menos aproximadamente 5, e mais preferivelmente maior do que aproximadamente 10% em volume do fluido total. Correspondentemente, a quantidade do fluido não-oleaginoso não deve ser tão grande que ele não possa ser disperso na fase oleaginosa. Desse modo, em uma modalidade, a quantidade de fluido não-oleaginoso é inferior a aproximadamente 70% em volume e preferivelmente de aproximadamente 1% a aproximadamente 70% em volume. Em outra modalidade, o fluido não-oleaginoso é preferivelmente de aproximadamente 10% a aproximadamente 60% em volume do fluido de emulsão invertida.

Em outra modalidade, o fluido quebrador pode ser um fluido à base de água que pode incluir um fluido aquoso. Adicionalmente, o fluido à base de água pode incluir um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e opcionalmente um agente aumentador de peso tal como uma solução de salmoura de alta densidade. O fluido aquoso usado nos fluidos à base de água pode ser selecionado do grupo incluindo água do mar, uma salmoura contendo sais orgânicos e/ou inorgânicos dissolvidos, líquidos contendo compostos orgânicos miscíveis em água e suas combinações.

O solvente orgânico polar solúvel em água deve ser pelo menos parcialmente solúvel em um fluido oleaginoso, mas também deve ter solubilidade parcial em um fluido

5 aquoso. O componente de solvente orgânico polar da presente invenção pode ser um álcool monoídrico, diídrico ou poliídrico ou um álcool monoídrido, diídrico ou poliídrico tendo grupos polifuncionais. Exemplos de tais compostos incluem dióis alifáticos (isto é, glicóis; 1,3-dióis; 1,4-
10 dióis, etc.), polióis alifáticos (isto é, trióis, tetraóis, etc.), poliglicóis (isto é, glicóis de polietileno propileno, glicol de polipropileno, glicol de polietileno, etc.), glicol éteres (isto é, dietileno glicol éter, trietileno glicol éter, polietileno glicol éter, etc.) e outros tais compostos similares que podem ser considerados úteis na prática da presente invenção. Em uma modalidade preferida, o solvente orgânico solúvel em água é um glicol ou glicol éter, tal como etileno glicol monobutil éter
15 (EGMBE). Outros glicóis ou glicol éteres podem ser usados na presente invenção desde que eles sejam pelo menos parcialmente miscíveis em água.

O éster hidrolisável deve ser selecionado de modo que o tempo para obter hidrólise seja predeterminado nas
20 condições conhecidas de fundo de furo, tal como temperatura. É sabido na técnica que a temperatura, assim como a presença de uma fonte de íons de hidróxido, tem um impacto substancial sobre a taxa de hidrólise dos ésteres. Para um determinado ácido, por exemplo, ácido fórmico, aqueles versados na técnica podem conduzir estudos simples
25 para determinar o tempo para hidrólise em uma determinada temperatura. Também é sabido que quando a extensão da porção de álcool do éster aumenta, a taxa de hidrólise diminui. Desse modo, variando-se sistematicamente a
30 extensão e ramificação da porção de álcool do éster, a taxa

de liberação do ácido fórmico pode ser controlada e desse modo a quebra da emulsão de uma crosta de lodo de emulsão invertida pode ser predeterminada. Em uma modalidade preferida, éster hidrolisável de um ácido carboxílico é um
5 éster de ácido fórmico de um álcool C4 a C30. Em uma modalidade o éster hidrolisável do ácido carboxílico compreende de aproximadamente 5 a 50% em volume de um fluido quebrador à base de água, e preferivelmente de aproximadamente 20 a 40% em volume. Em outra modalidade, o
10 éster hidrolisável do ácido carboxílico compreende de aproximadamente 20 a aproximadamente 60% em volume de um fluido quebrador baseado em emulsão invertida, preferivelmente, maior do que 30% em volume. Um exemplo de um éster hidrolisável de um ácido carboxílico está
15 disponível através da Shrieve Chemical Group (The Woodlands, Texas) sob o nome Break-910.

Na presente modalidade ilustrativa, o agente aumentador de peso é preferivelmente uma salmoura de alta densidade contendo sais de álcali e de metais terrosos
20 alcalinos. Por exemplo, salmouras formuladas com concentrações elevadas de potássio de sódio, ou sais de cálcio dos haletos, formiato, acetato, nitrato, e semelhantes; sais de césio de formiato, acetato, nitrato, e semelhantes, assim como outros compostos que devem ser
25 conhecidos daqueles versados na técnica, podem ser usados como agentes aumentadores de peso livres de sólidos. A seleção de um agente aumentador de peso pode parcialmente depender da densidade desejada do fluido quebrador, como é do conhecimento daqueles versados na técnica.

30 O emulsificador usado no fluido quebrador de emulsão

invertida deve ser selecionado de modo a formar uma emulsão invertida estável que é gradualmente quebrada e/ou mediante hidrólise do éster. Quer dizer, quando muda o pH da fase não-oleaginosa da emulsão invertida, o valor de equilíbrio

5 hidrofílico-lipofílico do emulsificador (HLB) é suficientemente deslocado para desestabilizar a emulsão invertida. O valor HLB indica a polaridade das moléculas em uma faixa de 1 a 40 que aumenta com a hidrofiliicidade crescente do emulsificador. Dada a grande variedade de

10 emulsificadores de emulsão invertida disponíveis, aqueles versados na técnica precisam apenas fazer uma triagem de rotina dos emulsificadores de emulsão invertida disponíveis; aqueles versados na técnica precisam apenas fazer uma triagem de rotina dos emulsificadores mediante

15 formação de uma emulsão invertida e adicionando uma pequena quantidade de ácido fórmico para ver se a emulsão é quebrada. Emulsificadores preferidos podem incluir VERSAWET™ e VERSACOAT™, que estão comercialmente disponíveis através da M-I L.L.C., Houston, Texas.

20 Alternativamente, pode ser usado um emulsificador sensível ao ácido à base de amina tal como aquele descrito na Patente US 6.218.342; 6.790.811; e 6.806.233, cujos conteúdos são incorporados aqui como referência.

Os fluidos de emulsão invertida e os fluidos à base de

25 água da presente invenção podem conter adicionalmente produtos químicos adicionais dependendo do uso final do fluido desde que eles não interfiram com a funcionalidade dos fluidos (particularmente a emulsão quando utilizando fluidos de deslocamento de emulsão invertida) descritos

30 aqui. Por exemplo, agentes de umedecimento, argilas

organofílicas, viscosificantes, agentes de controle de perda de fluido, agentes tensoativos, dispersantes, redutores de tensão interfacial, tampões de pH, solventes mútuos, redutores, agentes de diluição e agentes de limpeza 5 podem ser adicionados às composições de fluido desta invenção para propriedades funcionais adicionais. A adição de tais agentes deve ser conhecida daqueles versados da técnica de formulação de lamas e fluidos de perfuração.

Agentes de umedecimento que podem ser adequados para 10 uso nesta invenção incluem talóleo bruto, talóleo bruto oxidado, agentes tensoativos, ésteres de fosfato orgânico, imidazolinas modificadas e amido aminas, sulfatos e sulfonatos aromáticos de alquila, e semelhantes, e combinações ou derivados dos mesmos. Contudo, quando usado 15 com o fluido de emulsão invertida, o uso de agentes de umedecimento de ácido graxo deve ser minimizado de modo a não afetar adversamente a reversibilidade da emulsão invertida aqui revelada. FazeWet™, VersaCoat™, SureWet™ e Versawet™ NS são exemplos de agentes de umedecimento 20 comercialmente disponíveis fabricados e distribuídos por M-I L.L.C. que podem ser usados nos fluidos aqui revelados. Silwet L-77, L-7001, L7605 e L-7622 são exemplos de agentes tensoativos comercialmente disponíveis e agentes de umedecimento fabricados e distribuídos pela General 25 Electric Company (Wilton, CT).

Argilas organofílicas, normalmente argilas tratadas com amina, podem ser úteis como viscosificantes e/estabilizadores de emulsão na composição de fluido da presente invenção. Outros viscosificantes, tais como 30 polímeros solúveis em óleo, resinas de poliamida, ácidos

policarboxílicos e sabões também podem ser usados. A quantidade de viscosificante usado na composição pode variar de acordo com o uso final da composição. Contudo, normalmente, uma faixa de aproximadamente 0,1% a 6% em peso é suficiente para a maioria das aplicações. VG-69™ e VG-PLUS™ são materiais de organoargila distribuídos pela M-I, L.L.C., Houston, Texas, e Versa-HRP™ é um material de resina de poliamida fabricado e distribuído pela M-I, L.L.C., que pode ser usado nesta invenção. Em algumas modalidades, a viscosidade dos fluidos de deslocamento é suficientemente elevada de tal modo que o fluido de deslocamento pode atuar como sua própria pílula de deslocamento em um poço.

Redutores adequados que podem ser usados nos fluidos quebradores revelados aqui incluem, por exemplo, lignosulfonatos, lignosulfonatos modificados, polifosfatos, taninas, e poliacrilatos de baixo peso molecular. Os redutores são adicionados tipicamente a um fluido de perfuração para reduzir a resistência do fluxo e controlar tendências de solidificação por esfriamento. Outras funções realizadas pelos redutores incluem reduzir a filtração e a espessura da crosta de lodo, neutralizar os efeitos dos sais, minimizar os efeitos da água sobre as formações perfuradas, emulsificar óleo em água, e estabilizar as propriedades de lama em temperaturas elevadas.

A inclusão de agentes de limpeza nos fluidos aqui revelados deve ser conhecida daqueles versados na técnica. Uma ampla variedade de agentes de limpeza derivados de produtos sintéticos e naturais pode ser usada. Por exemplo,

um agente de limpeza derivado de produto natural comum é d-limoneno. A capacidade de limpeza de d-limoneno em aplicações de perfuração de poço é revelada na Patente US 4.533.487, e em combinação com vários agentes tensoativos 5 especiais na Patente US 5.458.197, cujo conteúdo é incorporado aqui.

Os métodos usados na preparação de fluidos quebradores de emulsão invertida e à base de água utilizados nos métodos da presente revelação não são cruciais. 10 Especificamente, com relação aos fluidos de emulsão invertida, métodos convencionais podem ser usados para preparar os fluidos de emulsão invertida de uma maneira análoga àquelas normalmente usadas para preparar fluidos de perfuração baseados em óleo. Em um procedimento 15 representativo, na quantidade desejada de fluido oleaginoso, tal como óleo diesel, é misturada com o emulsificador selecionado, agente de viscosificação, e agente de umedecimento. A fase não-oleaginoso interna é preparada mediante combinação do co-solvente orgânico polar 20 e o éster hidrolisável na salmoura selecionada com misturação contínua. Uma emulsão invertida da presente invenção é formada mediante agitação vigorosa, misturação, ou cisalhamento do fluido oleaginoso e do fluido não-oleaginoso.

25 Os fluidos quebradores revelados aqui também podem ser usados em diversas modalidades como um fluido de deslocamento e/ou um fluido de lavagem. Como usado aqui, um fluido de deslocamento causado tipicamente para fisicamente empurrar outro fluido para fora do furo de poço, e um

fluido de lavagem contém tipicamente um agente tensoativo e pode ser usado para remover fisicamente e quimicamente resíduo de fluido de perfuração a partir das tubulações de fundo de furo.

5 Em uma modalidade, um fluido quebrador pode estar em um método de limpar um furo de poço que foi perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida, e desse modo tem uma crosta de lodo de emulsão invertida formada no mesmo. O fluido quebrador pode ser circulado no furo de
10 poço, contatando a crosta de lodo de emulsão invertida. O éster hidrolisável contido no fluido quebrador pode hidrolisar para liberar um ácido orgânico e quebrar a emulsão invertida da crosta de lodo. O fluido quebrador pode ser circulado no furo de poço que não produziu
15 quaisquer hidrocarbonetos. Alternativamente, se um furo de poço que já começou a produção de hidrocarbonetos é considerado como prejudicado por qualquer crosta de lodo residual deixada no poço após as operações de perfuração, um fluido quebrador da presente invenção pode ser usado
20 para limpar o furo de poço.

Em outra modalidade, o fluido quebrador à base de água e/ou o fluido quebrador de emulsão invertida pode ser usado como um fluido de deslocamento para empurrar os fluidos para fora do furo de poço. Um fluido quebrador de emulsão
25 invertida pode atuar como uma pílula de empurrar ou fluido de deslocamento para deslocar efetivamente a lama de perfuração de emulsão invertida. Um fluido quebrador baseado em água pode atuar como um fluido de deslocamento para efetivamente deslocar a salmoura a partir do furo de

poço.

Em ainda outra modalidade, o fluido quebrador baseado em água e/ou fluido quebrador de emulsão invertida pode ser usado adicionalmente como um fluido de lavagem para fisicamente e/ou quimicamente remover a crosta de lodo de emulsão invertida quando a crosta de lodo tiver sido desagregada pelo sistema quebrador.

Em outra modalidade, um fluido quebrador (quer seja à base de água ou um fluido de emulsão invertida) revelado aqui pode ser usado na produção de hidrocarbonetos a partir de uma formação. Após a perfuração de uma formação com uma lama de perfuração de emulsão invertida, pelo menos uma operação de conclusão pode ser realizada no poço. Um fluido quebrador pode, então, ser circulado no poço, e o poço pode ser fechado por um tempo predeterminado para permitir a hidrólise do éster e a ruptura da emulsão invertida da crosta de lodo formada a partir da lama de perfuração. Em outra modalidade, fluidos de formação podem então entrar no poço e a produção dos fluidos de formação pode ocorrer.

Em algumas modalidades, o fluido quebrador pode ser circulado no furo de poço durante ou após a performance da pelo menos uma operação de conclusão. Em outras modalidades, o fluido quebrador pode ser circulado quer seja após uma operação de conclusão ou após a produção dos fluidos de formação ter começado a destruir a integridade dos fluidos de emulsão invertida convencionais ou reversíveis residuais de limpeza permanecendo dentro do revestimento ou invólucro.

Geralmente, um poço é freqüentemente "concluído" para

permitir o fluxo de hidrocarbonetos para fora da formação e para a superfície. Como usado aqui, processos de conclusão podem incluir um ou mais entre endireitamento do furo de poço com revestimento, avaliação da pressão e temperatura da formação, e instalação de equipamento de conclusão adequado para garantir um fluxo eficiente de hidrocarbonetos para fora do poço ou no caso de um poço injetor, permitir a injeção de gás ou água.

Em uma modalidade, um fluido quebrador como revelado aqui pode ser usado em um furo revestido para remover qualquer lama baseada em óleo residual deixada no furo durante quaisquer processos de perfuração e/ou deslocamento. O revestimento do poço pode consistir em uma série de tubos de metal instalados no furo recentemente perfurado. Os revestimentos servem para reforçar os lados do furo de poço, garantir que nenhum óleo ou gás natural vaze para fora do furo de poço quando ele é trazido para a superfície, e para impedir que outros fluidos ou gases se infiltrem na formação através do poço.

Operações de conclusão, como usadas aqui, podem incluir especificamente conclusões de furo aberto, conclusões de perfuração convencionais, conclusões de exclusão de areia, conclusões permanentes, conclusões de múltiplas zonas, e conclusões de furo de drenagem, como sabido na técnica. Um furo de poço acabado pode conter pelo menos um entre: revestimento fendido, um revestimento pré-perfurado, uma tela envolta de arame, uma tela expansível, um filtro de peneira de areia, uma vedação com cascalho de furo aberto, ou tubulação.

Outra modalidade da presente invenção envolve um

método de limpar um furo de poço perfurado com um fluido de perfuração de emulsão invertida descrito acima. Em tal modalidade ilustrativa, o método envolve circular um fluido quebrador revelado aqui em um furo de poço, o qual foi 5 perfurado em um tamanho maior (isto é, alargado embaixo) com uma lama de perfuração de emulsão invertida e, então, fechando o poço por um período de tempo predeterminado para permitir que ocorra a hidrólise do éster. Na hidrólise do éster, a emulsão invertida é quebrada, desse modo formando 10 duas fases, uma fase de óleo e uma fase de água. Essas duas fases podem ser facilmente produzidas a partir do furo de poço mediante iniciação da produção e desse modo o fluido de perfuração residual é facilmente lavado para fora do furo de poço.

15 Os fluidos aqui revelados também podem ser usados em um furo de poço onde uma tela deve ser colocada no lugar no fundo do furo. Após um furo ser alargado embaixo para ampliar o seu diâmetro, a coluna de perfuração pode ser removida, e ser substituída por uma tubulação de produção 20 tendo um filtro de areia desejado. Alternativamente, uma tela de areia tubular expansível pode ser expandida no lugar ou uma vedação com cascalho pode ser colocada no poço. Fluidos quebradores podem ser então colocados no poço, e o poço ser então fechado para permitir que ocorra a 25 hidrólise do éster. Na hidrólise do éster, a emulsão invertida é quebrada desse modo formando duas fases, uma fase de óleo e uma fase de água. Essas duas fases podem ser facilmente produzidas a partir do furo de poço no início da produção e desse modo o fluido de perfuração residual é 30 facilmente lavado para fora do furo de poço.

A quantidade de retardo entre o momento quando o fluido quebrador de acordo com a presente invenção é introduzido em um poço perfurado com um fluido de perfuração de emulsão invertida e o momento quando se
5 hidrolisa o éster hidrolisável de um ácido carboxílico, liberando ácido para quebrar a crosta de lodo de emulsão invertida, pode depender de diversas variáveis. A taxa de hidrólise do éster hidrolisável pode depender da temperatura do fundo do furo, concentração, pH, quantidade
10 de água disponível, composição da crosta de lodo, etc. Em uma modalidade, pode ser preferível uma temperatura de fundo de furo inferior a 132°C para a aplicabilidade dos fluidos de deslocamento da presente invenção em um determinado poço.

15 Contudo, dependendo das condições de fundo de furo, a formulação de fluido quebrador e desse modo as propriedades químicas do fluido podem ser variadas de modo a permitir uma quantidade desejável e controlável de retardo antes da quebra da crosta de lodo de emulsão invertida para uma
20 aplicação específica. Em uma modalidade, a quantidade de retardo para uma crosta de lodo de emulsão invertida a ser quebrada com um fluido de deslocamento à base de água de acordo com a presente invenção pode ser superior a 1 hora. Em diversas outras modalidades, a quantidade de retardo
25 para uma crosta de lodo de emulsão invertida a ser quebrada com um fluido de deslocamento à base de água de acordo com a presente invenção pode ser superior a 3 horas, 5 horas, ou 10 horas.

Em outra modalidade, a quantidade de retardo para uma
30 crosta de lodo de emulsão invertida a ser quebrada com um

fluido de deslocamento de emulsão invertida pode ser superior a 15 horas. Em diversas outras modalidades, a quantidade de retardo para uma crosta de lodo de emulsão invertida a ser quebrada com um fluido de deslocamento de emulsão invertida pode ser superior a 24 horas, 48 horas, ou 72 horas.

Os exemplos a seguir são providos para ilustrar adicionalmente a aplicação e o uso dos métodos e composições da presente invenção.

10 **EXEMPLOS**

Os exemplos a seguir foram usados para testar a eficácia das soluções de deslocamento e limpeza aqui reveladas:

Exemplo 1

15 Uma lama de perfuração de emulsão invertida foi formulada tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 1.

Tabela 1

Componente	Quantidade
Diesel	0,087 m ³
Pacote de Emulsificador consistindo em:	
VG-PLUS	3.0 ppb
VERSAMUL	8.0 ppb
VERSACOAT	2.0 ppb
Cal	6.0 ppb
Salmoura consistindo em:	
Água	0,047 m ³
Cloreto de Cálcio	62.1 ppb

Carbonato de Cálcio	40 ppb
Farinha de sílica (simulando desaterro)	18 ppb

O fluido de perfuração de emulsão invertida, mencionado acima, foi envelhecido com aquecimento mediante laminação a calor por 16 horas a 91°C e exibiu as propriedades mostradas na Tabela 2. As propriedades relacionadas na Tabela 2,

Tabela 2: Envelhecido a calor à 91°C-16h - Reologia à

48,9°C

600 RPM	44
300 RPM	24
200 RPM	17
100 RPM	10
6 RPM	3
3 RPM	3
Géis 10"	2,39 Pa
Géis 10'	5,75 Pa
Viscosidade Plástica	20 cP
Limite de Carga	4 cP
Estabilidade Elétrica	293 volts

O fluxo inicial de um disco de filtro de alumina calcinada (35 micrômetros) foi determinado utilizando 200 ml de diesel a 0,14 MPag. Uma crosta de lodo desenvolveu-se então no disco de filtro mediante aplicação do fluido acima sob pressão de 3,45 MPag e a 91°C, por 4 horas. O fluido de perfuração em excesso foi decantado. Aproximadamente 40 ml do fluido quebrador foram suavemente aplicados de modo a

não desarranjar a crosta de lodo. Uma pressão de 3,45 MPag foi aplicada e o efluente (se existente) foi coletado e retornado para a célula. Um período de encharcamento foi conduzido por 16 horas a 91°C e 0,69 MPag após o que o fluido quebrador residual foi decantado. O fluxo de retorno do disco de filtro de alumina calcinada (35 micrômetros) foi determinado utilizando-se 100 ml de diesel a 0,14 MPag. A taxa de fluxo de retorno percentual foi determinada em relação à taxa de fluxo inicial medida.

10 Um fluido quebrador de emulsão invertida ilustrativo da presente revelação foi formulado e comparado com diesel e 10% de ácido aquoso HCl. O fluido quebrador foi formulado como indicado abaixo na Tabela 3.

Tabela 3

Componente	Quantidade
Diesel	60 ml
Break-910	30 ml
Etileno glicol monobutil éter (5% v/v)	10 ml

15 Resultados exemplares dos testes comparativos acima são providos na Tabela 4, mostrado abaixo:

Tabela 4

	10% de HCl	Diesel	Exemplo 1
Fluxo de Retorno Final	0.85 ml em 30 min	200 ml	200 ml
Fluxo de Retorno (%)	n/a	52.17	82.75

Na análise do acima, aqueles versados na técnica considerarão que os fluidos quebradores formulados de acordo com a presente invenção obtêm um fluxo de retorno muito maior do que qualquer um entre uma lavagem direta com

20

ácido (10% de HCl) ou lavagem com diesel. Resultados similares, ou melhores, podem ser conseguidos utilizando-se os agentes tensoativos à base de amina, revelados acima.

Exemplo 2

- 5 Uma lama de perfuração de emulsão invertida reversível foi formulada tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 5.

Componente	Quantidade
Diesel	193.6/162.6 ml/g
Pacote de Emulsificador consistindo em:	
VG-PLUS	2g
FAZEMUL	12g
FAZEWET	4g
Cal	4g
10,25 ppg de Salmoura de Cloreto de Cálcio	118.6/146 ml.g
Carbonato de Cálcio	
SAFECARB 2	4g
SAFECARB 10	7g
SAFECARB 20	20g
Farinha de Sílica (simulando desaterro)	18g

- 10 O fluido de perfuração de emulsão invertida reversível foi envelhecido a calor mediante laminação a calor por 16 horas a 65,6°C e exibiu as seguintes propriedades, como mostrado abaixo na Tabela 6.

Tabela 6: Envelhecido a calor à 65,6°C-16h - Reologia
à 48,9°C

600 RPM	51
---------	----

300 RPM	36
200 RPM	30
100 RPM	23
6 RPM	10
3 RPM	8
Géis 10"	551,6 Pa
Géis 10'	620,5 Pa
Viscosidade Plástica	15 cP
Limite de Carga	21 cP
Estabilidade Elétrica	267 volts

As crostas de lodo desenvolvidas a partir do fluido de perfuração de emulsão invertida reversível acima foram submetidas a um teste de Filtração de Alta Pressão, Alta Temperatura (HTHP) modificada. O teste de Filtração HTHP utiliza uma célula HTHP adaptada com um disco calcinado como um meio poroso, sobre o qual uma crosta de lodo é desenvolvida. Nesse exemplo, as crostas de lodo foram desenvolvidas sobre discos de 35 micrômetros. Na aplicação de 3,45 MPa a 53,3°C aos discos da crosta de lodo, efluente foi coletado como mostrado na Tabela 7.

Tabela 7

Tempo	Disco 1 (mL)	Disco 2 (mL)
Jato	2.2	2.2
1 min	0.6	0.6
4 min	0.8	0.8
9 min	1.0	1.0
16 min	1.2	1.2
25 min	1.4	1.4

30 min	1.6	1.6
36 min	1.6	1.6
63 horas	23.3	13.2

Um fluido de deslocamento/quebra de emulsão invertida foi formulado tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 8.

5

Tabela 8

Componente	Fluido 1	Fluido 2
Diesel	135.2/114.3 ml/g	135.2/114.3 ml/g
Pacote de Emulsificador consistindo em:		
VG-PLUS™	1 g	1 g
VERSAWET™	1.75 g	1.75 g
EGMBE	1.1 g	1.1 g
Break-910	104.8/120.5 ml/g	104.8/120.5 ml/g
11.6 ppg de Salmoura de Cloreto de Cálcio	106.3/147.9 ml/g	106.3/147.9 ml/g
Carbonato de Cálcio		
SAFECARB 2	-	2g
SAFECARB 10	-	3g
SAFECARB 20	-	46g
SAFECARB 40	-	4g

Os fluidos de deslocamento 1 e 2 formulados como mostrado na Tabela 8 foram adicionados aos Discos 1 e 2 de crosta de lodo, formulados como mostrado na Tabela 5, e submetidos a um teste de filtração HTHP modificado. Para o

10 Fluido 2 da Tabela 8, o carbonato de cálcio foi adicionado

ao fluido imediatamente antes da adição do fluido à crosta de lodo. Mediante aplicação de 3,45 MPa a 53,3°C aos Discos 1 e 2 de crosta de lodo tendo fluidos de deslocamento 1 e 2, despejados sobre os mesmos, o efluente foi coletado como 5 mostrado na Tabela 9 abaixo. Quando ocorreu a passagem de um fluxo constante de efluente através do disco, fluido de deslocamento novo foi adicionado. A partir da Tabela 9, pode ser observado que o Fluido 1 obteve uma quebra completa do filtrado entre 29,5 e 43,5 horas após 10 captações.

Tabela 9

Tempo	Fluido 1 (mL)	Fluido 2 (mL)
Jato	vestígio	0
1 min	0	0
4 min	0	0
9 min	0	0
16 min	0	0
25 min	0	0
30 min	vestígio	0
36 min	vestígio	0
1 h	0.1	vestígio
1.5 h	0.8	vestígio
2 h	1.5	vestígio
2.5 h	2.2	0.1
3 h	3.6	0.1
3.5 h	4.6	0.2
4 h	5.4	0.25
4.5 h	6.1	0.28
5 h	7	0.28

5.5 h	7.6	0.3
19.75 min	32	33
21 h	37	49
22.5 h	40	51
26 h	49	53.5
29.5 h	57	55
43.5 h	130	59

Exemplo 3

Uma lama de perfuração de emulsão invertida foi formulada tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 10.

Tabela 10

Componente	Quantidade
Diesel	193.6/162.6 ml/g
Pacote de Emulsificador consistindo em:	
VG-PLUS	4g
VERSACOAT	4g
VERSAMUL	5g
Cal	6g
Água de torneira	90.4 ml/g
Cloreto de Cálcio	24.1 g
Carbonato de Cálcio	
SAFECARB 10	2g
SAFECARB 20	10g
SAFECARB 40	48g
SAFECARB 250	10g
Farinha de Sílica (simulando desaterro)	18g

O fluido de perfuração de emulsão invertida acima foi

envelhecido a calor mediante laminação a calor por 16 horas a 65,6°C e apresentou as seguintes propriedades, como mostrado abaixo na Tabela 11.

Tabela 11: Envelhecido a calor a 65,6°C-16 horas -

Reologia a 48,9°C

5

600 RPM	41
300 RPM	25
200 RPM	20
100 RPM	14
6 RPM	8
3 RPM	8
Géis 10"	620,5 Pa
Géis 10'	689,5 Pa
Viscosidade Plástica	16 cP
Limite de Carga	9 cP
Estabilidade Elétrica	249 volts

Crostras de lodo desenvolvidas a partir do fluido de perfuração de emulsão invertida, formuladas como mostrado na Tabela 10 foram desenvolvidas em discos (3a-3c) e submetidas a um teste de filtração HTHP modificado. As

10 crostras de fundição construídas a partir de Fazepro™, um fluido de perfuração de emulsão invertida reversível, comercialmente disponível através da M-I, L.L.C. (Houston, Texas) também foram desenvolvidas em discos (4a-4c) e submetidos ao teste de filtração HTHP modificado. Na

15 aplicação de 2,76 MPa aos discos de crosta de lodo em diversas temperaturas, o efluente foi coletado como mostrado na Tabela 12.

Tabela 12

Tempo	Disco 3a (mL) 54,4°C	Disco 3b (mL) 79,4°C	Disco 3c (mL) 87,8°C	Disco 4a (mL) 54,4°C	Disco 4b (mL) 79,4°C	Disco 4c (mL) 87,8°C
Jato	1.7	2.4	2.6	0.4	1.1	1.1
1 min	0.8	1.0	1.0	0	0.1	0
4 min	2.0	2.2	2.4	0.1	0.2	0
9 min	2.8	3.3	3.2	0.1	0.4	0
16 min	3.6	1.0	4.1	0.2	0.9	0.1
25 min	4.3	5.0	4.9	0.4	1.1	0.1
30 min	4.8	5.4	5.2	0.4	1.3	0.3
36 min	5.2	5.8	5.7	0.4	1.3	0.3
20 h	24.1	24.0	20.0	4.4	3.5	1.5

Um fluido de deslocamento/ruptura de emulsão invertida foi formulado tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 13.

5

Tabela 13

Componente	Fluido 3	Fluido 4
Diesel	107.5/90.3 ml/g	107.5/90.3
Pacote Emulsificador consistindo em:	1g	1g
EGMBE	3g	3g
Break-910	104.8/120.5 ml/g	104.8/120.5 ml/g
11.6 ppg de Salmoura de	106.3/147.9 ml/g	-

11.6 ppg de Cloreto de Cálcio	-	285.8/397.8 ml/g
Água de Torneira	-	64.2 ml/g

Fluidos quebradores de deslocamento 3 e 4 formulados como mostrado na Tabela 13, foram adicionados aos discos de crosta de lodo 3a-3c e 4a-4c, formulados como mostrado na Tabela 10, e submetido a um teste de filtração HTHP 5 modificado. Mediante aplicação de uma pressão inicial de 2,76 MPa em várias temperaturas aos discos de crosta de lodo tendo fluidos de deslocamento 3 e 4, despejados sobre os mesmos, o efluente foi coletado como mostrado na Tabela 14 abaixo. Após 2,76 MPa serem aplicados por 40 minutos, a 10 pressão aplicada foi diminuída para 344,7 KPa. Quando resultou em um fluxo constante de efluente através do disco, o teste foi concluído.

Tabela 14

Tempo	Disco 3a (mL) 54,4°C	Disco 3b (mL) 79,4°C	Disco 3c (mL) 87,8°C	Disco 4a (mL) 54,4°C	Disco 4b (mL) 79,4°C	Disco 4c (mL) 87,8°C
Jato	0	0	0	0	0	0
1 min	0.1	0	0	0	0	0
4 min	0.1	0	0	0	0	0
9 min	0.2	0	0	0	0	0
16 min	0.6	0.2	0.2	0	0	0.2
25 min	2.0	0.8	0.8	0.1	0.1	0.4
30 min	1.6	0.8	0.8	0.2	0.1	0.8
36 min	1.6	1.0	1.0	0.6	0.1	1.0
40 min	1.6	1.0	1.0	1.0	0.1	1.2

1 h	1.8	1.2	1.0	1.0	0.1	2.0
2 h	1.8	1.6	1.0	1.0	0.2	3.4
3 h	2.0	1.8	1.2	1.2	0.4	4.2
4 h	2.2	2.0	1.3	1.2	0.8	5.6
5 h	2.4	2.2	1.4	1.3	1.0	7.8
6 h	2.6	2.4	1.8	1.8	1.2	17.8
7 h	2.8	2.8	2.0	1.8	1.8	20.4
21 h	5.0	6.0	3.8	3.4	5.8	73.6
22 h	5.2	6.2	3.8	6.6	6.8	74.2
23 h	5.3	6.4	4.0	8.5	7.4	76.8
24 h	5.4	6.6	4.0	9.6	8.2	78.2

Além disso, embora tenha sido feita referência a aplicações específicas para os fluidos de deslocamento e conclusão da presente invenção, está expressamente dentro do escopo da presente invenção que esses fluidos podem ser usados em uma variedade de aplicações de poço. Especificamente, os fluidos da presente invenção podem ser usados tanto em poços de produção como em poços de injeção, e podem ter aplicação adicional na limpeza corretiva de poços.

Vantajosamente, a presente invenção provê um fluido de furo de poço que pode quebrar a emulsão de uma crosta de lodo de emulsão invertida e efetivamente remover tal crosta de lodo de emulsão invertida sem infligir dano à formação circundante. Fluidos de deslocamento e conclusão de acordo com a presente invenção podem exibir índices de alta viscosidade de tal modo que eles podem se comportar como uma pílula de alta viscosidade no processo de conclusão de

poço. Além disso, um retardo na dissolução da crosta de lodo pode ser conseguido mediante controle da eficácia e reatividade dos fluidos químicos quebradores. As propriedades químicas dos fluidos de deslocamento e ruptura 5 revelados aqui podem permitir a degradação da emulsão da crosta de lodo de emulsão invertida e a dissolução de materiais de ligação solúveis em ácido na crosta de lodo. Adicionalmente, os fluidos de deslocamento e ruptura revelados aqui podem ser usados efetivamente quer seja com 10 crostas de lodo de fluido de perfuração de emulsão invertida reversível ou de emulsão invertida convencional.

Embora a invenção tenha sido descrita com relação a um número limitado de modalidades, aqueles versados na técnica, tendo o benefício dessa revelação, considerarão 15 que outras modalidades podem ser concebidas que não se afastam do escopo da invenção, como aqui revelado. Conseqüentemente, o escopo da invenção deve ser limitado apenas pelas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de limpar um furo de poço, em que o furo de poço foi perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma uma crosta de lodo de emulsão invertida, o método caracterizado por compreender:

5 circular um fluido quebrador para dentro do furo de poço, o fluido quebrador compreendendo:

uma fase interna não-oleagínosa; e

uma fase externa oleagínosa,

10 em que a fase não-oleagínosa compreende:

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente aumentador de peso; e

15 em que a fase externa oleagínosa compreende:

um fluido oleagínoso; e

um emulsificador;

em que o éster hidrolisável é selecionado de modo que na hidrólise, um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida da crosta de lodo se rompe.

20 2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é um glicol ou glicol éter.

25 3. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é etileno glicol monobutil éter.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o éster hidrolisável do ácido carboxílico é um éster de ácido fórmico de um álcool C4 a C30.

30

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender:

deslocar a crosta de lodo de emulsão invertida quebrada.

5 6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda:

remover a crosta de lodo de emulsão invertida quebrada do furo de poço.

7. Método de produzir um hidrocarboneto a partir de uma formação caracterizado por compreender:

10 perfurar a formação com uma lama de perfuração de emulsão invertida;

realizar pelo menos uma operação de conclusão no furo de poço;

15 colocar um fluido quebrador no furo de poço, o fluido quebrador compreendendo:

uma fase interna não-oleagínosa; e

uma fase externa oleagínosa,

em que a fase não-oleagínosa compreende:

20 um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente aumentador de peso; e

em que a fase externa oleagínosa compreende:

25 um fluido oleagínoso; e

um emulsificador; e

fechar o poço por um período predeterminado para permitir a hidrólise do éster e quebra da emulsão invertida da crosta de lodo.

30 8. Método, de acordo com a reivindicação 7,

caracterizado por compreender ainda:

permitir que os fluidos de formação entrem no poço; e produzir fluidos a partir do poço.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de que a colocação do fluido quebrador ocorre após a produção de fluidos a partir do poço.

10. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que a colocação do fluido quebrador ocorre simultaneamente com a realização de pelo menos uma operação de acabamento.

11. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que a colocação do fluido quebrador ocorre após a realização de pelo menos uma operação de conclusão.

12. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o furo de poço concluído contém pelo menos um dentre: revestimento fendido, um revestimento pré-perfurado, uma tela envolta em arame, uma tela expansível, um filtro de tela de areia, uma vedação com cascalho de furo aberto, e tubulação.

13. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é um glicol ou glicol éter.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é etileno glicol monobutil éter.

15. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o éster hidrolisável do ácido carboxílico é um éster de ácido fórmico de um álcool

C4 a C30.

16. Solução caracterizada por compreender:

uma fase interna não-oleaginosa; e

uma fase externa oleaginosa,

5 em que a fase não-oleaginosa compreende:

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente aumentador de peso; e

em que a fase externa oleaginosa compreende:

10 um fluido oleaginoso; e

um emulsificador.

17. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizada pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é um glicol ou glicol éter.

15 18. Solução, de acordo com a reivindicação 17, caracterizada pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é etileno glicol monobutil éter.

19. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizada pelo fato de que o éster hidrolisável do
20 ácido carboxílico é um éster de ácido fórmico de um álcool
C4 a C30.

20. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizada por compreender ainda:

25 pelo menos um selecionado dentre: um agente de umedecimento, um agente de limpeza, um redutor, e um agente de viscosificação.

21. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizada pelo fato de que o agente aumentador de peso
30 é uma salmoura compreendendo água doce ou água do mar que contém haleto ou sais de formiato de metais alcalinos e

metais alcalinos terrosos.

22. Solução, de acordo com a reivindicação 21, caracterizada pelo fato de que o agente de limpeza é d-limoneno.

5 23. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizada pelo fato de que o éster hidrolisável do ácido carboxílico compreende de aproximadamente 20 a 60% em volume da solução.

FLUIDO DE CONCLUSÃO E DE DESLOCAMENTO BASEADO EM EMULSÃO
INVERTIDA E MÉTODO DE USO

É revelado um método de limpar um furo de poço antes da produção de um óleo ou gás, em que o furo de poço foi
5 perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma uma crosta de lodo de emulsão invertida. O método pode incluir circular um fluido quebrador para dentro do furo de poço, onde o fluido quebrador inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde
10 a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente aumentador de peso, e a fase externa oleaginosa inclui um fluido oleaginoso e um emulsificador, e onde o éster hidrolisável é selecionado de
15 modo que na hidrólise um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida da crosta de lodo é quebrada.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para limpar um furo de poço, onde o furo de poço foi perfurado com uma lama perfurando do emulsão invert que dê forma a um bolo de filtro invert do emulsão,
5 o método caracterizado por compreender:

circular um líquido do disjuntor no furo de poço, o líquido do disjuntor compreendendo:

uma fase interna não-oleaginoso; e

uma fase externa oleaginoso,

10 onde a fase não-oleaginoso compreende:

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

15 um agente de carga; e

onde a fase externa oleaginoso compreende:

um líquido oleaginoso; e

um emulsificante;

20 onde o éster hidrolisável é selecionado de modo que em cima do hidrólise um ácido orgânico seja liberado e o emulsão invert do bolo de filtro quebra.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel em água é um glicol ou um éter de glicol.

25 3. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel da água é éter mono-butil do glicol de etileno.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o éster hidrolisável do
30 ácido carboxílico é um éster do ácido fórmico de um álcool

C4 a C30.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

deslocar o bolo de filtro invert quebrado do emulsão.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

remover o bolo de filtro invert quebrado do emulsão do furo de poço.

7. Método de produzir um hidrocarboneto de uma formação, o método caracterizado por compreender:

perfurar a formação com uma lama perfurando do emulsão invert;

executar ao menos uma operação da conclusão no furo de poço;

emplacing um líquido do disjuntor no furo de poço, o líquido do disjuntor compreendendo:

uma fase interna não-oleaginoso; e

uma fase externa oleaginoso,

onde a fase não-oleaginoso compreende:

um solvente orgânico polar solúvel da água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente de carga; e

onde a fase externa oleaginoso compreende:

um líquido oleaginoso; e

um emulsificante; e

fechar bem por um tempo predeterminado permitir o hidrólise do ester e quebrar do emulsão invert do bolo de

filtro.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

5 permitir que os líquidos de formação participem no poço; e

produzir líquidos do poço.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de que emplacing o líquido do disjuntor ocorre após ter produzido os líquidos do poço.

10 10. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que emplacing o líquido do disjuntor ocorre simultâneo como executar a ao menos uma operação da conclusão.

15 11. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que emplacing o líquido do disjuntor ocorre após ter executado a ao menos uma operação da conclusão.

20 12. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o furo de poço terminado contem ao menos uma de um forro entalhado, de um forro pré-perfurado, de uma tela envolvida fio, de uma tela expansível, de um filtro de tela da areia, de um bloco aberto do cascalho do furo, e da embalagem.

25 13. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel da água é um glicol ou um ether do glicol.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel da água é ether mono-butyl do glicol de etileno.

30 15. Método, de acordo com a reivindicação 7,

caracterizado pelo fato de que o éster hidrolisável do ácido carboxílico é um ester do ácido fórmico do álcool C4 a C30.

16. Solução caracterizada por compreender:

5 uma fase interna não-oleaginosa; e
uma fase externa oleaginosa,

onde a fase não-oleaginosa compreende:

um solvente orgânico polar solúvel da água;
um ester hidrolisável de um ácido carboxílico;

10 e

um agente de carga; e

onde a fase externa oleaginosa compreende:

um líquido oleaginosa; e
um emulsificante.

15 17. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar solúvel da água é um glicol ou um ether do glicol.

18. Solução, de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato de que o solvente orgânico polar
20 solúvel da água é ether mono-butil do glicol de etileno.

19. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que o ester hidrolisável do ácido carboxílico é um ester do ácido fórmico do álcool C4 a C30.

25 20. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que compreende ainda:

ao menos um selecionou de um agente de molhadela, de um agente de limpeza, de um diluidor, e de um agente viscosifying.

30 21. Solução, de acordo com a reivindicação 16,

caracterizado pelo fato de que o agente de carga é compreender da salmoura freshwater ou seawater que contém sais do halide ou do formate de metais do alcalóide e da terra alcalina.

5 22. Solução, de acordo com a reivindicação 21, caracterizado pelo fato de que o agente de limpeza é d-d-limonene.

10 23. Solução, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado pelo fato de que o ester hidrolisável do ácido carboxílico compreende de aproximadamente 20 a aproximadamente 60 por cento em volume da solução.

MÉTODO PARA LIMPAR UM FURO DE POÇO

O método de limpar um furo de poço antes da produção do óleo ou o gás, onde o furo de poço foi perfurado com uma lama perfurando do emulsão invert que dê
5 forma a um bolo de filtro invert do emulsão é divulgado. O método pode incluir circular um líquido do disjuntor no furo de poço, onde o líquido do disjuntor inclui uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa, onde a fase não-oleaginosa inclui um solvente orgânico polar
10 solúvel da água, um ester hidrolisável de um ácido carboxílico, e um agente de carga, e a fase externa oleaginosa inclui um líquido oleaginosa e um emulsificante, e onde o ester hidrolisável é selecionado de modo que em cima do hidrólise um ácido orgânico seja liberado e o
15 emulsão invert do bolo de filtro quebra.