



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

(21) PI 0715475-5 A2



(22) Data de Depósito: 06/08/2007
(43) Data da Publicação: 06/05/2014
(RPI 2261)

(51) Int.Cl.:
C09K 8/06
C09K 8/524
C09K 8/528
C09K 8/68
C09K 8/78

(54) Título: MÉTODOS PARA REPARO, PRÉ-TRATAMENTO E TRATAMENTO DE UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA, E, FLUIDO DE TRATAMENTO PARA USO EM FORMAÇÕES SUBTERRÂNEAS

(57) Resumo:

(30) Prioridade Unionista: 04/08/2006 US 11/499446,
04/08/2006 US 11/499447

(66) Prioridade Interna: 860446

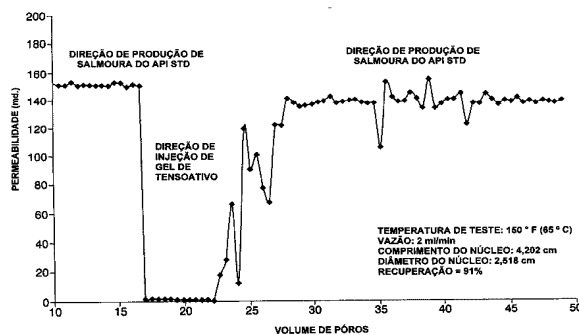
(73) Titular(es): Halliburton Energy Services, Inc.

(72) Inventor(es): David E. McMechan, Jason E. Bryant, Thomas D. Welton

(74) Procurador(es): Momsen, Leonardos & CIA.

(86) Pedido Internacional: PCT GB2007002990 de
06/08/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2008/015464de
07/02/2008



“MÉTODOS PARA REPARO, PRÉ-TRATAMENTO E TRATAMENTO DE UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA, E, FLUIDO DE TRATAMENTO PARA USO EM FORMAÇÕES SUBTERRÂNEAS”

FUNDAMENTOS

5 A invenção atual refere-se genericamente ao tratamento de formações subterrâneas e, mais especialmente, a composições e métodos relativos à prevenção e reparos de danos causados por gel de tensoativo.

10 Os fluidos de tratamento com viscosidade poderão ser utilizados em uma variedade de tratamentos subterrâneos, tais tratamentos incluindo, mas não limitados a, operações de perfuração, tratamentos de estimulação, e tratamentos de controle de areia. Conforme utilizado aqui, o termo "tratamento", ou "tratando", refere-se a qualquer operação subterrânea que utiliza um fluido juntamente com uma função desejada e/ou para uma finalidade desejada. O termo "tratamento", ou "tratando", não significa
15 nenhuma ação específica pelo fluido.

20 Um exemplo de um tratamento subterrâneo é uma operação de perfuração, onde um fluido de tratamento (por exemplo, um fluido de perfuração) passa através do lado interno da coluna de perfuração, sai através da broca de perfuração e retorna para o conjunto de perfuração através do anel entre a coluna de perfuração e o furo do poço. O fluido de perfuração circulante, entre outras coisas, lubrifica a broca de perfuração, transporta o material cortado da perfuração para a superfície, e equilibra a pressão de formação exercida sobre o furo do poço. Os fluidos de perfuração, tipicamente, requerem uma viscosidade suficiente para colocar em suspensão
25 o material cortado pela broca. Os fluidos de tratamento com viscosidade também poderão ser utilizados em outras operações para o transporte e a remoção de particulados do furo do poço ou da região próxima da furo do poço. Em alguns casos, estes particulados da formação poderão ser gerados durante o curso da perfuração, cavação, desbastamento, escavação, formação

de túnel e semelhantes, na formação subterrânea.

Uma operação comum de estimulação de produção que utiliza um fluido de tratamento com viscosidade é o da fratura hidráulica. As operações de fratura hidráulica geralmente envolvem o bombeamento de um fluido de tratamento (por exemplo, um fluido para fratura) em uma perfuração de poço e que penetra em uma formação subterrânea com uma pressão hidráulica suficiente para criar ou aumentar uma ou mais rachaduras, ou "fraturas", na formação subterrânea. O fluido de fratura poderá ser composto de particulados, com frequência referidos como "particulados estruturantes," que são depositados nas fraturas. A função dos particulados estruturantes, inter alia, é a de evitar que as fraturas se fechem totalmente quando do alívio da pressão hidráulica, formando canais condutivos através dos quais os fluidos poderão escoar para o furo do poço. Tão logo seja criada pelo menos uma fratura e os particulados estruturantes estejam substancialmente no local, a viscosidade do fluido de fratura usualmente é reduzida (i.e., "decompondo" o fluido), e o fluido de fratura poderá ser recuperado da formação. O termo "fratura" e seus derivados, conforme usado aqui, refere-se a uma redução na viscosidade de um fluido, por exemplo, através da ruptura ou reversão das reticulações entre as moléculas do polímero no fluido, ou a ruptura das ligações químicas de polímeros de agente geleificantes no fluido. O termo não significa nenhum mecanismo específico.

Outra operação de estimulação de produção que utiliza um fluido de tratamento com viscosidade é um tratamento de acidulação. Nos tratamentos de acidulação, as formações subterrâneas que são compostas de componentes solúveis em ácido, tais como aquelas presentes em formações de carbonato e arenito, são contatadas com um fluido de tratamento composto de um ácido. Por exemplo, quando o ácido clorídrico contata e reage com carbonato de cálcio em uma formação, o carbonato de cálcio é consumido para a produção de água, dióxido de carbono e cloreto de cálcio. Em outro

exemplo, quando o ácido clorídrico contata e reage com dolomita em uma formação, a dolomita é consumida para a produção de água, dióxido de carbono, cloreto de cálcio, e cloreto de magnésio. Depois da acidulação ser completada, a água e os sais dissolvidos na mesma poderão ser recuperados enviando-se os mesmos para a superfície, como por exemplo, "revertendo o fluxo" no poço, deixando uma quantidade desejável de espaços vazios (como por exemplo, "buracos de verme") dentro da formação, o que aumenta a permeabilidade da formação e poderá aumentar a velocidade na qual os hidrocarbonetos poderão posteriormente ser produzidos a partir da formação.

Os fluidos de tratamento com viscosidade são também utilizados nos tratamentos de controle de areia, tais como os tratamentos de recheio de cascalho, onde um fluido de tratamento, que usualmente é viscoso, coloca em suspensão os particulados (referidos comumente como "particulados de cascalho") para o fornecimento a uma área desejada no furo do poço (por exemplo, próximo de zonas de formação não consolidadas ou fracamente consolidadas, para formar um recheio de cascalho, para melhorar o controle de areia. Um tipo comum de operação de recheio com cascalho envolve a colocação de uma peneira de controle de areia do furo do poço colocando-se o recheio no anel entre a peneira e o furo do poço com os particulados de cascalho de um tamanho específico sendo projetados para evitar a passagem de areia da formação. Os particulados de cascalho atuam, inter alia, para evitar que a formação de particulados obstrua a peneira ou migrem com os hidrocarbonetos produzidos, e a peneira atua, inter alia, para evitar que os particulados entrem na tubulação de produção. Tão logo o recheio de cascalho esteja substancialmente no lugar, a viscosidade do fluido de tratamento, com freqüência, é reduzida para permitir que ele seja recuperado. Em alguns casos, os tratamentos de fratura e de recheio com cascalho são combinados em um só tratamento (comumente referido como operações de fraturamento e compactação) para produzir a produção

estimulada e um recheio de cascalho anular para reduzir a formação de produção de areia.

Em uma variedade de operações subterrâneas, também poderá ser desejável desviar os fluidos de tratamento em uma formação subterrânea, porque, entre outras razões, o fluido de tratamento poderá entrar em porções da formação subterrânea com alta permeabilidade, ao invés de penetrar em porções da formação subterrânea com menos permeabilidade. Por exemplo, nas operações de estimulação ácida, poderá ser desejado o contato com porções menos permeáveis da formação subterrânea com um fluido de tratamento contendo um ácido para se conseguir o estímulo desejado. Certas técnicas de desvio envolvem a colocação de fluidos com viscosidade em uma formação subterrânea para abrir as porções de alta permeabilidade da formação, dessa forma desviando os fluidos posteriormente injetados de porções menos permeáveis da formação. Em certas técnicas, um fluido de tratamento é colocado adjacente a uma certa porção de uma formação subterrânea e o fluido de tratamento tem a viscosidade aumentada para formar um gel que, inter alia, tapa provisoriamente as perfurações ou fraturas naturais naquela porção da formação. O termo "gel" utilizado aqui, e seus derivados, inclui os estados semi- sólido, semelhante à geléia, assumidos por algumas dispersões coloidais. Quando outro fluido de tratamento encontra o gel, ele poderá ser desviado para outras porções da formação.

A manutenção de viscosidade suficiente nos fluidos de tratamento poderá ser importante por várias razões. A viscosidade é desejável nas operações de perfuração, porque os fluidos de tratamento com viscosidade maior podem, entre outras coisas, transportar sólidos, como o material de perfuração, mais rapidamente. A manutenção de viscosidade suficiente é importante em tratamentos de fratura para o transporte de particulados, assim como para criar ou aumentar a largura da fratura. O transporte de particulados é também importante nos tratamentos de controle de areia, tais como o

recheio com cascalho. A manutenção de viscosidade suficiente poderá ser importante para controlar e/ou reduzir o vazamento para dentro da formação, melhorar a habilidade de desviar outro fluido na formação, e/ou reduzir os requisitos de bombeamento através da redução do atrito no furo do poço. Ao mesmo tempo, embora com frequência seja desejável a manutenção de viscosidade suficiente de um fluido de tratamento, também poderá ser desejável manter-se a viscosidade do fluido de tratamento de tal forma que a viscosidade possa ser reduzida em um tempo específico, inter alia, para a recuperação posterior do fluido da formação.

10 Para produzir a viscosidade desejada, os agentes poliméricos de geleificação são comumente adicionados nos fluidos de tratamento. O termo "agente de geleificação" é definido aqui como incluindo qualquer substância que é capaz de aumentar a viscosidade de um fluido, por exemplo, através da formação de um gel. Exemplos de agentes geleificantes poliméricos utilizados comumente incluem, mas não são limitados a gomas guar e derivados das mesmas, derivados de celulose, biopolímeros, e semelhantes. O uso de agentes poliméricos de geleificação, no entanto, poderá ser problemático. Por exemplo, estes agentes poliméricos de geleificação poderão deixar um resíduo indesejável de gel na formação subterrânea após o uso, o que poderá reduzir a permeabilidade. Como resultado, poderão ser requeridas operações custosas de reparos para a limpeza da face da fratura e do recheio estruturante. Os fluidos de tratamento espumados e os fluidos de tratamento com base em emulsão têm sido utilizados para a minimização dos danos residuais, mas com frequência resultaram em um aumento das despesas e da complexidade.

25 Para combater os problemas identificados associados com os agentes poliméricos de geleificação, alguns tensoativos têm sido utilizados como agentes geleificantes. É bem entendido que, quando misturados com um fluido em uma concentração acima da concentração crítica de micelas, as

moléculas (ou íons) de tensoativos poderão se associar para formar micelas. O termo "micela" é definido para incluir qualquer estrutura que minimize o contato entre a porção liofóbica ("que repele solvente") entre uma molécula de tensoativo e o solvente, por exemplo, através da agregação das moléculas de tensoativo em estruturas, tais como esferas, cilindros, ou chapas, onde as porções liofóbicas estão no interior da estrutura do agregado e as porções liofílicas ("atração por solvente") estão no exterior da estrutura. Estas micelas poderão funcionar, entre outras finalidades, para estabilizar emulsões, romper emulsões, estabilizar uma espuma, alterar a capacidade de umidificação de uma superfície, solubilizar certos materiais, e/ou reduzir a tensão superficial. Quando utilizadas como agentes geleificantes, as moléculas (ou íons) dos tensoativos usados se associam para formar micelas com uma certa estrutura micelar (por exemplo, semelhante a uma haste, "buraco de verme", vesícula, etc, que são referidas aqui como "micelas de formação de viscosidade") que, sob certas condições (por exemplo, concentração, potência iônica do fluido, etc) são capazes de, inter alia, fornecer uma viscosidade aumentada a um fluido específico e/ou formar um gel. Certas micelas de formação de viscosidade poderão fornecer uma viscosidade aumentada a um fluido, de tal forma que o fluido apresente um comportamento viscoelástico (por exemplo, propriedades de diluição por tensão) devido, pelo menos em parte, à associação das moléculas de tensoativo contidas no mesmo. Conforme usado aqui, o termo "fluido de tensoativo viscoelástico" refere-se a fluidos que apresentam ou são capazes de apresentarem um comportamento viscoelástico devido, pelo menos em parte, à associação de moléculas de tensoativo contidas no mesmo para formar micelas de formação de viscosidade. Além disso, como as micelas de formação de viscosidade podem ser sensíveis aos hidrocarbonetos, a viscosidade destes fluidos de tensoativo viscoelástico poderá ser reduzida após a introdução na formação subterrânea sem a necessidade de certos tipos de rompedores de gel (por exemplo, oxidantes). O

termo "rompedor" é definido aqui como incluindo qualquer substância que é capaz de reduzir a viscosidade de um fluido. Isto poderá permitir que uma porção substancial dos fluidos de tensoativo viscoelástico sejam enviados de volta da formação sem a necessidade de tratamentos reparadores dispendiosos. Apesar destas vantagens, especialmente aquelas dos tensoativos viscoelásticos relativos a agentes poliméricos de geleificação, a experiência tem demonstrado que os tensoativos viscoelásticos poderão ainda resultar em danos no gel de tensoativo na formação subterrânea.

SUMÁRIO

10 A invenção atual refere-se geralmente a formações subterrâneas de tratamento e, mais especialmente, a composições e métodos relativos à prevenção e reparos de danos causados por gel de tensoativo.

15 Em uma realização, a invenção atual apresenta um método que é composto do fornecimento de um fluido de tratamento constituído de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, e a introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea que foi tratada com um fluido de tensoativo viscoelástico.

20 Em outra realização, a invenção atual apresenta um método que é composto do fornecimento de um fluido de tratamento constituído de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, e a introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea antes do tratamento da formação subterrânea com um fluido de tensoativo viscoelástico.

25 Ainda em outra realização, a invenção atual apresenta um método que é composto do fornecimento de um fluido de tratamento constituído de um fluido veículo; pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de

incrustação; pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos; e pelo menos um
5 componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos; e a introdução do fluido de tratamento e em uma formação subterrânea.

Ainda em outra realização, a invenção atual apresenta um fluido de tratamento que é composto de um fluido veículo; pelo menos um
10 componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação; pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado
15 dos mesmos; e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

As características e vantagens da invenção atual ficarão rapidamente aparentes para aqueles versados na técnica. Embora possam ser
20 feitas numerosas alterações por aqueles versados na técnica, tais alterações estão dentro do espírito da invenção.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Para um entendimento mais completo da invenção atual e das características e vantagens da mesma, é feita agora referência à seguinte
25 descrição, considerada em conjunto com os desenhos anexos, nos quais:

A figura 1 ilustra a recuperação de permeabilidade de uma realização de um fluido de tratamento sem um agente quelante; e

A figura 2 ilustra a recuperação de permeabilidade de um fluido de tratamento que é composto de um agente quelante de acordo com

uma realização específica da invenção atual.

DESCRIÇÃO DAS REALIZAÇÕES PREFERIDAS

5 A invenção atual refere-se geralmente ao tratamento de formações subterrâneas, e mais especialmente, a composições e métodos relativos à prevenção e reparos de danos causados por gel de tensoativo.

10 Em algumas realizações, as composições e métodos das invenção atual poderão ser utilizados, entre outras coisas, para corrigir formações subterrâneas que foram expostas a fluidos de tensoativos viscoelásticos. Por exemplo, as composições da invenção atual poderão ser utilizadas para o tratamento de formações subterrâneas após a colocação de um estruturante, uma operação de recheio com cascalho, uma operação de recheio fracionado, ou uma operação de acidulação, ou depois do uso de uma pílula de perda de fluido ou de “término” do fluido, para corrigir qualquer dano provocado por gel de tensoativo que possa ter ocorrido durante a

15 operação. Em outras realizações, as composições e métodos da invenção atual poderão ser utilizados para evitar ou reduzir a ocorrência de quaisquer danos por gel de tensoativo em formações subterrâneas durante o tratamento com um fluido tensoativo viscoelástico. Por exemplo, as composições da invenção atual poderão ser usadas como um fluido de reforço antes da colocação de um

20 recheio estruturante utilizando um fluido de tensoativo viscoelástico. Em outras realizações, as composições da invenção atual poderão incluir um tensoativo viscoelástico ou serem utilizadas para a colocação do próprio estruturante. Existem várias outras vantagens e objetivos desta invenção que poderão ser obtidos.

25 Geralmente, os fluidos de tratamento da invenção atual são compostos de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação. Geralmente, o fluido veículo da invenção atual poderá ser composto de qualquer fluido aquoso ou não aquoso. Em realizações

específicas, o fluido veículo poderá ser composto de água doce, água salgada (por exemplo, água contendo um ou mais sais dissolvidos na mesma), salmoura (por exemplo água salgada saturada), água do mar, glicol, combinações dos mesmos, ou derivados dos mesmos. Em outras realizações, o fluido veículo poderá ser composto de um agente quelante líquido ou um agente de controle de incrustação por si próprio. Geralmente, o fluido veículo poderá ser de qualquer fonte, desde que não contenha componentes que possam afetar adversamente a estabilidade e/ou o desempenho dos fluidos de tratamento da invenção atual.

Qualquer agente quelante ou agente de controle de incrustação adequado poderá ser utilizado de acordo com os ensinamentos da invenção atual. Exemplos de agentes quelantes adequados incluem ácido etilenodiaminatetracético ("EDTA"), ácido nitrilotriacético ("NTA"), ácido hidroxietilenodiaminatriacético ("HEDTA"), sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico ("GLDA"), ácido dietilenotriaminapentacético ("DTPA"), ácido propilenodiaminatetracético ("PDTA"), ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético) ("EDDHA"), ácido gluco-heptônico, ácido glucônico, combinações dos mesmos, e derivados dos mesmos. Conforme utilizado aqui, "derivado" refere-se a qualquer composto que é feito de um dos compostos listados, por exemplo, através da substituição de um átomo do composto por outro átomo ou grupo de átomos, a ionização do composto, ou a criação de um sal do composto. "Derivado" também se refere a qualquer espécie não neutralizada de qualquer dos compostos listados. Exemplos de agentes de controle de incrustação adequados incluem compostos de fósforo, ácido poliaspártico, polímeros sintéticos, polímeros de polissacarídeos, combinações dos mesmos, e derivados dos mesmos. Exemplos de compostos fosforosos adequados incluem amino tri(ácido metileno fosfônico), sal pentasódico de amino tri(ácido metileno fosfônico), sal tetrasódico de amino tri (ácido metileno fosfônico), ácido 1-

hidroxietilideno-1,1-difosfônico, hexametilenodiaminatetra (ácido metileno fosfônico), dietilenotriamina penta (ácido metileno fosfônico), bis (hexametileno triamina penta (ácido metileno fosfônico), ácido 2-fosfonobutano-1,2,4-tricarboxílico, monoetanolamina difosfonato, ácido etidrônico, combinações dos mesmos, e derivados dos mesmos, incluindo, mas não limitados a, sais dos mesmos, tais como sais de potássio do ácido (1-hidroxietilideno) difosfônico, tetrasódio (1-hidroxietilideno) bifosfonato, sais de sódio do ácido (1-hidroxietilideno) difosfônico, sais disódicos do ácido hidroxietilideno 1,1-difosfônico, sais de sódio de dietileno triamina penta (ácido metileno fosfônico), sais de sódio de bis hexametileno triamina penta (ácido metileno fosfônico), sais de sódio do ácido 2-fosfonobutano-1,2,4-tricarboxílico, e tetrasódio etidronato. Exemplos de compostos fosforosos disponíveis comercialmente incluem os fosfonatos vendidos como parte da família do produto Dequest disponível da Solutia, Inc. de St. Louis, Missouri.

Exemplos de polímeros sintéticos adequados incluem os homopolímeros de ácido maleico, polímeros de ácido poliacrílico modificado, e copolímeros de ácido poliacrílico sulfonado. Exemplos de polímeros sintéticos disponíveis comercialmente, adequados para uso de acordo com os ensinamentos da invenção atual, incluem os polímeros vendidos como parte da família de produtos Dequest disponíveis da Solutia, Inc. de St. Louis, Missouri.

Exemplos de polímeros de polissacarídeos adequados incluem carboximetil inulina e sais dos mesmos. Em realizações específicas, o agente quelante e/ou o agente de controle de incrustação é composto de cerca de 5% a cerca de 60% em peso, do fluido de tratamento. Em algumas realizações específicas, o agente quelante e/ou o agente de controle de incrustação poderá estar presente em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 100 libras/galão (0,12 a 12 kg/l) fluido de tratamento.

Em realizações específicas, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também incluir um ou mais álcoois, glicóis,

modificadores de pH, hidrocarbonetos, solventes recíprocos, oxidantes, redutores, enzimas (tais como aquelas descritas na solicitação de patente americana de número 110/041,528) metais de transição (como aqueles descritos nas solicitações de patentes americanas de número 11/145.630, 11/225.536 e 11/225.537), combinações dos mesmos, ou derivados dos mesmos. Em tais fluidos de tratamento, os álcoois, modificadores de pH, hidrocarbonetos, solventes recíprocos, oxidantes, redutores, enzimas, e/ou metais de transição, poderão auxiliar a romper alguns dos géis de tensoativo. Exemplos de álcoois adequados, modificadores de pH, hidrocarbonetos, oxidantes, e/ou metais de transição adequados incluem, mas não são limitados a, compostos de ferro, compostos de zinco, compostos de estanho, compostos de cromo, ácido tioglicólico (ou sais dos termos), ácido eritórbito (ou sais do mesmo), cloreto estanoso, persulfato de sódio, persulfato de potássio, persulfato de amônio, permanganato de potássio, permanganato de sódio, periodato de sódio, periodato de potássio, bromato de sódio, etileno glicol monobutil éter, propileno glicol monobutil éter, hidróxido de sódio, hidróxido de potássio, bicarbonato de sódio, carbonato de potássio, ácido clorídrico, ácido acético, ácido fluorídrico, ácido fórmico, álcool isopropílico, butanol, e etanol. Em realizações específicas, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também incluir ácidos orgânicos, tais como ácido acético, ácido cítrico, ácido láctico, combinações dos mesmos, e derivados dos mesmos.

Em realizações específicas, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também incluir um ou mais não- emulsificantes, desemulsificantes, combinações dos mesmos, ou derivados dos mesmos. Em tais fluidos de tratamento, os não-emulsificantes ou desemulsificantes poderão auxiliar a reparar os danos na emulsão causados pelas interações entre o gel/óleo do tensoativo. Exemplos de não-emulsificantes e/ou desemulsificantes adequados incluem, mas não são limitados a, tensoativo LOSURF® 259, tensoativo LOSURF® 300, tensoativo LOSURF® 357,

tensoativo LOSURF® 400, tensoativo LOSURF® 2000M, tensoativo LOSURF® 2000S, e tensoativo NEA-96M®, cada um dos quais sendo disponível comercialmente da Halliburton Energy Services, Inc. of Duncan, Oklahoma.

5 Os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também incluir um tensoativo viscoelástico. Geralmente, qualquer tensoativo adequado que é capaz de fornecer propriedades viscoelásticas a um fluido aquoso poderá ser utilizado de acordo com os ensinamentos da invenção atual. Estes tensoativos poderão ser catiônicos, aniônicos, não iônicos, 10 zwitteriônicos ou anfotéricos em natureza, e serem compostos de qualquer quantidade de compostos diferentes, incluindo metil éster sulfonatos (tais como aqueles descritos nas solicitações de patentes americanas de número 11/058.660, 11/058.475, 11/058.612 e 11/058.611), betaínas, ou betaínas modificadas, sulfosuccinatos, tauratos, óxidos de amina, aminas graxas 15 etoxiladas, compostos de amônio quaternário, derivados dos mesmos, e combinações dos mesmos. Quando presente nos fluidos de tratamento da invenção atual, o tensoativo geralmente está presente em uma quantidade suficiente para produzir a viscosidade desejada (por exemplo, viscosidade suficiente para desviar o fluxo, reduzir a perda de fluido, colocar em 20 suspensão os particulados, etc) através da formação de micelas de formação de viscosidade. Em realizações específicas, o tensoativo geralmente é composto de cerca de 0,5% a cerca de 10%, em volume, do fluido de tratamento. Em realizações específicas, o tensoativo é composto de cerca de 1% a cerca de 5% em volume do fluido de tratamento.

25 Quando incluindo um tensoativo, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também ser compostos de um ou mais co-tensoativos para, entre outras coisas, facilitar a formação de e/ou a estabilização de uma espuma, facilitar a formação de micelas (por exemplo, micelas de formação de viscosidade), aumentar a tolerância a sal, e/ou estabilizar o fluido de

tratamento. O co-tensoativo poderá ser composto de qualquer tensoativo adequado para o uso em ambientes subterrâneos que não afete adversamente o fluido de tratamento. Exemplos de co-tensoativos adequados para uso na invenção atual incluem, mas não são limitados a, alquil benzeno sulfonatos lineares C₁₀-C₁₄, alquil benzeno sulfonatos ramificados C₁₀-C₁₄, alquil sulfonatos de terebentina, alquil gliceril éter sulfonatos de coco, produtos de condensação sulfatados de álcoois de gordura misturada C₁₀-C₁₈ com cerca de 1 a cerca de 14 mols de óxido de etileno, e misturas de ácidos graxos maiores contendo cerca de 10 a cerca de 18 átomos de carbono. Em realizações específicas, o co-tensoativo poderá estar presente em uma quantidade na faixa de cerca de 0,05% a cerca de 5% em volume do fluido de tratamento. Em realizações específicas, o co-tensoativo poderá estar presente em uma quantidade na faixa de cerca de 0,25% a cerca de 0,5% em volume do fluido de tratamento. O tipo e a quantidade de co-tensoativo adequado para uma aplicação específica da invenção atual poderá depender de vários fatores, como o tipo de tensoativo presente no fluido de tratamento, a composição do fluido de tratamento, a temperatura do fluido de tratamento, e semelhantes. Uma pessoa com conhecimento normal, com o benefício desta apresentação, reconhecerá quando incluir um co-tensoativo em uma aplicação específica da invenção atual, assim como o tipo apropriado e a quantidade de co-tensoativo a incluir.

Os fluidos de tratamento da invenção atual, opcionalmente poderão ser constituídos de um ou mais sais para a modificação das propriedades reológicas (por exemplo, a viscosidade) dos fluidos de tratamento. Este sais poderão ser orgânicos ou inorgânicos. Exemplos de sais orgânicos adequados incluem, mas não são limitados a, sulfonatos e carboxilatos aromáticos (tais como p-tolueno sulfonato e naftaleno sulfonato), hidroxinaftaleno carboxilatos, salicilato, ftalato, ácido clorobenzóico, ácido ftálico, ácido 5- hidróxi-1-naftóico, ácido 6-hidróxi-1-naftóico, ácido 7-

hidróxi-1-naftóico, ácido 1-hidróxi-2-naftóico, ácido 3- hidróxi-2-naftóico, ácido 5-hidróxi-2-naftóico, ácido 7- hidróxi-2-naftóico, ácido 1,3-diidroxi-2-naftóico, 3,4- diclorobenzoato, cloridrato de trimetilamônio e cloreto de tetrametilamônio. Exemplos de sais inorgânicos adequados incluem os sais de potássio, de sódio e de amônio solúveis em água (tais como cloreto de potássio e cloreto de amônio), e os sais de cloreto de cálcio, brometo de cálcio, cloreto de magnésio, e halogeneto de zinco. Exemplos de fluidos tensoativos viscoelásticos que são compostos de sais adequados para uso na invenção atual são descritos na solicitação de patente americana de número 10/800.478, a apresentação relevante da qual é incorporada aqui como referência. Qualquer combinação dos sais listados acima também poderá ser incluída nos fluidos de tratamento da invenção atual. Onde incluídos, um ou mais sais poderão estar presentes em uma quantidade na faixa de cerca de 0,1% a cerca de 75% em peso do fluido de tratamento. Em realizações específicas, poderão estar presentes um ou mais sais em uma quantidade na faixa de cerca de 0,1% a cerca de 10% em peso do fluido de tratamento. O tipo e a quantidade de sais adequados para uma aplicação específica da invenção atual poderá depender de vários fatores, tais como o tipo de tensoativo presente no fluido de tratamento, a composição do fluido de tratamento, a temperatura do fluido de tratamento, e semelhantes. Uma pessoa com conhecimento normal, com o benefício desta apresentação, reconhecerá quando deve incluir um sal em uma aplicação específica da invenção atual, assim como o tipo e a quantidade apropriados do sal a ser incluído.

Os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também incluir um ou mais aditivos bem conhecidos, tais como estabilizantes de gel, aditivos de controle de perda de fluido, particulados, ácidos, inibidores de corrosão, catalisadores, estabilizantes de argila, biocidas, redutores de atrito, tensoativos adicionais, solubilizantes, agente de ajuste de pH, agentes de formação de pontes, dispersantes, floculantes, espumantes, gases,

eliminadores de espuma, removedores de H₂S, removedores de CO₂, removedores de oxigênio, inibidores de incrustação, lubrificantes, espessantes, agentes de peso, e semelhantes. Aqueles com conhecimento normal na técnica, com o benefício desta apresentação, serão capazes de

5 determinar o tipo e a quantidade apropriados de tais aditivos para uma aplicação específica. Por exemplo, em algumas realizações, poderá ser desejável espumar-se o fluido de tratamento da invenção atual utilizando um gás, como ar, nitrogênio, ou dióxido de carbono.

Geralmente, os fluidos de tratamento da invenção atual

10 poderão ter qualquer pH que não afete adversamente a formação subterrânea na qual o fluido deve ser introduzido e/ou os vários componentes do fluido. Por exemplo, em realizações específicas, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão ter um pH acima de cerca de 3. Os fluidos de tratamento da invenção atual poderão ter uma faixa de densidades, dependendo, inter alia,

15 da composição do fluido e se o fluido deve ou não ser espumado. Por exemplo, em realizações específicas, os fluidos de tratamento poderão ter uma densidade abaixo de cerca de 10 libras/galão (0,12 kg/l).

Em algumas realizações, os métodos da invenção atual são compostos do fornecimento de um fluido de tratamento constituído de um

20 fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, e introduzindo o fluido de tratamento em uma formação subterrânea. Em realizações específicas, os fluidos de tratamento são também compostos pelo menos de um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um

25 modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos; e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos. Em realizações

específicas da invenção atual, os fluidos de tratamento poderão ser utilizados para o reparo de uma formação subterrânea que foi tratada previamente com um fluido de tensoativo viscoelástico, como um fluido de fratura, um fluido de recheio de cascalho, um fluido de fraturamento e compactação, um fluido de acidulação, uma pílula de perda de fluido, ou um "fluido de término de serviço". Em tais realizações, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão auxiliar a reparar os danos do gel de tensoativo e deixados atrás do fluido de tensoativo viscoelástico.

Em outras realizações, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão ser utilizados para evitar ou reduzir a ocorrência de danos pelo gel de tensoativo. Em tais realizações, os fluidos de tratamento poderão ser utilizados como fluidos de reforço (por exemplo, fluidos que não são compostos de um reticulador nem um estruturante) ou fluidos tampão (por exemplo, um fluido reticulado que não é composto de nenhum estruturante) antes da colocação de um recheio estruturante ou de um recheio de cascalho. Os fluidos de tratamento da invenção atual poderão também ser utilizados na acidulação, acidulação da matriz, acidulação da fratura, fratura hidráulica, recheio de cascalho, e tratamentos de fraturamento e compactação, assim como em pílulas de perda de fluido e "fluidos de término de trabalho". Em outras realizações, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão ser utilizados para a colocação de um recheio estruturante ou um recheio de cascalho. Em tais realizações, o tratamento tipicamente é também composto de um tensoativo viscoelástico. A inclusão do agente quelante ou do agente de controle de incrustação, poderá auxiliar a evitar ou reduzir a quantidade de danos do gel de tensoativo causados pelo tensoativo viscoelástico. Em realizações específicas, os fluidos de tratamento da invenção atual poderão ser introduzidos em uma formação subterrânea como um fluido de tratamento espumado, não espumado, ou baseado em emulsão.

Para facilitar um melhor entendimento da invenção atual, são

apresentados os exemplos seguintes de certos aspectos de algumas realizações. De forma alguma os exemplos seguintes devem ser lidos para limitarem, ou definirem, o escopo integral da invenção.

EXEMPLO

5 Foram preparados 2 fluidos de tratamento, cada um deles sendo composto de 50 gal./Mgal de uma solução com aproximadamente 30% de oleamidopropilbetaína, 5 gal./Mgal de uma solução com aproximadamente 75% de ácido oleico, e aproximadamente 15 gal./Mgal de uma solução com aproximadamente 25% de NaOH tendo um pH de cerca de 11,5 a cerca de
10 12,5 em aproximadamente 7% de KCl. Foram adicionadas a uma das amostras aproximadamente 0,5 g/200 ml (aproximadamente 21 libras / Mgal) de EDTA. A recuperação de permeabilidade das duas amostras foi então testada em arenito Berea em uma temperatura de 150 ° F (65 ° C) e uma vazão de 2 ml/min. Os resultados destes testes são mostrados nas figuras 1 e
15 2.

 A figura 1 ilustra a recuperação de permeabilidade da amostra sem o EDTA. Com um comprimento do núcleo de 4,464 cm e um diâmetro do núcleo de 2,528 cm, a amostra sem o EDTA apresentou uma recuperação de aproximadamente 26%.

20 A figura 2 ilustra a recuperação de permeabilidade da amostra contendo o EDTA. Com um comprimento do núcleo de 4,202 cm e um diâmetro do núcleo de 2,518 cm, a amostra com EDTA apresentou uma recuperação de aproximadamente 91%.

 Assim sendo, a invenção atual é bem adaptada para a obtenção
25 das finalidades e vantagens mencionadas, assim como aquelas que são inerentes à mesma. As realizações específicas apresentadas acima são somente ilustrativas, porque a invenção atual poderá ser modificada e praticada de formas diferentes, mas equivalentes, que são aparentes para aqueles versados na técnica tendo o benefício dos ensinamentos aqui. Além

disso, não se pretende limitar os detalhes de construção ou desenho apresentados aqui, a não ser que seja conforme descrito nas reivindicações abaixo. Fica portanto evidente que as realizações específicas e ilustrativas apresentadas acima poderão ser alteradas ou modificadas, e todas essas variações são consideradas como fazendo parte do escopo e do espírito da invenção atual. Principalmente, cada faixa de valores (da forma, "de cerca de a a cerca de b", ou, de forma equivalente, "de aproximadamente a a b", ou, de forma equivalente "de aproximadamente a-b") apresentados aqui devem ser entendidos como se referindo ao conjunto potencial (o conjunto de todos os sub-conjuntos) da faixa respectiva de valores, e apresentadas todas as faixas cobertas dentro da faixa mais ampla de valores. Os termos das reivindicações têm também o seu significado amplo, normal, a não ser que seja explicitamente e claramente definido de outra forma pelo solicitante de patente.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para reparo de uma formação subterrânea, caracterizado pelo fato de ser composto de:

5 fornecimento de um fluido de tratamento composto de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação; e

a introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea que foi tratada com um fluido de tensoativo viscoelástico.

10 2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente quelante ser escolhido do grupo consistindo de ácido etilenodiaminatetracético, ácido nitrilotriacético, ácido hidroxietilenodiaminatriacético, sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico, ácido dietilenotriaminapentacético, ácido propilenodiaminatetracético, ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético),
15 ácido gluco-heptônico, ácido glucônico, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

20 3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente de controle de incrustação ser escolhido do grupo consistindo de um composto fosforoso, um ácido poliaspártico, um polímero sintético, um polímero de polissacarídeo, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

25 4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto pelo menos de um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto pelo menos de um

componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

5 6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do fluido do veículo ser escolhido do grupo consistindo de água fresca, água salgada, salmoura, glicol, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

10 7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, ser composto de cerca de 5% a cerca de 60% em peso, do fluido de tratamento.

15 8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação estar presente no fluido de tratamento em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 100 libras/galão (0,12 a 12 kg/l) do fluido de tratamento.

9. Método para pré-tratamento de uma formação subterrânea, caracterizado pelo fato de ser composto de:

20 fornecimento de um fluido de tratamento composto de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação; e

a introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea antes do tratamento da formação subterrânea com um fluido de tensoativo viscoelástico.

25 10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato do agente quelante ser escolhido do grupo consistindo de ácido etilenodiaminatetracético, ácido nitrilotriacético, ácido hidroxietilenodiaminatriacético, sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico, ácido dietilenotriaminapentacético, ácido propilenodiaminatetracético, ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético),

ácido gluco-heptônico, ácido glucônico, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

5 11. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato do agente de controle de incrustação ser escolhido do grupo consistindo de um composto fosforoso, um ácido poliaspártico, um polímero sintético, um polímero de polissacarídeo, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

10 12. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto pelo menos de um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

15 13. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto pelo menos de um componente consistindo de um não- emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

20 14. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato do fluido veículo ser escolhido do grupo consistindo de água doce, água salgada, salmoura, glicol, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

25 15. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação ser composto de cerca de 5% a cerca de 60% em peso do fluido de tratamento.

16. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação estar presente no fluido de tratamento em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 100

libras/galão (0,12 a 12 kg/l) do fluido de tratamento.

17. Método para tratamento de uma formação subterrânea, caracterizado pelo fato de ser composto de:

5 fornecimento de um fluido de tratamento composto de um fluido veículo; pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação; e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos
10 mesmos, e um derivado dos mesmos; e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos; e

introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea.

15 18. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do agente quelante ser escolhido do grupo consistindo de ácido etilenodiaminatetracético, ácido nitrilotriacético, ácido hidroxietilenodiaminatriacético, sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico, ácido dietilenotriaminapentacético, ácido
20 propilenodiaminatetracético, ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético), ácido gluco-heptônico, ácido glucônico, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

19. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do agente de controle de incrustação ser escolhido do grupo
25 consistindo de um composto fosforoso, um ácido poliaspártico, um polímero sintético, um polímero de polissacarídeo, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

20. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do fluido veículo ser escolhido do grupo consistindo de água doce,

água salgada, salmoura, glicol, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

5 21. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto de um tensoativo viscoelástico.

22. Método de acordo com a reivindicação 21, caracterizado pelo fato do tensoativo viscoelástico ser composto de cerca de 0,5% a cerca de 10% em volume, do fluido de tratamento.

10 23. Método de acordo com a reivindicação 21, caracterizado pelo fato do tensoativo viscoelástico ser composto de cerca de 1% a cerca de 5% em volume do fluido de tratamento.

15 24. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, ser composto de cerca de 5% a cerca de 60% em peso, do fluido de tratamento.

20 25. Método de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação estar presente no fluido de tratamento em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 100 libras/galão (0,12 a 12 kg/l) do fluido de tratamento.

26. Fluido de tratamento para uso em formações subterrâneas, caracterizado pelo fato de ser composto de:

um fluido veículo;

25 pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação;

pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um álcool, um glicol, um modificador de pH, um hidrocarboneto, um solvente recíproco, um oxidante, um redutor, uma enzima, um metal de transição, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos; e

pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um não-emulsificante, um desemulsificante, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

5 27. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato do agente quelante ser escolhido do grupo consistindo de ácido etilenodiaminatetracético, ácido nitrilotriacético, ácido hidroxietilenodiaminatriacético, sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico, ácido dietilenotriaminapentacético, ácido propilenodiaminatetracético, ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético),
10 ácido gluco-heptônico, ácido glucônico, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

28. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato do agente de controle de incrustação ser escolhido do grupo consistindo de um composto fosforoso, um ácido poliaspártico, um
15 polímero sintético, um polímero de polissacarídeo, uma combinação dos mesmos, e um derivado dos mesmos.

29. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato do fluido veículo ser escolhido do grupo consistindo de água doce, água salgada, salmoura, glicol, uma combinação dos mesmos, e
20 um derivado dos mesmos.

30. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato de ser ainda composto de um tensoativo viscoelástico.

31. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato do tensoativo viscoelástico ser composto de cerca de
25 0,5% a cerca de 10% em volume, do fluido de tratamento.

32. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 30, caracterizado pelo fato do tensoativo viscoelástico ser composto de cerca de 1 % a cerca de 5% em volume do fluido de tratamento.

33. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26,

caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação, ser composto de cerca de 5% a cerca de 60% em peso do fluido de tratamento.

- 5 34. Fluido de tratamento de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato de pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de incrustação estar presente no fluido de tratamento em uma quantidade de cerca de 1 a cerca de 100 libras/galão (0,12 a 12 kg/l) do fluido de tratamento.

Fig.1.

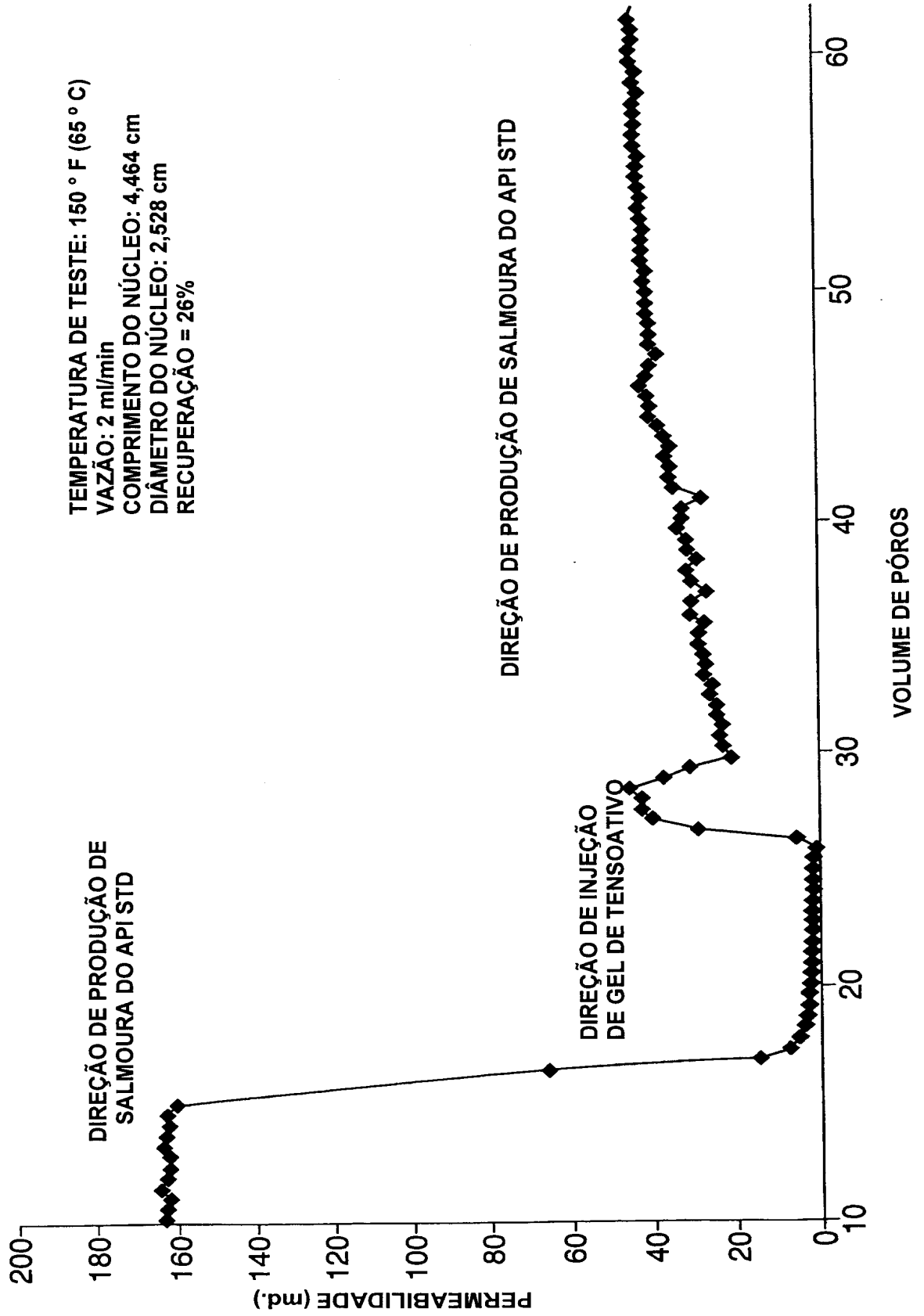
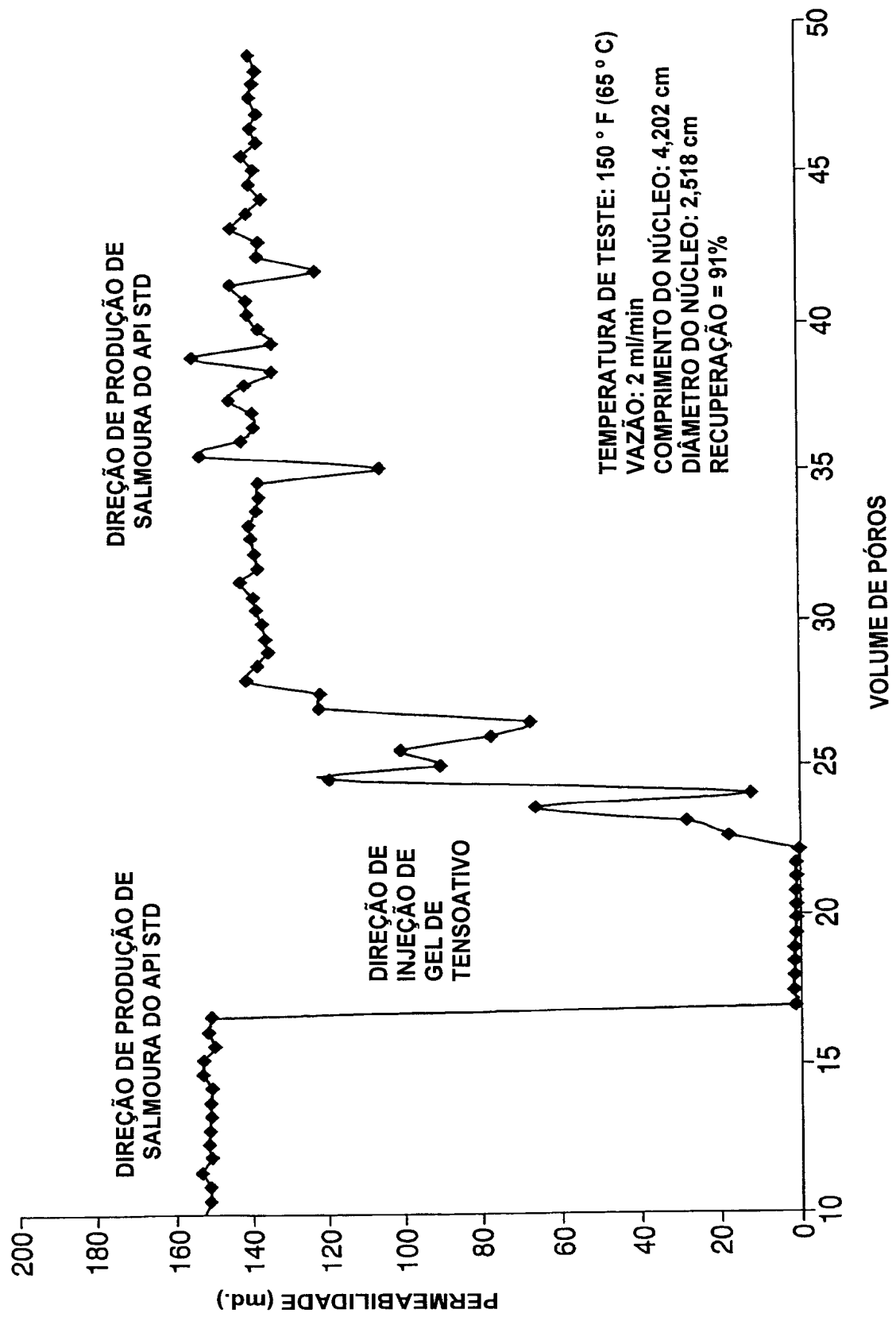


Fig.2.



RESUMO

“MÉTODOS PARA REPARO, PRÉ-TRATAMENTO E TRATAMENTO DE UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA, E, FLUIDO DE TRATAMENTO PARA USO EM FORMAÇÕES SUBTERRÂNEAS”

5 Entre várias coisas, são apresentadas composições e métodos relativos à prevenção e reparo de danos causados por gel de tensoativo. Em uma realização, o método inclui a apresentação de um fluido de tratamento composto de um fluido veículo e pelo menos um componente escolhido do grupo consistindo de um agente quelante e um agente de controle de
10 incrustação, e a introdução do fluido de tratamento em uma formação subterrânea que foi tratada com um fluido de tensoativo viscoelástico.