



INPI
Assinado
Digitalmente

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

CARTA PATENTE Nº PI 0819664-8

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

(21) Número do Depósito: PI 0819664-8

(22) Data do Depósito: 25/11/2008

(43) Data da Publicação do Pedido: 11/06/2009

(51) Classificação Internacional: E21B 43/22; C10G 1/00.

(30) Prioridade Unionista: US 60/991,590 de 30/11/2007.

(54) Título: MÉTODOS PARA MELHORAR A PRODUTIVIDADE DE POÇOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

(73) Titular: BOARD OF REGENTS, THE UNIVERSITY OF TEXAS SYSTEM. Endereço: 201 West Seventh, Austin, TX 78701, ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA(US); 3M INNOVATIVE PROPERTIES COMPANY.. Endereço: P.O. Box 33427, Saint Paul, MN 55133-3427, ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA(US)

(72) Inventor: GARY A. POPE; JIMMIE R. BARAN JR.; VISHAL BANG; MUKUL M. SHARMA.

Prazo de Validade: 20 (vinte) anos contados a partir de 25/11/2008, observadas as condições legais

Expedida em: 13/11/2018

Assinado digitalmente por:
Liane Elizabeth Caldeira Lage
Diretora de Patentes, Programas de Computador e Topografias de Circuitos Integrados

MÉTODOS PARA MELHORAR A PRODUTIVIDADE DE POÇOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Técnica Anterior

Sabe-se da técnica de perfuração de poços subterrâneos
5 que em alguns poços (por exemplo, alguns poços de petróleo)
salmoura está presente em formações geológicas com
hidrocarboneto na vizinhança do furo de poço (também
conhecida na técnica como a "região próxima do furo de
poço"). A salmoura pode ser de ocorrência natural (por
10 exemplo, água conata) e/ou pode ser resultado de operações
efetuadas no poço.

No caso de alguns poços (por exemplo, alguns poços de
petróleo), duas fases (isto é, uma fase oleosa e uma fase
gasosa) podem se formar na região próxima do furo do poço
15 conforme a pressão cai abaixo da pressão de saturação
(ponto de bolha) do petróleo. A presença de gás pode causar
um grande decréscimo na permeabilidade relativa ao
petróleo, e deste modo a produtividade do poço diminui.

A presença de salmoura e/ou a presença de duas fases
20 em uma região próxima do furo do poço de um poço de
petróleo pode inibir ou interromper a produção de
hidrocarbonetos do poço, e deste modo isto é tipicamente
indesejável. Tratamentos convencionais para aumentar a
produção de hidrocarboneto desses tais poços (por exemplo,
25 uma operação de fratura e escoramento ou um esguicho de
solvente) comumente alcança sucesso limitado. Por exemplo,
fluidos usados em uma operação de fratura podem ser
difíceis de limpar uma vez que a operação tenha sido
efetuada. Deste modo, ainda continua haver uma necessidade
30 por técnicas alternativas e/ou melhoradas para aumentar a

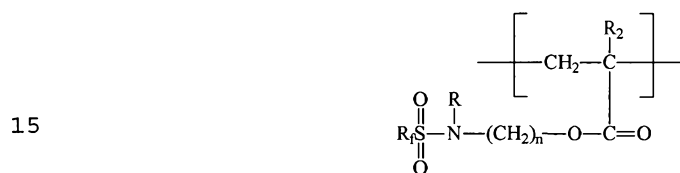
produtividade dos poços de petróleo que têm salmoura e/ou duas fases presentes em uma região próxima do furo do poço de uma formação geológica com hidrocarboneto.

Descoberta da Invenção

5 Em um aspecto, a presente descoberta fornece um método de tratamento de uma formação com petróleo e salmoura, o método compreendendo:

contatar a formação com uma composição compreendendo solvente e um polímero não-iônico, em que o polímero não-
10 iônico compreende:

pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



; e

um segmento de poli(alquilenóxi);

em que

20 R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono;

R e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono;

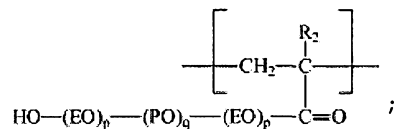
e

25 n é um número inteiro de 2 a 10;

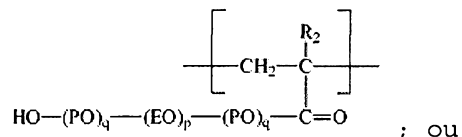
em que o solvente pelo menos solubiliza parcialmente ou pelo menos parcialmente desloca pelo menos um dentre petróleo ou a salmoura na formação, em que o petróleo é pelo menos um dentre petróleo negro ou petróleo volátil, e
30 em que a formação tem pelo menos um dentre permeabilidade a

petróleo ou condutividade de fratura que é aumentada depois de a composição entrar em contato com a formação.

Em algumas modalidades, o polímero não-iônico compreende pelo menos uma unidade divalente representada
5 pela fórmula:

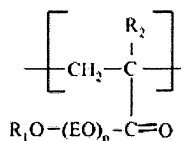


10



15

; ou



em que

R_1 e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou
20 aqueu de 1 a 4 átomos de carbono;

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

cada PO independentemente 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 até
25 cerca de 128; e

cada q é independentemente um número inteiro de 0 até
cerca de 55.

Em algumas modalidades, o petróleo é petróleo volátil.
Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um
30 dentre um poliol ou éter de poliol, em que o poliol e éter

de poliol independentemente têm de 2 a 25 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um dentre álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um independentemente tendo até 4 átomos de carbono. Em 5 algumas modalidades, o método compreende ainda o contato da formação com um fluido antes de contatar a formação com a composição, em que pelo menos o fluido parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a salmoura na formação. Em algumas modalidades, a formação tem pelo menos 10 uma fratura. Em algumas dessas modalidades, a fratura tem uma pluralidade de agentes de escoramento ali. Em algumas modalidades, R_f é perfluorbutil. Em algumas modalidades, a formação é uma formação clástica.

Em outro aspecto, a presente descoberta fornece uma 15 formação com petróleo e salmoura, em que a formação é penetrada por um furo de poço, em que o petróleo é ao menos parcialmente um dentre petróleo negro e petróleo volátil, e em que uma região da formação próxima do furo do poço é tratada de acordo com qualquer um dos métodos aqui 20 revelados. Em algumas modalidades, a formação é no fundo do poço. Em algumas modalidades, a formação é uma formação clástica, e o polímero não-iônico é adsorvido na formação clástica. Em algumas modalidades, a formação tem pelo menos uma fratura, em que a fratura tem uma pluralidade de 25 agentes de escoramento, e em que o polímero não-iônico é adsorvido em pelo menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento.

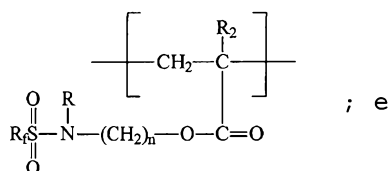
Em outro aspecto, a presente descoberta fornece um método para fazer a composição, o método compreendendo: 30 selecionar uma região geológica de uma formação com

pelo menos um dentre petróleo negro e petróleo volátil, a região geológica tendo uma temperatura, composição de hidrocarboneto e composição de salmoura;

receber dados que compreendem a temperatura, composição de hidrocarboneto e composição de salmoura da região geológica da formação;

gerar uma formulação compreendendo um polímero não-iônico e solvente, em que o polímero não-iônico compreende pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:

10



um segmento de poli(alquilenóxi);

15

em que

R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono;

R e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono;

20

e

n é um número inteiro de 2 a 10;

em que a formulação é gerada com base pelo menos em parte na informação de compatibilidade envolvendo o polímero não-iônico, o solvente, a temperatura e pelo menos um dentre a composição de hidrocarboneto ou a composição de salmoura da região geológica da formação; e

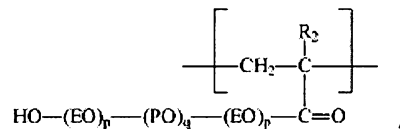
25

fazer a composição de acordo com a formulação.

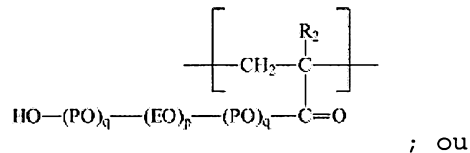
Em algumas modalidades do método de fazer uma composição de acordo com a presente descoberta, o polímero não-iônico compreende pelo menos uma unidade divalente

30

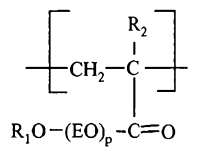
representada por uma fórmula:



5



10



em que:

R_1 e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou
15 alquil de 1 a 4 átomos de carbono;

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

cada PO independentemente representa independentemente
-CH(CH₃)CH₂O- ou -CH₂CH(CH₃)O-;

cada p é independentemente um número inteiro de 1 até
20 cerca de 128; e

cada q é independentemente um número inteiro de 0 até
cerca de 55.

Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo
menos um dentre um poliol ou éter de poliol, e em que o
25 poliol e éter de poliol independentemente têm de 2 a 25
átomos de carbono. Em algumas modalidades, o solvente
compreende pelo menos um álcool monohidroxílico, éter ou
cetona, cada um independentemente tendo até 4 átomos de
carbono.

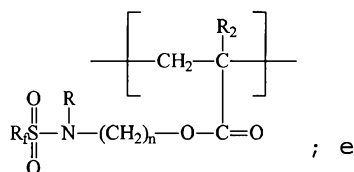
30 Em outros aspectos, a presente descoberta fornece uma

composição feita de acordo com o método para fazer uma
composição aqui revelada e um método de tratamento de uma
formação com pelo menos um dentre petróleo negro e petróleo
volátil, o método compreendendo o contato da formação com
5 uma composição feita de acordo com o método de fazer a
composição aqui revelada.

Em outro aspecto, a presente descoberta fornece um
método de tratamento de uma formação com petróleo e
salmoura, em que o óleo é pelo menos um dentre petróleo
10 negro ou petróleo volátil, em que a formação tem pelo menos
uma fratura, em que a fratura tem uma pluralidade de
agentes de escoramento ali, e em que a fratura tem uma
condutividade, o método compreendendo:

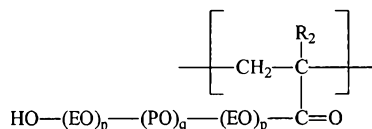
contatar pelo menos um dentre uma fratura ou pelo
15 menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento
com uma quantidade de uma composição compreendendo solvente
e um polímero não-iônico, em que o polímero não-iônico
compreende:

pelo menos uma unidade divalente representada pela
20 fórmula:

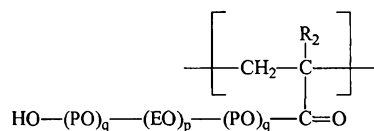


25

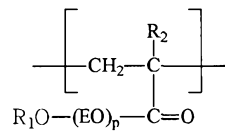
pelo menos uma unidade divalente representada pela
fórmula:



30



5 ou



em que

10 R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono;

R , R_1 e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono;

n é um número inteiro de 2 a 10;

15 EO representa $-\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O}-$;

cada PO independentemente 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 até cerca de 128; e

20 cada q é independentemente um número inteiro de 0 até cerca de 55,

em que o solvente pelo menos solubiliza parcialmente ou pelo menos desloca parcialmente pelo menos um dentre o petróleo ou a salmoura na fratura, e em que depois de a
25 composição contatar pelo menos um dentre a fratura ou pelo menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento, a condutividade da fratura é aumentada. Em algumas modalidades, a formação é uma formação clástica. Em algumas modalidades, a formação é uma formação não-clástica. Em
30 algumas modalidades, o petróleo é petróleo volátil. Em

algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um dentre um poliol ou éter de poliol, em que o poliol ou éter de poliol tem independentemente de 2 a 25 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o solvente compreende pelo menos um álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um independentemente com até 4 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o método compreende ainda o contato da fratura com um fluido antes do contato da fratura com a composição, em que o fluido pelo menos solubiliza parcialmente ou pelo menos desloca parcialmente a salmoura na fratura. Em algumas modalidades, R_f é perfluorbutil.

As modalidades dos métodos para tratar formações com petróleo e salmoura de acordo com a presente descoberta podem ser úteis, por exemplo, para recuperar hidrocarbonetos (por exemplo, hidrocarbonetos com de 1, 2, 3, 4 ou 5 átomos de carbono até cerca de 30, 35, 40, 45, 50 ou mais átomos de carbono, incluindo alifáticos, aromáticos e combinações dos mesmos) de formações geológicas subterrâneas (em algumas modalidades, formações clásticas).

Métodos de tratamento de acordo com a presente descoberta são tipicamente úteis, por exemplo, para aumentar a produtividade de poços de petróleo que têm salmoura e/ou têm um gás presente em uma região de furo de poço próxima de uma formação contendo petróleo. Tipicamente, depois do tratamento de acordo com a presente descoberta, petróleo é obtido do furo do poço em uma taxa aumentada, em comparação com a taxa antes do tratamento. Os métodos de tratamento aqui revelados aumentam pelo menos a permeabilidade ao petróleo da formação em pelo menos 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 ou mesmo pelo menos 200 por

um" e "o" não tem intenção de se referir somente a uma entidade no singular, mas incluem a classe geral da qual um exemplo específico pode ser usado para fins de ilustração. A frase "pelo menos um de permeabilidade a petróleo ou condutividade de fratura que é aumentada" se refere ao fato de que ou a permeabilidade ao petróleo, a condutividade da fratura ou ambas são aumentadas. A terminologia aqui é usada para descrever modalidades específicas da descoberta, porém seus usos não delimitam a invenção, exceto conforme esboçado nas reivindicações.

As seguintes definições ou termos se aplicam por todo o relatório descritivo e reivindicações.

O termo "salmoura" se refere à água com pelo menos um sal eletrólito dissolvido ali (por exemplo, com concentração diferente de zero, e o qual pode ser 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 ainda maior do que 200.000 ppm).

O termo "formação" (incluindo "formação clástica") inclui tanto formações com hidrocarboneto no campo (isto é, formações com hidrocarboneto subterrâneo) e porções de tais formações com hidrocarboneto (por exemplo, amostras de núcleo).

O termo "não-iônico" se refere a ser livre de grupos iônicos (por exemplo, sais) ou grupos (por exemplo, $-\text{CO}_2\text{H}$, $-\text{SO}_3\text{H}$, $-\text{OSO}_3\text{H}$, $-\text{P}(=\text{O})(\text{OH})_2$) 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 pelo molecular de pelo menos 1000 gramas/mol, a estrutura da qual essencialmente incluindo a repetição múltipla de unidades derivadas, efetivamente ou conceitualmente, das
5 moléculas de massa molecular relativamente baixa.

O termo "solvente" se refere a um material líquido homogêneo (inclusive de qualquer água com a qual ele possa ser combinado) que seja capaz de pelo menos parcialmente dissolver o(s) polímero(s) não-iônico(s) com o qual ele é
10 combinado a 25 °C.

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

Métodos de acordo com alguns aspectos da presente descoberta são úteis para tratar formações (por exemplo, formações clásticas) com petróleo e salmoura. A salmoura
20 presente na formação pode ser de uma variedade de fontes incluindo pelo menos uma água conata, água de fluxo, água móvel, água imóvel, água residual de uma operação de fratura ou de outros fluidos do fundo do poço, ou água de
25 fluxo cruzado (por exemplo, água de formações perfuradas adjacentes). Em algumas modalidades, a salmoura é água conata. O termo "petróleo" pode ser entendido como um fluido em um diagrama de fase de pressão vs. temperatura o qual está à esquerda do ponto crítico. Neste pedido, o
30 termo "petróleo" exclui condensados gasosos. O termo

"petróleo negro" se refere à classe de petróleo bruto tipicamente com proporções gás-petróleo (GOR) menores do que cerca de 2000 scf/stb ($356 \text{ m}^3/\text{m}^3$). Por exemplo, um petróleo negro pode ter GOR em uma faixa de cerca de 100 (18), 200 (36), 300 (53), 400 (71) ou mesmo 500 scf/stb ($89 \text{ m}^3/\text{m}^3$) até cerca de 1800 (320), 1900 (338) ou mesmo 2000 scf/stb ($356 \text{ m}^3/\text{m}^3$). O termo "petróleo volátil" se refere à classe e petróleo bruto tipicamente com GOR em uma faixa entre cerca de 2000 e 3300 scf/stb (356 e $588 \text{ m}^3/\text{m}^3$). Por exemplo, um petróleo volátil pode ter GOR em uma faixa de cerca de 2000 (356), 2100 (374) ou mesmo 2200 scf/stb ($392 \text{ m}^3/\text{m}^3$) até cerca de 3100 (552), 3200 (570) ou mesmo 3300 scf/stb ($588 \text{ m}^3/\text{m}^3$). A frase "pelo menos um dentre petróleo negro ou petróleo volátil" se refere ao fato de que o petróleo pode ser petróleo negro, petróleo volátil ou uma combinação de petróleo negro e petróleo volátil.

Em algumas modalidades, métodos de tratamento de acordo com a presente descoberta são usados para tratar formações clásticas (por exemplo, xisto, conglomerado, diatomita, areia e arenito). Em algumas modalidades, a formação clástica é predominantemente arenito (isto é, pelo menos 50 por cento em peso de arenito).

Métodos de tratamento de acordo com a presente descoberta podem ser praticados, por exemplo, em um ambiente laboratorial (por exemplo, em uma amostra de núcleo (isto é, uma porção) de uma formação com petróleo ou no campo (por exemplo, em uma formação com petróleo subterrâneo situada no fundo do poço)). Tipicamente, os métodos aqui revelados são aplicáveis às condições de fundo do poço com uma pressão na faixa de cerca de 1 bar (100

KPa) até cerca de 1000 bar (100 MPa) e tem uma temperatura em uma faixa de cerca de 100 °F (37,8 °C) até 400 °F (204 °C), embora os métodos não estejam limitados às formações com petróleo com essas condições. No campo, as composições de tratamento podem ser injetadas nas formações com petróleo e salmoura usando métodos (por exemplo, por bombeamento sob pressão) bem conhecidos pelas pessoas versadas na técnica de petróleo e gás.

Métodos de uso de composições de tratamento aqui descritas são úteis, por exemplo, tanto nos poços existentes quanto nos novos. Tipicamente, acredita-se que seja desejável permitir um tempo trancado depois de as composições descritas entrarem em contato com a formação (e/ou agentes de escoramento). Tempos de início exemplares incluem algumas horas (por exemplo, de 1 a 12 horas), cerca de 24 horas ou até mesmo alguns (por exemplo, de 2 a 10) dias.

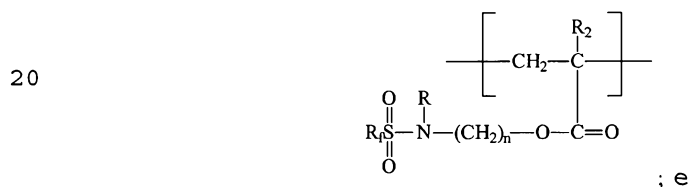
O profissional habilitado, depois de rever a presente descoberta, irá reconhecer que vários fatores podem ser levado em consideração na prática de qualquer um dos métodos revelados incluindo, por exemplo, a força iônica da composição, pH (por exemplo, uma faixa de um pH de cerca de 4 até cerca de 10), e o estresse radial no furo do poço (por exemplo, cerca de 1 bar (100 KPa) até cerca de 1000 bar (100 MPa)).

A presente descoberta inclui métodos de tratamento de formações geológicas com petróleo e salmoura com polímeros fluorados não-iônicos que modificam as propriedades de umidificação da rocha em uma região próxima do furo do poço da formação geológica para remover salmoura e/ou

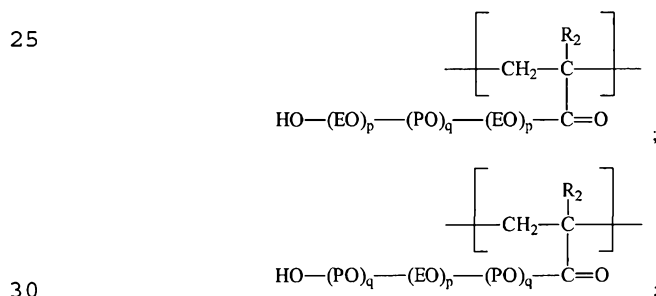
hidrocarbonetos. Embora não seja desejável se ater à teoria, acredita-se que os polímeros fluorados não-iônicos geralmente se adsorvam a formações clásticas (e/ou agentes de escoramento) sob condições de fundo de poço e tipicamente permaneçam no sítio alvo durante uma extração (por exemplo, 1 semana, 2 semanas, 1 mês ou mais tempo). Em algumas modalidades dos métodos de tratamento de uma formação (por exemplo, uma formação clástica) de acordo com a presente descoberta a formação é penetrada por um furo de poço, e uma região próxima do furo de poço entra em contato com a composição. Em algumas dessas modalidades, o método compreende ainda a obtenção de hidrocarbonetos do furo do poço depois de entrar em contato com a formação (por exemplo, a formação clástica) com a composição.

Em algumas modalidades, polímeros não-iônicos que são úteis para praticar os métodos aqui revelados compreendem:

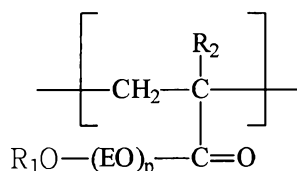
pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



ou



5

R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono. Grupos R_f exemplares incluem perfluormetil, perfluoretil, perfluorpropil, perfluorbutil (por exemplo, perflúor-n-butil ou perflúor-sec-butil),
 10 perfluorpentil, perfluorexil, perfluoreptil e perfluoroctil. Em algumas modalidades, R_f é perfluorbutil.

R , R_1 e R_2 são cada um independentemente hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono (por exemplo, metil, etil, n-propil, isopropil, butil, isobutil ou t-butil).

15 n é um número inteiro de 2 a 10 (isto é, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ou 10).

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

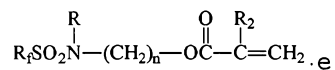
Cada PO independentemente representa $-\text{CH}(\text{CH}_3)\text{CH}_2\text{O}-$ ou $-\text{CH}_2\text{CH}(\text{CH}_3)\text{O}-$.

20 Cada p é independentemente um número inteiro de 1 até cerca de 128.

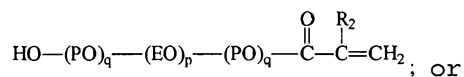
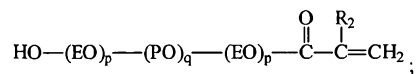
Cada q é independentemente um número inteiro de 0 até cerca de 55. Em certas modalidades, q pode estar em uma faixa de 1 a 55 e a proporção p/q tem um valor de pelo
 25 menos 0,5, 0,75, 1 ou 1,5 a 2,5, 2,7, 3, 4, 5 ou mais. Está dentro do escopo desta descoberta usar misturas de polímeros não-iônicos.

Em algumas modalidades, os polímeros não-iônicos descritos aqui acima são tipicamente preparáveis pela
 30 copolimerização de:

(a) pelo menos um composto representado pela fórmula



(b) pelo menos um composto representado por uma
5 fórmula



Polímeros não-iônicos compreendendo uma unidade divalente fluorada descritos acima e um segmento poli(alquilenóxi) podem ser preparados, por exemplo, por técnicas conhecidas na arte (por exemplo, por
15 copolimerização iniciada por radical livre de um grupo acrilato contendo nonafluorbutanossulfonamido com um acrilato de poli(alquilenóxi) (por exemplo, monoacrilato ou diacrilato) ou misturas dos mesmos). Ajustando a concentração e atividade do iniciador, a concentração dos
20 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 descrita, por exemplo, na Patente Americana No. 3.787.351 (Olson), a descoberta da qual sendo aqui
25 incorporada por referência. A preparação de monômeros de acrilato de nonafluorbutanossulfonamido é descrita, por exemplo, na Patente Americana No. 2.803.615 (Ahlbrecht et al.), a descoberta da qual sendo aqui incorporada por referência. Exemplos de ésteres poliméricos fluoralifáticos
30 e suas preparações são descritas, por exemplo, na Patente

Americana No. 6.664.354 (Savu et al.), a descoberta da qual sendo aqui incorporada por referência.

Métodos descritos acima para fazer estruturas contendo o grupo nonafluorbutanossulfonamido podem ser usadas para
5 fazer grupos heptafluorpropilsulfonamido pela iniciação com fluoreto de heptafluorpropilsulfonila, o qual pode ser feito, por exemplo, pelos métodos descritos nos Exemplos 2 e 3 da Patente Americana No. 2.732.398 (Brice et al.), a descoberta da qual sendo aqui incorporada por referência.

10 Polímeros não-iônicos úteis tipicamente têm um número de peso molecular médio na faixa de 1.000 até 10.000 gramas/mol, 20.000 gramas/mol, 30.000 gramas/mol, 40.000 gramas/mol, 50.000 gramas/mol, 60.000 gramas/mol, 70.000 gramas/mol, 80.000 gramas/mol, 90.000 gramas/mol ou mesmo
15 até 100.000 gramas/mol. Polímeros não-iônicos com pesos moleculares superiores ou inferiores também podem ser úteis.

Em algumas modalidades, o polímero não-iônico é livre de grupos silano hidrolisáveis. Isto pode ser vantajoso,
20 por exemplo, para prolongar a vida de armazenamento da composição. O termo "grupo silano hidrolisável" se refere a um grupo com pelo menos uma porção Si-O-Z que sofre hidrólise com água em um pH entre cerca de 2 e cerca de 12, em que Z é H ou alquil ou aril substituído ou não-
25 substituído.

Tipicamente, composições úteis para praticar os métodos de tratamento e os métodos para fazer uma
composição aqui revelada 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,
30 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 polímero não-iônico, com base no peso total da composição. Por exemplo, quantidade do polímero não-iônico nas composições pode estar em uma faixa de 0,01 a 10, 0,1 a 10, 0,1 a 5, 1 a 10, 1 a 5 ou até mesmo em uma faixa de 0,5 a 5 por cento, com base no peso total da composição. Quantidades inferiores e superiores do polímero não-iônico nas composições podem também ser usadas, e podem ser desejáveis para algumas aplicações.

Os ingredientes para as composições aqui descritas, incluindo polímeros não-iônicos solventes e opcionalmente água podem ser combinados usando técnicas conhecidas na técnica para combinar esses tipos de materiais, incluindo o uso de barras de agitação magnéticas convencionais ou agitador mecânico (por exemplo, misturados estático em linha e bomba de recirculação).

Composições úteis na prática dos métodos de tratamento e dos métodos para fazer uma composição aqui revelada compreendem solventes. Exemplos de solventes úteis incluem solventes orgânicos, água e suas combinações. Em algumas modalidades desses métodos, as composições compreendem pelo menos dois solventes orgânicos. Em outras modalidades, as composições compreendem ainda água (por exemplo, no solvente). Em outras modalidades, as composições são essencialmente livres de água (isto é, contêm menos do que 0,1 por cento em peso de água com base no peso total da composição). Em algumas modalidades, o solvente é um solvente imiscível em água (isto é, o solvente é solúvel em água em todas as proporções). Exemplos de solventes

orgânicos incluem solventes polares e/ou miscíveis em água como, por exemplo: alcoóis monoidroxílicos com de 1 a 4 ou mais átomos de carbono como, por exemplo, metanol, etanol, isopropanol, propanol ou butanol; polióis como, por exemplo, glicóis (por exemplo, etilenoglicol ou propilenoglicol), alcanodióis terminais (por exemplo, 1,3-propanodiol, 1,4-butanodiol, 1,6-hexanodiol ou 1,8-octanodiol), poliglicóis (por exemplo, dietilenoglicol, trietilenoglicol, dipropilenoglicol ou poli(propilenoglicol), trióis (por exemplo, glicerol, trimetilpropano) ou pentaeritritol; éteres como, por exemplo, éter dietílico, éter metil-t-butílico, tetraidrofurano, p-dioxano ou éteres de poliol (por exemplo, éteres glicólicos (por exemplo, éter etilenoglicolmonobutílico, éter dietilenoglicolmonometílico, éter dipropilenoglicolmonometílico, éter propilenoglicolmonometílico, 2-butoxi-etanol ou aqueles éteres glicólicos disponíveis com a designação comercial "DOWANOL", de Dow Chemical Co., Midland, MI)); cetonas (por exemplo, acetona ou 2-butanona); e suas combinações.

Em algumas modalidades dos métodos de tratamento e dos métodos para fazer uma composição aqui revelada, o solvente compreende pelo menos um dentre um poliol ou éter de poliol independentemente com de 2 a 25 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o solvente compreende um poliol. O termo "poliol" se refere a uma molécula orgânica consistindo de C, H e O átomos ligados entre si por ligações simples C-H, C-C, C-O, O-H e com pelo menos dois grupos C-O-H. Em algumas modalidades, polióis úteis têm de

2 a 20, 2 a 15, 2 a 10, 2 a 8 ou mesmo 2 a 6 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o solvente compreende um éter de poliol. O termo "éter de poliol" se refere a uma molécula orgânica consistindo de C, H e O átomos ligados entre si por ligações simples C-H, C-C, C-O, O-H e a qual é pelo menos teoricamente derivável pelo menos pela eterificação parcial de um poliol. Em algumas modalidades, o éter de poliol tem pelo menos um grupo C-O-H e pelo menos uma ligação C-O-C. Éteres de poliol úteis podem ter de 3 a 25 átomos de carbono, 3 a 20, 3 a 15, 3 a 10, 3 a 8 ou mesmo de 5 a 8 átomos de carbono. Em algumas modalidades, o poliol é pelo menos um dentre etilenoglicol, propilenoglicol, poli(propilenoglicol), 1,3-propanodiol ou 1,8-octanodiol, e o éter de poliol é pelo menos um dentre 2-butoxietanol, éter dietilenoglicolmonometílico, éter etilenoglicolmonobutílico ou éter dipropilenoglicolmonometílico. Em algumas modalidades, o poliol e/ou éter de poliol tem um ponto de ebulição normal menor do que 450 °F (232 °C), o qual pode ser útil, por exemplo, para facilitar a remoção do poliol e/ou éter de poliol de um poço após o tratamento.

Em algumas modalidades, solventes úteis para praticar qualquer um dos métodos aqui revelados compreendem pelo menos um dentre álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um independentemente com até 4 átomos de carbono. Alcoóis monoidroxílicos exemplares com de 1 a 4 átomos de carbono incluem metanol, etanol, n-propanol, isopropanol, 1-butanol, 2-butanol, isobutanol e t-butanol. Éteres exemplares com de 2 a 4 átomos de carbono incluem éter dietílico, éter etilenoglicolmetílico, tetraidrofurano, p-

dioxano e éter etilenoglicoldimetílico. Cetonas exemplares com de 3 a 4 átomos de carbono incluem acetona, 1-metóxi-2-propanona e 2-butanona. Em algumas modalidades, solventes úteis para praticar qualquer um dos métodos aqui revelados 5 compreendem pelo menos um dentre metanol, etanol, isopropanol, tetraidrofurano ou acetona.

Em algumas modalidades dos métodos de tratamento e dos métodos para fazer uma composição aqui revelada, o solvente compreende pelo menos um dentre um poliol ou éter de poliol 10 independentemente com de 2 a 25 átomos de carbono e pelo menos um álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um independentemente com até 4 átomos de carbono. Nessas modalidades, no evento de um componente do solvente ser um membro de duas classes funcionais, ele pode ser usado em 15 qualquer classe, porém não em ambas. Por exemplo, éter etilenoglicolmetílico pode ser um éter de poliol ou um álcool monoidroxílico, porém não como ambos simultaneamente. Combinações úteis dos dois solventes incluem 1,3-propanodiol (80%)/isopropanol (IPA) (20%), 20 propilenoglicol (70%)/IPA (30%), propilenoglicol (90%)/IPA (10%), propilenoglicol (80%)/IPA (20%), etilenoglicol (50%)/etanol (50%), etilenoglicol (70%)/etanol (30%), éter propilenoglicolmonobutílico (PGBE) (50%)/etanol (50%), PGBE (70%)/etanol (30%), éter dipropilenoglicolmonometílico 25 (DPGME) (50%)/etanol (50%), DPGME (70%)/etanol (30%), éter dietilenoglicolmonometílico (DEGME) (70%)/etanol (30%), éter trietilenoglicolmonometílico (TEGME) (50%)/etanol (50%), TEGME (70%)/etanol (30%), 1,8-octanodiol (50%)/etanol (50%), propilenoglicol (70%)/tetraidrofurano 30 (THF) (30%), propilenoglicol (60%)/IPA (40%), 2-

butoxietanol (80%)/etanol (20%), 2-butoxietanol (70%)/etanol (30%), 2-butoxietanol (60%)/etanol (40%), propilenoglicol (70%)/etanol (30%), etilenoglicol (70%)/IPA (30%) e glicerol (70%)/IPA (30%), em que as porcentagens
5 exemplares são em peso e são baseadas no peso total do solvente. Várias composições incluindo um polímero não-iônico, pelo menos um dentre um poliol ou éter de poliol independentemente com de 2 a 25 átomos de carbono, e pelo menos um álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um
10 independentemente com até 4 átomos de carbono são revelados na Publicação do Pedido de Patente Americana No. US2008/0051551 (Pope et al.), a descoberta do qual sendo aqui incorporada por referência.

Em algumas modalidades, o solvente consiste
15 essencialmente de (isto é, ele não contém quaisquer componentes que afetam materialmente as propriedades de solubilização em água ou deslocamento da composição sob as condições de fundo do poço) pelo menos um dentre um poliol com de 2 a 25 átomos de carbono ou éter de poliol com de 2
20 a 25 átomos de carbono, e pelo menos um álcool monoidroxílico com de 1 a 4 átomos de carbono, cada um com de 2 a 4 átomos de carbono, ou cetona com de 3 a 4 átomos de carbono.

Para as composições úteis para praticar os métodos de
25 tratamento aqui revelados, o solvente pelo menos parcialmente solubiliza e/ou pelo menos parcialmente desloca a salmoura e/ou petróleo na formação. Em algumas modalidades, o solvente pelo menos solubiliza parcialmente ou desloca salmoura na formação. Em algumas modalidades, o
30 solvente pelo menos solubiliza parcialmente ou desloca

petróleo na formação. Em algumas modalidades, o solvente pelo menos solubiliza parcialmente ou desloca a salmoura e o petróleo na formação.

Cada componente solvente pode estar presente como um
5 único componente ou uma mistura de componentes. A quantidade de solvente tipicamente varia inversamente com a quantidade dos outros componentes nas composições úteis para praticar qualquer um dos métodos aqui revelados. Por exemplo, com base no peso total da composição, o solvente
10 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.

Geralmente, a quantidade de solvente (e tipo de
15 solvente) e polímero não-iônico é dependente da aplicação particular, uma vez que as condições tipicamente variam entre os poços, em diferentes profundidades de poços individuais, e mesmo no decorrer do tempo em um dado local em um poço individual. Vantajosamente, os métodos de
20 tratamento de acordo com a presente descoberta podem ser customizados para poço e condições individuais.

A eficácia das composições de tratamento para melhorar a produtividade dos hidrocarbonetos de um poço de petróleo particular com salmoura acumulada na região próxima do furo
25 do poço será tipicamente determinada pela capacidade da composições de dissolver a quantidade de salmoura presente na região do furo do poço próxima do poço. Deste modo, em uma dada temperatura, maiores quantidades de composições com solubilidade de salmoura inferior (isto é, composições
30 que podem dissolver uma quantidade relativamente menor de

salmoura) serão tipicamente necessárias do que no caso das composições com maior solubilidade de salmoura e contendo o mesmo polímero não-iônico na mesma concentração.

Sem desejar estar ligado à teoria, acredita-se que resultados de tratamentos de poços mais desejáveis sejam obtidos quando a composição usada em uma região próxima de furo de poço particularmente de um poço seja homogênea na(s) temperatura(s) encontrada(s) na região próxima do furo do poço. Deste modo, uma composição selecionada para tratar a região próxima do furo do poço de uma formação com hidrocarboneto é tipicamente homogênea em pelo menos uma temperatura encontrada na região próxima do furo do poço. Em algumas modalidades, o polímero não-iônico tem um ponto de turvação que está acima da temperatura na formação (por exemplo, a formação clástica). O termo "ponto de turvação" se refere à temperatura na qual o polímero não-iônico se torna não-homogêneo. Esta temperatura pode depender de muitas variáveis (por exemplo, concentração do polímero não-iônico, composição do solvente, concentração e composição da salmoura, concentração e concentração do petróleo e a presença de outros componentes (por exemplo, tensoativos)).

Em algumas modalidades dos métodos de tratamento das formações aqui reveladas, quando a composição está em conato com a formação (por exemplo, a formação clástica), a formação é substancialmente livre de sólidos precipitados (por exemplo, sis ou asfaltenos). A formação pode ser considerada "substancialmente livre de sólidos precipitados" quando a quantidade de sólidos é baixa o suficiente de modo que o sólido não interfere com a

interação (por exemplo, adsorção) do polímero não-iônico com a formação. A formação também pode ser considerada como sendo substancialmente livre de sólidos precipitados se a quantidade de sólido precipitado for menor do que 5% maior do que o produto de solubilidade em uma dada temperatura e pressão. Em algumas modalidades, a formação é substancialmente livre de sais precipitados (por exemplo, da salmoura) na formação.

Métodos para fazer uma composição de acordo com a presente descoberta incluem receber (por exemplo, obtendo ou medindo) dados compreendendo a temperatura, a composição e hidrocarboneto e a composição de salmoura de uma região geológica selecionada de uma formação com petróleo e salmoura. Esses dados podem ser obtidos ou medidos usando técnicas bem conhecidas por uma pessoa versada na técnica. Os métodos de fazer uma composição aqui revelada também incluem a geração de uma formulação à base pelo menos em parte de informações de compatibilidade envolvendo o polímero não-iônico, o solvente, a temperatura e pelo menos uma dentre uma composição de hidrocarboneto ou composição de salmoura da região geológica selecionada da formação. Em algumas modalidades, a informação de compatibilidade compreende informações a respeito da estabilidade de fase de uma mistura do polímero não-iônico, o solvente e uma composição de salmoura modelo, em que a composição de salmoura modelo é baseada pelo menos parcialmente na composição de salmoura da região geológica da formação. Em algumas modalidades, a informação de compatibilidade compreende informações envolvendo a precipitação de sólidos de uma mistura do polímero não-iônico, solvente, composição

de salmoura modelo e composição de hidrocarboneto modelo, em que a composição de salmoura modelo é baseada pelo menos parcialmente na composição de salmoura da região geológica da formação, e em que a composição de hidrocarboneto modelo
5 é baseada pelo menos parcialmente na composição de hidrocarboneto da região geológica da formação.

A estabilidade de fase de uma solução ou dispersão pode ser avaliada pela obtenção de uma amostra de salmoura da formação e/ou análise da composição de salmoura da
10 formação e preparo de uma salmoura modelo com uma composição igual ou similar à salmoura na formação. A salmoura e a composição de tratamento (contendo um polímero não-iônico e solvente) podem ser combinadas (por exemplo, em um recipiente) na temperatura e a seguir misturadas
15 juntas (por exemplo, por agitação ou mistura). A mistura pode ser então visualmente avaliada para verificar se as fases se separam. Semelhantemente, uma composição de hidrocarboneto modelo (com base pelo menos em parte na composição de hidrocarboneto da formação) e/ou salmoura
20 podem ser combinadas para determinar precipitados sólidos (por exemplo, sais ou asfaltenos) da mistura. Vários exemplos de avaliações de compatibilidade de salmouras e composições contendo um polímero não-iônico e pelo menos um solvente ou água podem ser encontradas na Publicação do
25 Pedido de Patente Internacional No. WO 2008/024868 (Pope et al.), a descoberta do qual sendo aqui incorporada por referência.

Em algumas modalidades dos métodos de fazer uma composição de acordo com a presente descoberta, a
30 combinação da composição e salmoura da região geológica

selecionada da formação na temperatura de formação fornece uma fase líquida (por exemplo, o polímero não-iônico tem um ponto de turvação que é acima da temperatura da formação).

O comportamento de fase da composição e salmoura pode ser
5 avaliado por um período prolongado de tempo (por exemplo, de 1 hora, 12 horas, 24 horas ou mais tempo) para determinar se qualquer separação de fase ou turvação é observada.

Pelo ajuste das quantidades relativas de salmoura e/ou
10 hidrocarboneto e do polímero não-iônico e solvente e/ou formulação em água, é possível determinar a capacidade de absorção de salmoura e/ou hidrocarboneto máxima (acima do que a separação de fases ou precipitação de sólidos ocorre) da formulação em uma dada temperatura. A variação da
15 temperatura na qual a informação de compatibilidade é obtida tipicamente resulta em um entendimento mais completo da adequabilidade das formulações como composições de tratamento para um dado poço. Também é contemplado que uma pessoa pode ser capaz de obter informações de
20 compatibilidade, em todo ou em parte, pela simulação em computador ou por referência à informação previamente determinada, coletada e/ou tabulada (por exemplo, em um guia ou em um banco de dados computadorizado).

Em algumas modalidades dos métodos de tratamento de
25 acordo com a presente descoberta, o método compreende o contato da formação (por exemplo, a formação clástica) com um fluido antes do contato da formação com a composição. Em algumas dessas modalidades, o fluido parcialmente solubiliza a salmoura. Em algumas modalidades, o fluido
30 parcialmente desloca a salmoura. O fluido pode ser útil

para reduzir a concentração de pelo menos um sal presente na salmoura antes da introdução da composição na formação. Em algumas modalidades, o fluido pelo menos parcialmente solubiliza ou desloca o petróleo na formação. Em algumas modalidades, o fluido é essencialmente livre de polímeros não-iônicos. O termo "essencialmente livre de polímeros fluorados não-iônicos" se refere a um fluido que pode ter um polímero fluorado em uma quantidade insuficiente para que o fluido tenha um ponto de turvação (por exemplo, quando ele está abaixo de sua concentração de micela crítica). Um fluido que é essencialmente livre de polímeros fluorados não-iônicos pode ser um fluido que tem um polímero fluorado não-iônico, porém em uma quantidade insuficiente para alterar a capacidade de umidificação, por exemplo, de uma formação com hidrocarboneto sob condições de fundo de poço. Um fluido que é essencialmente livre de polímeros fluorados não-iônicos inclui aqueles que têm uma porcentagem em peso de tais polímeros tão baixa quanto 0 por cento em peso.

Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um dentre tolueno, diesel, heptano, octano ou condensado. Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um dentre água, metanol, etanol ou isopropanol. Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um dentre um 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, polióis úteis têm de 2 a 20, 2 a 15, 2 a 10, 2 a 8 ou mesmo 2 a 6 átomos de carbono. Polióis úteis exemplares incluem etilenoglicol, propilenoglicol, poli(propilenoglicol), 1,3-propanodiol, trimetilolpropano,

glicerol, pentaeritritol e 1,8-octanodiol. Em algumas modalidades, éteres de poliol úteis podem ter de 3 a 25 átomos de carbono, de 3 a 20, 3 a 15, 3 a 10, 3 a 8 ou mesmo de 5 a 8 átomos de carbono. Éteres de poliol úteis
5 exemplares incluem éter dietilenoglicolmonometílico, éter etilenoglicolmonobutílico, éter dipropilenoglicolmonometílico e 2-butoxietanol. Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um álcool monoidroxílico, éter ou cetona independentemente com até
10 quatro átomos de carbono. Em algumas modalidades, o fluido compreende pelo menos um dentre nitrogênio, dióxido de carbono ou metano.

Em algumas modalidades dos métodos de tratamento aqui revelados, a formação (por exemplo, a formação clástica)
15 tem pelo menos uma fratura. Em algumas modalidades, formações fraturadas têm pelo menos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ou até mesmo 10 ou mais fraturas. Conforme aqui utilizado, o termo "fratura" se refere a uma fratura que é artificial. No campo, por exemplo, fraturas são tipicamente feitas pela
20 injeção de um fluido de fratura em uma formação geológica subterrânea em uma taxa e pressão suficientes para abrir ali uma fratura (isto é, excedendo a resistência da rocha). Em algumas dessas modalidades, a fratura tem uma pluralidade de agentes de escoramento ali. Antes de colocar
25 os agentes de escoramento em uma fratura, os agentes de escoramento podem compreender menos do que 0,1% em peso de polímeros não-iônicos, com base no peso total da pluralidade de agentes de escoramento. Agentes de escoramento conhecidos na técnica incluem aqueles feitos de
30 areia (por exemplo, areias de Ottawa, Brady ou Colorado,

comumente referidas como areias brancas e marrons com várias proporções), areia revestida de resina, bauxita sinterizada, cerâmicas (isto é, vidros, cerâmicas cristalinas, cerâmicas de vidro e combinações das mesmas),
5 termoplásticos, materiais orgânicos (por exemplo, cascas de noz trituradas ou quebradas, cascas de sementes, caroços de fruta e madeira processada) e argila. Os agentes de escoamento de areia são disponíveis, por exemplo, de Badger Mining Corp., Berlin, WI; Borden Chemical, Columbus, OH; e
10 Fairmont Minerals, Chardon, OH. Agentes de escoramento termoplásticos são disponíveis, por exemplo, de Dow Chemical Company, Midland, MI; e BJ Services, Houston, TX. Agentes de escoramento à base de argila são disponíveis, por exemplo, de CarboCeramics, Irving, TX; e Saint-Gobain,
15 Courbevoie, França. Agentes de escoramento de cerâmica de bauxita sinterizada são disponíveis, por exemplo, de Borovichi Refractories, Borovichi, Rússia; 3M Company, St. Paul, MN; CarboCeramics; e Saint Gobain. Agentes de escoramento de pérolas e bolhas de vidro são disponíveis,
20 por exemplo, de Diversified Industries, Sidney, British Columbia, Canadá; e 3M Company.

Em algumas modalidades, os agentes de escoramento formam grupos em uma formação e/ou em um furo de poço. Agentes de escoramento podem ser selecionados para serem
25 quimicamente compatíveis com os solventes e composições aqui descritas. Exemplos de sólidos particulados incluem materiais de agentes de escoramento de fratura introduzíveis na formação como parte de um tratamento de fratura hidráulica e particulado de controle de areia
30 introduzível no furo de poço/formação como parte de um

tratamento de controle de areia como uma porção de cascalho ou porção de fraturamento.

Em algumas modalidades em que a formação tratada de acordo com os métodos aqui descritos tem pelo menos uma
5 fratura, a fratura tem um volume, e a quantidade da composição é baseada pelo menos parcialmente no volume da fratura. O volume de uma fratura pode ser medido usando métodos que são conhecidos na técnica (por exemplo, pelo teste transiente de pressão de um poço fraturado).
10 Tipicamente, quando uma fratura é criada em uma formação subterrânea com hidrocarboneto, o volume da fratura pode ser estimado usando pelo menos um dentre um volume conhecido de fluido de fratura ou a quantidade conhecida de agente de escoramento usado durante a operação de fratura.

15 Em algumas modalidades em que a formação tratada de acordo com os métodos aqui descritos tem pelo menos uma fratura, a formação é uma formação não-clástica. Em algumas dessas modalidades, a formação é predominantemente calcária (isto é, pelo menos 50 por cento em peso de calcário).

20 Vários métodos (por exemplo, bombeamento sob pressão) conhecidos pelas pessoas versadas na técnica de petróleo e gás podem ser usados de acordo com os métodos de tratamento aqui revelados para contatar fraturas em formações subterrâneas contendo hidrocarboneto com composições
25 compreendendo solvente e polímero(s) não-iônicos. Tubulações em espiral, por exemplo, podem ser usadas para distribuir a composição de tratamento a uma fratura particular. Em algumas modalidades, na prática dos métodos de tratamento aqui revelados, pode ser desejável isolar a
30 fratura (por exemplo, com empacotadores convencionais) para

entrarem em contato com a composição de tratamento.

Em algumas modalidades, em que a formação tratada de acordo com os métodos aqui descritos tem pelo menos uma fratura, a fratura tem uma condutividade e depois de a
5 composição entrar em contato com pelo menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento, a condutividade da fratura é aumentada (por exemplo, por 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275 ou até mesmo 300 por cento).

Com referência à Fig. 1, uma plataforma de petróleo de
10 zona marítima exemplar é esquematicamente ilustrada e genericamente designada 10. A plataforma semi-submersível 12 está centralizada na formação com hidrocarboneto submersa 14 localizada embaixo do fundo do mar 16. O conduto subaquático 16 se estende do deck 20 da plataforma
15 12 para a instalação nascente 22 incluindo protetores de ruptura 24. A plataforma 12 é mostrada com aparelho de elevação 26 e o guindaste 28 para elevar e abaixar as colunas de tubulação como a coluna de trabalho 30.

O furo do poço 32 se estende através de várias camadas
20 de terra incluindo a formação contendo hidrocarboneto 14. O revestimento 34 é cimentado no furo do poço 32 pelo cimento 36. A coluna de trabalho 30 pode incluir várias ferramentas incluindo, por exemplo, uma montagem de tela de controle de areia 38 a qual é posicionada no furo do poço 32 adjacente
25 à formação com hidrocarboneto 14. Também se estendendo da plataforma 12 através do furo do poço 32 está o tubo de distribuição de fluido 40 com uma seção de descarga de fluido ou gás 42 posicionada adjacente à formação contendo hidrocarboneto 14, mostrada com a região de produção 48
30 entre os empacotadores 44, 46. Quando é desejável tratar a

região próxima do furo do poço da formação contendo hidrocarboneto 14 adjacente à região de produção 48, a coluna de trabalho 30 e o tubo de distribuição de fluido 40 são abaixados através do revestimento 34 até que a montagem
5 de tela de controle de areia 38 e a seção de descarga de fluido 42 estejam posicionadas adjacentes à região próxima do furo do poço da formação contendo hidrocarboneto 14, incluindo as perfurações 50. Depois disso, uma composição descrita aqui é bombeada para baixo do tubo de distribuição
10 40 para tratar progressivamente a região próxima do furo de poço da formação contendo hidrocarboneto 14.

Embora o desenho demonstre uma operação em zona marítima, o profissional habilitado irá reconhecer que os métodos para tratar uma região de produção de um furo de
15 poço são igualmente bem adequados para uso em operações em zona terrestre. Também embora o desenho demonstre um poço vertical, o profissional habilitado também irá reconhecer que os métodos de acordo com a presente descoberta são igualmente bem adequados para uso nos poços desviados,
20 poços inclinados ou poços horizontais.

Vantagens e modalidades dos métodos aqui revelados são adicionalmente ilustrados pelos exemplos a seguir, porém os materiais e quantidades particulares suas citadas nesses exemplos, assim como outras condições e detalhes, não devem
25 ser construídos para limitar demasiadamente esta invenção. A não ser que seja verificado de outra forma, todas as partes, porcentagens, proporções, etc. nos exemplos e no resto do relatório descritivo estão em peso. Nas Tabelas, "nd" significa não determinado.

30 EXEMPLOS

As seguintes abreviações são usadas nos exemplos.

q_{bomba} é a taxa de fluxo da bomba

$q_{\text{núcleo_total}}$ é a taxa de fluxo do gás e petróleo combinados através do núcleo

5 $q_{\text{núcleo_g}}$ é a taxa de fluxo do gás através do núcleo

$q_{\text{núcleo_o}}$ é a taxa de fluxo do petróleo através do núcleo

ΔP é a queda de pressão através do núcleo

k_{rg} é a permeabilidade relativa de gás

k_{ro} é a permeabilidade relativa do petróleo

10 N_c é o número capilar

Polímero não-iônico:

Polímero não-iônico 1 foi preparado essencialmente como nos Exemplos 2A, 2B e 4 da Patente Americana No. 6.664.354 (Savu), aqui incorporada por referência, exceto
 15 usando 4270 quilogramas (Kg) de N-metilperfluorbutanossulfonamidoetanol, 1,6 Kg de fenotiazina, 2,7 Kg de metoxiidroquinona, 1590 Kg de heptano, 1030 Kg de ácido acrílico, 89 Kg de ácido metanossulfônico (ao invés de ácido tríflico) e 7590 Kg de
 20 água no procedimento do Exemplo 2B e usando 15,6 gramas de 50/50 de partes voláteis minerais/iniciador de peróxido orgânico TRIGONOX-21-C50 (peróxi-2-etilexanoato de terc-butila obtido de Akzo Nobel, Arnhem, Holanda) no lugar de 2,2'-azobisisobutironitrila, e com 9,9 gramas de 1-metil-2-
 25 pirrolidinona adicionado às cargas no procedimento do Exemplo 4.

Preparação da Composição:

Polímero não-iônico 1 (1%), 2-butoxietanol (69,5%) e etanol (29,5%) foram combinados para fazer 400 gramas de
 30 uma solução 1% em peso do polímero. Os componentes foram

misturados juntos usando um agitador magnético e uma barra de agitação magnética.

Ajuste da inundação do núcleo:

Um diagrama esquemático de um aparelho de inundação de núcleo 100 usado para determinar a permeabilidade relativa de uma amostra de substrato (isto é, núcleo) é mostrado na Figura 2. O aparelho de inundação de núcleo 100 incluía bombas de deslocamento positivas (modelo No. 1458; obtidas de General Electric Sensing, Billerica, MA) 102 para o fluido e injeção 103 em uma taxa constante nos acumuladores de fluido 116. Várias portas de pressão 112 no suporte do núcleo de alta pressão 108 (tipo Hassler modelo UTPT-1x8-3K-13 obtidas de Phoenix, Houston, TX) foram usadas para medir a queda de pressão pelas quatro seções (2 polegadas (5,1 cm) de comprimento cada) do núcleo 109. Uma porta de pressão adicional 111 no suporte do núcleo 108 foi usada para medir a queda de pressão por todo o comprimento (8 polegadas (20,3 cm)) do núcleo 109. Dos reguladores de pressão reversa (modelo No. BPR-50; obtidos de Temco, Tulsa, OK) 104, 106 foram usados para controlar o fluxo de pressão à montante 106 e à jusante 104 do núcleo 109. O fluxo de fluido foi através de um núcleo vertical para evitar a segregação por gravidade do gás. Um suporte de núcleo de alta pressão 108, reguladores de pressão reversa 106, acumuladores de fluido 116 e tubulações foram colocados dentro de um forno com pressão e temperatura controlados 110 (Modelo DC 1406F; classificação de temperatura máxima de 650 °F (343 °C) obtido de SPX Corporation, Williamsport, PA) A 154 °f (67,8 °C). A taxa de fluxo máxima de fluido foi de 7.000 mL/h. Uma pressão de

sobrecarga de 3400 psf ($2,3 \times 10^7$ Pa) foi aplicada.

Núcleos:

Amostras de núcleos foram cortadas de um bloco de arenito obtido de Cleveland Quarries, Vermillion, OH, com a designação comercial "BEREA SANDSTONE". As propriedades do núcleo usadas no exemplo (Ex.) e nos exemplos comparativos (C. E. A. e C. E. B) estão mostradas na Tabela 1, abaixo.

TABELA 1

	Ex.	C.E.A	C.E.B
Diâmetro, polegada (cm)	0,99 (2,5)	1 (2,54)	1 (2,54)
Comprimento, polegada (cm)	8,0 (20,3)	8,0 (20,3)	8,0 (20,3)
Peso seco, gramas	214,4		
Volume do poro, mL	20,5	20,6	20,6
Porosidade, %	20,2	20	20

A porosidade foi determinada da massa medida do núcleo seco, do volume de massa do núcleo e da densidade do grão de quartzo. O volume do poro é o produto do volume da massa e a porosidade. Os núcleos descritos na Tabela 1, acima, foram secos por 24 horas em um forno de laboratório padrão a 180 °C, e a seguir, foram envoltos em uma chapa de alumínio e uma tubulação de isolamento termo-contrátil (obtida com a designação comercial "TEFLON HEAT SHRINK TUBING" de Zeus, Inc., Orangeburg, SC). Novamente se referindo à Fig. 2, o núcleo envolto 109 foi colocado no suporte de núcleo 108 dentro do forno 110 a 75 °F (24 °C).

A permeabilidade inicial do núcleo foi medida usando

nitrogênio em três diferentes taxas de fluxo a 75 °F (24 °C). Os resultados estão mostrados na Tabela 2, abaixo.

Tabela 2

$Q_{\text{núcleo}}$ (cm ³ /h)	ΔP (psi) [MPa]	K_g (md)
3739,1	4,7 [32,405]	247,2
5608,6	7,2 [49,642]	239,2
7478,1	9,9 [68,258]	236,7
Permeabilidade, K_g (md)		236,7

Salmoura (25.000 ppm de cloreto de sódio) foi introduzida no núcleo 109 pelo seguinte procedimento. A extremidade de saída do suporte do núcleo foi conectada a uma bomba a vácuo e vácuo total foi aplicado por 30 minutos com a entrada fechada. A entrada foi conectada com uma bureta com a salmoura dentro dela. A saída foi fechada e a entrada foi aberta para permitir que 4,4 mL de salmoura fluíssem para dentro do núcleo, e o valor de entrada foi fechado para estabelecer uma saturação de salmoura de 20%. A permeabilidade foi medida na saturação da salmoura de 20% pelo fluxo de gás nitrogênio a 400 psig ($2,76 \times 10^6$ Pa) e 75 °F (24 °C). Os resultados estão mostrados na Tabela 3, abaixo.

Tabela 3

$Q_{\text{núcleo}}$ (cm ³ /h)	ΔP (psi) [MPa]	K_g (md)
7478,1	13,4 [92,389]	172,2
3739,1	6,1 [42,058]	188,8
5608,6	9,5 [65,500]	181,9
Permeabilidade, K_g (md)		181,0

Mistura de hidrocarboneto sintético:

Uma mistura de hidrocarboneto sintético contendo 75 mol por cento de metano, 12 mol por cento de n-propano, 9

mol por cento de n-heptano e 4 mol por cento de n-decano foi usada para a avaliação da inundação do núcleo. Valores aproximados para várias propriedades da mistura estão reportados na Tabela 4, abaixo.

5

TABELA 4

Pressão, psig (Pa)	4460 (3,0 x 10 ⁷)	687 (4,7 x 10 ⁶)	
Propriedades do fluido		Fase gasosa	Fase oleosa
Densidade, g/cm ³	0,38	0,038	0,38
Viscosidade, cp		0,013	
Fração de volume		0,094	
Tensão interfacial, dynas/cm		9,6	

Procedimento de inundação do núcleo:

Após a medição da permeabilidade de gás nitrogênio na saturação da salmoura de 20%, a pressão do núcleo foi elevada até 200 psig (1,38 x 10⁶ Pa) e a temperatura do forno 110 foi elevada para 154 °F (67,8 °C). O núcleo envolto 109 no forno 110 foi mantido a 154 °F (67,8 °C) por 12 horas.

Uma inundação em duas fases inicial foi efetuada usando a mistura de hidrocarboneto sintética com o regulador de pressão reversa à montante 106 ajustado a 4460 psig (3,1 x 10⁷ Pa), acima da pressão do ponto de orvalho do fluido, e o regulador de pressão reversa à jusante 104 foi estabelecido em cerca de 687 psig (4,7 x 10⁶ Pa). Duas taxas de fluxo diferentes (250 mL/h e 150 mL/h) foram usadas. Depois de estabelecido um estado constante, a permeabilidade relativa antes do tratamento foi então

calculada a partir da queda de pressão do estado constante. Os resultados para a inundação em duas fases inicial estão mostrados na Tabela 5, abaixo.

Tabela 5

Q_{bomba} , cm ³ /h	250	125
$Q_{\text{núcleo_total}}$, cm ³ /h	1340,7	670,4
$Q_{\text{núcleo_g}}$, cm ³ /h	1264,0	632,0
$Q_{\text{núcleo_o}}$, cm ³ /h	76,7	38,3
ΔP , psi	30,6 (0,21MPa)	16,5 (0,113MPa)
k_{rg}	0,038	0,035
k_{ro}	0,041	0,038
Nc	$2,51 \cdot 10^{-5}$	$1,36 \cdot 10^{-5}$

5 A composição de tratamento foi a seguir injetada no núcleo para 19 volumes de poro. A composição foi mantida no núcleo a 154 °F (67,8 °C) por cerca de 24 horas. Uma inundação em duas fases pós-tratamento foi a seguir efetuada usando as mesmas condições que a inundação em duas

10 fases inicial. Depois de estabelecido um estado constante, a permeabilidade relativa depois do tratamento foi a seguir calculada a partir da queda de pressão de estado constante. Os resultados estão mostrados na Tabela 6, abaixo, e na Figura 3.

15

Tabela 6

Q_{bomba} , cm ³ /h	250	125
$Q_{\text{núcleo_total}}$, cm ³ /h	1340,7	670,4
$Q_{\text{núcleo_g}}$, cm ³ /h	1264,0	632,0
$Q_{\text{núcleo_o}}$, cm ³ /h	76,7	38,3
ΔP , psi [MPa]	11,2 [77,221]	5,2 [35,852]
k_{rg}	0,10	0,11
k_{ro}	0,11	0,12

Nc	$9,2 * 10^{-6}$	$4,25 * 10^{-6}$
Fator de melhoria	2,7	3,0

Após as medições de permeabilidade relativas, gás metano foi injetado, usando a bomba de deslocamento positiva 102, para deslocar a mistura de hidrocarboneto sintética e medir a permeabilidade do gás em fase única final. Os resultados estão mostrados na Tabela 7, abaixo.

Tabela 7

$Q_{\text{núcleo}}$, (cm ³ /h)	ΔP (psi) [MPa]	K_g (md)
3101,4	3,5 [24,131]	272,6
4652,1	5,4 [37,231]	265,1
Permeabilidade, K_g (md)	268,9	

Para o Exemplo Comparativo A, o método do Exemplo foi efetuado, exceto com as seguintes modificações. A saturação de salmoura inicial foi de 19% em peso, e a composição da salmoura é dada na Tabela 8, abaixo.

Tabela 8

Componente	Concentração, g/L
Cloreto de cálcio hexaidratado	7,7
Cloreto de magnésio hexaidratado	1,7
Cloreto de potássio	0,66
Cloreto de sódio	64,5

Uma mistura de hidrocarboneto sintética que exhibe comportamento de condensado de gás retrógrado foi usada. A mistura de hidrocarboneto sintética continha 89 mol por cento de metano, 5 mol por cento de n-butano, 2,5 mol por cento de n-heptano, 2,5 mol por cento de n-decano e 1 mol por cento de n-pentadecano. A inundação do núcleo foi efetuada a 175 °F (79,4 °C). Para as medições de

permeabilidade relativas do pré-tratamento, o fluido foi esguichado através do regulador de pressão reversa à montante a 5100 psig (35,2 MPa). A pressão do núcleo foi ajustada pelo regulador de pressão reversa à jusante a 420 psig (2,9 MPa). Depois da medição de pré-tratamento, o núcleo foi tratado com 10 volumes de poro de composição de tratamento contendo 2% de polímero não-iônico 1, 69% de 2-butoxietanol e 29% de etanol, e o tratamento foi fechado no núcleo por 15 horas. O fluxo bifásico de gás e condensado de estado constante foi a seguir feito sob as mesmas condições que o fluxo bifásico de pré-tratamento. A Tabela 9, abaixo, resume os resultados para os fluxos bifásicos de pré-tratamento e de pós-tratamento. Detalhes adicionais deste exemplo podem ser encontrados no Exemplo 2 da Publicação do Pedido de Patente Internacional No. WO/2008/118241 (Pope et al.), a descoberta de tal exemplo sendo aqui incorporada por referência.

Tabela 9

	Krg	kro	Fator de melhoramento
Fluxo pré-tratamento	0,065	0,025	Não aplicável
Fluxo pós-tratamento	0,12	0,047	1,9

Para o Exemplo Comparativo B, o método do Exemplo foi efetuado exceto com as seguintes modificações. A saturação de salmoura inicial foi de 26% em peso, e a composição da salmoura foi de 92,25% de água, 5,9% de cloreto de sódio, 1,6% de cloreto de cálcio, 0,23% de cloreto de magnésio hexaidratado e 0,05% de cloreto de potássio. Uma mistura de hidrocarboneto sintética que exibe comportamento de

condensado retrógrado foi usada. A mistura de hidrocarboneto sintética continha 93 mol por cento de metano, 4 mol por cento de n-butano, 2 mol por cento de n-decano e 1 mol por cento de n-pentadecano. A inundação do núcleo foi efetuada a 275 °F (135 °C). Para as medições de permeabilidade relativas do pré-tratamento, o fluido foi esguichado através do regulador de pressão reversa à montante em cerca de 4900 psig (33,8 MPa). A pressão do núcleo foi ajustada pelo regulador de pressão reversa à jusante a 1500 psig (2,9 MPa). Depois da medição de pré-tratamento, o núcleo foi tratado com pelo menos 20 volumes de poro da composição de tratamento contendo 2% de polímero não-iônico, 94% de metanol e 4% de água, e o tratamento foi fechado no núcleo por cerca de 15 horas. O fluxo bifásico de gás e condensado de estado constante foi a seguir feito sob as mesmas condições que o fluxo bifásico de pré-tratamento. A permeabilidade do gás de fase única inicial medida antes da saturação com salmoura em uma pressão de fluxo de 1200 psig ($8,3 \times 10^6$ Pa), o número capilar inicial, a permeabilidade relativa do gás antes do tratamento com a composição, a permeabilidade relativa do gás após o tratamento e a proporção das permeabilidades relativas do gás depois e antes do tratamento (isto é, fator de melhoramento) estão mostrados na Tabela 10 abaixo.

25

Tabela 10

EXEMPLO COMPARATIVO B	
Permeabilidade do gás milidarcy (md)	231
Número capilar	$1,1 \times 10^{-5}$
Permeabilidade relativa do	0,084

gás antes do tratamento	
Permeabilidade relativa do gás depois do tratamento	0,084
Fator de melhoria	1,0

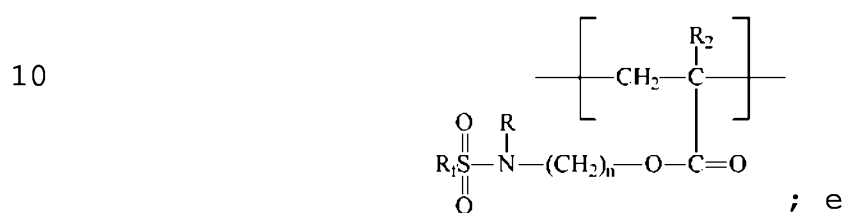
Várias modificações e alterações desta descoberta podem ser feitas pelas pessoas versadas na técnica sem sair do escopo e espírito desta invenção, e deve ser entendido que esta invenção não está demasiadamente limitada às 5 modalidades ilustrativas aqui estabelecidas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de tratamento de uma formação (14) contendo petróleo e salmoura **CARACTERIZADO** por compreender:

colocar em contato a formação (14) com uma composição compreendendo solvente e um polímero não-iônico, em que o polímero não-iônico compreende:

pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



um segmento de poli(alquilenóxi);

em que

15 R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono;

R e R_2 são cada um, independentemente, hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono; e

n é um número inteiro de 2 a 10;

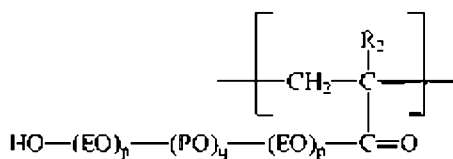
20 em que o solvente solubiliza pelo menos parcialmente ou pelo menos parcialmente desloca pelo menos um dentre petróleo ou a salmoura na formação (14), em que o petróleo é pelo menos um dentre petróleo negro ou petróleo volátil, e em que a formação (14) tem pelo menos um dentre

25 permeabilidade a petróleo ou condutividade de fratura que é aumentada depois da composição entrar em contato com a formação (14).

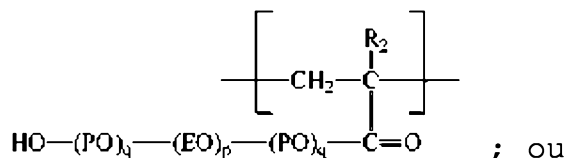
2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato do polímero não-iônico compreender

30 pelo menos uma unidade divalente representada por uma

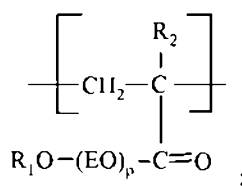
fórmula:



5



10



em que

R₁ e R₂ são cada um, independentemente, hidrogênio ou
15 alquil de 1 a 4 átomos de carbono;

EO representa -CH₂CH₂O-;

cada PO, independentemente, representa -CH(CH₃)CH₂O-
ou -CH₂CH(CH₃)O-;

cada p é, independentemente, um número inteiro de 1
20 até 128; e

cada q é, independentemente, um número inteiro de 0
até 55.

3. Método, de acordo com qualquer uma das
reivindicações 1 ou 2, **CARACTERIZADO** pelo fato do petróleo
25 ser petróleo volátil.

4. Método, de acordo com qualquer uma das
reivindicações 1, 2 ou 3, **CARACTERIZADO** pelo fato do
solvente compreender pelo menos um dentre um poliol ou éter
de poliol, e do poliol e éter de poliol ter
30 independentemente de 2 a 25 átomos de carbono.

5. Método, de acordo com a reivindicação 4, **CARACTERIZADO** pelo fato do poliol ser pelo menos um dentre etilenoglicol, propilenoglicol, poli(propilenoglicol), 1,3-propanodiol ou 1,8-octanodiol, e em que o éter de poliol é
5 pelo menos um dentre 2-butoxietanol, éter dietilenoglicolmonometílico ou éter dipropilenoglicolmonometílico.

6. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4 ou 5, **CARACTERIZADO** pelo fato do
10 solvente compreender pelo menos um álcool monoidroxílico, éter ou cetona, cada um independentemente com até 4 átomos de carbono.

7. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5 ou 6, **CARACTERIZADO** pelo fato
15 da formação (14) ter uma temperatura, e quando a composição está em contato com a formação (14), o polímero não-iônico tem um ponto de turvação que é acima da temperatura da formação (14).

8. Método, de acordo com qualquer uma das
20 reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7, **CARACTERIZADO** por compreender ainda o contato da formação (14) com um fluido antes do contato da formação (14) com a composição, em que o fluido pelo menos parcialmente solubiliza ou pelo menos parcialmente desloca a salmoura na formação (14), e em que
25 o fluido é essencialmente livre de polímeros fluorados não-iônicos.

9. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7, **CARACTERIZADO** por
30 compreender ainda o contato da formação (14) com um fluido antes do contato da formação (14) com a composição, em que

o fluido compreende pelo menos um dentre tolueno, diesel, heptano, octano, metano, nitrogênio, dióxido de carbono, água, metanol, etanol, isopropanol, um poliol ou éter de poliol, e em que o poliol e éter de poliol
5 independentemente têm de 2 a 25 átomos de carbono.

10. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 ou 9, **CARACTERIZADO** pelo fato da formação (14) ser penetrada por um furo de poço (32), e da região próxima do furo do poço (32) estar
10 em contato com a composição, o método compreendendo ainda a obtenção de hidrocarbonetos do furo do poço (32) depois do contato da formação (14) com a composição.

11. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ou 10,
15 **CARACTERIZADO** pelo fato da formação (14) ter pelo menos uma fratura, da fratura ter uma pluralidade de agentes de escoramento ali, e do contato da formação (14) compreender o contato de pelo menos um dentre a fratura ou pelo menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento.

20 12. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 ou 11, **CARACTERIZADO** por R_f ser perfluorbutil.

13. Formação (14) contendo petróleo e salmoura **CARACTERIZADA** por ser penetrada por um furo de poço (32),
25 em que o petróleo é pelo menos um dentre petróleo negro ou petróleo volátil, e de uma região da formação (14) próxima do furo do poço (32) ser tratada de acordo com o método conforme definido em qualquer uma das reivindicações de 1 a 12.

30 14. Formação, de acordo com a reivindicação 13,

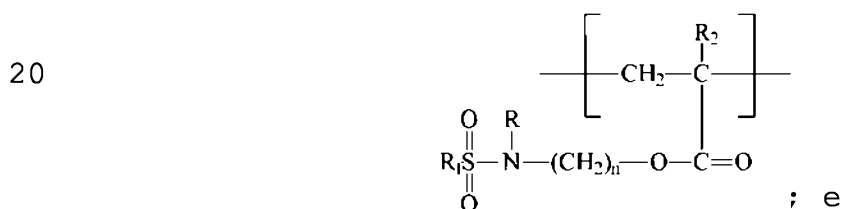
CARACTERIZADA pelo fato da formação (14) ser uma formação clástica, e do polímero não-iônico ser adsorvido na formação clástica, ou da formação (14) ter pelo menos uma fratura, da fratura ter uma pluralidade de agentes de
5 escoramento, e do polímero não-iônico ser adsorvido em pelo menos uma porção da pluralidade de agentes de escoramento.

15. Método para fazer uma composição **CARACTERIZADO** por compreender:

selecionar uma região geológica de uma formação (14)
10 com pelo menos um dentre petróleo negro ou petróleo volátil, a região geológica tendo uma temperatura, uma composição de hidrocarboneto e uma composição de salmoura;

receber dados que compreendem a temperatura, a composição de hidrocarboneto e a composição de salmoura da
15 região geológica da formação (14);

gerar uma formulação compreendendo um polímero não-iônico e solvente, em que o polímero não-iônico compreende pelo menos uma unidade divalente representada pela fórmula:



um segmento de poli(alquilenóxi);

em que

25 R_f representa um grupo perfluoralquil com de 1 a 8 átomos de carbono;

R e R_2 são cada um, independentemente, hidrogênio ou alquil de 1 a 4 átomos de carbono; e

n é um número inteiro de 2 a 10;

30 em que a formulação é gerada com base pelo menos em

parte na informação de compatibilidade envolvendo o polímero não-iônico, o solvente, a temperatura e pelo menos um dentre a composição de hidrocarboneto ou a composição de salmoura da região geológica da formação (14); e

5 fazer a composição de acordo com a formulação.

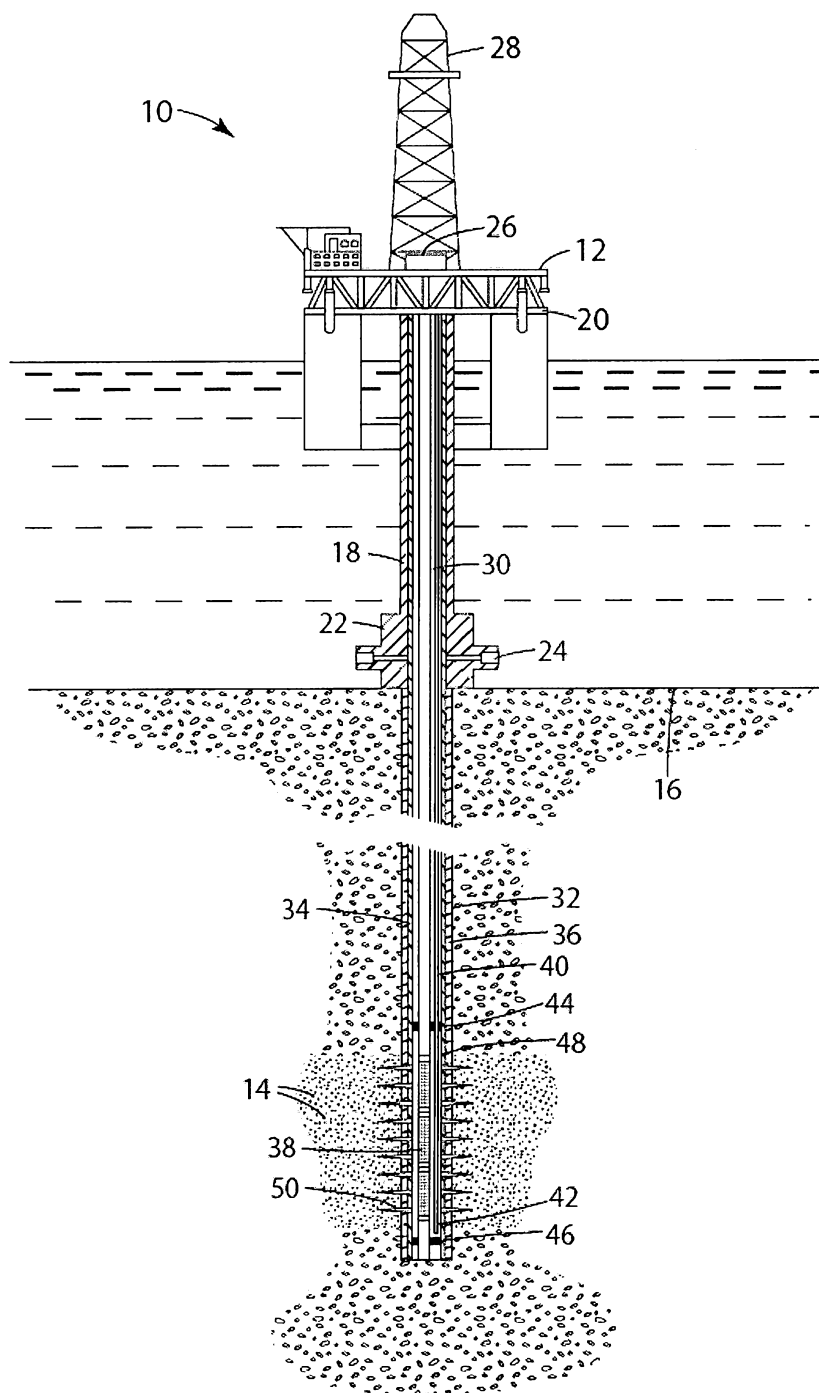


Fig. 1

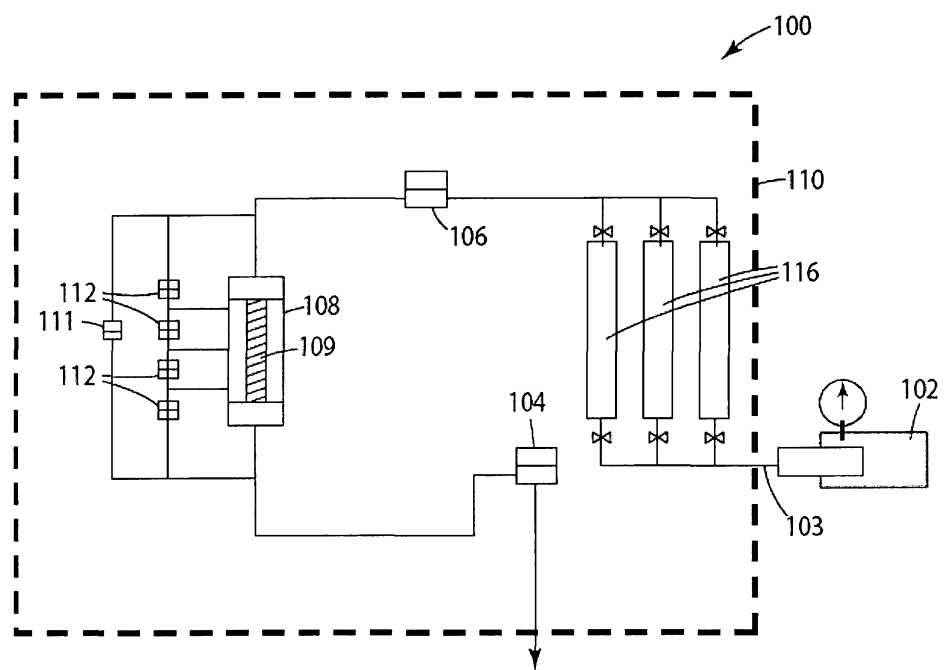


Fig. 2

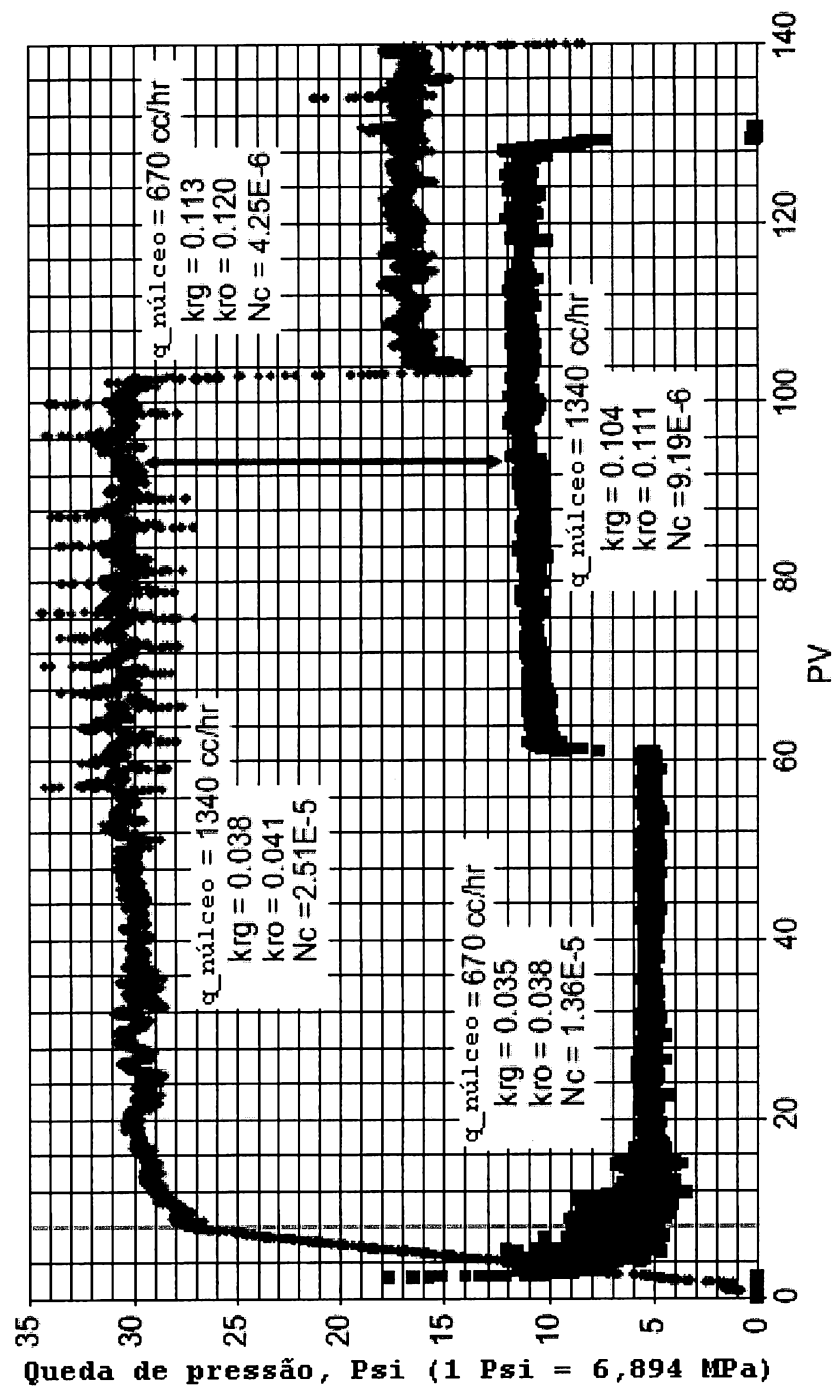


Fig. 3