



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

(11) PI 0806243-9 B1

(22) Data do Depósito: 08/02/2008

(45) Data de Concessão: 27/03/2018



(54) Título: MÉTODO PARA ESTIMULAR UMA PORÇÃO DE UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA

(51) Int.Cl.: C09K 8/68; E21B 43/04; C09K 8/72

(30) Prioridade Unionista: 08/02/2007 US 11/703949

(73) Titular(es): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.

(72) Inventor(es): IAN D. ROBB; RICHARD W. PAULS; LULU SONG

“MÉTODO PARA ESTIMULAR UMA PORÇÃO DE UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA”

FUNDAMENTOS

A presente invenção diz respeito a métodos e composições para o uso em operações industriais, em campo petrolífero, e/ou subterrâneas. Mais particularmente, a presente invenção diz respeito a métodos de reduzir a viscosidade de fluidos de tratamento que compreendem um agente de geleificação compreendendo uma composição de diutana, e utilizar fragmentadores que compreendem uma composição ácida.

Fluidos de tratamento podem ser usados em uma variedade de tratamentos subterrâneos, incluindo, mas não limitados a, tratamentos de estimulação, remoção de dano, isolamento de formação, limpeza do furo do poço, remoção de incrustação, controle de incrustação, operações de perfuração, cementação, tratamentos de conformação, e tratamentos de controle de areia. Fluidos de tratamento também podem ser usados em uma variedade de tratamentos de oleoduto. Como usado aqui, o termo “tratamento”, ou “tratando”, refere-se a qualquer operação que usa um fluido em combinação com uma função desejada e/ou para um propósito desejado. O termo “tratamento”, ou “tratando”, não indicam nenhuma ação particular pelo fluido ou nenhum componente particular deste.

Uma operação de estimulação de produção comum que utiliza um fluido de tratamento é o fraturamento hidráulico. Operações de fraturamento hidráulico geralmente envolvem bombeamento de um fluido de tratamento (por exemplo, um fluido de fraturamento) em um furo do poço que penetra uma formação subterrânea em uma pressão hidráulica suficiente para criar ou realçar uma ou mais fendas, ou “fraturas”, na formação subterrânea. “Realce” de uma ou mais fraturas em uma formação subterrânea, visto que este termo é usado aqui, é definido para incluir a extensão ou ampliação de uma ou mais fraturas naturais ou previamente criadas na formação

subterrânea. O fluido de tratamento pode compreender particulados, frequentemente referidos como “particulados estruturantes”, que são depositados nas fraturas. Os particulados estruturantes, *inter alia*, podem impedir as fraturas de fecharem completamente na liberação da pressão hidráulica, formando canais condutivos através dos quais fluidos podem fluir para o furo do poço. Os particulados estruturantes também podem ser revestidos com certos tipos de materiais, incluindo resinas, agentes de aderência, e semelhantes, dentre outros propósitos, para realçar a condutividade (por exemplo, fluxo de fluido) através das fraturas em que eles encontram-se. Uma vez que pelo menos uma fratura é criada e os particulados estruturantes estão substancialmente no lugar, o fluido de tratamento pode ser “quebrado” (isto é, a viscosidade do fluido é reduzida), e o fluido de tratamento pode ser recuperado da formação.

Fluidos de tratamento também são utilizados em tratamentos de controle de areia, tais como recheio com cascalho. Em tratamentos de “recheio com cascalho”, um fluido de tratamento suspende os particulados (comumente referidos como “particulados de cascalho”), e deposita pelo menos uma porção destes particulados em uma área desejada em um furo do poço, por exemplo, perto de zonas de formação não consolidadas ou fracamente consolidadas, para formar um “recheio com cascalho,” que é um agrupamento de particulados que são recheados suficientemente próximos entre si de modo a impedir a passagem de certos materiais através do recheio com cascalho. Este “recheio com cascalho”, *inter alia*, pode realçar o controle de areia na formação subterrânea e/ou impedir o fluxo de particulados de uma porção não consolidada da formação subterrânea (por exemplo, uma fatura sustentada) em um furo do poço. Um tipo comum de operação de recheio com cascalho envolve colocar uma tela de controle de areia no furo do poço e recheiar o anel entre a tela e o furo do poço com os particulados de cascalho de um tamanho específico designado para impedir a passagem da areia da

formação. Os particulados de cascalho agem, *inter alia*, para impedir que a areia da formação obstrua a tela ou migre com os hidrocarbonetos produzidos, e a tela age, *inter alia*, para impedir que os particulados entrem no furo do poço. Os particulados de cascalho também podem ser revestidos com certos

5 tipos de materiais, incluindo resinas, agentes de aderência, e semelhantes, dentre outros propósitos, para realçar a condutividade (por exemplo, fluxo de fluido) através do recheio com cascalho em que eles se encontram. Uma vez que o recheio com cascalho está substancialmente no lugar, a viscosidade do fluido de tratamento pode ser reduzida para permitir que ele seja recuperado.

10 Em algumas situações, tratamentos de fraturamento e recheio com cascalho são combinados em um único tratamento (comumente referido como operações “FracPac®”). Em tais operações “frac pack”, os tratamentos são geralmente concluídos com uma montagem de tela de recheio com cascalho no lugar com o tratamento de fraturamento hidráulico sendo bombeado

15 através do espaço anular entre o revestimento e a tela. Nesta situação, o tratamento de fraturamento hidráulico termina em uma condição de examinação, criando um recheio com cascalho anular entre a tela e o revestimento. Em outros casos, o tratamento de fraturamento pode ser realizado antes de instalar a tela e colocar um recheio com cascalho.

20 Manter viscosidade suficiente nestes fluidos de tratamento é importante por várias razões. Manter viscosidade suficiente é importante em tratamentos de fraturamento de controle de areia para transporte de particulado e/ou para criar ou realçar largura da fratura. Também, manter viscosidade suficiente pode ser importante em tratamentos de ácido, em

25 redução do atrito e para controlar e/ou reduzir perda de fluido na formação. Além disso, um fluido de tratamento de uma viscosidade suficiente pode ser usado para desviar o fluxo de fluidos presentes dentro de uma formação subterrânea (por exemplo, fluidos de formação, outros fluidos de tratamento) a outras porções da formação, por exemplo, invadindo-se as porções de

permeabilidade mais alta da formação com um fluido que tem viscosidade alta em taxas de cisalhamento baixas. Ao mesmo tempo, embora a manutenção da viscosidade suficiente do fluido de tratamento frequentemente seja desejável, também pode ser desejável reduzir a viscosidade em um tempo particular, *inter alia*, para a recuperação subsequente do fluido da formação.

Para fornecer a viscosidade desejada, agentes de geleificação poliméricos podem ser adicionados aos fluidos de tratamento. Exemplos de agentes de geleificação poliméricos comumente usados incluem, mas não são limitados a, biopolímeros, polissacarídeos tais como gomas guar e derivados dos mesmos, derivados de celulose, polímeros sintéticos, e semelhantes. Estes agentes de geleificação, quando hidratados e em uma concentração suficiente, são capazes de formar uma solução viscosa. Quando usado para fabricar um fluido de tratamento viscosificado de base aquosa, um agente de geleificação é combinado com um fluido aquoso e as porções solúveis do agente de geleificação são dissolvidas no fluido aquoso, aumentando deste modo a viscosidade do fluido. Para aumentar ainda a viscosidade de um fluido de tratamento, frequentemente as moléculas do agente de geleificação são “reticuladas” com o uso de um agente de reticulação. Agentes de reticulação convencionais usualmente compreendem um complexo metálico ou composto que interage com pelo menos duas moléculas de polímero para formar uma “reticulação” entre elas.

Em algum ponto no tempo, por exemplo, depois que um fluido de tratamento viscosificado realizou sua função desejada, a viscosidade do fluido de tratamento viscosificado deveria ser diminuída. Isto é frequentemente referido como “quebra do gel” ou “quebra do fluido”. Isto pode ocorrer, *inter alia*, invertendo-se a reticulação entre moléculas de polímero reticuladas, quebrando as moléculas do agente de geleificação polimérico, ou quebrando as reticulações entre as moléculas de polímero. O uso do termo “quebra” aqui incorpora pelo menos todos estes mecanismos.

Como usado aqui, o termo “fluido de tratamento viscosificado” refere-se a um fluido de tratamento que teve sua viscosidade aumentada por uma composição de diutana ou quaisquer outros meios. Certos fragmentadores que são capazes de quebrar fluidos de tratamento viscosificados compreendendo agentes de geleificação reticulados são conhecidos na técnica. Por exemplo, fragmentadores compreendendo bromato de sódio, clorito de sódio, perssulfato de sódio, perssulfato de amônio, hipoclorito de sódio, hipoclorito de lítio, perborato de sódio, e outros agentes de oxidação foram usados para reduzir a viscosidade de fluidos de tratamento compreendendo polímeros reticulados. Exemplos de tais fragmentadores são descritos nas Patentes U.S. Números 5.759.964 de Shuchart, *et al.*, e 5.413.178 de Walker, *et al.*, as divulgações relevantes das quais são aqui incorporadas por referência.

Embora agentes de oxidação possam ser eficazes para pelo menos quebrar parcialmente fluidos de tratamento compreendendo uma composição de diutana, o uso de fragmentadores de oxidação em combinação com diutana pode interferir com uma capacidade da formação subterrânea para recuperar um nível desejado de permeabilidade. Isto pode ser devido em parte a fluidos de tratamento residuais ou produtos de reação que permanecem na formação depois que o fluido de tratamento é quebrado. Em particular, acredita-se que agentes de oxidação não possam degradar substancialmente ou de outro modo reduzir a presença de corpos bacterianos produtores de diutana na formação subterrânea. Estes corpos bacterianos são considerados serem pelo menos parcialmente responsáveis por criar uma barreira física na formação que reduz a permeabilidade. Adicionalmente, o uso de agentes de oxidação para quebrar fluidos de tratamento compreendendo uma composição de diutana pode ser problemático em temperaturas acima de cerca de 93,33°C (200°F), porque fragmentadores de oxidação podem degradar o fluido de tratamento muito rapidamente para que o fluido de tratamento suspenda particulados estruturantes durante uma duração desejada de tempo, por

exemplo, a duração de tempo necessária para que o fluido de tratamento transporte os particulados estruturantes a um local desejado na formação. Em particular, um fluido de tratamento que é geleificado com diutana e contém um fragmentador de oxidação pode não ser capaz de suspender adequadamente os particulados durante uma duração desejada de tempo, por exemplo mais do que cerca de duas horas.

SUMÁRIO

A presente invenção diz respeito a métodos e composições para o uso em operações industriais, em campo petrolífero, e/ou subterrâneas. Mais particularmente, a presente invenção diz respeito a métodos de reduzir a viscosidade de fluidos de tratamento que compreendem um agente de geleificação compreendendo uma composição de diutana, e utilizar fragmentadores que compreendem uma composição ácida.

Em uma forma de realização, a presente invenção fornece um método compreendendo fornecer um fluido de tratamento compreendendo um fluido de base e um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana; fornecer um fragmentador que compreende uma composição ácida; deixar o fragmentador interagir com o fluido de tratamento; e deixar a viscosidade do fluido de tratamento diminuir.

Em uma outra forma de realização, a presente invenção fornece um método compreendendo fornecer um fluido de tratamento que compreende um fluido de base, um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana, e um fragmentador que compreende uma composição ácida; introduzir o fluido de tratamento em pelo menos uma porção da formação subterrânea; e deixar a viscosidade do fluido de tratamento diminuir.

Ainda em uma outra forma de realização, a presente invenção fornece um método compreendendo fornecer um fluido de tratamento que compreende um fluido de base e um agente de geleificação que compreende

uma composição de diutana; fornecer um fragmentador que compreende uma composição ácida; introduzir o fluido de tratamento em uma porção da formação subterrânea em ou acima de uma pressão suficiente para criar ou realçar uma ou mais fraturas na porção da formação subterrânea; deixar o fragmentador interagir com o fluido de tratamento; e deixar a viscosidade do fluido de tratamento diminuir.

As características e vantagens da presente invenção estarão prontamente evidentes àqueles habilitados na técnica. Embora numerosas mudanças possam ser feitas por aqueles habilitados na técnica, tais mudanças estão dentro do espírito da invenção.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Estes desenhos ilustram certos aspectos de algumas das formas de realização da presente invenção, e não deveriam ser usados para limitar ou definir a invenção.

FIGURA 1 ilustra dados de suspensão de estruturante de vários fluidos de tratamento, incluindo certas formas de realização dos fluidos de tratamento da presente invenção.

FIGURA 2 ilustra dados de suspensão de estruturante de vários fluidos de tratamento, incluindo certas formas de realização dos fluidos de tratamento da presente invenção.

FIGURA 3 ilustra dados de suspensão de estruturante de vários fluidos de tratamento, incluindo certas formas de realização dos fluidos de tratamento da presente invenção.

FIGURA 4 ilustra as propriedades de transmitância de um fluido de tratamento da presente invenção.

DESCRIÇÃO DAS FORMAS DE REALIZAÇÃO PREFERIDAS

A presente invenção diz respeito a métodos e composições para o uso em operações industriais, em campo petrolífero, e/ou subterrâneas. Mais particularmente, a presente invenção diz respeito a métodos de reduzir a

viscosidade de fluidos de tratamento que compreendem um agente de geleificação compreendendo uma composição de diutana, e utilizar fragmentadores que compreendem uma composição ácida.

Embora as composições e métodos da presente invenção possam ser adequados para o uso em uma variedade de tratamentos subterrâneos, eles podem ser particularmente úteis em tratamentos para formações subterrâneas compreendendo temperaturas elevadas, tais como aquelas acima de 93,33°C (200°F). Uma das muitas vantagens da presente invenção é que ela pode levar em consideração uma diminuição controlada na viscosidade de um fluido de tratamento viscosificado. Em algumas formas de realização, um fragmentador da presente invenção pode ser capaz de quebrar um fluido de tratamento compreendendo uma composição de diutana em temperaturas acima de 93,33°C (200°F), enquanto fornecendo suspensão de estruturante satisfatória durante um período mínimo desejado de tempo, por exemplo duas horas, depois que o fragmentador contacta o fluido de tratamento. Além disso, em algumas formas de realização, quando o fluido de tratamento viscosificado é quebrado, níveis diminuídos de resíduo podem estar presentes quando comparados aos fluidos de tratamento viscosificados tradicionais.

Os fluidos de tratamento da presente invenção geralmente compreendem um fluido de base, um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana, e um fragmentador que compreende uma composição ácida. Alternativamente, em certas formas de realização, os fluidos de tratamento da presente invenção podem ser deixados interagir com um fragmentador que não é um componente do fluido de tratamento.

Os agentes de geleificação adequados para o uso nos métodos da presente invenção compreendem uma composição de diutana. O termo “composição de diutana” como usado aqui, refere-se a um agente de geleificação que pode compreender diutana, a diutana purificada, ou

combinações dos mesmos. Em geral, a diutana é um polissacarídeo que pode ser preparado por fermentação de uma cepa de *sphingomonas*. Diutana também pode ser referido como um polissacarídeo designado S-657 ou S-8 em alguma literatura. Sua estrutura foi esclarecida como tendo uma unidade de repetição de um hexassacarídeo com uma unidade de repetição de tetrassacarídeo na cadeia principal que compreende unidades de glicose e ramnose e uma cadeia lateral de di-ramnose. Acredita-se ter propriedades de espessamento, suspensão, e estabilização em soluções aquosas e/ou não aquosas. Detalhes da estrutura de goma de diutana podem ser encontrados em um artigo de Diltz *et al.*, “Location of O-acetyl Groups in S-657 Using the Reductive-Cleavage Method”, CARBOHYDRATE RESEARCH, Vol. 331, p. 265-270 (2001), que é por meio deste incorporado por referência em sua totalidade. Detalhes da preparação de goma de diutana podem ser encontrados na Pat. U.S. Nº 5.175.278, que é por meio deste incorporada por referência em sua totalidade.

O termo “diutana purificada” como usado aqui refere-se a uma diutana que tem propriedades de turvação e/ou filtração melhoradas quando comparado a diutana não purificada. Em algumas formas de realização, diutanas purificadas adequados podem ter sido tratados com enzimas ou semelhantes para remover estruturas celulares residuais, tais como paredes celulares. Em algumas formas de realização, diutanas purificadas adequados podem ser produzidos de cepas geneticamente modificadas ou bioengenheiradas de bactérias ou outras cepas de bactérias que permitem que a diutana purificada tenha propriedades funcionais melhoradas tais como filtrabilidade, turvação, etc. Em uma forma de realização, a diutana purificada pode ser modificado por engenharia genética ou seleção de bactérias ou o resultado de tratamento químico ou derivação de uma diutana. Um exemplo de uma tal modificação seria onde uma porção da diutana é oxidada ou hidrolisada. Diutana purificada adequado também pode estar presente em uma

forma que apenas parcialmente hidratará ou não hidratará em temperatura ambiente. Esta forma de diutana purificada pode ser quimicamente modificada, quimicamente revestida, geneticamente modificada, ou produzida a partir de uma nova cepa de bactérias.

5 Uma fonte adequada de uma composição de diutana é “GEOVIS XT”, que é comercialmente disponível da Kelco Oil Field Group, Houston, Texas. Uma outra fonte adequada de uma composição de diutana é “FDP-S848-07” e “FDP-S849-07”, ambos dos quais estão disponíveis da Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma. Outros exemplos de fontes
10 adequadas de uma composição de diutana podem incluir aqueles divulgados na Patente U.S. Nº 5.175.278 e Pedidos de Patente U.S. Nºs 2006/0121578, 2006/0199201, 2006/0166836, 2006/0166837, e 2006/0178276, as divulgações relevantes dos quais são aqui incorporadas por referência.

 O agente de geleificação compreendendo diutana pode ser
15 fornecido em qualquer forma que é adequada para o fluido de tratamento particular e/ou aplicação da presente invenção. Em certas formas de realização, o agente de geleificação pode ser fornecido como um aditivo de líquido, gel, suspensão, e/ou sólido que é misturado ou incorporado em um fluido de tratamento usado em combinação com a presente invenção. O
20 agente de geleificação também pode estar presente em uma forma particulada sólida de qualquer tamanho ou forma. Por exemplo, particulados de tamanho maior de forma esférica podem ser usados, *inter alia*, para formar partículas de bloqueio de túnel de perfuração, similares a esferas do recheio de perfuração. Similarmente, particulados de tamanho menor podem ser usados,
25 *inter alia*, como um material de controle de perda de fluido que pode agir para estender-se sobre fraturas naturais ou outros canais. O agente de geleificação deveria estar presente em um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção em uma quantidade suficiente para comunicar a viscosidade desejada (por exemplo, viscosidade suficiente para desviar o

fluxo, reduzir a perda de fluido, suspender particulados, fornecer redução do atrito, etc.) a um fluido de tratamento. Mais especificamente, em algumas formas de realização, a quantidade de agente de geleificação usado nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção pode variar de cerca de 0,25 libras por 1000 galões de fluido de tratamento (“lb/Mgal”) (30 g/m³) a cerca de 200 lb/Mgal (24000 g/m³). Em outras formas de realização, a quantidade de agente de geleificação incluída nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção pode variar de cerca de 30 lb/Mgal (3.595 g/m³) a cerca de 80 lb/Mgal (9.586 g/cm³). Em uma outra forma de realização, cerca de 60 lb/Mgal (7.190 g/cm³) de um agente de geleificação são incluídos em um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção. Deveria ser observado que em furos do poço compreendendo temperaturas de furo de fundo de 93,33°C (200°F) ou mais, 70 lb/Mgal (8.387 g/cm³) ou mais do agente de geleificação podem ser vantajosamente usados em um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção. Em formas de realização em que a quantidade de composição de diutana aproxima-se de 200 lb/Mgal (24000 g/m³), a composição de diutana pode agir para aumentar a viscosidade do fluido de tratamento de modo que o fluido de tratamento possa ser usado como um fluido de desvio, pílula de perda de fluido para vedar uma formação, ou como um dispositivo de limpeza de tubo químico em um oleoduto.

Em algumas formas de realização, os agentes de geleificação adequados para o uso nos métodos da presente invenção podem compreender uma diutana purificada, em que a diutana purificada em uma concentração de 0,1% em água deionizada, em uma célula óptica de 1 cm, tem uma transmitância em comprimento de onda de 600 nanômetros (“nm”) de pelo menos cerca de 65%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada pode ter uma transmitância de pelo menos cerca de 75%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada pode ter uma transmitância de pelo menos

cerca de 85%. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação reconhecerá que a transmitância de qualquer fluido de tratamento particular também pode variar dependendo da adição de certos aditivos, da composição do fluido de tratamento, do grau de hidratação da
5 composição de diutana, da temperatura, e do pH do fluido de tratamento.

Em algumas formas de realização, os agentes de geleificação adequados para o uso nos métodos da presente invenção podem compreender uma diutana purificada, em que a diutana purificada em uma concentração de 0,1% em água deionizada, em uma célula óptica de 1 cm, tem uma
10 transmitância em comprimento de onda de 350 nanômetros (“nm”) de pelo menos cerca de 20%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 25%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 30%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma
15 transmitância de pelo menos cerca de 40%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 50%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 60%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 70%. Em algumas
20 formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 80%. Em algumas formas de realização, a diutana purificada tem uma transmitância de pelo menos cerca de 90%. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação reconhecerá que a transmitância de qualquer fluido de tratamento particular também pode
25 variar dependendo da adição de certos aditivos, da composição do fluido de tratamento, do grau de hidratação da composição de diutana, da temperatura, e do pH do fluido de tratamento.

Em outras formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada

em uma quantidade de 42 lb/Mgal (5.032 g/cm³) em uma salmoura de brometo de sódio tendo uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) (1,37 g/cm³) pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 30 gramas em 5 minutos na temperatura ambiente em um teste laboratorial de filtração em um

5 Baroid Filter Press usando 275,79 kPa (40 psi) de pressão diferencial e um papel de filtro Whatman #50 de 11 cm tendo um tamanho de poro de 2,7 µ. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 35 gramas em 5 minutos. Em algumas

10 formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 40 gramas em 5 minutos. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que

15 cerca de 45 gramas em 5 minutos.

Em outras formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada em uma quantidade de 42 lb/Mgal (5.032 g/cm³) em uma salmoura de brometo de sódio tendo uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) (1,37 g/cm³) pode

20 ter uma perda de fluido maior do que cerca de 145 gramas em 5 minutos na temperatura ambiente em um teste laboratorial de filtração em um Baroid Filter Press usando 275,79 kPa (40 psi) de pressão diferencial e um papel de filtro Whatman #2 de 11 cm tendo um tamanho de poro de 8 µ. Em algumas formas de realização um fluido de tratamento adequado para o uso na presente

25 invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 150 gramas em 5 minutos. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 155 gramas em 5 minutos. Em algumas formas de realização, um

fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 160 gramas em 5 minutos.

Em outras formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada em uma quantidade de 42 lb/Mgal (5.032 g/cm^3) em uma salmoura de brometo de sódio tendo uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) ($1,37 \text{ g/cm}^3$) pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 115 gramas em 2,5 minutos na temperatura ambiente em um teste laboratorial de filtração em um Baroid Filter Press usando 275,79 kPa (40 psi) de pressão diferencial e um papel de filtro Whatman #2 de 11 cm tendo um tamanho de poro de 8μ . Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 120 gramas em 2,5 minutos. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 130 gramas em 2,5 minutos. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreendendo diutana purificada pode ter uma perda de fluido maior do que cerca de 140 gramas em 2,5 minutos. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação reconhecerá que a taxa de filtração de qualquer fluido de tratamento particular da presente invenção também pode variar dependendo da adição de certos aditivos, da composição do fluido de tratamento, do grau de hidratação da composição de diutana, da temperatura, e do pH do fluido de tratamento.

Opcionalmente, os fluidos de tratamento adequados para o uso nos métodos da presente invenção podem compreender um agente de geleificação adicional se o uso da diutana e do agente de geleificação produz um resultado desejável, por exemplo, um efeito sinérgico. Em algumas

formas de realização, a diutana pode ser usada em combinação com outros agentes de geleificação de modo que a diutana apenas comunica sua viscosidade uma vez que o fluido de tratamento entrou na formação para fornecer viscosidade em temperaturas elevadas onde outros agentes de geleificação não podem mais fornecer viscosidade adequada. Agentes de geleificação adicionais adequados podem incluir polissacarídeos e gomas de galactomanana. Dependendo da aplicação, um agente de geleificação pode ser mais adequado do que um outro. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação será capaz de determinar se um agente de geleificação adicional deveria ser incluído para uma aplicação particular com base, por exemplo, na viscosidade desejada do fluido de tratamento e na temperatura de furo do fundo (“BHT”) do furo do poço.

Os fragmentadores adequados para o uso na presente invenção geralmente compreendem uma composição ácida. A composição ácida pode estar presente no fluido de tratamento em uma quantidade suficiente para diminuir a viscosidade de um fluido de tratamento compreendendo um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana. A quantidade e composição da composição ácida utilizada na presente invenção podem depender de vários fatores, incluindo a composição e/ou temperatura da formação, o tipo e/ou quantidade de agentes de geleificação usados, o tipo e/ou quantidade de agente de reticulação usado se algum, o pH do fluido de tratamento, as propriedades de tamponamento de pH de substâncias nativas para uma formação subterrânea em que o fluido de tratamento é usado, e semelhantes. Se o tempo de reação for uma preocupação, mantendo todos os outros fatores constantes, geralmente a viscosidade do fluido de tratamento pode diminuir em uma taxa mais rápida conforme a concentração da composição ácida no fragmentador é aumentada (por exemplo, conforme o pH é diminuído).

As composições ácidas da presente invenção podem

compreender um ácido, um composto de geração de ácido, e combinações dos mesmos. Exemplos de ácidos que podem ser adequados para o uso na presente invenção incluem, mas não são limitados a ácidos orgânicos, por exemplo, ácidos fórmicos, ácidos acéticos, ácidos carbônicos, ácidos cítricos, ácidos glicólicos, ácidos lácticos, ácido etilenodiaminotetraacético (“EDTA”), ácido hidroxietil etilenodiamino triacético (“HEDTA”), e semelhantes, ácidos inorgânicos, por exemplo, ácido clorídrico, ácido fluorídrico, ácido p-toluenossulfônico, e semelhantes, e combinações dos mesmos.

Exemplos de compostos de geração de ácido que podem ser adequados para o uso na presente invenção incluem, mas não são limitados a, ésteres, poliésteres alifáticos, orto ésteres, que também podem ser conhecidos como orto éteres, poli (orto ésteres), que também podem ser conhecidos como poli(orto éteres), poli(lactídeos), poli(glicolídeos), poli(c-caprolactonas), poli(hidroxibutiratos), poli(anidridos), ou copolímeros dos mesmos. Derivados e combinações também podem ser adequados. O termo “copolímero” como usado aqui é não limitado à combinação de dois polímeros, mas inclui qualquer combinação de polímeros, por exemplo, terpolímeros e semelhantes. Outros compostos de geração de ácido adequados incluem: ésteres incluindo, mas não limitados a, monoformiato de etileno glicol, diformiato de etileno glicol, diformiato de dietileno glicol, monoformiato de glicerila, diformiato de glicerila, triformiato de glicerila, diformiato de trietileno glicol e ésteres de formiato de pentaeritritol. Outros materiais adequados podem ser divulgados nas Patentes U.S. N^{os} 6.877.563 e 7.021.383, as divulgações das quais são incorporadas por referência.

Nestas formas de realização onde um composto de geração de ácido é usado no fragmentador, o composto de geração de ácido pode gerar um fundo de ácido em uma forma retardada. Os compostos de geração de ácido podem ser reagidos com pequenas quantidades de materiais reativos tais como ácidos minerais, ácidos orgânicos, anidridos ácidos, e semelhantes para

diminuir o pH para acelerar a hidrólise do composto de geração de ácido se desejado. O composto de geração de ácido também pode gerar fundo de álcoois que pode ser benéfico para a operação. Adicionalmente, estes álcoois podem ser usados para pelo menos remover parcialmente blocos de condensado, ou mover ou evitar blocos de água na formação. Estes álcoois também podem agir como inibidores de hidrato. A geração retardada destes álcoois pode ser benéfica em outros modos igualmente. Por exemplo, a produção deste fundo de álcoois pode fornecer a vantagem eminente de ser capaz de fornecer o fundo de álcoois sem ter que bombeá-lo. Isto pode ser benéfico, por exemplo, em algumas áreas, onde pode ser problemático bombear um álcool (por exemplo, quando o ambiente tem uma temperatura que é maior do que o ponto de fulgor do álcool ou quando regulamentos ambientais ou culturais não permitem o bombeamento de tais álcoois), a geração retardada pode ser útil. Também, estes álcoois gerados podem ser preferidos sobre álcoois padrão porque alguns álcoois padrão contêm inibidores químicos que podem interagir com a química dentro do furo do poço em um tal modo como para ser problemático. Além disso, remessa e armazenagem de álcoois padrão podem ser problemáticas. O álcool particular desprendido depende do composto de geração de ácido que é usado. Por exemplo, trimetilortoformiato desprende três moléculas de metanol para cada molécula de ácido fórmico; o metanol pode ser útil para a inibição de hidrato.

Em formas de realização preferidas, os fluidos de tratamento da presente invenção podem compreender um ajustador de pH. O ajustador de pH pode estar presente nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção em uma quantidade suficiente para manter e/ou ajustar o pH do fluido. Em algumas formas de realização, o ajustador de pH pode estar presente em uma quantidade suficiente para manter e/ou ajustar o pH do fluido a um pH na faixa de cerca de 1 a cerca de 5. Em outras formas de realização, o ajustador de pH pode estar presente em uma quantidade

suficiente para manter e/ou ajustar o pH do fluido a um pH na faixa de cerca de 1 a cerca de 4, ou na faixa de cerca de 2 a cerca de 4. Em geral, um ajustador de pH pode funcionar, *inter alia*, para afetar a taxa de hidrólise do agente de geleificação. Em algumas formas de realização, um ajustador de pH

5 pode ser incluído no fluido de tratamento, *inter alia*, para ajustar o pH do fluido de tratamento, ou manter o pH do fluido de tratamento próximo, a um pH que equilibra a duração de certas propriedades do fluido de tratamento (por exemplo a capacidade para suspender o estruturante) com a capacidade do fragmentador para reduzir a viscosidade do fluido de tratamento e/ou um

10 pH que resultará em uma diminuição na viscosidade do fluido de tratamento tal que ele não impede a produção de hidrocarbonetos da formação. Em certas formas de realização, o ajustador de pH compreende um sal de um ácido orgânico tal como formiato de sódio ou potássio, acetato de sódio ou potássio, citrato de sódio ou potássio, glicolato de sódio ou potássio, maleato de sódio

15 ou potássio, fosfato de sódio ou potássio, diidrogeno fosfato de potássio, formiato de césio, combinações dos mesmos, derivados dos mesmos, e semelhantes. Em algumas formas de realização, o ajustador de pH pode compreender uma pequena quantidade de uma base forte tal como NaOH, Na_2CO_3 , e $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Em outras formas de realização, o ajustador de pH pode

20 ser qualquer outra substância conhecida na técnica capaz de manter o pH do fragmentador em uma faixa limitada. Uma pessoa de habilidade comum na técnica, com o benefício desta divulgação, reconhecerá o ajustador de pH apropriado e quantidade deste para usar para uma aplicação escolhida.

Em certas formas de realização da presente invenção, o

25 fragmentador pode compreender uma combinação de uma composição ácida e um “componente fragmentador adicional”, que aqui refere-se a qualquer outro fragmentador conhecido na técnica que não impacta negativamente o componente ácido da composição de fragmentador. Exemplos de fragmentadores adicionais adequados incluem, mas não são limitados a,

clorito de sódio, bromato de sódio, e semelhantes. Em certas formas de realização da presente invenção, o fragmentador pode ser formulado para permanecer inativo até que ele seja “ativado”, dentre outras coisas, por certas condições no fluido (por exemplo, pH, temperatura, etc.) e/ou contato com alguma outra substância. Em algumas formas de realização, o fragmentador pode ser retardado por encapsulação com um revestimento (por exemplo, um revestimento poroso através do qual o fragmentador pode difundir lentamente, ou um revestimento degradável que degrada o fundo do paço) que retarda a liberação do fragmentador até um tempo ou local desejados.

O fragmentador pode interagir com os fluidos de tratamento da presente invenção em uma quantidade suficiente para fornecer a redução desejada na viscosidade do fluido de tratamento. A quantidade e composição do fragmentador utilizado na presente invenção pode depender de vários fatores, incluindo a composição e/ou temperatura da formação, o tipo e/ou quantidade de agentes de geleificação usados, o tratamento subterrâneo particular, o tempo de quebra desejado do fluido, o tipo e/ou quantidade de agente de reticulação usado se algum, o pH do fluido de tratamento, o pH do fragmentador, e semelhantes. Em formas de realização em que o fluido de tratamento tem particulados em suspensão neste, a quantidade de fragmentador usado também pode depender da duração de tempo que o usuário deseja que o fluido de tratamento suporte os particulados. Uma pessoa habilitada na técnica, com o benefício desta divulgação, reconhecerá a quantidade e o tipo de fragmentador adequado para uma aplicação particular da presente invenção.

Fluidos de base adequados para o uso na presente invenção incluem fluidos de base aquosos e fluidos de base não aquosos. Fluidos de base aquosos adequados que podem ser usados nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção podem incluir água doce, água salgada, salmoura, água do mar, ou qualquer outro fluido aquoso que,

preferivelmente, não interage adversamente com os outros componentes usados de acordo com esta invenção ou com a formação subterrânea. O fluido aquoso de base preferivelmente está presente nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção em uma quantidade suficiente para hidratar substancialmente o agente de geleificação. Fluidos de base não aquosos adequados que podem ser usados nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção podem incluir glicerol, glicol, poliglicóis, etileno glicol, propileno glicol, e éter metílico de dipropileno glicol. Outros exemplos de fluidos de base não aquosos adequados que podem ser usados na presente invenção são divulgados na Patente U.S. Nº 6.632.779, a divulgação relevante da qual é aqui incorporada por referência. Em algumas formas de realização, o fluido de base pode estar presente nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção em uma quantidade na faixa de cerca de 5% a 99,99% em volume do fluido de tratamento.

Em algumas formas de realização, os fluidos de base adequados para o uso nos fluidos de tratamento podem ser espumados (por exemplo, um líquido que compreende um gás tal como nitrogênio ou dióxido de carbono). Como usado aqui, o termo “espumado” também refere-se a fluidos co-misturados. Em certas formas de realização, pode ser desejável que o fluido de base seja espumado, *inter alia*, para reduzir a quantidade de fluido de base que é necessário, por exemplo em formações subterrâneas sensíveis em água, para reduzir a perda de fluido à formação subterrânea, realçar o retorno dos fluidos, e/ou para fornecer suspensão de estruturante realçada. Além disso, em certas formas de realização onde os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção são usados para desvio de fluido, pode ser desejável que o tratamento seja espumado. Embora vários gases possam ser utilizados para formar os fluidos de tratamento desta invenção, nitrogênio, dióxido de carbono, e misturas destes são preferidos. Em exemplos de tais formas de realização, o gás pode estar presente em um fluido

de tratamento adequado para o uso na presente invenção em uma quantidade na faixa de cerca de 5% a cerca de 98% em volume do fluido de tratamento, e mais preferivelmente na faixa de cerca de 20% a cerca de 80%. A quantidade de gás para incorporar no fluido pode ser afetada por fatores incluindo a

5 viscosidade do fluido e pressões na cabeça do poço envolvidas em uma aplicação particular. Um exemplo de um fluido espumado adequado para o uso com a presente invenção são aqueles divulgados no Pedido de Patente U.S. Serial Nº 11/506.703, a divulgação relevante do qual é aqui incorporada por referência.

10 Se desejado, os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção também podem ser usados na forma de uma emulsão. Um exemplo de uma emulsão adequada compreenderia um fluido aquoso de base compreendendo um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana, e um hidrocarboneto adequado. Em algumas formas de realização,

15 a emulsão pode compreender aproximadamente 30% de um fluido aquoso de base e 70% de um hidrocarboneto adequado. Em algumas formas de realização, a fase externa da emulsão seria aquosa. Em certas formas de realização, pode ser desejável usar uma emulsão, *inter alia*, para reduzir a perda de fluido à formação subterrânea, e/ou para fornecer suspensão de

20 estruturante realçada. Outros benefícios e vantagens para usar emulsões nos métodos da presente invenção estarão evidentes a uma pessoa de habilidade comum na técnica.

Em certas formas de realização, os fluidos de tratamento adequados para o uso nos métodos da presente invenção também podem

25 compreender opcionalmente salmouras, sais, aditivos de controle de pH, tensoativos, fragmentadores, bactericidas, reticuladores, aditivos de controle de perda de fluido, estabilizadores, quelantes, inibidores de incrustação, inibidores de corrosão, inibidores de hidrato, estabilizadores de argila, substitutos de sal (tais como cloreto de trimetil amônio), modificadores de

permeabilidade relativa (tais como HPT-1[®] disponível da Halliburton Energy Services, Duncan, Oklahoma), descontaminantes de sulfeto, fibras, nanopartículas, combinações dos mesmos, ou semelhantes.

Em algumas formas de realização, o fluido de tratamento pode compreender uma salmoura. Salmouras adequadas para o uso em algumas formas de realização da presente invenção podem incluir aqueles que compreendem cátions monovalentes, bivalentes ou trivalentes. Alguns cátions bivalentes ou trivalentes, tais como magnésio, cálcio, ferro, e zircônio, em algumas concentrações e em alguns níveis de pH, podem causar reticulação indesejável de um polímero de diutana. Se uma fonte de água for usada que contém tais cátions bivalentes ou trivalentes em concentrações suficientemente altas para serem problemáticas, então tais sais bivalentes ou trivalentes podem ser removidos, por um processo tal como osmose reversa, ou elevando-se o pH da água de modo a separar por precipitação tais sais para diminuir a concentração de tais sais na água antes que a água seja usada. Um outro método seria incluir um agente quelante para ligar quimicamente os íons problemáticos para impedir suas interações indesejáveis com a diutana. Como usado aqui, o termo “agente quelante” ou “quelante” também refere-se a agentes sequestrantes e semelhantes. Quelantes adequados incluem, mas não são limitados a, ácido cítrico ou citrato de sódio. Outros agentes quelantes também são adequados. Salmouras, onde usadas, podem ser de qualquer peso. Exemplos de salmouras adequadas incluem salmouras de brometo de cálcio, salmouras de brometo de zinco, salmouras de cloreto de cálcio, salmouras de cloreto de sódio, salmouras de brometo de sódio, salmouras de brometo de potássio, salmouras de cloreto de potássio, salmouras de nitrato de sódio, salmouras de formiato de sódio, salmouras de formiato de potássio, salmouras de formiato de cério, salmouras de cloreto de magnésio, misturas destes, e semelhantes. A salmoura escolhida deveria ser compatível com a formação e deveria ter uma densidade suficiente para fornecer o grau apropriado de

controle do poço. Sais adicionais podem ser adicionados a uma fonte de água, por exemplo, para fornecer uma salmoura, e um fluido de tratamento resultante, tendo uma densidade desejada. Uma salmoura adequada preferida é a água do mar. Os agentes de geleificação da presente invenção podem ser
5 usados com êxito com a água do mar.

Sais opcionalmente podem ser incluídos nos fluidos de tratamento da presente invenção para muitos propósitos, incluindo, por razões relacionadas à compatibilidade do fluido de tratamento com a formação e fluidos de formação. Para determinar se um sal pode ser vantajosamente
10 usado para propósitos de compatibilidade, um teste de compatibilidade pode ser realizado para identificar problemas de compatibilidade potenciais. A partir de tais testes, uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação será capaz de determinar se um sal deveria ser incluído em um fluido de tratamento adequado para o uso na presente
15 invenção. Sais adequados incluem, mas não são limitados a, cloreto de cálcio, cloreto de sódio, cloreto de magnésio, cloreto de potássio, brometo de sódio, brometo de potássio, cloreto de amônio, formiato de sódio, formiato de potássio, formiato de cério, misturas destes, e semelhantes. A quantidade de sal que deveria ser adicionada deveria ser a quantidade necessária para a
20 compatibilidade da formação, tal como estabilidade de minerais de argila, tomando em consideração a temperatura de cristalização da salmoura, por exemplo, a temperatura em que o sal precipita da salmoura conforme a temperatura cai.

Em algumas formas de realização, o fluido de tratamento
25 opcionalmente pode compreender um agente quelante. Quando adicionado aos fluidos de tratamento da presente invenção, o agente quelante pode quelar qualquer ferro dissolvido (ou outro cátion bivalente ou trivalente) que pode estar presente no fluido aquoso. Tal quelação pode impedir tais íons de reticular as moléculas de agente de geleificação. Tal reticulação pode ser

problemática porque, *inter alia*, ela pode causar problemas de filtração, problemas de injeção, e/ou causar problemas de recuperação de permeabilidade. Qualquer agente quelante adequado pode ser usado com a presente invenção. Exemplos de agentes quelantes adequados incluem, mas

5 não são limitados a, uma forma anidra de ácido cítrico, comercialmente disponível sob o nome comercial “Fe-2®” Iron Sequestering Agent da Halliburton Energy Services, Inc., of Duncan, Oklahoma. Um outro exemplo de um agente quelante adequado é uma solução de ácido cítrico dissolvida em água, comercialmente disponível sob o nome comercial “Fe-2A®” buffering

10 agent da Halliburton Energy Services, Inc., of Duncan, Oklahoma. Outros agentes quelantes que podem ser adequados para o uso com a presente invenção incluem, *inter alia*, ácido nitrilotriacético (“NTA”), qualquer forma de ácido etileno diamina tetracético (“EDTA”), ácido hidroxietililenodiaminatriacético (“HEDTA”), sal de tetrassódio do ácido dicarboximetil glutâmico (“GLDA”), ácido dietilenotriaminapentaacético

15 (“DTPA”), ácido propilenodiaminotetraacético (“PDTA”), ácido etilenodiaminodi(o-hidroxifenilacético) (“EDDHA”), ácido glicoeptônico, ácido glucônico, citrato de sódio, ácido fosfônico, sais destes, e semelhantes. Em algumas formas de realização, o agente quelante pode ser um sal de sódio

20 ou potássio. Geralmente, o agente quelante pode estar presente em uma quantidade suficiente para impedir a reticulação das moléculas de agente de geleificação por qualquer ferro livre (ou qualquer outro cátion bivalente ou trivalente) que pode estar presente. Em uma forma de realização, o agente quelante pode estar presente em uma quantidade de cerca de 0,02% a cerca de

25 50,0% em peso do fluido de tratamento. Em uma outra forma de realização, o agente quelante está presente em uma quantidade na faixa de cerca de 0,02% a cerca de 2,0% em peso do fluido de tratamento. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação será capaz de determinar a concentração apropriada de um agente quelante para uma aplicação

particular.

Em algumas formas de realização, os fluidos de tratamento podem incluir tensoativos, por exemplo, para melhorar a compatibilidade dos fluidos de tratamento da presente invenção com outros fluidos (como quaisquer fluidos de formação) que podem estar presentes no furo do poço. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação será capaz de identificar o tipo de tensoativo assim como a concentração apropriada de tensoativo a ser usado. Tensoativos adequados podem ser usados em uma forma líquida ou em pó. Onde usado, os tensoativos podem estar presentes no fluido de tratamento em uma quantidade suficiente para impedir a incompatibilidade com fluidos de formação, outros fluidos de tratamento, ou fluidos do furo do poço. Em uma forma de realização onde tensoativos líquidos são usados, os tensoativos estão geralmente presentes em uma quantidade na faixa de cerca de 0,01% a cerca de 5,0% em volume do fluido de tratamento. Em uma forma de realização, os tensoativos líquidos estão presentes em uma quantidade na faixa de cerca de 0,1% a cerca de 2,0% em volume do fluido de tratamento. Em formas de realização onde tensoativos em pó são usados, os tensoativos podem estar presentes em uma quantidade na faixa de cerca de 0,001% a cerca de 0,5% em peso do fluido de tratamento. Exemplos de tensoativos adequados são não emulsificadores comercialmente disponíveis da Halliburton Energy Services, Inc., of Duncan, Oklahoma, sob os nomes comerciais não emulsificador não iônico “LOSURF-259[®]”, tensoativo não iônico “LOSURF300[®]”, tensoativo não iônico “LOSURF357[®]”, e tensoativo “LOS1JRF400[®]”. Um outro exemplo de um tensoativo adequado é um não emulsificador comercialmente disponível da Halliburton Energy Services, Inc., of Duncan, Oklahoma, sob o nome comercial Tensoativo “NEA-96M[®]”.

Em algumas formas de realização, o tensoativo pode ser um tensoativo viscoelástico. Estes tensoativos viscoelásticos podem ser

catiônicos, aniônicos, não iônicos, anfóteros, ou zwitteriônicos em natureza. Os tensoativos viscoelásticos podem compreender qualquer número de compostos diferentes, incluindo sulfonatos de éster metílico (por exemplo, como descrito nos Pedidos de Patente U.S. Nºs 2006/0180310, 2006/0180309, 2006/0183646 e Patente U.S. Nº 7.159.659, as divulgações relevantes dos
5 quais são incorporadas aqui por referência), queratina hidrolisada (por exemplo, como descrito na Patente dos Estados Unidos Nº 6.547.871, a divulgação relevante da qual é incorporada aqui por referência), sulfossuccinatos, tauratos, óxidos de amina, amidas etoxiladas, ácidos graxos
10 alcoxilados, álcoois alcoxilados (por exemplo, etoxilato de álcool laurílico, nonil fenol etoxilado), aminas graxas etoxiladas, alquil aminas etoxiladas (por exemplo, etoxilato de cocoalquilamina), betaínas, betaínas modificadas, alquilamidobetaínas (por exemplo, cocoamidopropil betaína), compostos de amônio quaternário (por exemplo, cloreto de trimetilseboamônio, cloreto de
15 trimetilcocoamônio), derivados dos mesmos, e combinações dos mesmos.

Deveria ser observado que, em algumas formas de realização, pode ser benéfico adicionar um tensoativo a um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção visto que este fluido está sendo bombeado do fundo do poço para ajudar a eliminar a possibilidade de
20 espumação. Entretanto, nestas formas de realização onde é desejável espumar os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção, tensoativos tais como agente de suspensão ativo de superfície HY-CLEAN (HC-2)[®] ou aditivo AQF-2[®], ambos comercialmente disponíveis da Halliburton Energy Services, Inc., of Duncan, Oklahoma, podem ser usados.
25 Exemplos adicionais de agentes de espumação que podem ser utilizados para espumar e estabilizar os fluidos de tratamento de ácido desta invenção incluem, mas não são limitados a, betaínas, óxidos de amina, sulfonatos de éster metílico, alquilamidobetaínas tais como cocoamidopropil betaína, sulfonato de alfa-olefina, cloreto de trimetilseboamônio, sulfato de

alquiletoxilato C8 a C22 e cloreto de trimetilcocoamônio. Outros tensoativos adequados que podem ser ou não espumadores em uma aplicação particular que estão disponíveis da Halliburton Energy Services incluem: “19N”, “G-Sperse Dispersant”, agente de espumação “Howco-Suds®”, e auxiliar de dispersão “A-Sperse®” para aditivos ácidos. Outros agentes de espumação e agentes de estabilização de espuma adequados podem ser incluídos igualmente, que serão conhecidos àqueles habilitados na técnica com o benefício desta divulgação.

Em outras formas de realização, pode ser desejável emulsificar o fluido de tratamento com um hidrocarboneto, formando uma emulsão externa de fase aquosa. Nestas formas de realização, um tensoativo de emulsificação seria usado. Um exemplo de um tensoativo de emulsificação adequado inclui um tensoativo não iônico tal como um éster de sorbitano. O Emulsificador SEM-7®, disponível da Halliburton Energy Services em Duncan, Oklahoma é um exemplo de um outro tensoativo adequado. Se um tensoativo for usado, geralmente uma quantidade de cerca de 0,1% a cerca de 3% com base no volume é suficiente. Em algumas formas de realização, a emulsão pode ser misturada e depois bombeada. Em outras formas de realização, os componentes podem ser bombeados e depois misturados fundo do poço.

Além disso, em algumas formas de realização, aditivos de microemulsão opcionalmente podem ser incluídos nos fluidos de tratamento da presente invenção. Exemplos de aditivos de microemulsão adequados incluem, mas não são limitados a, tensoativo “Pen-88M®”, tensoativo “Pen-88HT®”, tensoativo “SSO-21E”, tensoativo “SSO-21MW®”, Tensoativo de Microemulsão/Aditivo de Solvente GasPerm 1000®, que estão todos comercialmente disponíveis da Halliburton Energy Services, Inc., de Duncan, Oklahoma. Outros aditivos de microemulsão adequados são aditivo MA-845 e aditivo MA-844, comercialmente disponíveis de CESI Chemical de Duncan,

Oklahoma; aditivo ShaleSurf 1000, comercialmente disponível da Frac Tech Services de Aledo, Texas; e aqueles divulgados no Pedido de Patente U.S. Nº 2003/0166472, a divulgação relevante do qual é incorporada por referência.

Em algumas formas de realização, os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção podem conter bactericidas, *inter alia*, para proteger tanto a formação subterrânea quanto o fluido de tratamento do ataque por bactéria. Tais ataques podem ser problemáticos por que eles podem diminuir a viscosidade do fluido de tratamento, resultando no desempenho mais pobre, tal como partículas de suspensão de areia mais pobres, por exemplo. Quaisquer bactericidas conhecidos na técnica são adequados. Um técnico de habilidade comum com o benefício desta divulgação será capaz de identificar um bactericida adequado e a concentração apropriada de tal bactericida para uma dada aplicação. Onde usadas, tais bactericidas estão presentes em uma quantidade suficiente para destruir todas as bactérias que podem estar presentes. Exemplos de bactericidas adequados incluem, mas não são limitados a, um 2,2-dibromo-3-nitrilopropionamida, comercialmente disponível sob a marca registrada biocida “BE-3S®” da Halliburton Energy Services, Inc., de Duncan, Oklahoma, e um 2-bromo-2-nitro-1,3-propanediol comercialmente disponível sob a marca registrada biocida “BE6®” da Halliburton Energy Services, Inc., de Duncan, Oklahoma. Em uma forma de realização, os bactericidas estão presentes no fluido de tratamento em uma quantidade na faixa de cerca de 0,001% a cerca de 1,0% em peso do fluido de tratamento. Em certas formas de realização, quando bactericidas são usados nos fluidos de tratamento da presente invenção, eles podem ser adicionados ao fluido de tratamento antes do agente de geleificação ser adicionado.

Os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção opcionalmente podem compreender um reticulador adequado para reticular o agente de geleificação compreendendo uma composição de

diutana. A reticulação pode ser desejável em temperaturas mais altas e/ou quando as partículas de suspensão de areia de um fluido particular da presente invenção podem necessitar ser alteradas para um propósito particular. Além disso, a reticulação pode ser benéfica quando usando os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção para vedar as zonas de formação de perda de fluido do furo do poço ou quando usado como um dispositivo de limpeza de tubos para limpeza de oleoduto. Reticuladores adequados incluem, mas não são limitados a, derivados de boro e sais destes; derivados de potássio, incluindo mas não limitado a, periodato de potássio; complexos e compostos de ferro férrico; complexos e compostos de magnésio; complexos e compostos de cálcio, complexos e compostos de bário, complexos e compostos de cobre, complexos e compostos de alumínio, complexos e compostos de cádmio, complexos e compostos zinco, complexos e compostos de mercúrio, complexos e compostos de níquel, complexos e compostos de chumbo, complexos e compostos de cromo, complexos e compostos de zircônio; complexos e compostos de antimônio; e complexos e compostos de titânio. Um outro exemplo de reticuladores adequados são aqueles divulgados no U.S. Pedido de Patente Serial Nº 11/502.656, a divulgação relevante do qual é aqui incorporado por referência. Qualquer reticulador que é compatível com o agente de geleificação pode ser usado. Uma pessoa de habilidade comum na técnica com o benefício desta divulgação reconhecerá quando tais reticuladores são apropriados e qual reticulador particular será mais adequado.

Os fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção também podem compreender agentes de controle de perda de fluido adequados. Tais agentes de controle de perda de fluido podem ser particularmente úteis quando um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção está sendo usado em uma aplicação de fraturamento ou em um fluido usado para vedar uma formação da invasão de fluido do furo do poço. Qualquer agente de perda de fluido que é compatível com os fluidos de

tratamento adequados para o uso na presente invenção é adequado para o uso na presente invenção. Exemplos incluem, mas não são limitados a, amidos, farinha de sílica, bolhas de gás (fluido energizado ou espuma), ácido benzóico, sabões, particulados de resina, modificadores de permeabilidade relativos, particulados de gel degradável, diesel disperso em fluido, e outros fluidos imiscível. Um outro exemplo de um aditivo de controle de perda de fluido adequado é um que compreende um material degradável. Exemplos adequados de materiais degradáveis incluem polissacarídeos tais como dextrano ou celulose; quitinas; quitosanas; proteínas; poliésteres alifáticos; poli(lactídeos); poli(glicolídeos); poli(glicolideo-co-lactídeos); poli(8-caprolactonas); poli(3-hidróxi-butiratos); poli(3-hidroxibutirato-co-hidroxivaleratos); poli(anidridos); poli(carbonatos) alifáticos; poli(ortoésteres); poli(aminoácidos); poli(óxidos de etileno); poli(fosfazenos); derivados dos mesmos; ou combinações dos mesmos.

Se incluído, um aditivo de perda de fluido pode ser adicionado a um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção em uma quantidade necessária para fornecer o controle de perda de fluido desejado. Em algumas formas de realização, um aditivo de perda de fluido pode ser incluído em uma quantidade de cerca de 5 a cerca de 2000 lb/Mgal (240.000 g/m³) do fluido de tratamento. Em algumas formas de realização, o aditivo de perda de fluido pode ser incluído em uma quantidade de cerca de 10 a cerca de 50 lb/Mgal (5.991 g/m³) do fluido de tratamento. Para alguns aditivos líquidos como diesel, estes podem ser incluídos em uma quantidade de cerca de 0,01% a cerca de 20% em volume; em algumas formas de realização, estes podem ser incluídos em uma quantidade de cerca de 1% a cerca de 10% em volume.

Em certas formas de realização, um estabilizador opcionalmente pode ser incluído nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção. Pode ser particularmente vantajoso incluir um

estabilizador se um fluido de tratamento escolhido estiver experienciando uma degradação da viscosidade. Um exemplo de uma situação onde um estabilizador pode ser benéfico é onde o BHT do furo do poço é suficiente por si só para quebrar o fluido de tratamento sem o uso de um fragmentador.

- 5 Estabilizadores adequados incluem, mas não são limitados a, tiosulfato de sódio, metanol, e sais tais como sais de formiato e cloreto de potássio. Um outro exemplo de um estabilizador adequado inclui tensoativos, tais como aqueles no Pedido de Patente U.S. Serial Nº 11/418.617, a divulgação relevante do qual é aqui incorporado por referência. Tais estabilizadores
- 10 podem ser úteis quando os fluidos de tratamento da presente invenção são utilizados em uma formação subterrânea tendo uma temperatura acima de cerca de 93,33°C (200°F). Se incluído, um estabilizador pode ser adicionado em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 50 lb/Mgal (5.991 g/m³) de fluido de tratamento. Em outras formas de realização, um estabilizador pode ser
- 15 incluído em uma quantidade de cerca de 5 a cerca de 20 lb/Mgal (2396 g/m³) de fluido de tratamento. Em certas formas de realização onde o estabilizador escolhido é um sal, o estabilizador pode ser incluído em uma quantidade de cerca de 5 lb/Mgal (599 g/m³) a cerca da saturação do fluido de tratamento. Em certas formas de realização onde o estabilizador escolhido é um
- 20 tensoativo, o estabilizador pode ser incluído em uma quantidade de cerca de 0,001% a cerca de 5,0% do fluido de tratamento.

- Inibidores de incrustação podem ser adicionados aos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção, por exemplo, quando um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção é não
- 25 particularmente compatível com as águas de formação na formação em que ela está sendo usada. Estes podem incluir moléculas orgânicas solúveis em água com ácido carboxílico, ácido aspártico, ácido maleico, ácido sulfônico, ácido fosfônico e grupos ésteres de fosfato incluindo copolímeros, terpolímeros, copolímeros enxertados, e derivados dos mesmos. O termo

“copolímero” como usado aqui não é limitado à combinação de dois polímeros, mas inclui qualquer combinação de polímeros, por exemplo, terpolímeros e semelhantes. Exemplos de tais compostos incluem ácido fosfônico alifático tal como dietileno triamina penta (fosfonato de metileno) e espécies polimérica tais como polivinilsulfonato. O inibidor de incrustação pode estar na forma do ácido livre, mas está preferivelmente na forma de sais de cátion mono e polivalente tais como Na, K, Al, Fe, Ca, Mg, NH_4 . Qualquer inibidor de incrustação que é compatível com o fluido de tratamento no qual o mesmo será usado é adequado para o uso na presente invenção. Um exemplo de um inibidor de incrustação adequado é inibidor de incrustação Scalechek LP-55[®] comercialmente disponível da Halliburton Energy Services em Duncan, Oklahoma. Um outro exemplo de um inibidor de incrustação adequado é inibidor de incrustação LP-65[®] comercialmente disponível da Halliburton Energy Services em Duncan, Oklahoma. Se usado, um inibidor de incrustação deve ser incluído em uma quantidade eficaz para inibir a formação de incrustação. Quantidades adequadas de inibidores de incrustação que podem ser incluídas nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção podem variar de cerca de 0,05 a 100 galões (189 cm^3 a 378.541 cm^3) a cerca de 1000 galões ($3,8 \text{ m}^3$) do fluido de tratamento.

O fluido de tratamento pode ser fornecido e introduzido na formação subterrânea em certas formas de realização da presente invenção por qualquer meio conhecido na técnica. Em algumas formas de realização, colocar o fluido de tratamento na formação subterrânea compreende colocar o fluido de tratamento em um furo do poço penetrando a formação subterrânea. O fluido de tratamento pode ser preparado no canteiro de obras, preparado em uma instalação ou instalações antes do uso, ou certos componentes do fluido de tratamento (por exemplo, o fluido de base e o agente de geleificação) podem ser pré-misturados antes do uso e depois transportados ao canteiro de obras. Certos componentes do fluido de tratamento podem ser fornecidos

como uma “mistura seca” para ser combinada com o fluido de base e/ou outros componentes antes de ou durante a introdução do fluido de tratamento na formação subterrânea. Em certas formas de realização, o fluido de tratamento pode ser colocado na formação subterrânea colocando-se o fluido de tratamento em um furo do poço que penetra uma porção da formação subterrânea.

Em certas formas de realização, a preparação destes fluidos de tratamento da presente invenção pode ser feita no canteiro de obras em um método caracterizado como sendo realizado “dinamicamente”. O termo “dinamicamente” é usado aqui para incluir métodos de combinar dois ou mais componentes em que uma corrente de fluxo de um elemento é continuamente introduzida na corrente de fluxo de um outro componente de modo que as correntes são combinadas e misturadas enquanto continuam a fluir como uma única corrente como parte do tratamento em andamento. Tais misturas também podem ser descritas como misturas em “tempo real”. Em algumas formas de realização da presente invenção, o agente de geleificação de diutana pode ser misturado no fluido de base dinamicamente.

Em certas formas de realização, o fluido de tratamento pode ser introduzido na formação subterrânea bombeando-se o fluido de tratamento em um furo do poço que penetra uma porção da formação subterrânea. Em certas formas de realização (por exemplo, operações de fraturamento), o fluido de tratamento pode ser introduzido na formação subterrânea em ou acima de uma pressão suficiente para criar ou realçar uma ou mais fraturas em uma porção da formação subterrânea.

Em algumas formas de realização, os fluidos de tratamento adequados para o uso nos métodos da presente invenção podem ser colocados em uma formação subterrânea utilizando uma ferramenta de hidrojato. A ferramenta de hidrojato pode ser capaz de aumentar ou modificar a velocidade e/ou direção do fluxo de um fluido em uma formação subterrânea da

velocidade e/ou direção do fluxo do qual o fluido desce em um furo do poço. Uma das vantagens potenciais de usar uma ferramenta de hidrojato é que um fluido pode ser introduzido adjacente a e localizado para áreas específicas de interesse ao longo do furo do poço sem o uso de barreiras mecânicas ou químicas. Alguns exemplos de ferramentas adequadas de hidrojato são descritos na Patente U.S. Nº 5.765.642, 5.494.103, e 5.361.856, as porções relevantes dos quais são aqui incorporadas por referência.

Em algumas formas de realização em que uma ferramenta de hidrojato é usada, o(s) fluido(s) introduzido(s) através da ferramenta de hidrojato são introduzidos em uma pressão suficiente para resultar na criação de pelo menos uma nova fratura na formação. Em um exemplo de uma operação de hidrojateamento realizada em uma pressão elevada, uma ferramenta de hidrojateamento tendo pelo menos um bocal de formação de jato de fluido é posicionada adjacente à uma formação a ser fraturada, e o fluido é depois jateado através do bocal contra a formação em uma pressão suficiente para formar uma cavidade, ou fenda nesta para fraturar a formação por pressão de estagnação na cavidade. Por que os fluidos jateados teriam que fluir da fenda em uma direção geralmente oposta à direção da chagada do fluido jateado, eles são aprisionados na fenda e criam uma pressão de estagnação relativamente alta na ponta de uma cavidade. Esta pressão de estagnação alta pode causar uma micro-fratura a ser formada que estende-se de uma distância curta na formação. Micro-fratura esta que pode ser estendida ainda bombeando-se um fluido no furo do poço para elevar a pressão do fluido ambiente aplicado na formação enquanto a formação está sendo hidrojateada. Um tal fluido no furo do poço fluirá na fenda e fratura produzida pelo jato de fluido e, se introduzido no furo do poço em uma taxa e pressão suficiente, pode ser usado para estender a fratura em uma distância adicional do furo do poço na formação.

O fragmentador compreendendo a composição ácida pode ser

fornecido separadamente ou como um componente do fluido de tratamento na prática dos métodos da presente invenção. Por exemplo, o fragmentador compreendendo a composição ácida pode ser adicionado ao fluido de tratamento conforme ele é bombeado em uma porção de uma formação subterrânea através de um furo do poço penetrando a formação subterrânea ou o fragmentador compreendendo a composição ácida pode ser colocado na formação subterrânea depois da colocação do fluido de tratamento na formação subterrânea. Em algumas formas de realização, um fluido de tratamento compreendendo uma composição de diutana pode ser usado como uma “pílula de vedação”, isto é, para desviar outros fluidos de tratamento para longe de certas regiões da formação subterrânea. Por exemplo, um fluido de tratamento que compreende uma composição de diutana pode formar uma barreira física para impedir fluidos de tratamento subsequentemente introduzidos de penetrar certas regiões da formação subterrânea. Em alguns pontos depois do fluido de tratamento ter realizado sua função desejada, por exemplo, desvio do fluido, um fragmentador da presente invenção pode ser deixado interagir com o fluido de tratamento, de modo que a viscosidade do fluido de tratamento seja reduzida.

Em certas formas de realização em que o fragmentador é colocado no furo do poço depois da colocação do fluido de tratamento no furo do poço, o fluido de tratamento pode ser deixado para viscosificar antes do fragmentador ser introduzido. Em algumas formas de realização, pelo menos uma porção do agente de geleificação pode ser ou tornar-se um agente de geleificação reticulado antes de, durante, ou subsequente para introduzir o fluido de tratamento na formação subterrânea. Por exemplo, o agente de reticulação pode ser formulado para reticular o agente de geleificação em algum tempo depois do fluido de tratamento ser introduzido na formação subterrânea.

Quaisquer particulados tais como estruturante e/ou cascalho

que são comumente usados em operações subterrâneas podem ser usados na presente invenção (por exemplo, areia, cascalho, bauxita, materiais cerâmicos, materiais vítreos, materiais poliméricos, madeira, instalação e matéria vegetal, cascas de noz, cascas de noqueira, cascas de semente de algodão, cimento, cinzas volante, materiais fibrosos, particulados compósitos, esferas ocas e/ou estruturante poroso). Deve ser entendido que o termo “particulado”, como usado nesta divulgação, inclui todas as formas conhecidas de materiais incluindo materiais substancialmente esféricos, oblongo, elipsóide, semelhante a bastão, materiais poligonais (tais como materiais cúbicos), misturas destes, e semelhantes. Em algumas formas de realização, resina e/ou particulados revestidos com agente de aderência podem ser adequados para o uso nos fluidos de tratamento adequados para o uso na presente invenção. Além disso, estruturantes que foram quimicamente tratados ou revestidos também podem ser usados. O termo “revestido” não indica qualquer grau particular de cobertura dos particulados estruturantes com a resina e/ou agente de aderência. Exemplos de agentes de aderência adequados para os particulados do revestimento são descritos na Patente U.S. Nºs 5.853.048; 5.833.000; 5.582.249; 5.775.425; 5.787.986. 7.131.491 as divulgações relevantes das quais são aqui incorporadas por referência. Um exemplo de um agente de aderência comercialmente adequado disponível é o produto “SAND WEDGE” vendido por Halliburton Energy Services, Inc. de Duncan, Oklahoma. Exemplos de resinas adequadas para os particulados de revestimento são descritos na Patente U.S. Nºs 6.668.926; 6.729.404; e 6.962.200. Um exemplo de uma resina comercialmente disponível adequada o produto “EXPEDITE” vendido por Halliburton Energy Services, Inc. de Duncan, Oklahoma.

Em algumas formas de realização em que o fluido de tratamento compreende particulados, o fluido de tratamento pode ser capaz de suspender pelo menos uma porção dos particulados contidos aqui. Fluidos de

tratamento compreendendo particulados podem ser usados em qualquer método conhecido na técnica que requer a colocação de particulados em uma formação subterrânea. Por exemplo, fluidos de tratamento da presente invenção que compreendem particulados podem ser usados, *inter alia*, para

5 sustentar aberta uma ou mais fraturas na formação subterrânea e/ou para formar um recheio com cascalho em ou adjacente a uma porção da formação subterrânea. Em formas de realização em que um fluido de tratamento adequado para o uso na presente invenção compreende particulados, um fragmentador pode ser usado para controlar a viscosidade do fluido de

10 tratamento. É considerado que um fragmentador pode reduzir a capacidade de um fluido de tratamento conter particulados em suspensão, *inter alia*, diminuindo-se a viscosidade do fluido de tratamento.

O fragmentador pode ser deixado diminuir pelo menos parcialmente a viscosidade do fluido de tratamento em qualquer ponto no

15 curso do tratamento, por exemplo, na conclusão de um tratamento particular de uma formação subterrânea de modo a facilitar a recuperação do fluido da formação. Em certas formas de realização, a viscosidade do fluido de tratamento pode ser reduzida e o fluido de tratamento pode ser recuperado de modo a depositar particulados neste em pelo menos uma porção da formação

20 subterrânea e/ou uma ou mais fraturas neste.

Os métodos da presente invenção podem ser usados em qualquer operação subterrânea envolvendo a introdução de um fluido de tratamento em uma formação subterrânea em que a viscosidade do fluido de tratamento é diminuída, incluindo, mas não limitado a, operações de

25 fraturamento, incluindo tratamentos de fraturamento tais como aqueles divulgados no Pedido de Patente U.S. Serial Nº 11/506.703, a divulgação relevante do qual é aqui incorporada por referência, operações de recheio com cascalho, operações de fraturamento, operações de limpeza do furo do poço, e semelhantes. Em certas formas de realização da presente invenção, o fluido de

tratamento pode ser introduzido em uma porção de uma formação subterrânea de modo a criar um “tampão” capaz de desviar o fluxo de fluidos que são introduzidos ao furo do poço em algum ponto depois que o tampão foi formado (por exemplo, outros fluidos de tratamento) para outras porções da formação. Naquelas formas de realização, o fragmentador depois pode ser deixado reduzir a viscosidade do fluido dentro dos poros da formação, que podem restaurar pelo menos parcialmente o fluxo de fluidos através do qual a porção da formação subterrânea.

Para facilitar um melhor entendimento da presente invenção, os seguintes exemplos de certos aspectos de algumas formas de realização são fornecidos. Em nenhuma maneira os seguintes exemplos devem ser lidos para limitar, ou definir, o escopo inteiro da invenção.

EXEMPLOS

Exemplo 1

Para ilustrar, *inter alia*, as características de quebra de uma composição de diutana com vários fragmentadores compreendendo uma composição ácida, os seguintes testes de suspensão de particulado foram realizados. Quatro amostras de fluidos de tratamento foram preparadas. Uma pré-mistura foi preparada misturando-se 100 mL de Angolan Synthetic Sea Water com 300 mL de salmoura de brometo de sódio filtrado (“NaBr”) tendo uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) ($1,37 \text{ g/cm}^3$). Para preparar a Amostra 3, 0,6 gramas de diutana foi adicionado a 200 mL da pré-mistura e a combinação foi misturada em um misturador Waring durante cerca de 20 minutos. Depois, 1,0 gramas de ácido fórmico foi adicionado e a combinação foi misturada durante cerca de 10 a 15 minutos, resultando em um fluido de tratamento compreendendo diutana em uma quantidade de cerca de 25 libras por 1000 galões (2.995 g/cm^3) de salmoura e tendo um pH de cerca de 2, conforme interpretado através de dois eletrodos submersos. Para preparar a Amostra 4, 0,72 gramas de diutana foi adicionado a 200 mL de pré-mistura e

a combinação foi misturada durante cerca de 20 minutos. Depois, 1,0 gramas de ácido fórmico foi adicionado e a combinação foi misturada durante cerca de 10 a 5 minutos, resultando em um fluido de tratamento contendo cerca de 30 libras por 1000 galões (3.595 g/m^3) de salmoura e tendo uma leitura do pH de cerca de 2. Para preparar a Amostra 2, 0,1 gramas de acetato sódio foi adicionado a 100 mL da Amostra 3, agitando com as mãos para combinar. Como preparada, a Amostra 2 continha diutana em uma quantidade de cerca de 25 libras por 1000 galões (2.995 g/cm^3) de salmoura e tinha um pH de cerca de 2,3. Para preparar a Amostra 1, 0,1 gramas de acetato sódio foi adicionado a 100 mL da Amostra 4, agitando com as mãos para combinar. Como preparada, a Amostra 1 continha diutana em uma quantidade de cerca de 30 libras por 1000 galões (3.595 g/m^3) de salmoura e tinha um pH de cerca de 2,3. A diutana usada para preparar as amostras foi adquirida sob a marca registrada GEOVIS XT da Kelco Oil Field Group of Houston, Texas.

Para avaliar a capacidade de cada amostra para suspender estruturante, 35 gramas de EconoProp® (malha 30/50) e um estruturante comercialmente disponível fabricado por Carbo Ceramics de Irving, Texas, foram adicionados cerca de 50 ml de cada amostra. Depois de preparar uma suspensão de estruturante, cada amostra foi colocada em um cilindro para observação e conduzida a $93,33^\circ\text{C}$ (200°F). Depois disso, o volume de estruturante em suspensão em cada amostra foi medido com o passar do tempo. Os dados de sedimentação de estruturante ilustrados na FIGURA 1 sugerem que os fluidos de tratamento viscosificados com um agente de geleificação de diutana podem quebrar em resposta a apenas uma quantidade pequena da composição do fragmentador, e que a água do mar pode não ter um efeito adverso nos fluidos de tratamento da presente invenção.

Exemplo 2

Duas amostras de fluidos de tratamento foram preparadas. Cada amostra compreendeu 35 estruturante comercialmente disponível

fabricado por Carbo Ceramics, gramas de EconoProp® (malha 30/50), uma localizada em Irving, Texas, a diutana em uma quantidade de cerca de 40 libras por 1000 galões de salmoura (4.793 g/m^3) (0,5% peso de diutana por volume de fluido de tratamento), e salmoura de brometo de sódio em uma

5 quantidade para formar uma salmoura com uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) ($1,37 \text{ g/cm}^3$). A água usada para preparar as amostras foi água de torneira obtida em Duncan, Oklahoma. A diutana usada para preparar as amostras foi adquirida sob a marca registrada GEOVIS XT da Kelco Oil Field Group de Houston, Texas. Primeiro, a diutana foi misturada com a salmoura

10 em um misturador Waring e depois o EconoProp foi incorporado na solução de diutana por agitação manual vigorosa durante 1 minuto. Para a Amostra 5, 1,0 grama de ácido acético por 100 mL de solução foi adicionado a atingir um pH final de 2,7. Para a Amostra 6, 1 grama de ácido acético por 100 mL de solução e 0,25 gramas de acetato sódio por 100 mL de solução foram

15 adicionados para atingir um pH final de 3,3. Depois da preparação, a temperatura da Amostra 5 foi elevada para $104,44^\circ\text{C}$ (220°F) e a temperatura da Amostra 6 foi elevada para $115,56^\circ\text{C}$ (240°F). Devido à temperatura alta, cada amostra foi colocada em um cilindro especializado conhecido como uma “célula de observação de pressão” para observar a elevação do estruturante

20 em suspensão no fluido de tratamento. No geral, uma célula de observação pressurizada é um cilindro de metal designado para resistir à alta pressão e é equipado com portais através dos quais os conteúdos do cilindro podem ser observados. Tipicamente, células de observação pressurizadas são fabricadas por encomenda para as especificações do comprador.

25 FIGURA 2 mostra que dentro de 400 minutos do tempo o fragmentador foi adicionado aos fluidos de tratamento da amostra, o nível de estruturante em suspensão nos fluidos de tratamento caiu para o nível menor do que 50% da elevação original do estruturante em suspensão no fluido de tratamento.

Exemplo 3

Quatro amostras de fluidos de tratamento foram preparadas. Cada amostra compreendeu 35 gramas de EconoProp® (malha 30/50), um estruturante comercialmente disponível fabricado por Carbo Ceramics, localizada em Irving, Texas, a diutana em uma quantidade de cerca de 60 libras por 1000 galões de salmoura (7.190 g/cm^3) (0,75% de diutana em peso por volume de fluido de tratamento), e brometo de sódio em uma quantidade para formar uma salmoura com uma densidade de 11,5 libras por galão (ppg) ($1,37 \text{ g/cm}^3$). A água usada para preparar as amostras foi água de torneira obtida em Duncan, Oklahoma. A diutana usada para preparar as amostras foi adquirida sob a marca registrada GEOVIS XTk da Kelco Oil Field Group de Houston, Texas. Primeiro, a diutana foi misturada com a salmoura em um misturador Waring e depois o EconoProp foi incorporado na solução de diutana por agitação manual vigorosa durante um período de 1 minuto. Para as Amostras 7, 9, e 10, 1,0 gramas de ácido acético por 100 mL de solução foi adicionado. Também, 0,25 gramas, 0,5 gramas, e 0,9 gramas de acetato sódio por 100 mL de solução foram adicionados a Amostra 7, Amostra 9, e Amostra 10, respectivamente. As leituras do pH na temperatura ambiente final através de dois eletrodos mostraram que a Amostra 7 teve um pH de 3,3, a Amostra 9 teve um pH de 3,6, e a Amostra 10 teve um pH de 3,8. Nenhum ácido acético ou acetato sódio foi adicionado à Amostra 8, que teve um pH neutro de aproximadamente 7,0. Imediatamente depois da preparação, cada amostra foi colocada em um cilindro para observação da pressão, como descrito no Exemplo 2, e a temperaturas das amostras foi elevada para $126,67^\circ\text{C}$ (260°F). O volume de estruturante em suspensão em cada amostra foi observado com o passar do tempo. FIGURA 3 compara a diminuição no nível de estruturante em suspensão em cada um dos fluidos de tratamento da amostra dentro de 600 minutos do tempo em que o fragmentador foi adicionado ao fluido de tratamento da amostra.

Exemplo 4

Para estudar a capacidade de uma formação recuperar a permeabilidade depois de ser tratada com um fluido de tratamento compreendendo uma composição de diutana, o seguinte procedimento foi realizado. Núcleos de rochas experimentais de Aloxite foram produzidos oxido de alumínio adquiridos de Filtros Ltd. O teste de permeabilidade inicial dos núcleos de rochas experimentais, testes de fluxo foram realizados em luvas Hassler de torneira multipressão. Os testes de fluxo referidos aqui livremente conformados com os procedimentos do teste de fluxo descritos em Eoff, Larry, *et al.*, Development of a Hydrophobically Modified Water-Soluble Polimer as a Selective Bullhead System for Water-Production Problem, Society of Petroleum Engineers Paper Nº 80206. Os testes de fluxo de pré-tratamento mostraram que os núcleos de rochas experimentais tiveram uma permeabilidade inicial de cerca de 1200 milidarcis (“mD”). Fluidos de tratamento da amostra viscosificados com um agente de geleificação de diutana foram preparados com (0,5% peso de diutana por volume de salmoura de brometo de sódio). A diutana usada nas amostras foi adquirida sob a marca registrada GEOVIS XT da Kelco Oil of Houston, Texas. Cada amostra de fluido de tratamento foi combinada com um sistema fragmentador compreendendo 2% de ácido fórmico ou um sistema fragmentador de oxidação compreendendo 0,75% de fragmentador VICON NF[®] (em peso) e 0,01% de HT BREAKER[®] (em peso), ambos comercialmente disponíveis da Halliburton Energy Services, Inc. de Duncan, Oklahoma. A solução de combinação de fluido de tratamento-fragmentador foi depois fluída em um núcleo de rocha experimental, e a temperatura do sistema total foi mantida a 93,33°C (200°F) enquanto a solução de fluido de tratamento-fragmentador foi deixada permanecer no núcleo de rocha experimental durante aproximadamente vinte horas (por exemplo, tempo suficiente para permitir que o fragmentador degrade a diutana no fluido de tratamento). Depois a

solução de fluido de tratamento-fragmentador foi fluída do núcleo de rocha experimental. Uma salmoura padrão foi mais uma vez fluída no núcleo de rocha experimental para determinar a permeabilidade de pós-tratamento final do núcleo de rocha. A permeabilidade final e a permeabilidade inicial do núcleo de rocha foram usadas para calcular a quantidade de permeabilidade recuperada pelo núcleo de rocha depois que o fluido de tratamento viscosificado foi quebrado. Os resultados deste teste estão apresentados na Tabela 1. Permeabilidade mais baixa recuperada, *inter alia*, que mais danos permanecem no núcleo de rocha, por exemplo, tamponamento ou bloqueio residual do núcleo pelo fluido de tratamento viscosificado. Acredita-se que a permeabilidade mais alta recuperada obtida pelos fragmentadores de ácido em comparação com fragmentadores de oxidação é devido a, *inter alia*, uma diferença no modo que os fragmentadores de ácido degradam os corpos bacterianos no fluido de tratamento que são responsáveis para a produção das moléculas de diutana.

TABELA 1

Fragmentador Compreendendo:	Recuperação da Permeabilidade	
	Teste 1	Teste 2
Agentes de oxidação (VICON NF® e HT FRAGMENTADOR®)	7%	< 20%
Composição ácida (2% de ácido fórmico)	83%	88%

Exemplo 5

Para ilustrar, *inter alia*, as características de transmitância de uma diutana adequada da presente invenção, os seguintes procedimentos foram realizados. Três soluções de amostras foram preparadas dissolvendo-se 0,2 gramas de pó de diutana puro em 200 mL de água deionizada. A amostra 11 continha 0,2 gramas de “FDP-S849-07”, uma diutana clarificada disponível da Halliburton Energy Services, Inc., em 200 mL de água deionizada. A amostra 12 continha 0,2 gramas de “FDP-S848-07”, uma diutana clarificada disponível da Halliburton Energy Services, Inc., em 200 mL de água deionizada. A amostra 13 continha 0,2 gramas de “GEOVIS XT”,

uma diutana não clarificada disponível da Kelco Oil Field Group, em 200 mL de água deionizada. Para cada solução de amostra, a água deionizada foi colocada em um misturador Waring e o pó de diutana foi lentamente incorporado na água durante aproximadamente dez segundos a 800 a 1.000 5 revoluções por minuto (“rpm”). Cada amostra depois foi misturada no misturador durante aproximadamente uma hora a 1.500 rpm. Depois de aproximadamente uma hora, cada amostra depois foi centrifugada na temperatura ambiente a 1.000 rpm em uma centrífuga de bancada durante aproximadamente quinze minutos para remover as bolhas de gás antes de 10 medir a transmitância. A medição da transmitância de cada amostra depois foi obtida colocando-se a amostra em um espectrofotômetro visível em UV (por exemplo Agilent 8453, Agilent Technologies Co.) em uma célula de quartzo de 1 cm de espessura (célula de quartzo Open-Top UV de 10 mm, 3,0 ml de Vol.) entre 190 a 900 nm de comprimento de onda na temperatura ambiente. 15 O espectro de fundo foi medido através de ar, não em uma célula vazia, permitindo que este espectro seja automaticamente subtraído do espectro da amostra. FIGURA 4 ilustra as partículas de transmitância de um fluido de tratamento da presente invenção.

Portanto, a presente invenção é bem adaptada para realizar os 20 objetivos e vantagens mencionadas assim como aquelas que são inerentes nesta. As formas de realização particulares divulgadas acima são apenas ilustrativas, como a presente invenção pode ser modificada e experimentada em maneiras diferentes, mas equivalentes evidentes aquelas habilitadas na técnica tendo o benefício destes ensinamentos. Além disso, nenhuma das 25 limitações são intencionadas aos detalhes de construção ou projeto aqui mostrados, outro que não como descrito nas reivindicações abaixo. É, portanto, evidente que as formas de realização ilustrativas particulares divulgadas acima podem ser alteradas ou modificadas e todas tais variações são consideradas dentro do escopo e espírito da presente invenção. Em

particular, cada faixa de valores (da forma, “de cerca de a a cerca de b ”, ou, equivalentemente, “de aproximadamente a a b ”, ou, equivalentemente, “de aproximadamente a a b ”) divulgados aqui deve ser entendido como referindo-se ao conjunto de energia (o conjunto de todos os subconjuntos) da respectiva
5 faixa de valores, e apresentado a cada faixa incluída dentro da ampla faixa de valores. Também, os termos nas reivindicações têm seu plano, sentido comum a menos que de outro modo explícito e claramente definido pelo titular de patente.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para estimular uma porção de uma formação subterrânea, compreendendo as etapas de:

5 fornecer um fluido de tratamento compreendendo um fluido de base e um agente de geleificação que compreende uma composição de diutana;

fornecer um fragmentador que compreende uma composição ácida;

contactar o fluido de tratamento com o fragmentador;

permitir que o fragmentador interaja com o fluido de tratamento; e,

10 permitir que a viscosidade do fluido de tratamento diminua.

caracterizado pelo fato de que:

a composição de diutana é diutana clarificada que tem uma transmitância a 600 nm de comprimento de onda de pelo menos 65% em uma célula óptica de 1 centímetro, a 0,1% de concentração em água deionizada, em
15 que o fluido de tratamento não é espumado, e em que o agente gelificante não compreende xantana clarificada.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a composição ácida é selecionada do grupo que consiste de: um ácido, um composto de geração de ácido, e combinações dos mesmos.

20 3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a composição ácida compreende um ácido selecionado do grupo que consiste de: ácido fórmico, ácido acético, ácido carbônico, ácido cítrico, ácido glicólicos, ácido láctico, ácido etilenodiaminotetraacético, ácido hidroxietil etilenodiamino triacético, ácido clorídrico, ácido fluorídrico, ácido p-toluenossulfônico, e combinações dos mesmos.

25 4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a composição ácida compreende um composto de geração de ácido selecionado do grupo que consiste de: ésteres, poliésteres alifáticos, orto ésteres, poli(orto ésteres), poli(lactídeos), poli(glicolídeos), poli(E-caprolactonas),

poli(hidroxibutiratos), poli(anidridos), monoformiato de etileno glicol, diformiato de etileno glicol, diformiato de dietileno glicol, monoformiato de glicerila, diformiato de glicerila, triformiato de glicerila, diformiato de trietileno glicol e ésteres de formiato de pentaeritritol, copolímeros dos mesmos, derivados dos mesmos, e combinações dos mesmos.

5 5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o fragmentador compreende ainda um ajustador de pH.

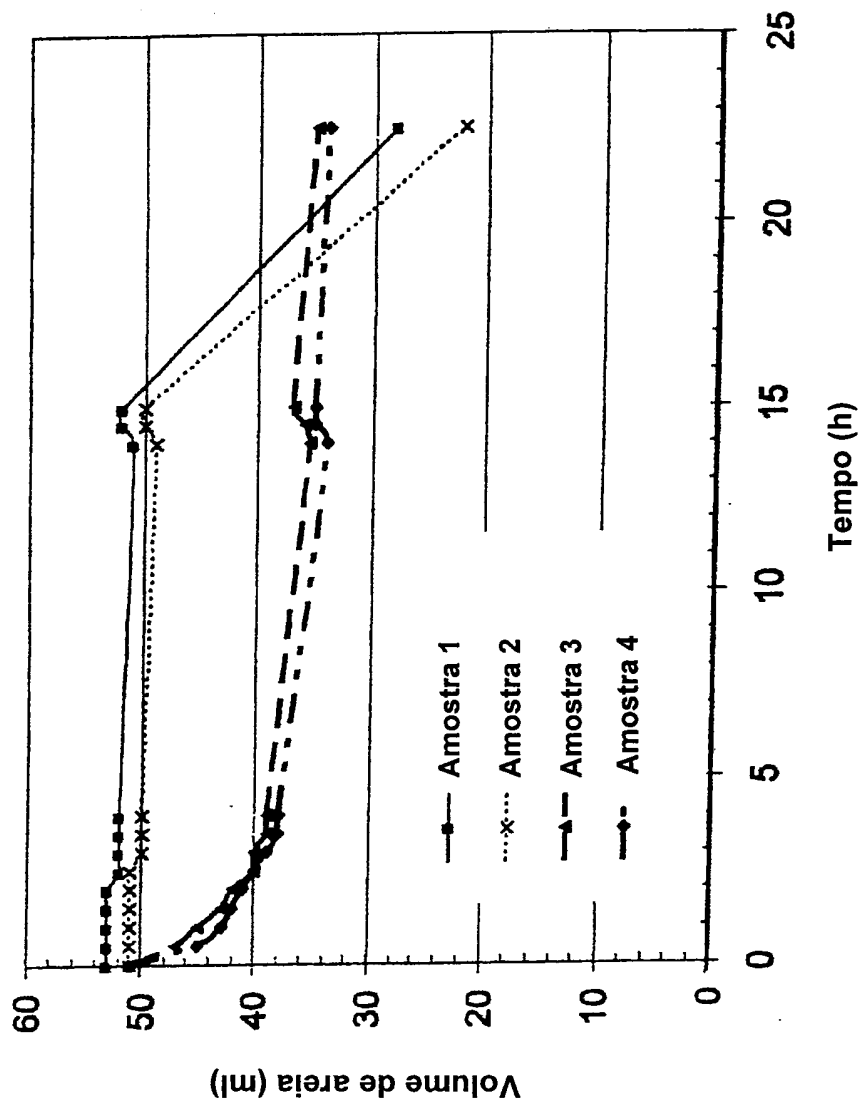
10 6. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que o ajustador de pH é selecionado do grupo que consiste de: formiato de sódio, formiato de potássio, acetato de sódio, acetato de potássio, citrato de sódio, citrato de potássio, glicolato de sódio, glicolato de potássio, maleato de sódio, maleato de potássio, fosfato de sódio, fosfato de potássio, diidrogeno fosfato de potássio, formiato de cério, combinações dos mesmos, e derivados dos mesmos.

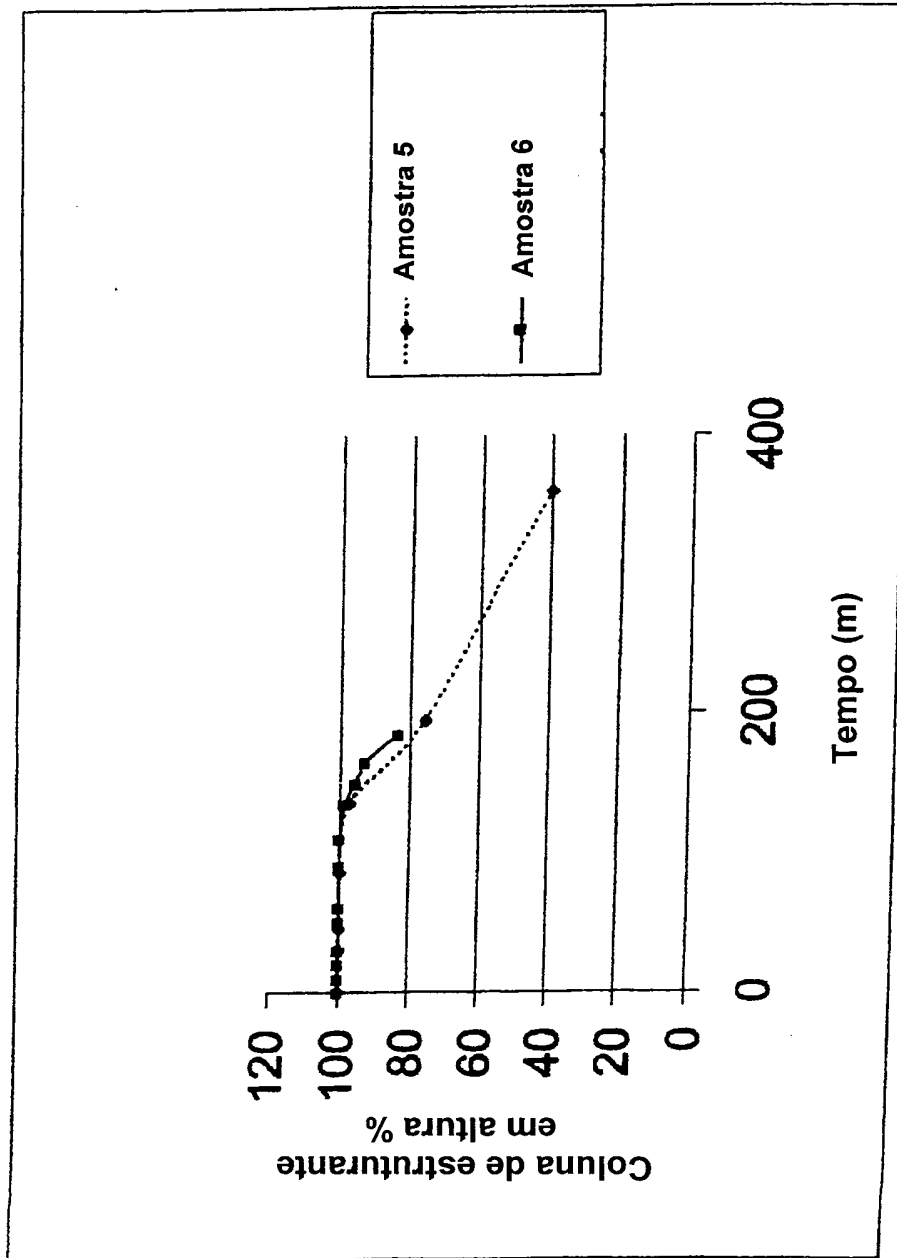
15 7. Método de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que o ajustador de pH está presente em uma quantidade para manter ou ajustar o pH do fluido a um pH na faixa de 1 a 5.

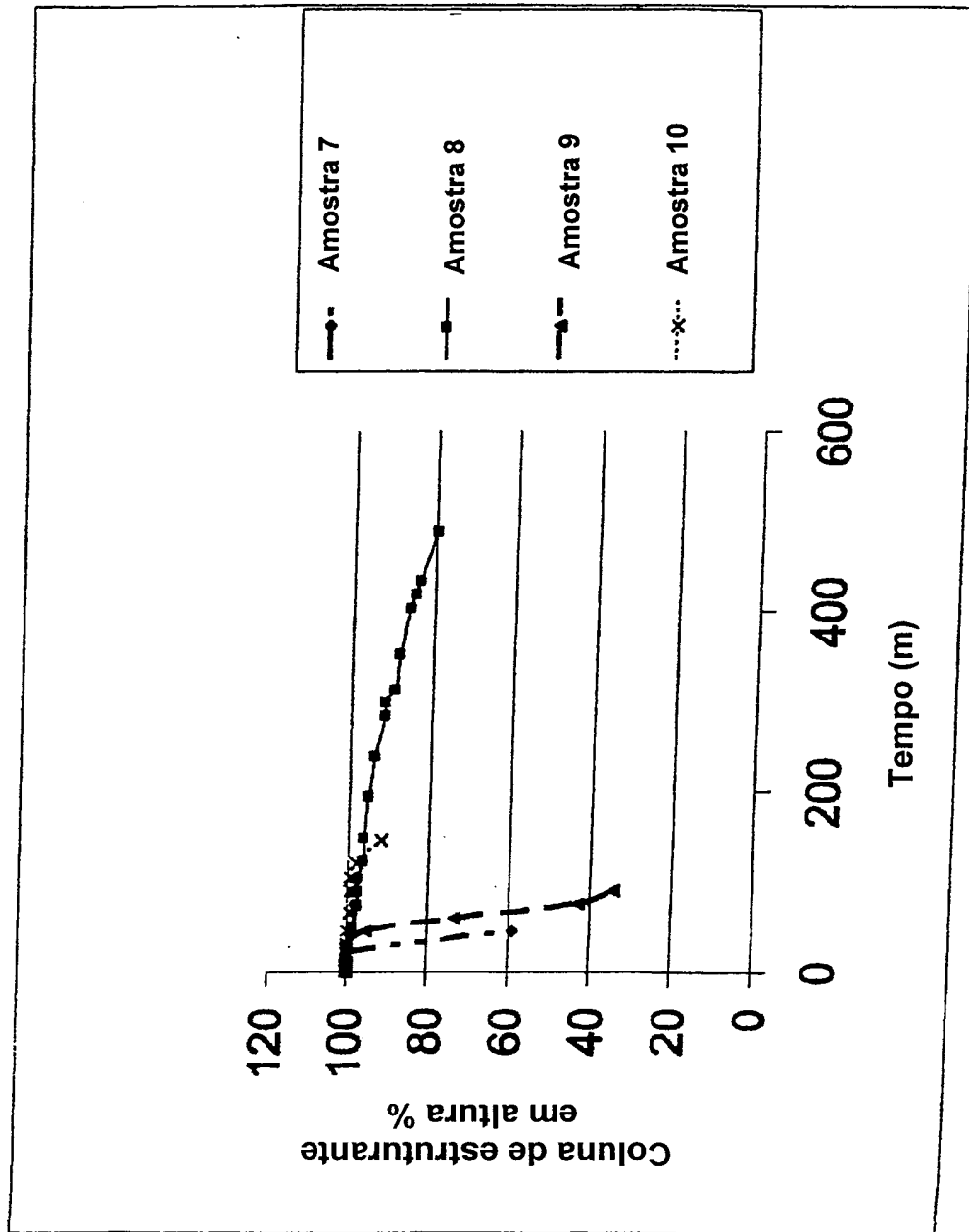
20 8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente introduzir o fluido de tratamento em pelo menos uma porção da formação subterrânea, em que a viscosidade do fluido de tratamento é diminuída através de uma interação do fragmentador com o agente de geleificação.

25 9. Método de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato de que o agente de geleificação está presente no fluido de tratamento em uma quantidade na faixa de 0,25 lb/Mgal (30 g/m³) a 200 lb/Mgal (24.000 g/m³).

 10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa de introduzir o fluido de tratamento em uma porção da formação subterrânea é realizada em ou acima de uma pressão para criar ou incluir a extensão ou ampliação de uma ou mais fraturas na porção da formação subterrânea.

**FIG. 1**

**FIG. 2**

**FIG. 3**

Transmitância de luz através de soluções aquosas de espessura - 1cm de duetanos
(0,1g/100ml de água deionizada). Varredura de base foi através do ar

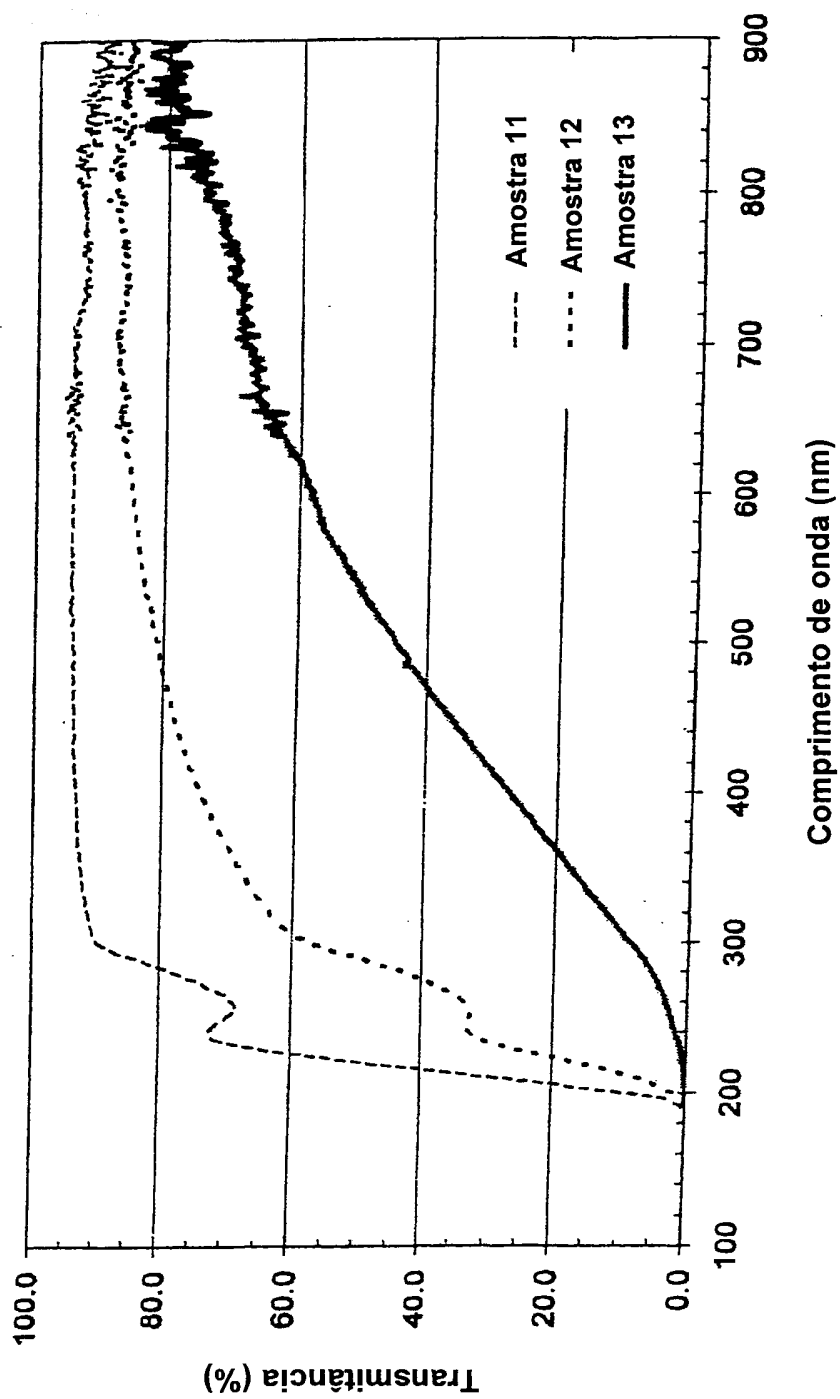


FIG. 4