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

(21) **PI0610458-4 A2**

* B R P I 0 6 1 0 4 5 8 A 2 *

(22) Data de Depósito: 05/04/2006
(43) Data da Publicação: 22/06/2010
(RPI 2059)

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

(54) Título: **MÉTODO DE LIMPEZA DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO DE PRODUÇÃO DE UM HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO E SOLUÇÃO**

(30) Prioridade Unionista: 20/01/2006 US 11/337.174, 05/04/2005 US 60/668.485, 05/04/2005 US 60/668.485, 20/01/2006 US 11/337.174

(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 US2006012673 de 05/04/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2006/108044de 12/10/2006

(57) Resumo: Um método de limpeza de um furo de poço antes da produção de óleo ou gás é divulgado, em que o furo de poço tenha sido perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma um resíduo de filtro de emulsão invertida, O método pode incluir as etapas de circulação de um fluido decompositor no furo de poço, onde o fluido decompositor inclui um fluido aquoso, um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico e um agente para aumento de densidade e onde o éster hidrolisável é selecionado de modo que, quando de hidrólise, um ácido orgânico seja liberado e a emulsão invertida do resíduo de filtro se decompõe.

MÉTODO DE LIMPEZA DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO DE PRODUÇÃO DE UM HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO E SOLUÇÃO

Antecedentes da invenção

O presente pedido reivindica prioridade sob 35 U.S.C. §119 ao Pedido U.S. No. de Série 60/668.485 depositado em 5 de Abril de 2005. Esse pedido é incorporado por referencia em sua totalidade.

Campo da invenção

As modalidades se referem, de modo geral, a fluidos para furo de poço. Mais especificamente, as modalidades se referem a fluidos decompositores químicos e de deslocamento.

Estado da técnica

Durante a perfuração de um furo de poço, vários fluidos são, tipicamente, usados no poço para uma variedade de funções. Os fluidos podem ser circulados através de uma tubulação de perfuração e da broca de perfuração no furo de poço e, então, podem subseqüentemente fluir através do furo de poço para a superfície. Durante essa circulação, o fluido de perfuração pode atuar para remover cortes de perfuração do fundo do buraco para a superfície, para suspender os cortes e material para aumento de densidade quando a circulação é interrompida, controlar as pressões na sub-superfície, manter a integridade do furo de poço até que a seção do poço seja revestida e cimentada, isolar os fluidos da formação proporcionando pressão hidrostática suficiente para impedir o ingresso de fluidos de formação no furo de poço, esfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca e/ou maximizar a taxa de penetração.

Na maioria dos procedimentos de perfuração giratória,

o fluido de perfuração toma a forma de uma "lama", isto é, um líquido tendo sólidos suspensos no mesmo. Os sólidos funcionam para conferir as propriedades reológicas desejadas ao fluido de perfuração e também para aumentar a densidade do mesmo de forma a proporcionar uma pressão hidrostática adequada no fundo do poço. A lama de perfuração pode ser uma lama baseada em água ou uma baseada em óleo.

Lamas de perfuração podem consistir de polímeros, biopolímeros, argilas e colóides orgânicos adicionados a um fluido baseado em água para obter as propriedades de filtração e viscosidade requeridas. Minerais pesados, tais como barita ou carbonato de cálcio, podem ser adicionados para aumentar a densidade. Sólidos da formação são incorporados na lama e, freqüentemente, se tornam dispersos na lama como uma conseqüência da perfuração. Ainda, lamas de perfuração podem conter um ou mais aditivos poliméricos sintéticos e/ou naturais, incluindo aditivos poliméricos que aumentam as propriedades reológicas (por exemplo, viscosidade plásticas, valor de ponto de rendimento, resistência de gel) da lama de perfuração e espessantes e floculantes poliméricos.

Aditivos poliméricos incluídos no fluido de perfuração podem atuar como agentes de controle de perda de fluido. Agentes de controle de perda de fluido, tal como amido, impedem a perda de fluido para a formação circundante através de redução da permeabilidade de resíduos de filtro formados sobre a superfície da rocha recentemente exposta. Além disso, aditivos poliméricos são empregados para conferir capacidade de transporte e tixotropia suficientes

à lama para permitir que a lama transporte os cortes para a superfície e impedir que os cortes assentem da lama quando a circulação é interrompida.

Muitos fluidos de perfuração podem ser planejados para formar um resíduo de filtro fino, de baixa permeabilidade, para vedar formações permeáveis penetradas pela broca de perfuração. O resíduo de filtro é essencial para impedir ou reduzir a perda de fluidos na formação e o influxo de fluidos presentes na formação. Quando de término de perfuração, o resíduo de filtro pode estabilizar o furo de poço durante subseqüentes operações de completação, tal como colocação de um enchimento de cascalho, no furo de poço. Resíduos de filtro freqüentemente compreendem partículas de formação de ligações, cortes criados pelo fluido de perfuração, aditivos poliméricos e precipitados. Uma característica de um fluido de perfuração é reter essas partículas sólidas e semi-sólidas como uma suspensão estável, isenta de assentamento significativo durante a escala de tempo de operações de perfuração.

A seleção do tipo de fluido de perfuração a ser usado em uma aplicação de perfuração envolve um equilíbrio cuidadoso das características boas e ruins dos fluidos de perfuração na aplicação em particular e do tipo de poço que está sendo perfurado. Os benefícios primários de seleção de um fluido de perfuração baseado em óleo, também conhecido como uma lama baseada em óleo, incluem: estabilidade superior no buraco, especialmente em formações xistosas, formação de um resíduo de filtro mais fino do que o resíduo de filtro obtido com uma lama baseada em água, excelente lubrificação da coluna de perfuração e equipamento

petrolífero e penetração de leitos de sal sem formação de lamaçais ou alargamento do buraco, bem como outros benefícios que serão conhecidos por aqueles habilitados na técnica.

Uma propriedade especialmente benéfica de lamas baseadas em óleo é sua excelente qualidade de lubrificação. Essas propriedades de lubrificação permitem a perfuração de poços tendo um desvio vertical significativo, conforme é típico de operações de perfuração off-shore ou em águas profundas ou quando um poço horizontal é desejado. Em tais buracos altamente desviados, torque e arraste sobre a coluna de perfuração são um problema significativo porque a tubulação de perfuração repousa contra o lado baixo do buraco e o risco de aderência da tubulação é alto quando lamas baseadas em água são usadas. Em contraste, lamas baseadas em óleo proporcionam um resíduo de filtro fino, escorregadio que ajuda a impedir aderência da tubulação e, assim, o uso da lama baseada em óleo pode ser justificado.

A despeito dos muitos benefícios de uso de lamas baseadas em óleo, elas têm desvantagens. Em geral, o uso de fluidos e lamas de perfuração baseados em óleo têm custos operacionais e iniciais elevados. Esses custos podem ser significativamente dependentes da profundidade do buraco a ser perfurado. Contudo, os maiores custos podem ser freqüentemente justificados se o fluido de perfuração baseado em óleo impede a escavação in ou alargamento do buraco que pode aumentar grandemente o tempo e custos de perfuração.

O descarte de cortes revestidos de óleo é outra preocupação primária, especialmente para operações de

perfuração off-shore ou em águas profundas. Nesses últimos casos, os cortes devem ser lavados do óleo com uma solução detergente que também deve ser descartada de uma maneira ambientalmente segura. Outra consideração que deve ser levada em conta é as regulamentações governamentais locais que podem restringir o uso de fluidos e lamas de perfuração baseados em óleo por razões ambientais.

Lamas baseadas em óleo contêm, tipicamente, alguma água, quer da formulação do fluido de perfuração em si 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 emulsificante é usado para estabilizar a emulsão. Em geral, a emulsão invertida pode conter agentes de emulsificação solúveis em água e solúveis em óleo. Exemplos típicos de tais emulsificantes incluem sabões de metal polivalente, ácidos graxos e sabões de ácido graxo e outros compostos adequados similares que serão conhecidos por aqueles habilitados na técnica.

Após qualquer operação de completação ter sido realizada, remoção do resíduo de filtro restante sobre as paredes laterais do furo de poço pode ser necessária. Embora a formação de resíduo de filtro seja essencial para operações de perfuração, o resíduo de filtro pode ser um obstáculo significativo para a produção de hidrocarboneto ou outros fluidos do poço se, por exemplo, a formação rochosa é obstruída pelo resíduo de filtro. Em virtude do fato de o resíduo de filtro ser compacto, ele freqüentemente adere fortemente à formação e pode não fluir completa ou prontamente da formação através de ação do

fluido apenas.

A remoção do resíduo de filtro tem sido, convencionalmente, obtida com tratamentos baseados em água que incluem: uma solução aquosa com um oxidante (tal como perssulfato), uma solução de ácido clorídrico, ácido orgânico (acético, fórmico), combinações de ácidos e oxidantes e soluções aquosas contendo enzimas. Por exemplo, o uso de enzimas para remover o resíduo de filtro é divulgado na Patente U.S. No. 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 fração polimérica do resíduo de filtro e os ácidos, tipicamente, atacam a fração de carbonato (e outros minerais). Geralmente, oxidantes e enzimas são ineficazes na decomposição da porção carbonato e ácidos são ineficazes sobre as porções poliméricas.

Uma das questões mais problemáticas face à remoção de resíduo de filtro envolve a colocação de soluções de limpeza. Em virtude do fato de o componente mais comum em um resíduo de filtro ser o carbonato de cálcio, uma solução de limpeza incluiria, idealmente, ácido clorídrico, o qual reage muito rapidamente com o carbonato de cálcio. Contudo, embora eficaz na objetivação de carbonato de cálcio, tal ácido forte também é reativo com qualquer carbonato de cálcio na formação (por exemplo, calcário) e pode permear na formação.

O uso de emulsificantes e tensoativos tradicionais nos sistemas de fluido de perfuração invertidos que formam o resíduo de filtro pode ainda complicar o processo de

limpeza em operações de completação de buracos abertos. Especificamente, fluidos usando materiais tensoativos e emulsificantes tradicionais podem requerer o uso de solventes e outras lavagens com tensoativo para penetrar no resíduo de filtro e reverter a capacidade de umedecimento das partículas de resíduo de filtro. Fluidos de perfuração de emulsões invertidas que exibem uma reação de alteração de fase ácido-induzida foram previamente descritos nas Patentes U.S. Nos. 6.218.342, 6.790.811, e 6.806.233 e Publicação de Patente U.S. No. 2004/0147404, os conteúdos das quais são incorporados por referência em sua totalidade. Os fluidos divulgados nessas referências contêm todos uma forma ou outra de um composto de amina terciária etoxilada que estabiliza a emulsão invertida quando ela não é protonada. Quando de protonação do composto de amina, a emulsão invertida reverte e se torna uma emulsão regular. Na maioria dos casos, desprotonação do composto de amina permite a reformação de uma emulsão invertida. A limpeza de poços perfurados com esse fluido de perfuração de emulsão invertida pode ser simplificada usando um fluido de lavagem que contém ácido em uma concentração suficiente para protonar o tensoativo de amina no fluido de perfuração (e, conseqüentemente, o resíduo de filtro). Assim, a presença desse tensoativo de amina no fluido de perfuração pode controlar o estado de fase (isto é, emulsões invertidas versus regulares) dos fluidos no poço. Similarmente, a Patente U.S. No. 5.888.944 descreve o uso de um tensoativo sensível a ácido que estabiliza a emulsão invertida do fluido de perfuração. Quando da adição de um ácido em um fluido de lavagem, por exemplo, o tensoativo imediatamente

protona para decompor ou inverter a emulsão para uma emulsão do tipo óleo-em-água.

Os problemas de limpeza eficiente do poço, estimulação e completação são uma questão significativa em todos os poços e especialmente em completações de poço horizontal com buraco aberto. A produtividade de um poço é um pouco dependente de remoção eficaz e eficiente do resíduo de filtro, ao mesmo tempo em que se minimiza o potencial de bloqueio pela água, obstrução ou, de outro modo, dano aos canais de fluxo naturais da formação, bem como aqueles do conjunto de completação. Assim, existe uma necessidade contínua por fluidos de completação e deslocamento que limpam eficazmente o furo de poço e não inibem a capacidade da formação de produzir óleo ou gás, uma vez que o poço é mantido em produção.

Conseqüentemente, existe uma necessidade por uma solução de deslocamento e limpeza que removerá o resíduo de filtro de emulsão invertida sem danificar a formação, ao mesmo tempo em que permite fácil colocação da solução no furo de poço e controla o estado de fase dos fluidos de perfuração no poço.

Sumário da invenção

Em um aspecto, a presente invenção se refere a um método de limpeza de um furo de poço, em que o furo de poço tenha sido perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma um resíduo de filtro de emulsão invertida. O método pode incluir as etapas de circulação de um fluido decompositor no furo de poço, onde o fluido decompositor inclui um fluido aquoso, um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido

carboxílico e um agente para aumento de densidade, em que o éster hidrolisável é selecionado de modo que, quando de hidrólise, um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida do resíduo de filtro se decompõe.

Em outro aspecto, a presente invenção se refere a um método de produção de um hidrocarboneto a partir de uma formação. O método pode incluir as etapas de perfuração da formação com uma lama de perfuração de emulsão invertida, realização de pelo menos uma operação de completação no furo de poço, colocação de um fluido decompositor baseado em água no furo de poço, onde o fluido decompositor pode incluir um fluido aquoso, um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico e um agente para aumento de densidade e fechamento do poço durante um tempo predeterminado para permitir a hidrólise do éster e decomposição do resíduo de filtro de emulsão invertida.

Em ainda outro aspecto, a presente invenção se refere a uma solução que pode incluir um fluido aquoso, um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico e um agente para aumento de densidade.

Outros aspectos e vantagens da invenção serão evidentes a partir da descrição a seguir e das reivindicações em anexo.

Descrição detalhada

Em um aspecto, modalidades divulgadas aqui são, em geral, dirigidas a fluidos de deslocamento e de freio químicos que são úteis na perfuração, completação e trabalho sobre poços subterrâneos, de preferência poços de

óleo e gás. Os fluidos de deslocamento e completação podem ser selecionados de um fluido baseado em água e um fluido de emulsão invertida. A utilidade dos fluidos divulgados aqui não é dependente do uso de aminas terciárias etoxiladas nos fluidos usados para perfurar o poço. Assim, a ampla aplicabilidade e utilidade dos fluidos divulgados aqui são grandemente aperfeiçoadas. Os fluidos de deslocamento e completação de emulsão invertida e baseados em água da presente invenção são particularmente úteis em poços que são perfurados com um fluido de perfuração de emulsão invertida que formam um resíduo de filtro de emulsão invertida no poço.

Em uma modalidade, o fluido decompositor pode ser um fluido de emulsão invertida que pode incluir uma fase interna não-oleaginosa e uma fase externa oleaginosa. A fase interna não-oleaginosa pode incluir um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e opcionalmente um agente para aumento de densidade, tal como uma solução de salmoura de alta densidade. A fase externa oleaginosa pode incluir um fluido oleaginoso, tal como diesel ou outro óleo sintético ou hidrocarboneto adequado, e um emulsificante. Opcionalmente, outros componentes podem incluir um agente de viscosificação, um agente de umedecimento e um agente de limpeza.

O fluido oleaginoso usado para formulação dos fluidos de emulsão invertida usados na prática da presente invenção são líquidos e são, mais preferivelmente, um óleo sintético ou natural e, ainda mais preferivelmente, o fluido oleaginoso é selecionado do grupo incluindo óleo diesel,

óleo mineral, tais como poliolefinas, polidiorgano-siloxanos, siloxanos ou organo-siloxanos, e misturas dos mesmos. A concentração do fluido oleaginoso deverá ser suficiente de modo que uma emulsão invertida se forma e pode ser menos do que cerca de 99% em volume da emulsão invertida. Contudo, geralmente, a quantidade de fluido oleaginoso deve ser suficiente para formar uma emulsão estável quando utilizado como a fase contínua. Em várias modalidades, a quantidade de fluido oleaginoso é pelo menos cerca de 30 por cento, de preferência pelo menos cerca de 40 por cento e, mais preferivelmente, pelo menos cerca de 50 por cento em volume do fluido total. Em uma modalidade, a quantidade de fluido oleaginoso é de cerca de 30 a cerca de 95 por cento em volume e, mais preferivelmente, de cerca de 40 a cerca de 90 por cento em volume do fluido de emulsão invertida.

O fluido não-oleaginoso também usado na formulação dos fluidos de emulsão invertida é um líquido e, de preferência, é um líquido aquoso. Mais preferivelmente, o fluido não-oleaginoso pode ser selecionado do grupo incluindo água marinha, uma salmoura contendo sais orgânicos e/ou inorgânicos dissolvidos, líquidos contendo compostos orgânicos miscíveis em água e combinações dos mesmos. A quantidade do fluido não-oleaginoso é, tipicamente, menos do que o limite teórico necessário para formação de uma emulsão invertida. Em várias modalidades, a quantidade de líquido não-oleaginoso é pelo menos cerca de 1, de preferência pelo menos cerca de 5 e, mais preferivelmente, maior do que cerca de 10 por cento em volume do fluido total. Correspondentemente, a quantidade

do fluido não-oleaginoso não deverá ser tão grande de modo que ele não possa ser disperso na fase oleaginosa. Assim, em uma modalidade, a quantidade de fluido não-oleaginoso é menos do que cerca de 70% em volume e, de preferência, cerca de 1% a cerca de 70% em volume. Em outra modalidade, o fluido não-oleaginoso é, de preferência, de cerca de 10% a cerca de 60% em volume do fluido de emulsão invertida.

Em outra modalidade, o fluido decompositor pode ser um fluido baseado em água que pode incluir um fluido aquoso. Adicionalmente, o fluido baseado em água pode incluir um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e opcionalmente um agente para aumento de densidade, tal como uma solução de salmoura de alta densidade. O fluido aquoso usado nos fluidos baseados em água pode ser selecionado do grupo incluindo água marinha, uma salmoura contendo sais orgânicos e/ou inorgânicos dissolvidos, líquidos contendo compostos orgânicos miscíveis em água e combinações dos mesmos.

O solvente orgânico polar solúvel em água deverá ser pelo menos parcialmente solúvel em um fluido oleaginoso, mas também deverá ter solubilidade parcial em um fluido aquoso. O componente solvente orgânico polar da presente invenção pode ser um álcool mono-hídrico, di-hídrico ou poli-hídrico ou um álcool mono-hídrico, di-hídrico ou poli-hídrico tendo grupos poli-funcionais. Exemplos de tais compostos incluem dióis alifáticos (por exemplo, glicóis, 1,3-dióis, 1,4-dióis, etc.), polióis alifáticos (isto é, tetraóis, etc.), poliglicóis (isto é, polietilenopropileno glicóis, polipropileno glicol,

polietileno glicol, etc.), glicol éter (isto é, dietileno glicol éter, trietileno glicol éter, polietileno glicol éter, etc.) e outros de tais compostos similares que podem se verificar serem úteis na prática da presente invenção. Em uma modalidade preferida, o solvente orgânico solúvel em água é um glicol ou um glicol éter, tal como etileno glicol mono-butil éter (EGMBE). Outros glicóis ou glicol éteres podem ser usados na presente invenção, na medida em que eles sejam pelo menos parcialmente miscíveis com água.

O éster hidrolisável deverá ser selecionado de modo que o tempo para obter hidrolise seja predeterminado com base nas condições conhecidas no fundo, tal como temperatura. É bem sabido na técnica que a temperatura, bem como a presença de uma fonte de íons de hidróxido, tem um impacto substancial sobre a taxa de hidrólise de ésteres. Para um determinado ácido, por exemplo, ácido fórmico, aqueles habilitados na técnica podem conduzir estudos simples para determinar o tempo para hidrólise em uma determinada temperatura. Também é bem sabido que à medida que o comprimento da porção álcool do éster aumenta, a taxa de hidrólise diminui. Assim, através de variação sistemática do comprimento e ramificação da porção álcool do éster, a taxa de liberação do ácido fórmico pode ser controlada e, assim, a decomposição da emulsão de um resíduo de filtro de emulsão invertida pode ser predeterminada. Em uma modalidade preferida, o éster hidrolisável de um ácido carboxílico é um éster de ácido fórmico de um álcool de C_4 a C_{30}. Em uma modalidade, o éster hidrolisável do ácido carboxílico compreende de cerca de 5 a 50 por cento em volume de um fluido decompositor baseado

em água e, de preferência, de cerca de 20 a 40 por cento em volume. Em outra modalidade, o éster hidrolisável do ácido carboxílico compreende de cerca de 20 a cerca de 60 por cento em volume de um fluido decompositor baseado em emulsão invertida, de preferência mais de 30 por cento em volume. Um exemplo de um éster hidrolisável de um ácido carboxílico adequado está disponível do Shrieve Chemical Group (The Woodlands, Texas) sob a marca Break-910.

Na presente modalidade ilustrativa, o agente para aumento de densidade é, de preferência, uma salmoura de alta densidade contendo sais de metais alcalinos e alcalinos terrosos. Por exemplo, salmouras formuladas com altas concentrações de potássio de sódio ou sais de cálcio dos haletos, formato, acetato, nitrato e semelhantes; sais de césio de formato, acetato, nitrato e semelhantes, bem como outros compostos que serão bem conhecidos por aqueles habilitados na técnica, podem ser usados como agentes para aumento de densidade isentos de sólidos. A seleção de um agente para aumento de densidade pode depender parcialmente da densidade desejada do fluido decompositor, conforme conhecido por aqueles habilitados na técnica.

O emulsificante usado no fluido decompositor de emulsão invertida deverá ser selecionado do modo a formar uma emulsão invertida estável que se decompõe com o tempo e/ou quando de hidrólise do éster. Isto é, quando o pH da fase não-oleaginosa da emulsão invertida muda, o valor de equilíbrio hidrofílico-lipofílico (HLB) do emulsificante é suficientemente desviado para desestabilizar a emulsão invertida. O valor de HLB indica a polaridade das moléculas em uma faixa de 1 a 40 que aumenta com aumento da

hidrofilicidade do emulsificante. Dada a grande variedade de emulsificantes de emulsão invertida disponíveis, aqueles habilitados na técnica precisam apenas realizar uma triagem de rotina de emulsificantes através de formação de uma emulsão invertida e adição de uma pequena quantidade de ácido fórmico à mesma para ver se a emulsão se decompõe. Emulsificantes preferidos podem incluir VERSAWET™ e VERSACOAT™, os quais estão comercialmente disponíveis da M-I L.L.C., Houston, Texas. Alternativamente, um emulsificante sensível a ácido baseado em amina, tal como aquele descrito nas Patentes U.S. Nos. 6.218.342, 6.790.811 e 6.806.233, os conteúdos das quais são incorporados por referência aqui, pode ser usado.

Os fluidos de emulsão invertida e fluidos baseados em água da presente invenção podem ainda conter produtos químicos adicionais, dependendo do uso final do fluido, na medida em que eles não interfiram com a funcionalidade dos fluidos (particularmente a emulsão quando de uso de fluidos de deslocamento de emulsão invertida) descritos aqui. Por exemplo, agentes de umedecimento, argilas organofílicas, viscosificantes, agentes para controle de perda de fluido, tensoativos, dispersantes, redutores de tensão interfacial, tampões de pH, solventes mútuos, espessantes, agentes de diluição e agentes de limpeza podem ser adicionados às composições de fluido da presente invenção para propriedades funcionais adicionais. A adição de tais agentes será bem conhecida por aqueles habilitados na técnica de formulação de fluidos e lamas de perfuração.

Agentes de umedecimento que podem ser adequados para uso na presente invenção incluem resina líquida, resina

líquida bruta oxidada, tensoativos, ésteres de fosfato orgânico, imidazolinas e amidoaminas modificadas, alquil sulfatos e sulfonatos aromáticos e semelhantes e combinações ou derivados desses. Contudo, quando usados com o fluido de emulsão invertida, o uso de agentes de umedecimento de ácido graxo deverá ser minimizado de modo a não afetar adversamente o reversibilidade da emulsão invertida divulgada aqui. Faze-Wet™, VersaCoat™, SureWet™, Versawet™ e Versawet™ NS são exemplos de agentes de umedecimento comercialmente disponíveis fabricados e distribuídos pela M-I L.L.C. que podem ser usados nos fluidos divulgados aqui. Silwet L-77, L-7001, L7605 e L-7622 são exemplos de tensoativos e agentes de umedecimento comercialmente disponíveis fabricados e distribuídos pela General Electric Company (Wilton, CT).

Argilas organofílicas, normalmente argilas tratadas com amina, podem ser úteis como viscosificantes e/ou estabilizantes de emulsão na composição de fluido da presente invenção. Outros viscosificantes, tais como polímeros solúveis em óleo, resinas de poliamida, ácidos policarboxílicos e sabões, podem também ser usados. A quantidade de viscosificante usado na composição pode variar com o uso final da composição. Contudo, normalmente, a faixa de cerca de 0,1% a 6% em peso é suficiente para a maioria das aplicações. VG-69™ eVG-PLUS™ são materiais de organo-argila 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 na presente invenção. Em algumas modalidades, a viscosidade dos fluidos de deslocamento é suficientemente

alta, de modo que o fluido de deslocamento possa atuar como seu próprio comprimido de deslocamento em um poço.

Diluentes adequados que podem ser usados nos fluidos de freio divulgados aqui incluem, por exemplo, ligno-sulfonatos, ligno-sulfonatos modificados, polifosfatos, taninas e poliacrilatos de baixo peso molecular. Diluentes são, tipicamente, adicionados a um fluido de perfuração para reduzir a resistência de fluxo e controlar tendências de gelificação. Outras funções desempenhadas pelos diluentes incluem redução de filtração e espessura do resíduo de filtro, contra-atuação dos efeitos de sais, minimização dos efeitos da água sobre as formações perfuradas, emulsificação de óleo em água e estabilização de propriedades da lama em temperaturas elevadas.

A inclusão de agentes de limpeza nos fluidos divulgados aqui será bem conhecida por aqueles habilitados na técnica. Uma ampla variedade de agentes de limpeza sintéticos e derivados de produtos naturais pode ser usada. Por exemplo, um agente de limpeza derivado de produto natural comum é d-limoneno. A capacidade de limpeza do d-limoneno em aplicações de perfuração de poço é divulgada na Patente U.S. No. 4.533.487 e em combinação com vários tensoativos especiais na Patente U.S. No. 5.458.197, os conteúdos das quais são incorporados aqui.

Os métodos usados no preparo de fluidos de freio de emulsão invertida e baseados em água utilizados nos métodos da presente divulgação não são críticos. Especificamente, com relação aos fluidos de emulsão invertida, métodos convencionais podem ser usados para preparar os fluidos de emulsão invertida de uma maneira análoga àquela normalmente

usada para preparar fluidos de perfuração baseados em óleo. Em um procedimento representativo, uma quantidade desejada de fluido oleaginoso, tal como óleo diesel, é misturada com o emulsificante, agente de viscosificação e agente de umedecimento selecionados. A fase não-oleaginosa interna é preparada através de combinação do co-solvente orgânico polar e do éster hidrolisável na salmoura selecionada através de mistura contínua. Uma emulsão invertida da presente invenção é formada através de agitação vigorosa, mistura ou cisalhamento do fluido oleaginoso e do fluido não-oleaginoso.

Os fluidos de freio divulgados aqui também podem ser usados em várias modalidades como um fluido de deslocamento e/ou um fluido de lavagem. Conforme usado aqui, um fluido de deslocamento é, tipicamente, usado para empurrar fisicamente outro fluido para fora do furo de poço e um fluido de lavagem contém, tipicamente, um tensoativo e pode ser usado para remover, química e fisicamente, fluido de perfuração que reside nas tubulações embutidas.

Em uma modalidade, um fluido decompositor pode ser em um método de limpeza de um furo de poço que tenha sido perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida e, assim, tem um resíduo de filtro de emulsão invertida formado sobre o mesmo. O fluido decompositor pode ser circulado no furo de poço, contatando o resíduo de filtro de emulsão invertida. O éster hidrolisável contido dentro do fluido decompositor pode hidrolisar para liberar um ácido orgânico e decompor a emulsão invertida do resíduo de filtro. O fluido decompositor pode ser circulado no furo de poço que não produziu quaisquer hidrocarbonetos.

Alternativamente, se acredita que um furo de poço que já tenha começado a produção de hidrocarboneto será prejudicado por qualquer resíduo de filtro residual deixado no poço após as operações de perfuração, um fluido decompositor da presente invenção pode ser usado para limpar o furo de poço.

Em outra modalidade, o fluido decompositor baseado em água e/ou o fluido decompositor de emulsão invertida pode também ser usado como um fluido de deslocamento para empurrar fluidos para fora de um furo de poço. Um fluido decompositor de emulsão invertida pode atuar como um comprimido para empurrar ou fluido de deslocamento para deslocar eficazmente a lama de perfuração de emulsão invertida. Um fluido decompositor baseado em água pode atuar como um fluido de deslocamento para deslocar eficazmente salmoura do furo de poço.

Em ainda outra modalidade, o fluido decompositor baseado em água e/ou fluido decompositor de emulsão invertida pode ainda ser usado como um fluido de lavagem para remover, química e/ou fisicamente, o resíduo de filtro de emulsão invertida uma vez que o resíduo de filtro tenha sido desagregado pelo sistema decompositor.

Em outra modalidade, um fluido decompositor (quer um fluido baseado em água ou de emulsão invertida) divulgado 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 completação pode ser realizada sobre o poço. Um fluido decompositor pode, então, ser circulado no poço e o poço pode ser fechado durante um tempo predeterminado para

permitir a hidrólise do éster e a decomposição da emulsão invertida do resíduo de filtro formado a partir da lama de perfuração. Em outra modalidade, fluidos de formação podem, então, entrar no poço e a produção de fluidos de formação pode prosseguir.

Em algumas modalidades, o fluido decompositor pode ser circulado no furo de poço durante ou após realização de pelo menos uma operação de completação. Em outras modalidades, o fluido decompositor pode ser circulado após uma operação de completação ou após produção de fluidos de formação ter começado a destruir a integridade e limpeza residual convencional ou fluidos de emulsão invertida reversíveis que restam dentro do envoltório ou revestimento.

Geralmente, um poço é freqüentemente "completado" para permitir o fluxo de hidrocarbonetos para fora da formação e acima da superfície. Conforme usado aqui, processos de completação podem incluir um ou mais de reforço do furo do poço com um revestimento, avaliação da pressão e temperatura da formação e instalação de equipamento de completação apropriado para assegurar um fluxo eficaz 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 decompositor conforme divulgado aqui pode ser usado em um buraco revestido para remover qualquer lama baseada em óleo residual no buraco durante quaisquer processos de perfuração e/ou deslocamento. O revestimento do poço pode consistir de uma série de tubos de metal instalados no buraco recentemente perfurado. O revestimento serve para reforçar os lados do

furo de poço, assegurar que nenhum óleo o gás natural escapa do furo de poço à medida que se aproxima da superfície e impedir que outros fluidos ou gases escapem da formação através do poço.

Operações de completação, conforme usado aqui, podem incluir especialmente completações de buraco aberto, completações perfuradas convencionais, completações por exclusão de areia, completações permanentes, completações de múltiplas zonas e completações de drenagem, conforme conhecido na técnica. Um foro de poço completado pode conter pelo menos um de um revestimento entalhado, um rendimento pré-perfurado, uma tela de arame enrolada, uma tela expansível, um filtro de tela de areia, um enchimento de cascalho do buraco aberto ou revestimento.

Outra modalidade da presente invenção envolve um método de limpeza de um furo de poço perfurado com o fluido de perfuração de emulsão invertida descrito acima. Em uma de tais modalidades ilustrativas, o método envolve circulação de um fluido decompositor divulgado aqui em um furo de poço o qual tenha sido perfurado em um tamanho maior (isto é, mandrilado) com uma lama de perfuração de emulsão invertida e, então, fechamento do poço durante uma quantidade de tempo predeterminada para permitir que hidrólise do éster ocorra. Quando de hidrólise do éster, a emulsão invertida se decompõe, assim, formando duas fases, uma fase oleosa e uma fase aquosa. Essas duas fases podem ser facilmente produzidas a partir do furo de poço quando de início de produção e, assim, o fluido de perfuração residual é facilmente lavado do furo de poço.

Os fluidos divulgados aqui também podem ser usados em

um furo de poço onde uma tela tem de ser encaixada embaixo. Após um buraco ser mandrilado para aumentar o diâmetro do buraco, a coluna de perfuração pode ser removida e substituída pela tubulação de produção tendo uma tela de areia desejada. Alternativamente, uma tela de areia tubular expansível pode ser expandida no local ou um enchimento de cascalho pode ser colocado no poço. Fluidos decompositores podem, então, ser colocados no poço e o poço é, então, fechado para permitir que a hidrólise do éster ocorra. Quando de hidrólise do éster, a emulsão invertida se decompõe, assim, formando duas fases, uma fase oleosa e uma fase aquosa. Essas duas fases podem ser facilmente produzidas a partir do furo do poço quando de início de produção e, assim, o fluido de perfuração residual é facilmente lavado do furo de poço.

A quantidade de retardo entre o tempo quando um fluido decompositor de acordo com a presente invenção é introduzido em um poço perfurado com um fluido de perfuração de emulsão invertida e o tempo quando o éster hidrolisável de um ácido carboxílico hidrolisa, liberando ácido para decompor o resíduo de filtro de emulsão invertida, pode depender de diversas variáveis. A taxa de hidrólise do éster hidrolisável pode ser dependente da temperatura embaixo, concentração, pH e quantidade de água disponível, composição do resíduo de filtro, etc. Em uma modalidade, pode ser preferível uma temperatura embaixo de menos de 132°C para a aplicabilidade dos fluidos de deslocamento da presente invenção em um determinado poço.

Contudo, dependendo das condições embaixo, a formulação de fluido decompositor e, assim, as propriedades

químicas do fluido podem ser variadas, de modo a permitir uma quantidade desejável e controlável de retardo antes de decomposição do resíduo de filtro de emulsão invertida para uma aplicação em particular. Em uma modalidade, a quantidade de retardo para que um resíduo de filtro de emulsão invertida seja decomposto com um fluido de deslocamento baseado em água da presente invenção pode ser maior do que 1 hora. Em várias outras modalidades, a quantidade de retardo para que um resíduo de filtro de emulsão invertida seja decomposto com um fluido de deslocamento baseado em água de acordo com a presente invenção pode ser maior do que 3 horas, 5 horas ou 10 horas.

Em outra modalidade, a quantidade de retardo para que um resíduo de filtro de emulsão invertida seja decomposto com um fluido de deslocamento de emulsão invertida pode ser maior do que 15 horas. Em várias outras modalidades, a quantidade de retardo para que um resíduo de filtro de emulsão invertida seja decomposto com um fluido de deslocamento de emulsão invertida pode ser maior do que 24 horas, 48 horas ou 72 horas.

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

Exemplos

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

Exemplo 1

Uma lama de perfuração de emulsão invertida,

Fazepro™, comercialmente disponível da M-I, L.L.C. (Houston, Texas), foi envelhecida termicamente através de laminação a quente durante 16 horas a 93°C e exibiu as seguintes propriedades, conforme mostrado abaixo na Tabela 1.

Tabela 1: Envelhecido termicamente a 93°C-16 horas - Reologia a 49°C

600 RPM	118
300 RPM	69
200 RPM	50
100 RPM	29
6 RPM	6
3 RPM	4
Géis 10"	2,87 Pa
géis 10'	4,79 Pa
Viscosidade plástica	49 cP
Ponto de rendimento	9,58 Pa
Estabilidade elétrica	38 volts

Resíduos de filtro que se formaram a partir do fluido de perfuração de emulsão invertida acima foram submetidos a um teste de Filtração em Alta Temperatura e Alta Pressão (HTHP) modificado. O teste de Filtração HTHP usa uma célula de HTHP adaptada com um disco fritado como um meio poroso, sobre o qual um resíduo de filtro é colocado. Nesse exemplo, os resíduos de filtro foram colocados sobre discos de 35 mícrons. Quando de aplicação de 3,45 MPa (500 psi) a 93°C (200°F) aos discos de resíduo de filtro, o efluente foi coletado conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2

Tempo	Disco 1 (mL)	Disco 2 (mL)

Jorro	1,4	1,4
1 min	0,2	0,2
4 min	0,6	0,6
9 min	0,8	0,8
16 min	1,0	1,2
25 min	1,2	1,4
30 min	1,2	1,4
36 min	1,2	1,6
40 min	1,4	1,6
1 horas	2	3,4
2 horas	2	4
3 horas	4,4	4,6
4 horas	5,4	5,6

Um fluido decompositor de deslocamento baseado em água foi formulado tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 3.

Tabela 3

Componente	Fluido 1	Fluido 2
10,25 ppg de cloreto de cálcio	235,4 ppb	235,4 ppb
Ácido acético	0,2 ppb	0,2 ppb
EGMBE	31,9 ppb	31,9 ppb
Break-910	141,1 ppb	-
Fazemul™	0,8 ppb	0,8 ppb

Os fluidos de deslocamento 1 e 2, formulados conforme mostrado na Tabela 3, foram adicionados aos discos de resíduo de filtro 1 e 2, formulados a partir de um fluido de perfuração Fazepro™ e submetidos a um teste de Filtração HTHP modificado. Quando de aplicação de uma

pressão inicial de 1,72 MPa (250 psi) a 93°C (200°F) aos discos de resíduo de filtro tendo fluidos de deslocamento 1 e 2 entornados nos mesmos, o efluente foi coletado conforme mostrado na Tabela 4 abaixo. Após 1,72 MPa (250 psi) terem sido aplicados durante 40 minutos, a pressão aplicada foi diminuída para 0,17 MPa (25 psi). Quando uma corrente uniforme de efluente resultou através do disco, o teste foi concluído. A partir da Tabela 4, pode ser observado que o Fluido 1, o qual continha um éster hidrolisável de um ácido carboxílico, obteve uma decomposição do filtrado em 16 minutos, enquanto que o Fluido 2, o qual não incluía o éster, não. A partir de uma injeção inicial de 200 ml de água marinha de 8,42 segundos e uma injeção final de 200 ml de água marinha/fluido 1 de 9,28 segundos, um retorno para a taxa de injeção de 90,7% foi calculado para esse teste.

Tabela 4

Tempo	Disco 1 (mL)	Disco 2 (mL)
Jorro	0,2	0,2
1 min	0,2	0,2
4 min	3,0	0,2
9 min	10,8	0,2
16 min	56	0,2
25 min	-	0,2
30 min	-	0,2
36 min	-	0,2
40 min	-	0,2
1 horas	-	0,2
2 horas	-	0,2
3 horas	-	-
4 horas	-	-

Exemplo 2

Uma lama de perfuração de emulsão invertida, Fazepro™, comercialmente disponível da M-I, L.L.C. (Houston, Texas), foi envelhecida termicamente através de laminação a quente durante 4 horas a 93°C (200°F) e exibiu as seguintes propriedades, conforme mostrado abaixo na Tabela 5.

Tabela 5: Envelhecido termicamente a 93°C (200°F)-4 h - Reologia a 49°C (120°F)

600 RPM	112
300 RPM	65
200 RPM	48
100 RPM	28
6 RPM	5
3 RPM	4
géis 10"	2,87 Pa
géis 10'	5,27 Pa
Viscosidade plástica	47 cP
Ponto de rendimento	8,62 Pa

Os resíduos de filtro que se formaram a partir do fluido de perfuração de emulsão invertida acima foram colocados sobre discos de 35 mícrons e submetidos a um teste de Filtração HTHP modificado. Quando de aplicação de 3,45 MPa (500 psi) a 93°C (200°F) ao discos de resíduo de filtro, o efluente foi coletado conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6

Tempo	Disco 3 (mL)	Disco 4 (mL)
Jorro	2,2	2,4
1 min	0,8	0,6

4 min	1,4	1,2
9 min	1,6	1,6
16 min	1,8	2,0
25 min	2,4	2,4
30 min	2,6	2,6
36 min	2,8	2,8
Perda de Fluido HTHP Modificado	7,4	7,6
4 h (incl. jorro)	10,2	11,0

Um fluido de descolamento baseado em água foi formulado tendo os seguintes componentes, todos os quais estão comercialmente disponíveis, conforme mostrado abaixo na Tabela 7.

Tabela 7

Componente	Fluido 1	Fluido 2
10,25 ppg de $CaCl_2$	235,4 g	235,4 g
EGMBE	31,9 g	31,9 g
Ácido acético glacial	0,2 g	0,2 g
Break-910	141,1 g	141,1 g
Fazemul™	0,8 g	0,8 g
KCl	-	4,0 g

Os fluidos de deslocamento 3 e 4, formulados conforme mostrado na Tabela 7, foram adicionados aos discos de resíduos de filtro 3 e 4, formulados a partir do fluido de perfuração Fazepro™ e submetidos a um teste de Filtração HTHP modificado. Quando de aplicação de uma pressão inicial de 2,76 MPa (400 psi) a 93°C (200°F) aos discos de resíduo de filtro tendo fluidos de deslocamento 3 e 4 entornados nos mesmos, o efluente foi coletado conforme mostrado na

Tabela 8 abaixo. Após 2,76 MPa (400 psi) terem sido aplicados durante 40 minutos, a pressão aplicada foi diminuída para 0,35 MPa (50 psi). Quando uma corrente uniforme de efluente resultou através do disco, a célula contendo o disco foi fechada e deixada impregnar durante 24 horas a 93°C (200°F). A partir da Tabela 8, pode ser observado que o Fluido 3 obteve uma corrente uniforme de efluente imediatamente e o Fluido 4 obteve uma corrente uniforme após 9 minutos.

Tabela 8

Tempo	Disco 3 (mL)	Disco 4 (mL)
Jorro	9,8	0
1 min	-	2
4 min	-	4
9 min	-	11

Ainda, embora referência tenha sido feita à aplicações particulares para os fluidos de deslocamento e completação da presente invenção, está expressamente dentro do escopo da presente invenção que esses fluidos podem ser usados em uma variedade de aplicações no poço. Especificamente, os fluidos da presente invenção podem ser usados em poços de produção e injeção e podem ter aplicação adicional na limpeza corretiva de poços.

Vantajosamente, a presente invenção proporciona um fluido para furo de poço que pode decompor a emulsão de um resíduo de filtro de emulsão invertida e remover eficazmente tal resíduo de filtro de emulsão invertida sem conferir dano à formação circundante. Fluidos de deslocamento e completação de acordo com a presente invenção podem exibir índices de alta viscosidade, de modo

que eles podem se comportar como um comprimido de alta viscosidade no processo de completação do poço. Além disso, um retardo na dissolução do resíduo de filtro pode ser obtido através de controle da eficácia e reatividade dos decompositores químicos. As propriedades químicas dos fluidos de deslocamento e decompositores divulgados aqui podem permitir a dissolução de materiais de ligação solúveis em ácido no resíduo de filtro. Adicionalmente, os fluidos de deslocamento e decompositores divulgados aqui podem ser eficazmente usados com resíduos de filtro de fluido de perfuração de emulsão invertida reversíveis ou de emulsão invertida convencionais.

Embora a invenção tenha sido descrita com relação a um número limitado de modalidades, aqueles habilitados na técnica, tendo o benefício da presente divulgação, apreciarão que outras modalidades podem ser planejadas, as quais não se desviam do escopo da invenção conforme divulgado aqui. Conseqüentemente, o escopo da invenção estará limitado apenas pelas reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de limpeza de um furo de poço, em que o furo de poço tenha sido perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma um resíduo de filtro de emulsão invertida, o método **caracterizado** por compreender a circulação de um fluido decompositor no furo de poço, o fluido decompositor compreendendo:

um fluido aquoso;

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente para aumento de densidade; e

em que o éster hidrolisável é selecionado de modo que, na hidrólise, um ácido orgânico é liberado e a emulsão invertida do resíduo de filtro se decompõe.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel em água ser um glicol ou glicol éter.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel em água ser etileno glicol mono-butil éter.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do éster hidrolisável do ácido carboxílico ser um éster de ácido fórmico de um álcool de C_4 a C_{30}.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do agente para aumento de densidade compreender pelo menos um dentre haleto e sais de formato de metais alcalinos e alcalinos terrosos.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por ainda compreender o deslocamento do

fluido aquoso do furo de poço.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** por ainda compreender a remoção do resíduo de filtro de emulsão invertida decomposto do furo de poço.

8. Método de produção de um hidrocarboneto a partir de uma formação **caracterizado** por compreender:

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

a realização de pelo menos uma operação de completação no furo de poço;

a colocação de um fluido decompositor baseado em água no furo de poço, o fluido decompositor compreendendo:

um fluido aquoso;

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente para aumento de densidade; e

o fechamento do poço durante um tempo predeterminado para permitir a hidrólise do éster e a decomposição do resíduo de filtro de emulsão invertida.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** por ainda compreender:

permitir que os fluidos de formação entrem no poço; e

produzir fluidos do poço.

10. Método, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado** pelo fato da colocação do fluido decompositor ocorrer após produção de fluidos a partir do poço.

11. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato da colocação do fluido decompositor ocorrer simultaneamente à realização de pelo menos uma operação de completação.

12. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato da colocação do fluido decompositor ocorrer após realização de pelo menos uma operação de completação.

13. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato do furo de poço completado conter pelo menos um dentre um revestimento entalhado, um rendimento pré-perfurado, uma tela de arame enrolada, uma tela expansível, um filtro de tela de areia, um enchimento de cascalho do buraco aberto ou revestimento.

14. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel em água ser um glicol ou glicol éter.

15. Método, de acordo com a reivindicação 14, **caracterizado** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel em água ser etileno glicol mono-butil éter.

16. Método, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato do éster hidrolisável do ácido carboxílico ser um éster de ácido fórmico de um álcool de C_4 a C_{30}.

17. Solução **caracterizada** por compreender:

um fluido aquoso;

um solvente orgânico polar solúvel em água;

um éster hidrolisável de um ácido carboxílico; e

um agente para aumento de densidade.

18. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel em água ser um glicol ou glicol éter.

19. Solução, de acordo com a reivindicação 18, **caracterizada** pelo fato do solvente orgânico polar solúvel

em água ser etileno glicol mono-butil éter.

20. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** pelo fato do éster hidrolisável do ácido carboxílico ser um éster de ácido fórmico de um álcool de C_4 a C_{30}.

21. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** pelo fato do agente para aumento de densidade ser uma salmoura contendo sais de metais alcalinos e alcalinos terrosos.

22. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** por ainda compreender pelo menos um selecionado dentre um agente de umedecimento, um agente de limpeza, um agente de viscosificação, um agente para controle de perda de fluido, um dispersante, um redutor de tensão interfacial, um tampão de pH, um diluente e um tensoativo.

23. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** pelo fato do fluido aquoso ser selecionado dentre água potável, água marinha, uma salmoura contendo sais orgânicos e/ou inorgânicos diluídos, líquidos contendo compostos orgânicos miscíveis em água e combinações dos mesmos.

24. Solução, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizada** pelo fato do éster hidrolisável do ácido carboxílico compreender de cerca de 5 a cerca de 50 por cento em volume da solução.

MÉTODO DE LIMPEZA DE UM FURO DE POÇO, MÉTODO DE PRODUÇÃO DE UM HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA FORMAÇÃO E SOLUÇÃO

Um método de limpeza de um furo de poço antes da produção de óleo ou gás é divulgado, em que o furo de poço tenha sido perfurado com uma lama de perfuração de emulsão invertida que forma um resíduo de filtro de emulsão invertida. O método pode incluir as etapas de circulação de um fluido decompositor no furo de poço, onde o fluido decompositor inclui um fluido aquoso, um solvente orgânico polar solúvel em água, um éster hidrolisável de um ácido carboxílico e um agente para aumento de densidade e onde o éster hidrolisável é selecionado de modo que, quando de hidrólise, um ácido orgânico seja liberado e a emulsão invertida do resíduo de filtro se decompõe.