



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

(21) PI 0721503-7 A2



* B R P I 0 7 2 1 5 0 3 A 2 *

(22) Data de Depósito: 30/12/2007

(43) Data da Publicação: 11/02/2014

(RPI 2249)

(51) Int.Cl.:

C08F 214/18

(54) Título: COMPOSIÇÕES E MÉTODOS PARA TRATAMENTO DE UM POÇO BLOQUEADO POR ÁGUA.

(57) Resumo:

(30) Prioridade Unionista: 23/03/2007 US 60/896,883

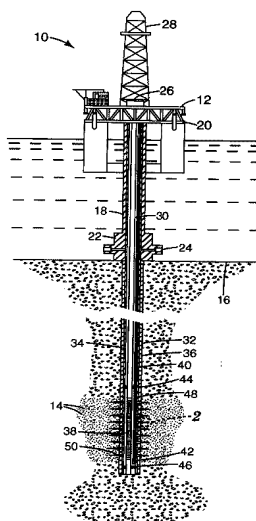
(73) Titular(es): 3M Innovative Properties Company, Board Of Regents, The University Of Texas System

(72) Inventor(es): Gary A. Pope, JIMMIE R. BARAN. JR., JOHN SKILDUM, MUKUL M. SHARMA, VISHAL BANG

(74) Procurador(es): Orlando de Souza

(86) Pedido Internacional: PCT US2007089183 de 30/12/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2008/118242de 02/10/2008



COMPOSIÇÕES E MÉTODOS PARA TRATAMENTO DE UM POÇO BLOQUEADO POR ÁGUA

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

Quando furos de poço são perfurados é comum penetrar
5 em várias formações subterrâneas para atingir a formação
que contém hidrocarboneto de interesse. Após completação
dos furos do poço, água pode atingir o furo do poço a
partir de uma variedade de fontes, incluindo água natural
próxima à formação ou a partir de fluidos artificiais que
10 foram introduzidos em ou adjacentes ao furo do poço. Os
exemplos de fontes artificiais de água incluem: lama de
perfuração e outros fluidos de perfuração baseados em água,
e fluidos de fratura. Fontes naturais de água que estão
próximas ao furo do poço incluem formações adjacentes com
15 quantidades de água maiores do que níveis de saturação de
água natural ou no local da formação. Níveis de saturação
de água no local são tipicamente quase, se não iguais, aos
níveis de saturação de água conata, embora em algumas
formações os níveis de saturação de água no local possam
20 ser substancialmente maiores ou menores do que o nível de
saturação de água conata para a formação.

Não importa se fontes naturais ou artificiais, a água
que permanece ou entra em uma formação pode reduzir
grandemente, ou parar completamente, a produção de gás de
25 um poço. Mesmo poços fechados podem perder produtividade
após uma curta duração (incluindo apenas alguns dias)
devido à salmoura da água, água que flui, água conata, água
móvel, água imóvel, água de fluxo transversal, água
residual, água em fluidos de fundo de poço, água em
30 concreto, água de formações perfuradas adjacentes que

entram na região do furo do poço. Além disso, quando formações são perfuradas, além da água no local, a região do furo do poço pode ser invadida com água de qualquer uma das fontes de água listadas.

5 SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A presente invenção inclui composições e métodos para o tratamento de formações de hidrocarboneto que foram danificadas por água (isto é, pelo menos parcialmente bloqueadas por água). Os exemplos de formações que podem ser tratadas utilizando a presente invenção incluem reservatórios de gás seco, reservatórios de gás úmido, reservatórios de gás condensado retrógrado, reservatórios de gás herméticos, reservatórios de armazenagem de gás e combinações dos mesmos.

Em um aspecto, a presente invenção provê um método de tratar uma formação subterrânea que contém hidrocarboneto tendo água não conata, o método compreendendo contatar a formação subterrânea que contém hidrocarboneto com uma composição que compreende solvente e um modificador de capacidade de umedecimento, em que o solvente pelo menos parcialmente desloca ou solubiliza a água na formação.

Em algumas modalidades, a água não conata é pelo menos uma entre água em fluxo, água móvel, água imóvel, água de fluxo transversal, água em fluidos de fundo de poço, água em concreto, água de formações perfuradas adjacentes ou água residual. Em algumas modalidades, a formação que contém hidrocarboneto tem pelo menos uma fratura que inclui um propante. Em algumas modalidades, a formação que contém hidrocarboneto compreende pelo menos um entre um reservatório de gás seco, um reservatório de gás úmido, um

reservatório de condensado de gás retrógrado, um reservatório de gás hermético, um reservatório de gás de camada de carvão ou um reservatório de armazenagem de água. Em algumas modalidades, o método pode compreender ainda
5 reduzir o fluxo não-Darcy na formação. Em algumas modalidades, a formação que contém hidrocarboneto compreende pelo menos um entre xisto, conglomerado, diatomito, areia ou arenito. Em algumas modalidades, a formação que contém hidrocarboneto compreende uma formação
10 danificada por água (isto é, pelo menos parcialmente bloqueada por água). Em algumas modalidades, a formação é essencialmente livre de condensado.

Em um aspecto, a presente invenção provê um método de recondicionar uma formação que contém hidrocarboneto
15 tratada com um primeiro modificador de capacidade de umedecimento, em que a formação que contém hidrocarboneto é pelo menos parcialmente bloqueada por água, o método compreendendo:

contatar a formação que contém hidrocarboneto que é
20 pelo menos parcialmente bloqueada por água com um fluido, em que o fluido pelo menos parcialmente desloca pelo menos um entre hidrocarboneto ou água na formação que contém hidrocarboneto;

obter informações sobre desempenho da formação que
25 contém hidrocarboneto após contatar a formação que contém hidrocarboneto com o fluido, e

fazer uma determinação com base pelo menos parcialmente nas informações de desempenho se deve retratar a formação que contém hidrocarboneto com um segundo
30 modificador de capacidade de umedecimento.

Em algumas modalidades, a formação é essencialmente isenta de condensado. Em algumas modalidades, as informações de desempenho compreendem pelo menos um entre permeabilidade a gás, permeabilidade a gás relativa, taxa de produção de gás, taxa de produção de condensado, taxa de produção de óleo, ou o índice de produtividade. Em algumas modalidades, o método pode compreender ainda retratar a formação clástica que contém hidrocarboneto com uma composição que compreende o segundo modificador de capacidade de umedecimento e pelo menos entre solvente ou água. Em algumas modalidades, os primeiro e segundo modificadores de capacidade de umedecimento são iguais. Em algumas modalidades, o modificador de capacidade de umedecimento compreende pelo menos um entre tensoativo fluorado, tensoativo não fluorado, um tensoativo orgânico ou um tensoativo de hidrocarboneto. Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um entre poliol ou éter de poliol, em que o poliol e éter de poliol têm independentemente de 2 a 25 átomos de carbono, e em que o solvente compreende pelo menos um entre álcool monoidróxi, éter ou cetona independentemente tendo de 1 a 4 átomos de carbono. Em algumas modalidades, a formação clástica que contém hidrocarboneto tem condensado, e em que o fluido pelo menos parcialmente desloca o condensado na formação clástica que contém hidrocarboneto. Em algumas modalidades, a formação clástica que contém hidrocarboneto é de fundo do poço. Em algumas modalidades, o fluido é essencialmente isento de tensoativo.

Em um aspecto, a presente invenção provê um método de tratar uma formação clástica que contém hidrocarboneto

tendo salmoura conata e pelo menos uma primeira permeabilidade relativa de gás, em que a formação não está de outra forma bloqueada por líquido, ou danificada por líquido, o método compreendendo

5 contatar a formação clástica que contém hidrocarboneto com um modificador de capacidade de umedecimento, em que quando o modificador de capacidade de umedecimento está contatando a formação clástica que contém hidrocarboneto, a formação tem pelo menos uma segunda permeabilidade a gás, e
10 em que a segunda permeabilidade a gás é pelo menos 5% mais elevada (em algumas modalidades, pelo menos 10, 15, 20, 25, 50, 75, 100, 125 ou mesmo pelo menos 150 por cento ou mais) da primeira permeabilidade a gás. Em algumas modalidades, a permeabilidade a gás é uma permeabilidade relativa a gás.

15 Em um aspecto, a presente invenção provê um método de tratar uma formação clástica que contém hidrocarboneto tendo água não conata e pelo menos uma temperatura, em que a água não conata tem pelo menos uma primeira composição, o método compreendendo:

20 obter primeira informação de compatibilidade para uma primeira salmoura de modelo e uma primeira composição de tratamento em uma temperatura de modelo, em que a primeira salmoura de modelo tem uma composição selecionada pelo menos parcialmente baseada na primeira composição, em que a
25 temperatura de modelo é selecionada pelo menos parcialmente baseada na temperatura de formação, e em que a primeira composição de tratamento compreende pelo menos um primeiro tensoativo e pelo menos um primeiro solvente;

 baseado pelo menos parcialmente na primeira informação
30 de compatibilidade, selecionar um método de tratamento para

a formação clástica que contém hidrocarboneto, em que o método de tratamento é o Método I ou Método II,

em que o Método I compreende:

5 contatar a formação clástica que contém hidrocarboneto com um fluido, em que o fluido pelo menos um entre parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a água não conata na formação clástica que contém hidrocarboneto; e

10 subsequentemente contatar a formação clástica que contém hidrocarboneto com a primeira composição de tratamento; e

em que o Método II compreende:

15 contatar a formação clástica que contém hidrocarboneto com uma segunda composição de tratamento, a segunda composição de tratamento compreendendo pelo menos um segundo tensoativo e pelo menos um segundo solvente, com a condição de que após obter a primeira informação de compatibilidade, a formação clástica que contém hidrocarboneto não é contatada com um fluido que pelo menos
20 um entre pelo menos parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a água não conata na formação clástica que contém hidrocarboneto antes de contatar a formação clástica que contém hidrocarboneto com a segunda composição de tratamento; e

25 tratar a formação clástica que contém hidrocarboneto com o método de tratamento selecionado.

Em um aspecto, a presente invenção provê um método de tratar uma formação clástica que contém hidrocarboneto tendo pelo menos uma fratura, em que a fratura tem salmoura
30 e uma pluralidade de propantes na mesma, e em que a fratura

tem um volume, o método compreendendo:

contatar a fratura com uma composição compreendendo uma quantidade de um modificador de capacidade de umedecimento, em que a quantidade do modificador de capacidade de umedecimento se baseia pelo menos parcialmente no volume da pluralidade de propantes, e

permitir que o modificador de capacidade de umedecimento interagisse com pelo menos uma porção da pluralidade de propantes.

10 Em algumas modalidades, a pluralidade de propantes compreende pelo menos um entre areia, bauxita sinterizada, cerâmica (isto é, vidros, cerâmicas cristalinas, cerâmicas de vidro e combinações dos mesmos), termoplástico, matéria orgânica ou argila. Em algumas modalidades, o modificador
15 de capacidade de umedecimento é pelo menos um entre tensoativo fluorado ou um tensoativo de hidrocarboneto. Em algumas modalidades, a composição compreende ainda solvente. Em algumas modalidades, a fratura tem pelo menos uma primeira condutividade antes de contatar a fratura com
20 a composição e pelo menos uma segunda condutividade após contatar a fratura com a composição, e em que a segunda condutividade é mais elevada em pelo menos 5 por cento (em algumas modalidades, pelo menos 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 100 ou mesmo pelo menos 150 ou mais) do que a primeira
25 condutividade.

Em um aspecto, a presente invenção provê um método de tratar uma formação que contém hidrocarboneto tendo pelo menos uma fratura, em que a fratura tem salmoura e uma pluralidade de propantes na mesma, e em que a fratura tem
30 um volume, o método compreendendo:

contatar a fratura com um fluido, em que o fluido pelo menos um entre pelo menos parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a salmoura na fratura;

subsequentemente contatar a fratura com uma composição
5 que compreende uma quantidade de um modificador de capacidade de umedecimento, em que a quantidade do modificador de capacidade de umedecimento se baseia pelo menos parcialmente no volume da pluralidade de propantes; e
10 permitir que o modificador de capacidade de umedecimento interagisse com pelo menos uma porção da pluralidade de propantes.

Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um entre tolueno, diesel, heptano, octano ou condensado. Em algumas modalidades o fluido compreende pelo menos um entre
15 poliol ou éter de poliol, e em que o poliol e éter de poliol têm independentemente de 2 a 25 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o poliol ou éter de poliol é pelo menos um entre 2-butoxietanol, etileno glicol, propileno glicol, poli(propileno glicol), 1,3-propanodiol, 1,8-
20 octanodiol, éter de monometil dietileno glicol, éter de monobutil etileno glicol ou éter de monometil de dipropileno glicol. Em algumas modalidades, o fluido compreende ainda pelo menos um álcool monoidróxi, éter ou cetona independentemente tendo de 1 a 4 átomos de carbono.
25 Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um entre água, metanol, etanol ou isopropanol. Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um entre metano, dióxido de carbono ou nitrogênio. Em algumas modalidades, a fratura tem pelo menos uma primeira
30 condutividade antes de contatar a fratura com a composição

e pelo menos uma segunda condutividade após contatar a fratura com a composição, e em que a segunda condutividade é mais elevada em pelo menos 5 por cento (em algumas modalidades, pelo menos 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 100 ou mesmo pelo menos 150 ou mais) do que a primeira condutividade. Em algumas modalidades, a fratura é essencialmente isenta de condensado.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Para uma compreensão mais completa das características e vantagens da presente invenção, faz-se referência agora à descrição detalhada da invenção juntamente com as figuras em anexo e nas quais:

a figura 1 é uma ilustração esquemática de uma modalidade exemplar de uma plataforma de gás e petróleo offshore que opera um aparelho para tratar uma região próxima ao furo do poço de acordo com a presente invenção,

a figura 2 mostra a região próxima ao furo do poço com uma fratura em detalhe maior para aquelas modalidades relacionadas a uma formação fraturada; e

a figura 3 é uma ilustração esquemática da inundação de testemunho montada para testar amostras de testemunho e outros materiais utilizando as composições e métodos da presente invenção.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Enquanto a fabricação e uso de várias modalidades da presente invenção são discutidos em detalhe abaixo, deve ser reconhecido que a presente invenção provê muitos conceitos inventivos aplicáveis que podem ser incorporados em uma ampla variedade de contextos específicos. As modalidades específicas discutidas aqui são meramente

ilustrativas de modos específicos para fabricar e utilizar a invenção e não delimitar o escopo da invenção.

Para facilitar a compreensão da presente invenção, diversos termos são definidos abaixo. Os termos definidos aqui têm significados como comumente entendido por uma pessoa com conhecimentos comuns nas áreas relevantes à presente invenção. Os termos como "um", "uma" e "o, a" não pretendem se referir somente à entidade singular, porém incluem a classe gral da qual um exemplo específico pode ser utilizado para ilustração. A terminologia da presente invenção é utilizada para descrever modalidades específicas da invenção, porém seu uso não delimita a invenção, exceto como delineado nas reivindicações. As seguintes definições de termos se aplicam do início ao fim do relatório descritivo e reivindicações.

O termo "salmoura" se refere à água tendo pelo menos um sal de eletrólito dissolvido na mesma (por exemplo, tendo qualquer concentração não zero, e que pode ser, em algumas modalidades, menor do que 1000 partes por milhão em peso (ppm), ou maior do que 1000 ppm, maior do que 10.000 ppm, maior do que 20.000 ppm, 30.000 ppm, 40.000 ppm, 50.000 ppm, 100.000 ppm, 150.000 ppm ou mesmo maior do que 200.000).

O termo "composição de salmoura" se refere aos tipos de eletrólitos dissolvidos e suas concentrações em salmoura.

O termo "informação de compatibilidade" se refere a informações referentes à estabilidade de fase de uma solução ou dispersão.

O termo "condições de fundo de poço" se refere à

temperatura, pressão, umidade e outras condições que são comumente encontradas em formações subterrâneas.

O termo "homogêneo" significa macroscopicamente uniforme durante todo o tempo e não propenso à separação de fase macroscópica espontânea.

O termo "formação que contém hidrocarboneto" inclui tanto formações que contêm hidrocarboneto no campo (isto é, formações subterrâneas que contêm hidrocarboneto) e porções de tais formações que contêm hidrocarboneto (por exemplo, amostras de testemunho).

O termo "fratura" se refere a uma fratura que é artificial. No campo, por exemplo, fraturas são tipicamente feitas por injetar um fluido de fraturar em uma formação geológica subterrânea em uma taxa e pressão suficientes para abrir uma fratura na mesma (isto é, excedendo a resistência da rocha).

O termo "grupo de silano hidrolisável" se refere a um grupo tendo pelo menos uma fração Si-O-Z que é submetida à hidrólise com água em um pH entre aproximadamente 2 e aproximadamente 12, em que Z é H ou alquila ou arila substituída ou não substituída.

O termo "não iônico" se refere ao tensoativo sendo livre de grupos iônicos (por exemplo, sais) ou grupos (por exemplo, CO_2H , $-\text{SO}_3\text{H}$, $-\text{OSO}_3\text{H}$, $-\text{P}(=\text{O})(\text{OH})_2$) que são prontamente substancialmente ionizados em água.

O termo "ponto de ebulição normal" se refere ao ponto de ebulição em uma pressão de uma atmosfera (100 kPa).

O termo "polímero" se refere a uma molécula de peso molecular de pelo menos 1000 gramas/mol, cuja estrutura inclui essencialmente a repetição múltipla de unidades

derivadas efetivamente ou de modo conceptual, de moléculas de massa molecular relativa baixa.

O termo "polimérico" se refere à inclusão de um polímero.

5 O termo "solvente" se refere a um material líquido homogêneo (incluindo qualquer água com a qual pode ser combinado) que é capaz de pelo menos parcialmente dissolver o(s) tensoativo(s) polimérico(s) fluorado(s) não iônico com o qual é combinado a 25°C.

10 O termo "miscível em água" significa solúvel em água em todas as proporções.

O termo "produtividade"; conforme aplicado a um poço; refere-se à capacidade de um poço de produzir hidrocarbonetos; isto é, a razão da taxa de fluxo de
15 hidrocarboneto para a queda de pressão, onde a queda de pressão é a diferença entre a pressão média de reservatório e a pressão de poço de furo do fundo em fluxo (isto é, fluxo por unidade de força de acionamento).

Como utilizado aqui, o termo "substancialmente livre
20 de sal precipitado" se refere à quantidade de sais encontrados em água sob condições de fundo de poço que precipitam e não interferem na interação (por exemplo, absorção) do tensoativo com a formação, fratura ou propantes, e em alguns casos a quantidade de sais pode ser
25 zero. Em um exemplo, substancialmente isenta de sal precipitado é uma quantidade de sal que é menor do que 5% mais elevada do que o produto de solubilidade em uma dada temperatura e pressão. Em outro exemplo, uma formação se torna substancialmente isenta de sal precipitado quando a
30 quantidade de sal na formação foi reduzida, dissolvida ou

deslocada de tal modo que os sais não interferem na ligação do tensoativo com a formação.

Como utilizado aqui, o termo "informação de desempenho" se refere a pelo menos um entre permeabilidade a gás, permeabilidade a gás relativa, taxa de produção de gás, taxa de produção de condensado, taxa de produção de óleo, ou o índice de produtividade (por exemplo, a razão da taxa de produção para a diferença entre o reservatório médio e a pressão de furo de poço).

O termo "ponto de névoa" de um tensoativo se refere à temperatura na qual um tensoativo não iônico se torna não homogêneo em água. Essa temperatura pode depender de muitas variáveis (por exemplo, concentração de tensoativo, concentração de solvente, composição de solvente, concentração de água, composição e concentração de eletrólito, composição e concentração de fase de óleo e a presença de outros tensoativos).

Como utilizado aqui, o termo "essencialmente isento de tensoativo" se refere a fluido que pode ter um tensoativo em uma quantidade insuficiente para o fluido ter um ponto de névoa, por exemplo, quando está abaixo de sua concentração crítica de micela. Um fluido que é essencialmente isento de tensoativo pode ser um fluido que tem um tensoativo, porém em uma quantidade insuficiente para alterar a capacidade de umedecimento, por exemplo, de uma formação clástica que contém hidrocarboneto sob condições de fundo do poço. Um fluido que é essencialmente isento de tensoativo inclui aqueles que têm uma percentagem em peso de tensoativo tão baixa quanto 0 por cento em peso.

Como utilizado aqui, um "modificador de capacidade de

umedecimento" se refere a um composto que afeta a energia superficial de um material. Exemplos não limitadores de modificadores de capacidade de umedecimento podem incluir hidrocarbonetos (por exemplo, parafina ou cera), silicone (fluorado ou não fluorado), polissiloxanos (fluorado ou não fluorado), uretanos (fluorado ou não fluorado), poliaminas, fluoropolímeros, tensoativos (fluorado ou não fluorado). Em algumas modalidades, os modificadores de capacidade de umedecimento incluem tensoativo. Em algumas modalidades, os modificadores de capacidade de umedecimento incluem tensoativos fluorados não iônicos.

Surpreendentemente, os requerentes descobriram que a remoção de água conata de uma formação que não é de outro modo bloqueada por líquido ou danificada por líquido (por exemplo, aterro de condensado, água móvel e água residual) melhorará a permeabilidade de gás.

Muitos poços de gás natural, especialmente aqueles tendo as formações denominadas de permeabilidade muito baixa ou "hermética", podem ser tratados de acordo com a presente invenção para melhorar seu índice de produtividade (PI). Verificou-se que os modificadores de capacidade de umedecimento podem ser utilizados para tratar formações com baixa permeabilidade (por exemplo, formações bloqueadas por líquido, danificadas por líquido ou bloqueadas por água para melhorar o índice de produtividade) e também problemas causados por água conata em formações não danificadas. Não desejando ser limitado por teoria, acredita-se que, os mecanismos incluem um aumento na permeabilidade de gás (por exemplo, permeabilidade relativa de gás) e uma redução de efeitos inerciais que diminuem o fluxo de gás em taxas

elevadas quando água e/ou condensado é removido do meio poroso. Adicionalmente não desejando ser limitado por teoria, acredita-se que, para modalidades nas quais a formação é fraturada o tratamento químico pode ser útil em

5 formações tanto clástica como de carbonato uma vez que é a fratura hidráulica que está sendo principalmente tratada em vez da formação. Frequentemente, um volume de tratamento relativamente pequeno pode ser necessário uma vez que o volume de poro na fratura sustentada pode ser pequeno.

10 Algum vazamento para a formação pode ocorrer e pode fornecer benefício adicional pelo tratamento da rocha imediatamente em volta da fratura, em alguns casos, porém o alvo de estimulação principal é a própria fratura. O tratamento pode ser útil na formação e/ou fraturas tanto em

15 poços de gás natural como poços de condensado de gás. Em algumas modalidades, por exemplo, quando a salinidade é elevada uma pré-lavagem pode ser desejável.

Em algumas modalidades, formações que contêm hidrocarboneto que podem ser tratadas de acordo com os

20 métodos da presente invenção têm pelo menos uma fratura (em algumas modalidades, pelo menos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ou mesmo 10 ou mais fraturas). O volume de uma fratura pode ser medido utilizando métodos que são conhecidos na técnica (por exemplo, por teste transiente de pressão de um poço

25 fraturado). Tipicamente, quando uma fratura é criada em uma formação subterrânea que contém hidrocarboneto, o volume da fratura pode ser estimado utilizando pelo menos um entre o volume conhecido de fluido de fraturar ou a quantidade conhecida de propante utilizada durante a operação de

30 fraturar.

Em algumas modalidades, a formação clástica que contém hidrocarboneto tem pelo menos uma fratura. Em algumas dessas modalidades, a fratura tem uma pluralidade de propantes na mesma. Materiais de propante de fratura são tipicamente introduzidos na formação como parte de um tratamento de fratura hidráulico. Propantes exemplares conhecidos na técnica incluem aqueles feitos de areia (por exemplo, Ottawa, Brady ou Colorado Sands, frequentemente mencionadas como areias branca e marrom tendo várias razões), areia revestida com resina, bauxita sinterizada, cerâmica (isto é, vidros, cerâmicas cristalinas, cerâmica de vidro e combinações dos mesmos), termoplásticos, materiais orgânicos (por exemplo, cascas de noz moídas ou trituradas, cascas de sementes, caroços de frutas e madeira processada) e argila. Propantes de areia são disponíveis, por exemplo, de Badger Mining Corp., Berlin, WI; Borden Chemical, Columbus, OH; e Fairmont Minerals, Chardon, OH. Propantes termoplásticos são disponíveis, por exemplo, da Dow Chemical Company, Midland, MI; e BJ Services, Houston, TX. Propantes à base de argila são disponíveis, por exemplo, da CarboCeramics, Irving, TX; e Saint-Gobain, Courbevoie, França. Propantes de cerâmica de bauxita sinterizada são disponíveis, por exemplo, de Borovichi Refractories, Borovichi, Russia; 3M Company, St. Paul, MN; CarboCeramics; e Saint Gobain. Propantes de conta e bolha de vidro são disponíveis, por exemplo, da Diversified Industries, Sidney, British Columbia, Canadá; e 3M Company. Em algumas modalidades, os propantes formam vedadores em uma formação e/ou furo do poço. Propantes podem ser selecionados para serem quimicamente compatíveis com os

fluidos e composições descritas aqui. Exemplos não limitadores de sólidos em partículas incluem materiais de propante de fratura que podem ser introduzidos na formação como parte de um tratamento de fratura hidráulica, e material em partículas de controle de areia introduzível no furo do poço/formação como parte de um tratamento para controle de areia como acondicionamento de cascalho ou "frac Pack".

A presente invenção inclui composições e métodos para remover água da porção próxima ao furo do poço de uma formação que contém hidrocarboneto e penetrada por um furo de poço, e mais particularmente, ao uso de um modificador de capacidade de umedecimento que inclui, por exemplo, um polímero fluorado não iônico para remover bloqueio de água a fim de melhorar a produtividade do poço.

Os exemplos de tensoativos que podem ser úteis como modificadores de capacidade de umedecimento em métodos de acordo com a presente invenção, incluem tensoativos aniônicos, tensoativos catiônicos, tensoativos não iônicos, tensoativos anfotéricos (por exemplo, tensoativos zwitteriônicos), e combinações dos mesmos. Muitos de cada tipo de tensoativo são amplamente disponíveis a uma pessoa versada na técnica. Esses incluem tensoativos baseados em fluoroquímico, silicone e hidrocarboneto. Uma pessoa com conhecimentos na técnica, à luz da presente revelação, reconhecerá que a seleção de tensoativos dependerá da natureza da formação (clástica versus não clástica) bem como outros tensoativos. Tensoativos úteis que podem ser utilizados para tratar formações clásticas podem incluir catiônicos, aniônicos, não iônicos, anfotéricos (por

exemplo, tensoativos zwitteriônicos). Formações não clásticas podem ser tratadas com aniônicos, anfotéricos (por exemplo, tensoativos zwitteriônicos).

Os exemplos de tensoativos aniônicos úteis incluem
 5 sais de metal alcalino e (alquil) amônio de: sulfatos e sulfonatos de alquila como sulfato de dodecil de sódio e dodecanosulfonato de potássio; sulfatos de derivados polietoxilados de álcoois alifáticos de cadeia reta, ou ramificada, e ácidos carboxílicos; alquil
 10 benzenosulfonatos, alquil naftaleno sulfonatos e sulfatos (por exemplo, lauril benzenosulfonato de sódio), carboxilatos de álcool de aralquila e alquila polietoxilada e etoxilada; glicinatos (por exemplo, sarcosinatos de alquila e glicinatos de alquila); sulfossuccinatos
 15 incluindo sulfossuccinatos de dialquila, derivados de isetionato, derivados de N-acil taurina (por exemplo, taurato de N-metil-N-oleíl de sódio); e mono- ou di-ésteres de fosfato de alquila (por exemplo, éster de fosfato de álcool dodecil etoxilado, sal de sódio).

20 Os exemplos de tensoativos catiônicos úteis incluem: os sais de alquil amônio tendo a fórmula $C_rH_{2r+1}N(CH_3)_3X$, onde X é, por exemplo, OH, Cl, Br, HSO_4 ou uma combinação de OH e Cl, e onde r é um número inteiro de 8 a 22, e a fórmula $C_sH_{s+1}N(C_2H_5)_3X$, onde s é um número inteiro de 12 a
 25 18; tensoativos gêmeos, por exemplo, aqueles tendo a fórmula: $[C_{16}H_{33}N(CH_3)_2C_tH_{2t+1}]X$, onde t é um número inteiro de 2 a 12 e X é, por exemplo, OH, Cl, Br, HSO_4 ou uma combinação de OH e Cl; sais de aralquil amônio (por exemplo, sais de benzalcônio); e sais de cetil etil
 30 peridíneo, por exemplo, $C_{16}H_{33}N(C_2H_5)(C_5H_{10})X$, em que X é, por

exemplo, OH, Cl, Br, HSO₄ ou uma combinação de OH e Cl.

Os exemplos de tensoativos anfotéricos úteis incluem
óxidos de alquildimetil amina, óxidos de alquil carboxamido
alquilenodimetil amina, aminopropionatos, sulfobetaínas,
5 betaínas de alquila, alquilamidobetaínas, glicinatos de
diidroxietila, acetatos de imidazolina, propionatos de
imidazolina, carboxilato de amônio e anfotéricos de
sulfonato de amônio e sulfonatos de imidazolina.

Os exemplos de tensoativos não iônicos de
10 hidrocarboneto úteis incluem éteres de polioxietileno
alquila, éteres de fenila-alquila polioxietileno, ésteres
de acila polioxietileno, ésteres de ácido graxo sorbitano,
alquilaminas de polioxietileno, alquilamidas de
polioxietileno, éteres de laurila de polioxietileno, éteres
15 de cetila de polioxietileno, éteres de estearila de
polioxietileno, éter de oleíla de polioxietileno, éteres de
octil fenil polioxietileno, éteres de nonil fenil
polioxietileno, lauratos de polietileno glicol, copolímero
de bloco de oxipropileno-oxietileno, laurato de sorbitano,
20 estearato de sorbitano, distearato de sorbitano, oleato de
sorbitano, sesquioleato de sorbitano, trioleato de
sorbitano, lauratos de sorbitano polioxietileno, estearatos
de sorbitano de polioxietileno, oleatos de sorbitano
polioxietileno, lauril aminas de polioxietileno, lauril
25 amidas de polioxietileno, acetato de lauril amina,
tetrametil decinediol etoxilado, éster polimérico
fluoroalifático e copolímeros de polisiloxano-poliéter.

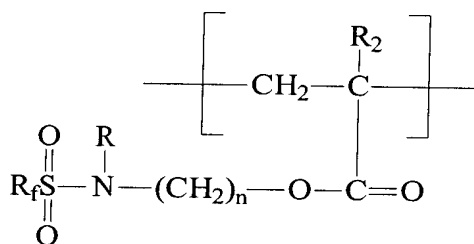
Tensoativos não iônicos úteis também incluem
tensoativos fluorados não iônicos. Os exemplos incluem
30 tensoativos fluorados não iônicos como aqueles

comercializados sob a designação comercial "ZONYL" (por exemplo, ZONYL FSO) por E.I. du Pont de nemours and Co., Wilmington, DE.

Tensoativos poliméricos fluorados não iônicos também
5 podem ser utilizados.

Em algumas modalidades, o tensoativo polimérico fluorado não iônico compreende:

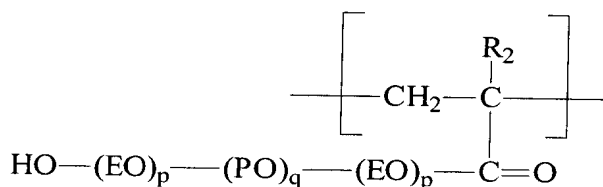
(a) pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



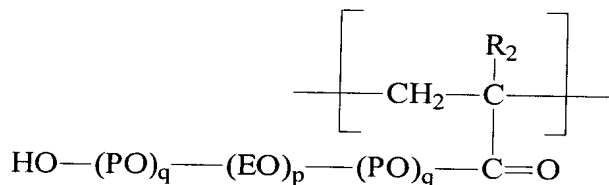
10

; e

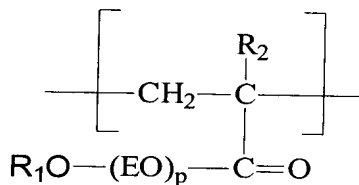
(b) pelo menos uma unidade divalente representada por uma fórmula:



;



; ou



;

em que

15

R_f representa um grupo de perfluoroalquila tendo de 1 a 8 átomos de carbono. Grupos exemplares R_f incluem perfluorometila, perfluoroetila, perfluoropropila, perfluorobutila (por exemplo, perfluoro-n-butila ou perfluoro-sec-butila), perfluoropentila, perfluoroexila, perfluoroheptila e perfluorooctila.

R , R_1 , e R_2 são; individual e independentemente, hidrogênio ou alquila de 1 a 4 átomos de carbono (por exemplo, metila, etila, n-propila, isopropila, butila, isobutila ou t-butila).

n é um número inteiro de 2 a 10.

EO representa $-\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}-$.

PO representa $-\text{CH}(\text{CH}_3)\text{CH}_2\text{O}-$ ou $-\text{CH}_2\text{CH}(\text{CH}_3)\text{O}-$.

Cada p é independentemente um número inteiro de 1 a aproximadamente 128.

Cada q é independentemente um número inteiro de 0 a aproximadamente 55. Tensoativos poliméricos fluorados não iônicos úteis têm, tipicamente, um peso molecular médio numérico na faixa de 1.000 a 30.000, 40.000, 50.000, 60.000, 75.000, 100.000 ou mais gramas/mol, embora pesos moleculares mais elevados e mais baixos também possam ser utilizados.

Modificadores de capacidade de umedecimento, como os tensoativos poliméricos fluorados não iônicos podem ser preparados por técnicas conhecidas na arte, incluindo, por exemplo, por copolimerização iniciada por radical livre de um acrilato que contém grupo de nonafluorobutanossulfonamido com um acrilato de poli(alquilenóxi) (por exemplo monoacrilato ou diacrilato) ou misturas dos mesmos. O ajuste da concentração e

atividade do iniciador, a concentração de monômeros, a temperatura, e os agentes de transferência de cadeia podem controlar o peso molecular do copolímero de poliacrilato. A descrição da preparação de tais poliacrilatos é feita, por exemplo, na patente dos Estados Unidos N° 3.787.351 (Olson). A preparação de monômeros de acrilato de nonafluorobutanossulfonamido é descrita, por exemplo, na patente dos Estados Unidos N° 2.803.615 (Ahlbrecht e outros), cuja revelação é incorporada aqui a título de referência. Os exemplos de ésteres poliméricos fluoroalifáticos e sua preparação são descritos, por exemplo, na patente dos Estados Unidos N° 6.664.354 (Savu e outros).

Os métodos descritos acima para fazer estruturas que contêm grupo de nonafluorobutilsulfonamido podem ser utilizados para fazer grupos de heptafluoropropil sulfonamido por iniciar com fluoreto de heptafluoropropil sulfonila, que pode ser feito, por exemplo, pelos métodos descritos nos Exemplos 2 e 3 da patente dos Estados Unidos N° 2.732.398 (Brice e outros), cuja revelação é incorporada aqui a título de referência.

Em algumas modalidades, onde a formação que contém hidrocarboneto tem pelo menos uma fratura que inclui um propante, modificadores de capacidade de umedecimento como tensoativos poliméricos fluorados não iônicos úteis em pôr em prática a presente invenção interagem com pelo menos uma porção da pluralidade de propantes (isto é, mudam a capacidade de umedecimento dos propantes). Modificadores de capacidade de umedecimento podem interagir com a pluralidade de propantes, por exemplo, por adsorver nas

superfícies dos propantes (em formações clásticas e não clásticas). Os métodos de determinar a interação de modificadores de capacidade de umedecimento com propantes incluem a medição da condutividade da fratura.

5 Em algumas modalidades, modificadores de capacidade de umedecimento úteis em pôr em prática a presente invenção modificam as propriedades de umedecimento da rocha em uma região próxima ao furo do poço de uma formação que contém hidrocarboneto (em algumas modalidades em uma fratura).
10 Embora não desejando ser limitado por teoria, acredita-se que os modificadores de capacidade de umedecimento como tensoativos poliméricos fluorados não iônicos genericamente adsorvam a formações sob condições de fundo de poço.

Novamente, não desejando ser limitado por teoria, para
15 modalidades onde a formação que contém hidrocarboneto é fraturada, acredita-se que modificadores de capacidade de umedecimento como tensoativos poliméricos fluorados não iônicos genericamente adsorvam as superfícies de propantes e a superfície de rocha em formação fraturada clástica que
20 contém hidrocarboneto e permaneçam tipicamente no local alvo pela duração de uma extração (por exemplo, 1 semana, 2 semanas, 1 mês ou mais tempo).

Os exemplos de solventes úteis incluem solventes orgânicos, água, e combinações dos mesmos. Os exemplos de
25 solventes orgânicos incluem solventes polares e/ou miscíveis em água como álcoois monoidróxi independentemente tendo de 1 a 4, ou mais, átomos de carbono (por exemplo, metanol, etanol, isopropanol, propanol e butanol), polióis, como, por exemplo, glicóis (por exemplo, etileno glicol ou
30 propileno glicol) alcanodióis terminais (por exemplo, 1,3-

propanodiol, 1,4-butanodiol, 1,6-hexanodiol, ou 1,8-octanodiol), poliglicóis (por exemplo, dietileno glicol, trietileno glicol, ou dipropileno glicol) e trióis (por exemplo, glicerol, trimetilol propano); éteres (por exemplo, éter de dietila, éter de metil t-butila, tetraidrofurano, p-dioxano; éter de poliol (por exemplo, éteres de glicol (por exemplo, éter de monobutil de etileno glicol, éter monometil de dietileno glicol, éter monometil de dipropileno glicol, éter monometil de propileno glicol, ou aqueles éteres de glicol disponíveis sob a designação "DOWANOL" da Dow Chemical Co., Midland, MI); cetonas (por exemplo, acetona ou 2-butanona), fluidos facilmente gaseificados (por exemplo, amônia, hidrocarbonetos com baixo peso molecular ou hidrocarbonetos substituídos, condensado, e dióxido de carbono líquido ou supercrítico) e misturas dos mesmos.

Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um entre poliol ou éter de poliol e pelo menos um álcool monoidróxi, éter, ou cetona independentemente tendo de 1 a 4 átomos de carbono, ou uma mistura dos mesmos. No evento de um componente do solvente ser um membro de duas classes funcionais, pode ser utilizado como qualquer classe, porém não ambas. Por exemplo, o éter metila de etileno glicol pode ser um éter de poliol ou um álcool de monoidróxi, porém não ambos simultaneamente.

Em algumas modalidades, o solvente consiste essencialmente em (isto é, não contém nenhum componente que afete materialmente propriedades de deslocamento ou solubilização de água da composição sob condições de fundo de poço) pelo menos de um poliol independentemente tendo de

2 a 25 (em algumas modalidades 2 a 10) átomos de carbono ou éter de poliol independentemente tendo de 2 a 25 (em algumas modalidades, 2 a 10) átomos de carbono, e pelo menos um álcool monoidróxi independentemente tendo de 1 a 4 átomos de carbono, éter independentemente tendo de 1 a 4 átomos de carbono ou cetona tendo de 1 a 4 átomos de carbono, ou uma mistura dos mesmos.

Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um poliol e/ou éter de poliol, que tem de forma independente, de 2 a 25 (em algumas modalidades de 2 a 20, ou mesmo de 2 a 10) átomos de carbono.

Como utilizado aqui com referência ao solvente, o termo "poliol" se refere a uma molécula orgânica que consiste em átomos C, H e O conectados entre si por ligações únicas C-H, C-C, C-O, O-H e tendo pelo menos dois grupos C-O-H. Por exemplo, polióis úteis podem ter independentemente de 2 a 8 átomos de carbono ou independente de 2 a 6 átomos de carbono, e éteres de poliol úteis podem ter independentemente de 3 a 10 átomos de carbono, por exemplo, independentemente de 3 a 8 átomos de carbono ou independentemente de 5 a 8 átomos de carbono. Polióis úteis exemplares incluem etileno glicol, propileno glicol, poli(propileno glicol), 1,3-propanodiol, trimetilolpropano, glicerol, pentaeritritol e 1,8-octanodiol.

Como utilizado aqui com referência ao solvente, o termo "éter de poliol" se refere a uma molécula orgânica que consiste em átomos C, H e O conectados entre si por ligações únicas C-H, C-C, C-O, O-H e que pelo menos é teoricamente derivável por eterificação pelo menos parcial

de um poliol. Éteres de poliol, úteis, exemplares, incluem éter de monometil dietileno glicol; éter de monobutil etileno glicol; e éter de monometil dipropileno glicol. O poliol e/ou éter de poliol pode ter um ponto de ebulição normal menor do que 232°C; por exemplo, para facilitar remoção do poliol e/ou éter de poliol de um poço após tratamento.

Em algumas modalidades, o poliol ou éter de poliol é independentemente pelo menos um entre 2-butóxi etanol, etileno glicol, propileno glicol, poli(propileno glicol), 1,3-propanodiol, 1,8-octanodiol, éter de monometil dietileno glicol, éter de monobutil de etileno glicol ou éter de monometil dipropileno glicol.

Em algumas modalidades, o solvente compreende ainda pelo menos um álcool monoidróxi, éter, e/ou cetona que pode ter independentemente até (e incluindo) 4 átomos de carbono. É reconhecido que, por definição, éteres devem ter pelo menos 2 átomos de carbono e cetonas devem ter pelo menos 3 átomos de carbono.

Como utilizado aqui com referência ao solvente, o termo "álcool monoidróxi" se refere a uma molécula orgânica formada inteiramente de átomos C, H e O conectados entre si por ligações únicas C-H, C-C, C-O, O-H, e tendo exatamente um grupo C-O-H. Alcoois monoidróxi, exemplars, tendo independentemente de 1 a 4 átomos de carbon, incluem metanol, etanol, n-propanol, isopropanol, 1-butanol, 2-butanol, isobutanol e t-butanol.

Como utilizado aqui com referência ao solvente, o termo "éter" se refere a uma molécula orgânica formada inteiramente de átomos C, H e O conectados entre si por

ligações únicas C-H, C-C, C-O, O-H, e tendo pelo menos um grupo C-O-C. Éteres exemplars, tendo de 2 a 4 átomos de carbon, incluem éter dietila, éter de metila etileno glicol, tetraidrofurano, p-dioxano, e éter dimetila de etileno glicol.

Como utilizado aqui com referência ao solvente, o termo "cetona" se refere a uma molécula orgânica inteiramente de átomos C, H e O conectados entre por ligações únicas C-H, C-C, C-O e ligações duplas C=O, e tendo pelo menos um grupo C-C(=O)-C. Cetonas exemplares tendo de 3 a 4 átomos de carbono incluem acetona, 1-metóxi-2-propanona e 2-butanona.

Em algumas modalidades, o solvente é genericamente capaz de solubilizar e/ou deslocar salmoura e/ou condensado na formação. Os exemplos de salmoura incluem água conata ou não conata, água móvel ou imóvel e similar. Por exemplo, o solvente pode ser capaz de pelo menos um entre solubilizar ou deslocar salmoura na formação. De modo semelhante, o solvente pode ser, por exemplo, capaz de pelo menos um entre solubilizar ou deslocar condensado na formação. Em algumas modalidades, os métodos de acordo com a presente invenção são tipicamente úteis para tratar formações que contêm hidrocarboneto contendo salmoura e/ou condensado.

Embora não desejando ser limitado por teoria, acredita-se que a eficácia das composições descritas aqui para melhorar a permeabilidade de formações tendo salmoura (e/ou condensado) na mesma será tipicamente determinada pela capacidade da composição de dissolver a quantidade de salmoura (e/ou condensado) presente na formação.

Consequentemente, em uma dada temperatura quantidades

maiores de composições tendo solubilidade de salmoura (e/ou condensado) mais baixa (isto é, composições que podem dissolver uma quantidade relativamente mais baixa de salmoura ou condensado) serão tipicamente necessárias do que no caso de composições com solubilidade mais elevada de salmoura (e/ou condensado) e contendo o mesmo tensoativo na mesma concentração.

Tipicamente, composições úteis na prática da presente invenção incluem de pelo menos 0,01, 0,015, 0,02, 0,025, 0,03, 0,035, 0,04, 0,045, 0,05, 0,055, 0,06, 0,065, 0,07, 0,075, 0,08, 0,085, 0,09, 0,095, 0,1, 0,15, 0,2, 0,25, 0,5, 1, 1,5, 2, 3, 4, ou 5 por cento em peso, até 5, 6, 7, 8, 9 ou 10 por cento em peso do modificador de capacidade de umedecimento, com base no peso total da composição. Por exemplo, a quantidade do modificador de capacidade de umedecimento nas composições pode estar em uma faixa de 0,01 a 10, 0,1 a 10, 0,1 a 5, 1 a 10, ou mesmo em uma faixa de 1 a 5 por cento em peso do modificador de capacidade de umedecimento, com base no peso total da composição.

Quantidades mais baixas, e mais elevadas, do modificador de capacidade de umedecimento nas composições, também podem ser utilizadas, e podem ser desejáveis para algumas aplicações.

A quantidade de solvente na composição varia, tipicamente, inversamente com a quantidade de componentes em composições úteis na prática da presente invenção. Por exemplo, com base no peso total da composição o solvente pode estar presente na composição em uma quantidade de pelo menos 10, 20, 30, 40 ou 50 por cento em peso ou mais até 60, 70, 80, 90, 95, 98 ou mesmo 99 por cento em peso ou

mais.

Em algumas modalidades, as composições úteis na prática da presente invenção podem incluir ainda água (por exemplo, no solvente). Em algumas modalidades, as composições de acordo com a presente invenção são essencialmente isentas de água (isto é, contém menos de 0,1 por cento em peso de água com base no peso total da composição).

Os ingredientes para composições descritas aqui, incluindo modificadores de capacidade de umedecimento, e solvente, podem ser combinados utilizando técnicas conhecidas na arte para combinar esses tipos de materiais, incluindo o uso de barras de agitação magnética, convencionais ou misturador mecânico (por exemplo, misturador estático em linha e bomba de recirculação).

Genericamente, a quantidade dos modificadores de capacidade de umedecimento e solvente (qualquer tipo de solvente) depende da aplicação específica uma vez que as condições variam tipicamente entre formações que contêm hidrocarboneto, por exemplo, em diferentes profundidades na formação, e mesmo com o passar do tempo em uma dada formação. Vantajosamente, os métodos de acordo com a presente invenção podem ser customizados para formações, e condições, individuais.

Sem desejar ser limitado por teoria, acredita-se que resultados de tratamento de poço mais desejáveis sejam obtidos quando a composição de tratamento utilizada em uma região próximo ao furo do poço específica de um poço é homogênea na(s) temperatura(s) encontrada(s) na região próxima ao furo do poço. Por conseguinte, a composição de

tratamento é tipicamente selecionada para ser homogênea em temperatura(s) encontrada(s) na porção da formação que contém hidrocarboneto (por exemplo, uma região próxima ao furo do poço) a ser tratada.

5 Fluidos (incluindo líquidos e gases) úteis na prática da presente invenção pelo menos um entre pelo menos parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a salmoura na formação clástica que contém hidrocarboneto. Em algumas modalidades, o fluido pelo menos parcialmente
10 desloca a salmoura na formação clástica que contém hidrocarboneto. Em algumas modalidades, o fluido pelo menos parcialmente solubiliza salmoura na formação clástica que contém hidrocarboneto. Os exemplos de fluidos úteis incluem solventes polares e/ou miscíveis em água como álcoois
15 monohidróxi tendo de 1 a 4 ou mais átomos de carbono (por exemplo, metanol, etanol, isopropanol, propanol ou butanol); polióis como glicóis (por exemplo etileno glicol ou propileno glicol), alcanodióis terminais (por exemplo, 1,3-propanodiol, 1,4-butanodiol, 1,6-hexanodiol ou 1,8-
20 octanodiol), poliglicóis (por exemplo, dietileno glicol, trietileno glicol, ou dipropileno glicol) e trióis (por exemplo, glicerol, trimetilol propano); éteres (por exemplo, éter de dietila, éter de t-butil metila, tetraidrofurano, p-dioxano), éteres de poliol como éteres
25 de glicol (por exemplo, éter monobutil de etileno glicol, éter de monometil dietileno glicol, éter de monometil dipropileno glicol, éter de monometil de propileno glicol, ou aqueles éteres de glicol disponíveis sob a designação "DOWANOL" da Dow Chemical Co., Midland, MI); e cetonas (por
30 exemplo, acetona ou 2-butanona). Fluidos úteis também

incluem hidrocarbonetos líquidos ou gasosos (por exemplo, tolueno, diesel, heptano, octano, condensado, metano e solventes isoparafínicos obtidos da Total Fina, Paris, França, sob a designação comercial "ISANE" e da Exxon Mobil Chemicals, Houston, TX, sob a designação comercial "ISOPAR") e outros gases (por exemplo, nitrogênio e dióxido de carbono).

Os métodos de acordo com a presente invenção podem ser úteis, por exemplo, para recuperar hidrocarbonetos (por exemplo, pelo menos um entre metano, etano, propano, butano, hexano, heptano ou octano) de formações clásticas, subterrâneas, que contêm hidrocarboneto (em algumas modalidades, predominantemente arenito) ou de formações não clásticas subterrâneas que contêm hidrocarboneto (em algumas modalidades, predominantemente calcário).

Com referência à figura 1, uma plataforma de gás e petróleo, offshore, exemplar, é esquematicamente ilustrada, e genericamente designada 10. A plataforma semi-submersível 12 é centrada sobre a formação que contém hidrocarboneto submersa 14 localizada abaixo do fundo do mar 16. O conduto submarino 18 estende-se do convés 20 da plataforma 12 até a instalação da cabeça de poço 22 que inclui controladores preventivos de erupção 24. A plataforma 12 é mostrada com aparelho de içamento 26 e torre 28 para elevar e abaixar colunas de tubo como coluna de trabalho 30.

O furo do poço 32 estende-se através de várias camadas da terra incluindo a formação que contém hidrocarboneto 14. O revestimento 34 é cimentado dentro do furo do poço 32 por cimento 36. A coluna de trabalho 30 pode incluir várias ferramentas que incluem, por exemplo, montagem de filtro de

controle de areia 38 que é posicionada dentro do furo do poço 32 adjacente à formação que contém hidrocarboneto 14. Também estendendo a partir da plataforma 12 através do furo do poço 32 está o tubo de fornecimento de fluido 40 tendo seção de descarga de gás ou fluido 42 posicionada adjacente à formação que contém hidrocarboneto 14, mostrada com a zona de produção 48 entre vedadores 44, 46. Quando se deseja tratar a região próxima ao furo do poço 55 da formação que contém hidrocarboneto 14 adjacente à zona de produção 48, a coluna de trabalho 30 e tubo de fornecimento de fluido 40 são abaixados através do revestimento 34 até a montagem de filtro de controle de areia 38 e seção de descarga de fluido 42 serem posicionadas adjacente à região próxima ao furo do poço 55 da formação que contém hidrocarboneto 14 incluindo perfurações 50. Posteriormente, uma composição descrita aqui é bombeada para baixo do tubo de fornecimento 40 para tratar progressivamente a região próxima ao furo do poço da formação que contém hidrocarboneto 14.

Também mostrado na figura 2, uma zona de tratamento é representada ao lado de um revestimento 34, cimento 36 dentro da perfuração 50. Na vista expandida, uma fratura 57 é mostrada na qual um propante 60 foi adicionado. A fratura 57 é mostrada em relação à "zona triturada" 62 e regiões que circundam a região do furo do poço 32 mostrando uma formação que contém hidrocarboneto virgem 14. Uma zona danificada 64 tem permeabilidade mais baixa e é mostrada entre a formação de hidrocarboneto virgem 14 e o revestimento 34.

Embora o desenho represente uma operação offshore, o

técnico especializado reconhecerá que as composições e métodos para tratar uma zona de produção de um furo do poço também podem ser apropriados para uso em operações onshore. Além disso, embora o desenho represente um poço vertical, o técnico especializado também reconhecerá que métodos da presente invenção são igualmente bem adequados para uso em poços desviados, poços inclinados ou poços horizontais.

Um diagrama esquemático de aparelho de inundação de testemunho 100 utilizado para determinar permeabilidade relativa da amostra de substrato é mostrado na figura 3. O aparelho de inundação de testemunho 100 incluiu bombas de deslocamento positivo (Modelo no. 1458; obtida da General Electric Sensing, Billerica, MA) 102 para injetar fluido 103 em taxa constante para dentro dos acumuladores de fluido 116. Orifícios múltiplos de pressão 112 no suporte de testemunho 108 foram utilizados para medir a queda de pressão através de quatro seções (5,1 cm de comprimento cada) do testemunho 109. O orifício de pressão 111 foi utilizado para medir a queda de pressão através do testemunho inteiro. Dois reguladores de contrapressão (modelo no. BPR-50; obtidos da Temco, Tulsa, OK) 104, 106 foram utilizados para controlar a pressão em fluxo à montante 106 e à jusante 104 do testemunho 109. O fluxo de fluido foi através de um testemunho vertical para evitar segregação por gravidade do gás. O suporte de testemunho de pressão elevada (Modelo UTPT-1x8-3K-13 tipo Hassler, obtido de Phoenix, Houston, TX) 108, reguladores de contrapressão 106, acumuladores de fluido 116, e tubulação foram colocados dentro do forno com pressão-temperatura controladas (modelo DC 1406F; classificação máxima de

temperatura de 343°C, obtido da SPX Corporation, Williamsport, PA) nas temperaturas testadas.

Tipicamente, acredita-se ser desejável permitir um tempo de fechamento após as fraturas nas formações que contêm hidrocarboneto serem contatadas com as composições descritas aqui. Os tempos de ajuste exemplares incluem algumas horas (por exemplo, 1 a 12 horas), aproximadamente 24 horas ou mesmo alguns dias (por exemplo, 2 a 10).

O técnico especializado, após examinar a presente revelação, reconhecerá que vários fatores podem ser levados em consideração na prática da presente invenção incluindo, por exemplo, a resistência iônica da composição, pH (por exemplo, uma faixa de um pH de aproximadamente 4 a aproximadamente 10), e a tensão radial no furo do poço (por exemplo, aproximadamente 1 bar (100 kPa) até aproximadamente 1000 bars (100 MPa)).

Tipicamente, após tratamento de acordo com a presente invenção hidrocarbonetos são então obtidos do furo do poço em uma taxa de permeabilidade aumentada, em comparação com a taxa de permeabilidade antes do tratamento (em modalidades onde a formação tem fraturas, a fratura tem condutividade). Em algumas modalidades, a formação tem pelo menos uma primeira permeabilidade antes de contatar a formação com a composição e pelo menos uma segunda permeabilidade após contatar a formação com a composição, em que a segunda permeabilidade é pelo menos 5 (em algumas modalidades, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 ou mesmo 150) por cento mais elevada do que a primeira permeabilidade.

Os métodos de acordo com a presente invenção podem ser

postos em prática, por exemplo, em um ambiente de laboratório (por exemplo, em uma amostra de testemunho (isto é, uma porção) de uma formação que contém hidrocarboneto) ou no campo (por exemplo, em uma formação que contém hidrocarboneto subterrânea situada no fundo do poço em um poço). Tipicamente, os métodos de acordo com a presente invenção são aplicáveis a condições de fundo de poço tendo uma pressão em uma faixa de aproximadamente 1 bar (100 kPa) até aproximadamente 1000 bars (100 MPa) e uma temperatura em uma faixa de aproximadamente 37,8°C até 204°C, embora também possam ser úteis para tratar formações que contêm hidrocarboneto sob outras condições.

Além de salmoura e/ou condensado, outros materiais (por exemplo, asfalto ou água) podem estar presentes na formação que contém hidrocarboneto. Os métodos de acordo com a presente invenção também podem ser úteis nesses casos.

Vários métodos (por exemplo, bombeamento sob pressão) conhecidos por aqueles versados na técnica de gás e petróleo podem ser utilizados de acordo com a presente invenção para contatar as formações subterrâneas que contêm hidrocarboneto com composições compreendendo solvente e modificadores de capacidade de umedecimento como tensoativos poliméricos fluorados não iônicos. Tubulação em espiral, por exemplo, pode ser utilizada para fornecer a composição de tratamento a uma zona específica em uma formação. Em algumas modalidades, na prática da presente invenção pode ser desejável isolar uma zona específica em uma formação (por exemplo, com vedadores convencionais) a ser contatada com a composição de tratamento.

Poços de gás natural são frequentemente bloqueados por água de uma variedade de fontes. A água reduz a permeabilidade relativa do gás e reduz a produtividade do poço de gás. A água pode vir de fontes naturais como um aquífero, vários métodos de estimulação de poço como fratura que utilizam água como um fluido transportador, e água fluindo através do poço a partir de uma zona que contém água para a zona que contém gás. Os requerentes revelaram que composições com solventes e modificadores de capacidade de umedecimento podem ser utilizadas para remover água do meio poroso, recuperar sua permeabilidade de gás ao seu valor não danificado original e fornecer uma remediação durável do dano de modo que a produção de gás aumenta para seu valor elevado original antes do dano.

A composição pode incluir solventes, incluindo misturas de álcoois como isopropanol e glicóis como propileno glicol que são tolerantes a alta salinidade e outros fatores adversos comumente encontrados em poços de gás. Opcionalmente, um método de filtração pode ser utilizado para selecionar misturas de solvente desejáveis de solventes para as condições de reservatório para uma temperatura específica. Outro aspecto da invenção é o uso de uma pré-lavagem quando a salinidade é elevada. A composição de tratamento pode ser utilizada tanto para poços de gás como poços de condensado de gás danificados por água. Pode ser utilizada para estimular tanto a formação de gás como fraturas sustentadas que foram bloqueadas por água. Os mecanismos incluem um aumento na permeabilidade de gás e redução de efeitos inerciais que diminuem o fluxo de gás em taxas elevadas quando água é

removida do meio poroso. Ainda outro aspecto da invenção é o uso de misturas de solvente para solubilizar ou deslocar salmoura de formações que são danificadas após tratamento com modificador de capacidade de umedecimento como tensoativo de fluorocarboneto ou danificadas repetidamente por água uma vez que em tais casos o solvente por si só pode ser utilizado para recuperar a produtividade do poço.

O tratamento pode ser utilizado tanto para poços de gás como poços de condensado de gás danificados por água.

Pode ser utilizado para estimular tanto a formação de gás como fraturas sustentadas que foram bloqueadas por água.

Embora não desejando se limitar por teoria, acredita-se que os mecanismos incluam um aumento na permeabilidade relativa de gás e redução de efeitos inerciais que diminuem o fluxo

de gás em taxas elevadas quando água é removida do meio poroso. Ainda outro aspecto da invenção é o uso de misturas de solvente para solubilizar ou deslocar salmoura das formações que são danificadas após tratamento com o modificador de capacidade de umedecimento ou danificadas repetidamente por água uma vez que em tais casos o solvente por si só pode ser utilizado para recuperar a produtividade do poço.

No caso da salmoura de modelo e composição de tratamento serem pelo menos parcialmente incompatíveis, um

fluido pode ser utilizado para tratar a formação antes de contatar a formação. Em algumas modalidades, onde a primeira informação de compatibilidade indicar que a primeira salmoura de modelo e a primeira composição de tratamento são pelo menos parcialmente incompatíveis, o

Método I é selecionado. Por conseguinte, a quantidade de

fluido e tipo são selecionados de modo que o mesmo pelo menos um entre solubiliza ou desloca uma quantidade suficiente de salmoura na formação. Em algumas modalidades de métodos de acordo com a presente invenção, a quantidade de fluido e tipo podem ser selecionados de modo que o mesmo pelo menos um entre solubiliza ou desloca uma quantidade suficiente de salmoura na formação de tal modo que quando a composição é adicionada à formação, o tensoativo tem um ponto de névoa que está acima de pelo menos uma temperatura encontrada na formação. Em algumas modalidades, a quantidade de fluido e tipo são selecionados de modo que o mesmo pelo menos um entre solubiliza ou desloca uma quantidade suficiente de salmoura na formação de tal modo que quando a composição está contatando a formação, a formação é substancialmente isenta de sal precipitado.

Em algumas modalidades em que a informação de compatibilidade indica que a primeira salmoura de modelo e a primeira composição de tratamento são compatíveis, o Método II é selecionado, e a segunda composição de tratamento tem a mesma composição que a primeira composição de tratamento.

Em algumas modalidades, um método de tratamento e/ou composição é escolhido com base pelo menos em parte na informação de compatibilidade. Em geral, uma composição de tratamento é escolhida que lembra estreitamente, ou é idêntica a uma formulação de solvente-tensoativo a partir do conjunto de informações de compatibilidade, porém essa não é uma exigência. Por exemplo, custo, disponibilidade, regulações, inflamabilidade e preocupações ambientais podem influenciar a escolha específica de composição de

tratamento para uso em teste e/ou produção comercial.

Após seleção, as composições de tratamento podem ser adicionalmente avaliadas, por exemplo, por injeção em uma espécie (por exemplo, uma amostra de testemunho) tira de uma zona geológica específica a ser tratada, ou um espécime estreitamente similar. Isso pode ser executado em um ambiente de laboratório utilizando técnicas convencionais como, por exemplo, aquelas descritas por Kumar e outros em "Improving the Gas and condensate relative permeability using chemical treatments", artigo SPE 100529, apresentado na 2006 SPE Gas Technology Symposium realizado em Calgary, Alberta, Canadá, 15-17 de maio de 2006.

Vantagens e modalidades da presente invenção são adicionalmente ilustradas pelos seguintes exemplos, porém os materiais específicos e quantidades dos mesmos mencionados nesses exemplos, bem como outras condições e detalhes, não devem ser interpretados como limitando indevidamente a presente invenção. A menos que de outro modo observado, todas as partes, percentagens, razões, etc., nos exemplos e resto do relatório descritivo são em peso.

Exemplo 1

Um testemunho com as dimensões especificadas abaixo foi cortado de um bloco de rocha de fonte. O testemunho foi seco em um forno a 100°C por 24 horas e então foi pesado. O testemunho foi então envolto com politetrafluoroetileno (PTFE), folha de alumínio e envolto por encolhimento com tubulação de encolhimento a calor (obtido de acordo com a designação comercial "TEFLON HEAT SHRINK TUBING" de Zeus, Inc., Orangeburg, SC). O testemunho envolto foi colocado em

um suporte de testemunho dentro do forno na temperatura.

Um tensoativo polimérico fluorado não iônico ("Tensoativo polimérico fluorado não iônico A") foi preparado essencialmente como no Exemplo 4 da patente US N° 6.664.354 (Savu), exceto pelo uso de 15,6 gramas (g) de 50/50 álcool mineral/iniciador de peróxido orgânico (terc-butila peróxi-2-etil hexanoato obtido da Akzo Nobel, Arnhem, Holanda sob a designação comercial "TRIGONOX-21-C50") no lugar de 2,2'-azobisisobutironitrila, e com 9,9 g de 1-metil-2-pirrolidinona adicionado às cargas.

Um arenito Berea com as propriedades fornecidas na Tabela 1 (abaixo) foi preparado e carregado no suporte de testemunho. Uma permeabilidade de gás de metano de 158 md foi medida em temperatura ambiente. A seguir saturação com água conata de 30% foi estabelecida no testemunho utilizando salmoura com 15.000 ppm KCl. Gás de metano foi injetado para 150 volumes de poro. A permeabilidade a gás diminuiu até 102 md correspondendo a uma permeabilidade relativa de gás em saturação de água conata de 0,65.

20

Tabela 1

Comprimento, cm	20,32
Porosidade, %	20,06
Diâmetro, cm	2,54
Volume de poro, cm ³	20,81
Comprimento, cm	20,32
Porosidade, %	20,06
Diâmetro, cm	2,54
Volume de poro, cm ³	20,81

O testemunho de arenito Berea foi então tratado em uma temperatura de reservatório de 135°C. A composição da

solução de tratamento é dada na Tabela 2, abaixo. O tratamento foi deixado embeber no testemunho de arenito pelas 16 horas seguintes e então gás de metano foi novamente injetado por 160 volumes de poro. A permeabilidade a gás em estado constante foi de 150 md. Salmoura foi então introduzida no testemunho para restabelecer a saturação de água conata original de 30% e então metano injetado novamente para comparar sua permeabilidade com o valor de pré-tratamento na mesma saturação de água. A permeabilidade a metano em estado constante foi de 150 md. Esse valor é quase tão elevado quanto a permeabilidade a gás original e 1,5 vezes a permeabilidade a gás na mesma saturação de água a 30% antes do tratamento. Esse é um resultado notável, inesperado e muito favorável.

Tabela 2

Componente	% em peso
2-butóxi etanol	68,6
etanol	29,4
Tensoativo polimérico fluorado não iônico A	2

Gás e salmoura foram co-injetados no testemunho para medir a permeabilidade relativa de cada fase em um fluxo fracional de água de 3,6% para representar a invasão de água em uma zona de gás sem água móvel inicialmente presente. Em estado constante, a permeabilidade relativa a gás era de 0,066, o que indica dano severo devido a bloqueio de água. Metano foi então injetado para deslocar a água móvel na rocha. Aproximadamente 380 volumes de poro de gás de metano foram injetados. A permeabilidade a gás em

estado constante final foi de 154 md. Surpreendentemente, isso é essencialmente tão elevado quando a permeabilidade a gás original em saturação de água zero embora uma quantidade substancial de água residual ainda estivesse no testemunho. A queda de pressão da injeção de metano final não mostrou nenhuma tendência detectável a aumentar com o tempo indicando boa durabilidade do tratamento químico.

Exemplo 2

A permeabilidade a gás inicial foi medida utilizando nitrogênio a 23,9°C. A saturação de salmoura inicial de 19% foi estabelecida por injetar um volume medido de salmoura no testemunho submetido a vácuo. A permeabilidade relativa de gás em saturação inicial de água foi medida utilizando nitrogênio a 23,9°C. A Tabela 3 (abaixo) resume as propriedades do testemunho nas condições listadas. O procedimento foi realizado utilizando um testemunho de arenito Berea em uma temperatura de reservatório de 79,4°C.

Tabela 3

Testemunho	Arenito Berea
Comprimento, cm	20,32
Diâmetro, cm	2,54
Porosidade, %	20
Volume de poro, cm ³	20,6
Swi, %	19
Temperatura, °C	79,4
K, md	217

Uma mistura de hidrocarboneto sintética foi preparada que apresenta comportamento de condensado de gás retrógrado. A Tabela 4 (abaixo) fornece a composição da mistura de gás sintético. Uma inundação de duas fases com a

mistura de fluido foi feita utilizando o método de vaporização por expansão dinâmica, que também é conhecido como o método de estado pseudo-constante, mediante vaporização por expansão do fluido através do regulador de contrapressão à montante ajustado acima da pressão em ponto de orvalho em 35,2 MPa para a pressão de testemunho ajustada abaixo da pressão de ponto de orvalho pelo regulador de contrapressão a jusante. Essa inundação de testemunho foi feita em uma pressão de testemunho de 2,9 MPa. A Tabela 5 (abaixo) resume os resultados para o fluxo de duas fases de pré-tratamento.

Tabela 4

Componente	% mol
Metano	89
n-butano	5,0
n-heptano	2,5
n-decano	2,5
n-pentadecano	1

Tabela 5

	Krg	kro	Fator de aperfeiçoamento
Fluxo de 2 fases pré-tratamento ("inundação de condensado-1")	0,065	0,025	n/a
Fluxo de 2 fases pós-tratamento	0,123	0,047	1,88

("inundação de condensado-2")			
Inundação de condensado-3	0,134	0,052	2,05
Inundação de condensado-4	0,121	0,047	1,86

O testemunho foi então tratado com 18 volumes de poros da composição dada na tabela 6 (abaixo) e então fechado por 15 horas. O fluxo de gás e condensado de duas fases em estado constante foi então feito sob as mesmas condições que o fluxo de duas fases pré-tratamento. A Tabela 5 (acima) resume os resultados para o fluxo de duas fases pós-tratamento. Os resultados mostram que o tratamento químico aumentou a permeabilidade relativa de condensado e gás por um fator de aproximadamente 1,9.

10

Tabela 6

Componente	% em peso
Tensoativo polimérico fluorado não iônico	2
2-butoxietanol	69
Etanol	29

Tabela 7

Componente	% em peso
2-butoxietanol	70
Etanol	30

A seguir dois volumes de poro de três gases gás, condensado e salmoura em um fluxo fracional de salmoura igual a 0,038 foram injetados para testar o efeito de água móvel no tratamento. Isso foi seguido com uma lavagem de

15

fluido (composição dada na tabela 7) para remover a salmoura do testemunho e finalmente com o fluxo de duas fases da mesma mistura de fluido de condensado de gás (Inundação de condensado-3). A Tabela 5 (acima) resume os resultados para o Inundação de condensado-3. Verificou-se que o fator de aperfeiçoamento é de aproximadamente 2. Embora não desejando ser limitado por teoria, acredita-se que, esses resultados mostram que se uma zona que contém gás tratado posteriormente fosse, por exemplo, invadida por uma água móvel devido a fluxo transversal através do furo do poço de uma zona que contém água mais profunda penetrada pelo mesmo poço, o dano resultante devido a bloqueio de água poderia ser totalmente invertido por injeção de solvente na zona de gás tratada.

Um teste similar porém mais severo do dano de bloqueio de água causado por água móvel foi feito injetando a seguir 1 volume de poro de 100% de salmoura no mesmo testemunho. O testemunho foi então inundado com solvente para retirar por lavagem a salmoura e então novamente com a mesma mistura de fluido de condensado de gás de duas vezes até estabelecimento de fluxo de estado constante de gás e condensado (Inundação de condensado-4). A Tabela 5 (acima) resume os resultados para o Inundação de condensado-4. O fator de aperfeiçoamento nesse momento era aproximadamente 1,9.

Será entendido que modalidades específicas descritas aqui são mostradas como ilustração e não como limitações da invenção. As principais características dessa invenção podem ser empregadas em várias modalidades sem se afastar do escopo da invenção. Aqueles versados na técnica

reconhecerão ou serão capazes de determinar o uso não mais do que experimentação de rotina, inúmeros equivalentes aos procedimentos específicos descritos aqui. Tais equivalentes são considerados como estando compreendidos no escopo da presente invenção e são cobertos pelas reivindicações.

O uso da palavra "um" ou "uma", quando utilizado em combinação com o termo "compreendendo" nas reivindicações e/ou no relatório descritivo pode significar "um", porém também é compatível com o significado de "um ou mais", "pelo menos um", e "um ou mais do que um". O uso do termo "ou" nas reivindicações é utilizado para significar "e/ou" a menos que explicitamente indicado para se referir a alternativas somente ou as alternativas são mutuamente exclusivas, embora a revelação suporte uma definição que se refere somente a alternativas e "e/ou". Em todo esse pedido, o termo "aproximadamente" é utilizado para indicar que um valor inclui a variação inerente de erro para o dispositivo, o método sendo empregado para determinar o valor.

O termo "ou combinações do mesmo", como utilizado aqui, se refere a todas as permutações e combinações dos itens listados precedendo o termo. Por exemplo, "A, B, C ou combinações dos mesmos" pretende incluir pelo menos um entre: A, B, C, AB, AC, BC, ou ABC, e se a ordem for importante em um contexto específico, também, BA, CA, CB, CBA, BCA, ACB, BAC ou CAB. Continuando com esse exemplo, são expressamente incluídas combinações que contém repetições de um ou mais item ou termo, como BB, AAA, MB, BBC, AAABCCCC, CBBAAA, CABABB e assim por diante. O técnico especializado entenderá que tipicamente não há limite no

número de itens ou termos em qualquer combinação, a menos que de outro modo evidente a partir do contexto.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de tratar uma formação subterrânea que contém hidrocarboneto tendo água não conata, o método caracterizado pelo fato de que compreende contatar a formação subterrânea que contém hidrocarboneto com uma composição que compreende solvente e um modificador de capacidade de umedecimento, em que o solvente pelo menos parcialmente desloca ou solubiliza a água na formação.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto tem pelo menos uma fratura que inclui um propante.

3. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto compreende pelo menos entre um reservatório de gás seco, reservatório de gás úmido, um reservatório de gás condensado retrógrado, um reservatório de gás hermético, um reservatório de gás de camada de carvão ou um reservatório de armazenagem de gás.

4. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2 ou 3, caracterizado pelo fato de que compreende ainda reduzir fluxo não-Darcy na formação.

5. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3 ou 4, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto compreende uma formação danificada por água que é essencialmente isenta de condensado.

6. Método de recondicionar uma formação que contém hidrocarboneto tratada com um primeiro modificador de capacidade de umedecimento, em que a formação que contém

hidrocarboneto tratada é pelo menos parcialmente bloqueada por água, o método caracterizado pelo fato de que compreende:

contatar a formação que contém hidrocarboneto tratada que é pelo menos parcialmente bloqueada por água com um fluido, em que o fluido pelo menos parcialmente desloca água na formação que contém hidrocarboneto;

obter informações sobre desempenho da formação que contém hidrocarboneto após contatar a formação que contém hidrocarboneto com o fluido, e

fazer uma determinação com base pelo menos parcialmente nas informações de desempenho se deve retratar a formação que contém hidrocarboneto com um segundo modificador de capacidade de umedecimento.

7. Método, de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que a informação de desempenho compreende pelo menos um entre permeabilidade de gás, permeabilidade relativa de gás, taxa de produção de gás, taxa de produção de condensado, taxa de produção de óleo ou o índice de produtividade.

8. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6 ou 7, caracterizado pelo fato de que compreende ainda retratar a formação que contém hidrocarboneto com uma composição que compreende o segundo modificador de capacidade de umedecimento e pelo menos entre solvente ou água, em que o solvente compreende pelo menos um entre poliol ou éter de poliol, em que o poliol ou éter de poliol tem independentemente de 2 a 25 átomos de carbono, e em que o solvente compreende pelo menos um entre álcool monohidróxi, éter, ou cetona independentemente tendo

de 1 a 4 átomos de carbono.

9. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6, 7 ou 8, caracterizado pelo fato de que o primeiro e o segundo modificadores de capacidade de umedecimento são o mesmo tensoativo.

10. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6, 7, 8 ou 9, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto tem condensado, onde o fluido pelo menos parcialmente desloca o condensado na formação que contém hidrocarboneto.

11. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6, 7, 8, 9 ou 10, caracterizado pelo fato de que o fluido é essencialmente isento de tensoativo.

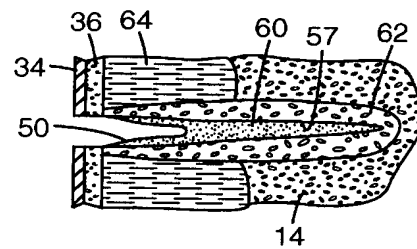
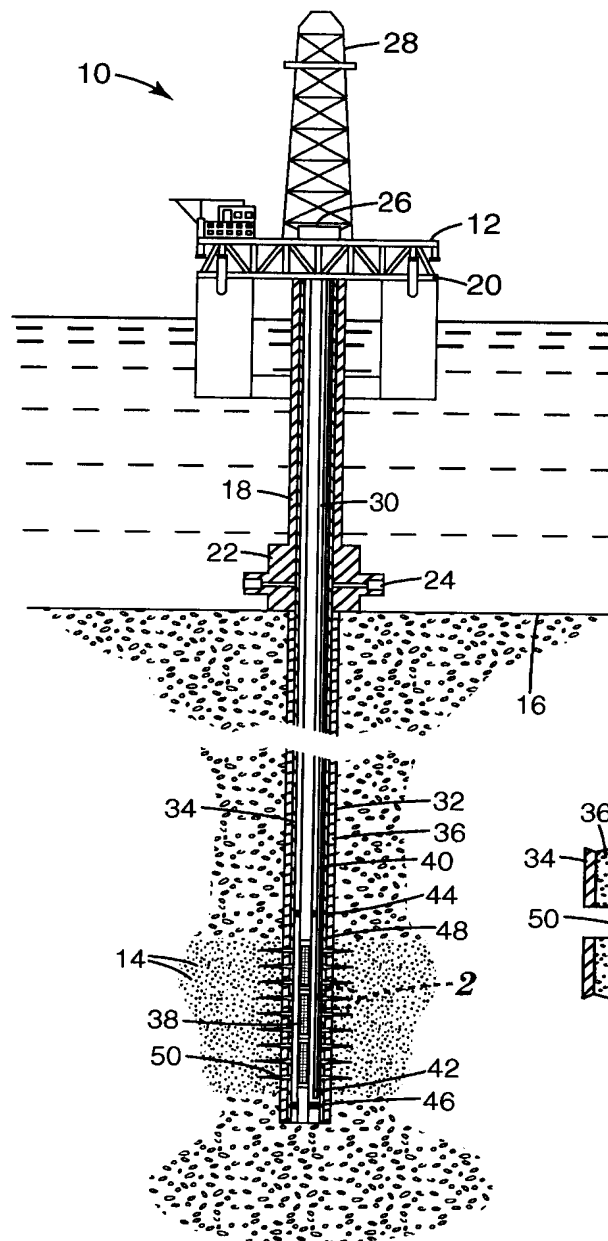
12. Método de tratar uma formação que contém hidrocarboneto tendo salmoura conata e pelo menos uma primeira permeabilidade relativa de gás, em que a formação não é de outra forma bloqueada por líquido, ou danificada por líquido, o método caracterizado pelo fato de que compreende:

contatar a formação que contém hidrocarboneto com um modificador de capacidade de umedecimento, em que quando o modificador de capacidade de umedecimento está contatando a formação que contém hidrocarboneto, a formação tem pelo menos uma segunda permeabilidade a gás, e em que a segunda permeabilidade a gás é pelo menos 5% mais elevada do que a primeira permeabilidade relativa a gás.

13. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 ou 12, caracterizado pelo fato de que o modificador de capacidade de umedecimento não é um composto organossilício.

14. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 ou 13, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto é uma formação clástica.

.5 15. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 ou 14, caracterizado pelo fato de que a formação que contém hidrocarboneto é uma formação não clástica.



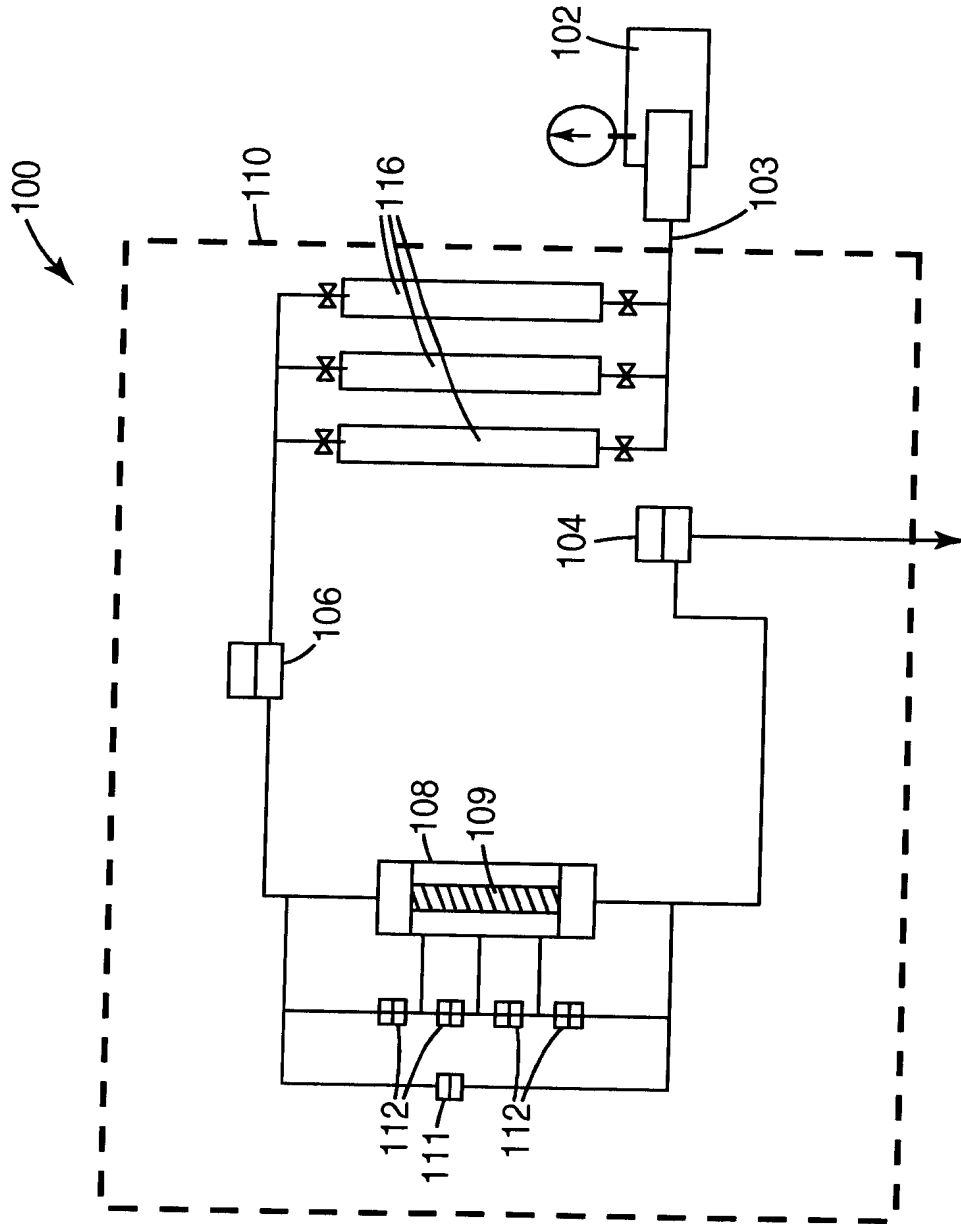


Fig. 3

RESUMO

**COMPOSIÇÕES E MÉTODOS PARA TRATAMENTO DE UM POÇO BLOQUEADO
POR ÁGUA**

A presente invenção inclui um método de tratar uma
5 formação que contém hidrocarboneto tendo água não conata, o
método inclui contatar a formação que contém hidrocarboneto
com uma composição que inclui um solvente e um modificador
de capacidade de umedecimento em que o solvente pelo menos
desloca parcialmente ou solubiliza a água na formação.