



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

(11) PI 0811024-7 B1

(22) Data do Depósito: 09/05/2008

(45) Data de Concessão: 08/05/2018



(54) Título: MÉTODO PARA TRATAR UM TUBULAR DE PERFURAÇÃO DE FUNDO DE POÇO OU EQUIPAMENTO DE COMPLETAÇÃO DE SUBSUPERFÍCIE

(51) Int.Cl.: C09K 8/528; C09K 8/72

(30) Prioridade Unionista: 10/05/2007 US 11/801209, 10/05/2007 US 11/801200

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

(72) Inventor(es): THOMAS D. WELTON; RICHARD W. PAULS

“MÉTODO PARA TRATAR UM TUBULAR DE PERFURAÇÃO DE FUNDO DE POÇO OU EQUIPAMENTO DE COMPLETAÇÃO DE SUBSUPERFÍCIE”

CAMPO TÉCNICO

[001] A invenção refere-se genericamente ao aumento da produção para aumentar a produção de hidrocarbonetos de uma formação subterrânea. Mais especialmente, a invenção refere-se a métodos para o tratamento de uma porção de uma matriz de uma formação subterrânea ou de um recheio de escoramento em uma fratura ou perfuração preexistente para aumentar a permeabilidade e para aumentar a produção, algumas de tais técnicas sendo referidas como estimulação próxima do furo do poço. Mais especialmente, a invenção refere-se também a métodos para o tratamento de tubulares de furo de poço furo abaixo ou equipamento de completação na sub-superfície de depósitos minerais, cujos depósitos geralmente são referidos como incrustação, e especialmente, para depósitos contendo carbonato de cálcio.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[002] De acordo com um aspecto da invenção, é apresentado um método para tratar uma porção de uma formação subterrânea ou de um recheio de escoramento. Em geral, o método é composto das etapas de: (A) formação ou fornecimento de um fluido de tratamento constituído de: (i) água; (ii) um agente quelante capaz de formar um anel heterocíclico que contém um íon metálico ligado pelo menos a dois íons não metálicos; e (iii) um agente de aumento de viscosidade; e (B) a introdução do fluido de tratamento no furo de poço em uma pressão suficiente para forçar o fluido de tratamento para dentro da matriz da formação ou do recheio de escoramento.

[003] De acordo com outro aspecto da invenção, é apresentado um método para tratar pelo menos uma porção de um tubular de perfuração de fundo de poço ou de equipamento de completação da subsuperfície. Em geral, o método é constituído das etapas de: (A) a determinação da possibilidade da

presença de incrustação na tubular de perfuração de fundo de poço ou do equipamento de completação da subsuperfície; (B) a formação ou o fornecimento de um fluido de tratamento constituído de: (i) água; (ii) um agente quelante capaz de formar um anel heterocíclico que contém um íon metálico ligado a pelo menos dois íons não metálicos; e (iii) um agente de aumento de viscosidade; e (C) a introdução do fluido de tratamento na tubular de perfuração de fundo de poço ou no equipamento de completação de subsuperfície.

[004] Outros objetivos e objetivos, características e vantagens adicionais da invenção atual ficarão rapidamente aparentes para aqueles versados na técnica quando a descrição que se segue das realizações preferidas for lida em conjunto com os desenhos anexos.

DESCRIÇÃO DETALHADA DE UMA REALIZAÇÃO PREFERIDA

[005] Em um aspecto, a finalidade desta invenção é melhorar a administração de um agente quelante para o aumento da produção, através do aumento da viscosidade do fluido de tratamento. Pode ser utilizado um agente quelante para auxiliar a dissolver e remover carbonatos e outros minerais da matriz da formação subterrânea ou do recheio de escoramento. A concentração do agente quelante é suficiente para auxiliar a dissolver uma quantidade substancial de um material de carbonato. O fluido de tratamento contendo o agente quelante inclui um agente de aumento de viscosidade para auxiliar a colocação do fluido dentro da formação ou recheio de escoramento ou para auxiliar a remoção do fluido de tratamento. Quando a viscosidade do fluido é aumentada ou ele é geleificado, o fluido de tratamento pode fornecer cobertura e remoção melhores, e posteriormente ser fluidificado para a retirada do poço. O fluido de tratamento pode ser um só fluido que dissolve os sólidos de carbonato de cálcio/magnésio/ferro na matriz da região próxima de um furo de poço, um recheio de cascalho preexistente, uma perfuração preexistente, ou uma fratura preexistente, ou que dissolve estes sólidos em um

recheio de escoramento em uma perfuração preexistente ou uma fratura preexistente. O fluido de tratamento dissolve tais sólidos em uma taxa controlada e sob uma larga faixa de condições, especialmente sob uma ampla faixa de pH e tempo. A invenção pode ser vantajosa, porque ela pode fornecer métodos para tratamento da matriz de uma formação subterrânea ou de um recheio de escoramento preexistente para tais fins, utilizando fluidos de tratamento que não contêm ácidos e não são corrosivos.

[006] Espera-se que os métodos de tratamento de acordo com a invenção sejam eficazes para as aplicações associadas com a completção e reparos de poços, incluindo: a remoção de incrustações de carbonato da formação e de fraturas na formação; a remoção de carbonatos das formações ou dos recheios de escoramento, onde o carbonato entope o gargalo dos poros; a estimulação de formações que contêm carbonato, onde o uso de fluidos ácidos poderia ser problemático, como por exemplo, formações com temperatura elevada, devido às taxas de reação, ou devido à corrosão, etc. Para um tratamento de estimulação, a finalidade é melhorar o revestimento externo da matriz da formação por cima da sua condição original, e é desejável uma profundidade maior de penetração na matriz. Para um tratamento de remoção de rejeitos, como após um tratamento anterior por gel ou rejeitos da completção, uma profundidade menor de penetração pode ser suficiente (ou mesmo ser igual), onde a finalidade da remoção dos rejeitos é trazer a permeabilidade da matriz da formação de volta para a sua condição original. De acordo com uma realização atualmente preferida, o método de tratamento é utilizado como uma limpeza complementar, depois de um tratamento anterior de estimulação.

[007] Em geral, a nova abordagem é um método para tratar uma porção de uma formação subterrânea ou de recheio de escoramento, o método sendo constituído das etapas de: (A) formação ou fornecimento de um fluido de tratamento constituído de: (i) água; (ii) um agente quelante capaz de

formar um anel heterocíclico que contém um íon metálico ligado a pelo menos dois íons não metálicos; e (iii) um agente de aumento de viscosidade; e (B) a introdução do fluido de tratamento no furo do poço em uma pressão suficiente para forçar o fluido de tratamento para dentro da matriz da formação ou do recheio de escoramento. Conforme utilizado aqui, "para dentro da matriz da formação ou do recheio de escoramento" significa para dentro da rocha ao redor do furo do poço, uma perfuração preexistente, ou uma fratura preexistente, ou para dentro da matriz de um recheio de escoramento em um recheio com cascalho no furo de poço, uma perfuração preexistente, ou para uma fratura preexistente. O método é adaptado para ser utilizado depois da perfuração de um furo de poço, durante a completação ou de reparos em um poço.

[008] Acredita-se que o agente quelante no fluido de tratamento pode reagir com, e dissolver carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, dolomita, carbonato de ferro, e materiais semelhantes da formação, para aumentar a permeabilidade da formação. Ele também pode ser utilizado para auxiliar a remover o carbonato de formações onde o carbonato entope os gargalos dos poros na matriz da formação, através do que a permeabilidade da formação pode ser aumentada e a produção de hidrocarbonetos melhorada. É desejável permitir-se que o fluido de tratamento entre em contato com a matriz da formação ou recheio de escoramento durante um tempo suficiente para dissolver tais materiais de carbonato. O CaCO_3 é conhecido como barrilha; e o $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ é conhecido como dolomita ou barrilha dolomítica, ambos os quais são minerais que com frequência estão presentes em formações subterrâneas, e que poderão ser precipitados da água como incrustações em formações subterrâneas ou recheios de escoramento. As incrustações típicas são de carbonato de cálcio, sulfato de cálcio, sulfato de bário, sulfato de estrôncio, sulfeto de ferro, óxidos de ferro, carbonato de ferro, vários silicatos e fosfatos e óxidos, ou qualquer de uma quantidade de

compostos insolúveis ou ligeiramente solúveis em água. Apesar de não ser esperado que ele dissolva todos os componentes da incrustação, o agente quelante pode ser útil na remoção de carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, dolomita, carbonato de ferro, e materiais de incrustação semelhantes.

[009] A incrustação pode ser constituída de vários depósitos de componentes minerais que podem ser formados sobre as paredes internas de um revestimento de furo abaixo, tubulação de produção, e equipamento de completação, como válvulas, mandris de elevação de gás, e bombas de fluidos. A incrustação pode ser depositada ao longo dos trajetos da água em uma formação subterrânea, através de tubulares de furo de poço, até o equipamento de superfície e os tubulares de superfície. A incrustação pode tornar-se tão volumosa que ela entope os tubulares do furo de poço furo abaixo ou o equipamento subterrâneo.

[0010] A incrustação no ambiente do campo de óleo pode ser formada como resultado da mistura de duas águas incompatíveis subterrâneas, para criar uma água produzida que está super-saturada com minerais de formação de incrustação. A incrustação também pode ser formada quando o estado da água que está sendo produzida é alterado, de tal forma que o limite de solubilidade para um ou mais componentes minerais é excedido. O limite de solubilidade para cada componente mineral em uma solução aquosa tem uma relação complexa com vários fatores, incluindo temperatura, pressão, as concentrações de outros componentes minerais em solução, e o pH. Em geral, mas não para todos os minerais, uma redução na temperatura tende a reduzir a solubilidade em água do mineral. Da mesma forma, uma redução substancial na pressão tende a reduzir a solubilidade em água de um mineral. Além disso, a solubilidade de um mineral pode ser afetada pelas concentrações de outros minerais na solução. A solubilidade de certos minerais, tais como minerais de carbonatos, também é aumentada na presença de gases ácidos, tais como

dióxido de carbono e gás sulfídrico, onde a solubilidade do carbonato tende a aumentar com a acidez aumentada. O dióxido de carbono e o gás sulfídrico em alta pressão podem fazer com que a água fique muito ácida. Água que contém tais gases produzidos de uma formação subterrânea contendo rochas de carbonatos pode ter uma concentração elevada de carbonato dissolvido.

[0011] Na produção de água de uma formação subterrânea, a temperatura tende a ser reduzida e a pressão também pode ser reduzida, ambas essas alterações podendo contribuir para a precipitação de minerais da água para formar incrustações em tubulares de furo de poço furo abaixo e no equipamento. No caso da liberação de pressão, o dióxido de carbono e o gás sulfídrico também podem ser liberados, permitindo que o pH da água produzida se eleve. Tais alterações podem provocar depósitos de incrustações. Algumas vezes pode ser depositada tanta incrustação, de forma que a incrustação bloqueia o caminho de fluxo do fluido através das tubulares do furo de poço furo abaixo, e mesmo do fluxo para baixo nos tubulares e equipamento de superfície.

[0012] Apesar dos limites de solubilidade de vários minerais terem relações complexas com temperatura, pressão, concentrações de outros minerais na solução, e pH, tais relações estão se tornando cada vez mais bem conhecidas e entendidas e é possível fazer-se modelos de computador das condições subterrâneas que possivelmente produzem depósitos de incrustações.

[0013] Em outro aspecto, a invenção refere-se à melhoria da administração de um agente quelante e do retroescoamento do fluido para a remoção da incrustação através do aumento da viscosidade do fluido de tratamento. Pode ser utilizado um agente quelante para auxiliar a dissolver e remover carbonatos e outros minerais de um tubular do furo de poço. A concentração do agente quelante é suficiente para auxiliar a dissolver uma quantidade substancial de material de carbonato. O fluido de tratamento

contendo o agente quelante inclui um agente de aumento de viscosidade para auxiliar a colocação do fluido de tratamento e para auxiliar a retirada de alguma incrustação com o retroescoamento do fluido de tratamento. Quando a viscosidade do fluido é aumentada e geleificado, o fluido de tratamento pode produzir cobertura e transporte das partículas em suspensão melhores. O fluido de tratamento pode ser um só fluido que dissolve os sólidos de carbonato de cálcio/magnésio/ferro em um tubular de perfuração de fundo de poço em uma taxa controlada e sob uma larga faixa de condições, especialmente sob uma ampla faixa de pH e de tempo. A invenção pode ser vantajosa, porque ela pode fornecer métodos para o tratamento de tubulares de furo de poço para tais fins, utilizando-se fluidos de tratamento que não contêm ácidos e não são corrosivos.

[0014] Espera-se que os métodos de tratamento de acordo com a invenção sejam eficazes para aplicações associadas com: remoção de incrustação de carbonato de tubulares do furo de poço furo abaixo ou de equipamento de tubular do furo de poço na subsuperfície, especialmente onde o uso de fluidos fortemente acidulados poderia ser problemático, por exemplo, em formações em temperatura elevada, devido às velocidades de reação, ou devido à corrosão, etc.

[0015] Em geral, a nova abordagem é um método para tratar pelo menos uma porção de um tubular do furo de poço furo abaixo ou de equipamento de subsuperfície, o método sendo constituído das etapas de:

(A) determinação da possibilidade da presença de incrustação no tubular de perfuração de fundo de poço ou no equipamento de subsuperfície; (B) a formação ou o fornecimento de um fluido de tratamento constituído de: (i) água; (ii) um agente quelante capaz de formar um anel heterocíclico que contenha um íon metálico ligado pelo menos a dois íons não metálicos; e (iii) um agente de aumento de viscosidade; e (C) a introdução do fluido de tratamento no tubular de perfuração de fundo de poço e no

equipamento de subsuperfície.

[0016] A determinação da possibilidade da presença de incrustação por carbonato no tubular de perfuração de fundo de poço ou no equipamento de subsuperfície é uma etapa importante no processo de reparo de acordo com a invenção.

[0017] A incrustação em tubulares do furo de poços ou em equipamento de completação de subsuperfície tem de ocorrer como uma camada espessa na parede interna do tubular ou do equipamento de completação. A incrustação reduz a taxa de produção do poço, aumentando a rugosidade da superfície da parede interna do tubular ou do equipamento e reduzindo a área de escoamento. A pressão requerida para empurrar o fluido através da área em corte do tubular aumenta, o fluxo é reduzido, e a produção é reduzida. Em um poço de injeção, os danos por incrustação usualmente são provocados pela auto-incrustação ativada pela temperatura. Além disso, a mistura incompatível de águas diferentes pode ocorrer quando a água injetada contata a água da formação natural ou a salmoura de completação. A incrustação formada em um poço de injeção pode reduzir a eficiência de uma estratégia de inundação com água. Em um poço de produção, os danos por incrustação podem ocorrer com uma alteração no estado da água produzida, por exemplo, uma redução na temperatura e na pressão, ou um aumento no pH de um estado relativamente acidulado. Independentemente da origem ou causa específica da incrustação, uma redução no fluxo do fluido pode ser um indicador da formação da incrustação.

[0018] De acordo com outra realização da invenção, a análise da produção pode indicar a incrustação do tubular de perfuração de fundo de poço, especialmente se um poço de repente demonstra estrangulamento na tubulação que não estavam presentes durante a produção anterior.

[0019] O início da produção de água, com frequência é um sinal de problemas de incrustação em potencial, especialmente se ele coincide com

uma redução simultânea na produção de óleo. A química da localização da água, e especialmente o teor de íons dissolvidos da água produzida, podem ser indicadores importantes da possibilidade de formação de incrustação. Alterações dramáticas na concentração de íons de incrustação, especialmente se coincidem com a produção reduzida de óleo e uma interrupção aumentada de água, são sinais de que a água de injeção foi desviada e a incrustação está começando a se formar. Uma revisão da história do poço em resposta a quaisquer intervenções químicas anteriores, tais como tratamentos com um ácido, pode auxiliar na execução destas interpretações.

[0020] A determinação da possibilidade da presença de incrustação por carbonato também pode ser obtida através da obtenção de amostras de incrustações subterrâneas ou de evidência por raios X de análise do núcleo. A interpretação de logaritmo dos raios gama, com frequência, indica incrustação por sulfato de bário, porque o estrôncio radioativo de ocorrência natural tende a se precipitar com este tipo de mineral de incrustação.

[0021] Os poços com completações inteligentes e sistemas de monitoração permanentes também podem ser projetados para detectarem alterações na química da água. Os sensores subterrâneos de incrustação e as aplicações permanentes de monitoração são áreas de pesquisa ativa.

[0022] De acordo com outra realização da invenção, a modelagem química pode ser utilizada para a determinação da possibilidade da presença de incrustações, com base na análise da água de exploração de concentrações minerais e outras condições, tais como temperatura, pressão, pH, e composições em fase gasosa. Os resultados de tais técnicas podem ser utilizados para indicarem a necessidade do tratamento da incrustação dos tubulares do furo de poço furo abaixo ou de equipamento da subsuperfície.

[0023] Acredita-se que o agente quelante no fluido de tratamento pode reagir com, e dissolver carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, dolomita, carbonato de ferro, e materiais semelhantes de incrustação no

tubular de perfuração de fundo de poço, auxiliando a reabertura do tubular, através do que a produção de hidrocarbonetos pelo tubular pode ser aumentada. O CaCO_3 e o $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ poderão ser precipitados da água como incrustação em tubulares do furo de poço. As incrustações típicas são carbonato de cálcio, sulfato de cálcio, sulfato de bário, sulfato de estrôncio, sulfeto de ferro, óxidos de ferro, carbonato de ferro, vários silicatos e fosfatos e óxidos, ou qualquer de uma quantidade de compostos insolúveis ou ligeiramente solúveis em água. Apesar de não ser esperado que ele dissolva todos os componentes da incrustação, o agente quelante pode ser útil na remoção de carbonato de cálcio, carbonato de magnésio, dolomita, carbonato de ferro, e materiais de incrustação semelhantes.

[0024] Conforme utilizado aqui, as palavras "é constituído", "tem", e "inclui" e todas as variações gramaticais dos mesmos, cada uma delas se destina a ter um significado em aberto, não limitante, que não exclui elementos ou etapas adicionais.

[0025] Conforme utilizado aqui, quelar significa combinar um íon metálico com um composto químico para formar um anel. "O adjetivo quelato, derivado de garra grande ou "chela" (chely-grego) da lagosta ou de outros crustáceos, é sugerido para os grupos semelhantes a pinças, que funcionam como duas unidades associadas e são ligados no átomo central para produzirem anéis heterocíclicos". Sir Gilbert T. Morgan e H. D. K. Drew [J. Chem. Soc., 1920, 117, 1456].

[0026] De preferência, a água inclui ainda um sal inorgânico solúvel em água dissolvido na mesma. A finalidade do sal inorgânico pode ser, por exemplo, fazer com que a água do fluido de tratamento seja pesada ou fazer com que o fluido de tratamento seja mais compatível e menos prejudicial à formação subterrânea. Deve ser entendido, é claro, que uma fonte pelo menos de uma porção da água e o sal inorgânico podem ser selecionados do grupo que consiste de salmoura natural ou sintética ou água do mar. O sal ou sais

inorgânicos também podem ser misturados com água do fluido de tratamento para complementar ou aumentar artificialmente o teor de sal inorgânico na água. Alternativamente para estes tipos de finalidades, pode ser utilizado um substituto de sal solúvel em água, como cloreto de tetrametilamônio (TMAC) e compostos orgânicos semelhantes.

[0027] Uma vantagem específica dos métodos de acordo com a invenção é que eles são capazes de auxiliarem a remoção de carbonato e materiais semelhantes sem a utilização de composições de tratamento fortemente aciduladas, isto é, sem o uso de composições de tratamento tendo um pH menor do que 2. De acordo com uma realização preferida da invenção, o pH do fluido de tratamento é igual ou maior do que 2, que está acima do pH dos ácidos inorgânicos fortes que têm sido usados para auxiliarem a dissolver e remover materiais de carbonato da formação.

[0028] Mais de preferência de acordo com a invenção, o pH do fluido de tratamento é igual ou maior do que 5, que é bem acima do pH dos fluidos ácidos gastos usados para fins de remoção de carbonato, onde o pH de um fluido ácido, tipicamente, é menor do que cerca de 3,5. As composições da invenção atual podem ser utilizadas para auxiliarem a dissolver e remover os materiais de carbonato da formação com menos composições ácidas. Em algumas aplicações, as composições aciduladas podem ser prejudiciais ao poço ou à produção de hidrocarbonetos.

[0029] Mais de preferência de acordo com a invenção, o pH do fluido de tratamento está na faixa de 6 -12, o que pode ser usado para evitar ou reduzir o uso de composições substancialmente aciduladas no tratamento da formação. É importante notar, é claro, que agentes quelantes diferentes trabalham melhor em certas faixas de pH do que em outras faixas. Alguns agentes quelantes podem ser eficazes nas faixas de pH mais elevadas. Uma pessoa versada na técnica também reconheceria a vantagem óbvia da utilização de um fluido não ácido poder reduzir a taxa da corrosão.

[0030] Especialmente, o agente quelante é selecionado para ser eficaz para a quelação pelo menos 2 íons de cálcio. É também altamente desejável que o agente quelante seja solúvel em água destilada na temperatura e pressão padrão em uma concentração pelo menos de 0,2 equivalente mol para íons de cálcio por litro de água destilada. Como um teste para se saber se um agente quelante seria ou não eficaz para uso na invenção atual, acredita-se que uma solução do agente quelante em uma concentração de 0,2 equivalente mol para íons de cálcio por litro de água destilada deveria ser efetiva para a quelação pelo menos de 0,1 moles de íons de cálcio por litro. De preferência, a solução de teste é efetiva quando ajustada para ter um pH na faixa de 5 -6. Mais de preferência, a solução de teste é efetiva quando ajustada para ter um pH na faixa de 6 -8. Uma pessoa versada na técnica reconheceria que podem ser executados testes semelhantes para outros íons, tais como de magnésio, ferro, etc.

[0031] Existem numerosos exemplos de agentes quelantes adequados. Por várias razões, incluindo eficiência, disponibilidade imediata, e custos econômicos, o agente quelante, de preferência, é selecionado do grupo consistindo de ácido etilenodiaminatetracético ("EDTA"), ácido nitrilotriacético ("NTA"), ácido hidroxietilenodiamina-triacético ("HEDTA"), ácido dietilenotriaminapentacético ("DTPA"), ácido propilenodiaminatetracético ("PDTA"), ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenilacético) ("EDDHA"), ou sal de sódio ou de potássio de quaisquer dos mencionados anteriormente, sal tetrasódico de ácido carboximetil glutâmico ("GLDA"), um derivado de quaisquer dos mencionados anteriormente ou qualquer combinação em qualquer proporção dos mesmos. Deve ser entendido, é claro, que poderá ser utilizado um derivado, desde que a substituição de um átomo ou de um grupo de átomos no composto principal por outro átomo ou grupo de átomos, não prejudique substancialmente a função do derivado relativo ao composto principal. Um derivado também

poderia incluir compostos que não têm a funcionalidade, mas poderiam recuperar a funcionalidade, em função de algum processo sendo utilizado, como uma reação, hidrólise, degradação, etc. O agente quelante, de preferência, está em uma concentração pelo menos de 0,01% em peso de água. Mais de preferência, o agente quelante está em uma concentração na faixa de 1% a 80% em peso de água.

[0032] O agente de aumento de viscosidade, tipicamente, seria composto por um material polimérico. Por várias razões, incluindo eficiência, disponibilidade imediata, e custos econômicos, o material polimérico, de preferência, é selecionado do grupo que consiste de: goma guar e seus derivados, derivados de celulose, goma "welano", biopolímero de xantana e seus derivados, diutano e seus derivados, escleroglucano e seus derivados, biopolímero de succinoglicano e seus derivados, e qualquer combinação de quaisquer dos mencionados anteriormente em qualquer proporção. Os derivados podem incluir, por exemplo, derivados químicos fabricados industrialmente, derivados químicos bio-engenheirados, ou derivados de ocorrência natural produzidos por organismos alterados que produzem o polímero. Um polímero preferido é da natureza ensinada na solicitação de patente americana número de série 20060014648, que é incorporada aqui como referência na sua integridade.

[0033] De acordo com outro aspecto da invenção, o agente de aumento de viscosidade, vantajosamente, pode ser composto por um tensoativo viscoelástico. Uma vantagem percebida de um gel de tensoativo é que ele tem muito menos potencial para deixar um resíduo de polímero. O tensoativo viscoelástico poderá ser constituído de qualquer tensoativo viscoelástico conhecido na técnica, qualquer derivado do mesmo, ou qualquer combinação do mesmo. Conforme utilizado aqui, o termo "tensoativo viscoelástico" refere-se a um tensoativo que fornece ou é capaz de fornecer um comportamento viscoelástico para um fluido, devido, pelo menos

parcialmente, à associação das moléculas do tensoativo para formar micelas de formação de viscosidade. Estes tensoativos viscoelásticos poderão ser de natureza catiônica, aniônica, não iônica, ou anfotérica/zwitteriônica em natureza.

[0034] Os tensoativos viscoelásticos poderão ser constituídos por qualquer quantidade de compostos diferentes, incluindo metil éster sulfonatos (por exemplo, conforme descrito nas solicitações de patentes americanas de número 11/058,660, 11/058,475, 11/058,612, e 11/058,611, depositadas em 15 de fevereiro de 2005, cada uma das quais sendo atribuída à Halliburton Energy Services, Inc., as apresentações relevantes das quais sendo incorporadas aqui como referência), queratina hidrolisada (por exemplo, conforme descrito na patente americana de número 6.547.871 emitida em 15 de abril de 2003 para a Halliburton Energy Services, Inc., a apresentação relevante da qual é incorporada aqui como referência), sulfosuccinatos, tauratos, óxidos de amina, amidas etoxiladas, ácidos graxos alcoxilados, álcoois alcoxilados (por exemplo, etoxilato de lauril álcool, etoxilato de nonil fenol), aminas graxas etoxiladas, alquilaminas etoxiladas (por exemplo, etoxilato de cocoalquilamina), betaínas, betaínas modificadas, alquilamidobetaínas (por exemplo, cocoamidopropil betaína), compostos de amônio quaternário (por exemplo, cloreto de trimetil-sebo-amônio, cloreto de trimetilcoco-amônio), derivados de quaisquer dos mencionados anteriormente, e quaisquer combinações de quaisquer dos mencionados anteriormente em qualquer proporção.

[0035] Tensoativos viscoelásticos adequados poderão ser constituídos de misturas de vários compostos diferentes, incluindo, mas não limitados a: misturas de um sal de amônio de um alquil éter sulfato, um tensoativo de cocoamidopropil betaína, um tensoativo de óxido de cocoamidopropil dimetilamina, cloreto de sódio, e água; misturas de um sal de amônio de um tensoativo de alquil éter sulfato, um tensoativo de cocoamidopropil

hidroxisultaína, um tensoativo de óxido de cocoamidopropil dimetilamina, cloreto de sódio, e água; misturas de um tensoativo de éter sulfato de álcool etoxilado, um tensoativo de alquil ou alqueno amidopropil betaína, e um tensoativo de óxido de alquil ou alqueno dimetilamina; soluções aquosas de um tensoativo de sulfonato alfa-olefínico e um tensoativo de betaína; e qualquer combinação das misturas mencionadas anteriormente em qualquer proporção. Exemplos de misturas adequadas de um tensoativo de éter sulfato de álcool etoxilado, um tensoativo de alquil ou alqueno amidopropil betaína, e um tensoativo de óxido de alquil ou alqueno dimetilamina, são descritos na patente americana de número 6.063.738, emitida em 16 de maio de 2000 para a Halliburton Energy Services, Inc., a apresentação relevante da qual é incorporada aqui como referência. Exemplos de soluções aquosas adequadas de um tensoativo de sulfonato alfa-olefínico e um tensoativo de betaína são descritos na patente americana de número 5.897.699, a apresentação relevante da qual é incorporada aqui como referência. Exemplos de tensoativos viscoelásticos disponíveis comercialmente, adequados para uso na invenção atual, poderão incluir, mas não são limitados a, Mirataine BET-O 30® (um tensoativo de oleoamidopropil betaína disponível da Rhodia Inc., Cranbury, Nova Jérsei), Aromox APA-T® (um tensoativo de óxido de amina disponível da Akso Nobel Chemicals, Chicago, Illinois), Ethoquad O/12 PG® (um tensoativo de etoxilato quaternário de amina graxa disponível da Akso Nobel Chemicals, Chicago, Illinois), Ethomeen T/12® (um tensoativo de etoxilato de amina graxa disponível da Akso Nobel Chemicals, Chicago, Illinois), Ethomeen S/12® (um tensoativo de etoxilato de amina graxa disponível da Akso Nobel Chemicals, Chicago, Illinois), e Rewoteric AM TEG® (um tensoativo de sebo diidroxietil betaína anfotérico disponível da Degussa Corp., Parsippany, Nova Jérsei).

[0036] De acordo com uma realização preferida da invenção, o agente de aumento de viscosidade está em uma concentração no fluido de tratamento

que é pelo menos suficiente para fazer com que a viscosidade do fluido de tratamento seja maior do que a da água. Mais de preferência, o agente de aumento de viscosidade está em uma concentração no fluido de tratamento que é suficiente para fazer com que a viscosidade do fluido de tratamento seja maior do que 5 cP quando medido a 511 segundos recíprocos em um viscosímetro Fann modelo 35A com uma mola número 1 e bobina. Mais de preferência, o agente de aumento de viscosidade está em uma concentração no fluido de tratamento que é suficiente para fazer com que a viscosidade do fluido de tratamento esteja na faixa de 10 cP a 100 cP quando medido a 511 segundos recíprocos em um viscosímetro Fann modelo 35A com uma mola número 1 e bobina.

[0037] De acordo com outra realização preferida da invenção, o agente polimérico de aumento de viscosidade está em uma concentração pelo menos de 0,05% em peso de água. Mais de preferência, o agente de aumento de viscosidade está em uma concentração na faixa de 0,05% a 10% em peso de água.

[0038] Considera-se que algumas vezes seja desejável aumentar-se ainda mais a viscosidade do fluido de tratamento. Uma técnica para fazer isto é reticular um agente polimérico de aumento de viscosidade. De acordo com tal realização da invenção, o fluido de tratamento é ainda composto de um agente de reticulação para a reticulação do material polimérico do agente de aumento de viscosidade. É conhecida na técnica uma grande quantidade de agentes de reticulação para tais finalidades. De preferência, o agente de reticulação é selecionado do grupo que consiste de: compostos de liberação de borato, uma fonte de íons de titânio, uma fonte de íons de zircônio, uma fonte de íons de antimônio e, uma fonte de íons de alumínio, uma fonte de íons de periodato, uma fonte de íons de permanganato, e qualquer combinação dos mesmos em qualquer proporção. De acordo com uma realização preferida, o agente de reticulação está em uma concentração pelo menos de 0,025% em

peso de água. De acordo com uma realização mais preferida da invenção, o agente de reticulação está em uma concentração na faixa de 0,025% a cerca de 1% em peso de água. Quando o fluido de tratamento para uso nos métodos de acordo com a invenção inclui um agente de reticulação, poderá também ser desejável que o fluido de tratamento inclua ainda um rompedor de viscosidade para o agente de reticulação.

[0039] De acordo com outro aspecto da invenção, o fluido de tratamento, de preferência, é ainda composto de um rompedor de viscosidade adaptado para romper a viscosidade o agente de aumento de viscosidade. Por exemplo, quando o agente de aumento de viscosidade é baseado em polissacarídeo, o rompedor de viscosidade é selecionado para ser eficaz para romper a viscosidade um agente de aumento de viscosidade com base em polissacarídeos. O rompedor de viscosidade pode ser, por exemplo, uma enzima. Para fins de um exemplo adicional, quando o agente de aumento de viscosidade com base em polissacarídeo inclui amido, a enzima é selecionada para ser efetiva para romper a viscosidade o amido. De preferência, um rompedor de viscosidade de enzima está em uma concentração pelo menos de 0,01 libras por 1000 galões (1,2 g/m³) de água. Mais de preferência, o rompedor de viscosidade de enzima está em uma concentração na faixa de 0,01 libras a 40 libras por 1000 galões de água (1,2 g/m³ a 480 g/m³). No entanto, como será visto pelas pessoas versadas na técnica, as enzimas, com frequência, são utilizadas como composições líquidas e os valores mencionados acima são para rompedores de viscosidade de enzima secos totalmente formulados que tipicamente contêm uma grande percentagem de cargas.

[0040] Quando um rompedor de viscosidade é utilizado para o agente de aumento de viscosidade, o rompedor de viscosidade está em uma concentração que é pelo menos suficiente para reduzir substancialmente a viscosidade produzida pelo agente de produção de viscosidade no fluido de

tratamento. Em tal caso, uma realização preferida do método de acordo com a invenção inclui as etapas de permitir um tempo para que o rompedor de viscosidade dilua a viscosidade do fluido de tratamento e então retire o fluido diluído do furo de poço.

[0041] Para muitos tipos de agentes de aumento de viscosidade, o rompedor de viscosidade, de preferência, é um oxidante selecionado do grupo consistindo de: um persulfato; um perborato; um bromato; um periodato; um clorato; um clorito; um hipoclorito, um peróxido orgânico; e qualquer combinação dos mesmos em qualquer proporção. Além disso, o rompedor de viscosidade, mais de preferência, é selecionado do grupo consistindo de lítio, sódio, potássio, ou um sal de amônio de qualquer dos mencionados anteriormente, e qualquer combinação dos mesmos em qualquer proporção. O rompedor de viscosidade oxidante para romper um agente de aumento de viscosidade interno no fluido de tratamento, de preferência, está em uma concentração pelo menos de 0,01 libras por 1000 galões de água (1,2 g/m³). Mais de preferência, tal rompedor de viscosidade está em uma concentração na faixa de 0,1 a 200 por 1000 galões (1,2 g/m³ a 240 g/m³) de água.

[0042] Considera-se que em algumas aplicações dos métodos de acordo com a invenção, poderá ser desejável que o rompedor de viscosidade seja um rompedor de viscosidade de liberação retardada. Uma técnica para produzir um rompedor de viscosidade de liberação retardada é revestir ou encapsular o rompedor de viscosidade para retardar a liberação do rompedor de viscosidade na água. Outra técnica é gerar o rompedor de viscosidade in situ ao longo do tempo ou durante uma alteração no pH do fluido de tratamento.

[0043] De acordo com uma realização preferida da invenção, o método inclui ainda a etapa de: depois da introdução do fluido de tratamento no furo de poço, permitir que a viscosidade do fluido de tratamento seja rompida até um fluido de viscosidade substancialmente menor enquanto está

dentro do furo abaixo. De acordo com uma outra realização preferida, o método é ainda composto da etapa de: depois de permitir que a viscosidade do fluido de tratamento seja rompida, escoar o fluido de volta para o poço.

[0044] De acordo com outras realizações dos métodos da invenção, o fluido de tratamento pode ser ainda composto de um rompedor de viscosidade para ser transportado pelo fluido de tratamento para dentro do furo de poço para romper o agente de aumento de viscosidade que é externo ao fluido de tratamento. De acordo com estas realizações, o rompedor de viscosidade para a o agente de aumento de viscosidade do fluido de tratamento, de preferência, está em uma concentração em um fluido aquoso externo que é pelo menos suficiente para romper substancialmente a viscosidade do fluido de tratamento. O rompedor de viscosidade para o agente de aumento de viscosidade que é externo ao fluido de tratamento pode ser o mesmo ou diferente do rompedor de viscosidade para o agente de aumento de viscosidade do fluido de tratamento. O rompedor de viscosidade adicional ou diferente para romper o agente de aumento de viscosidade que é externo ao fluido de tratamento, de preferência, está em uma concentração pelo menos de 0,01 libras por 1000 galões de água (1,2 g/m³). Mais de preferência, o rompedor de viscosidade está em uma concentração na faixa de 0,1 libras a 200 libras por 1000 galões de água (1,2 g/m³ a 240 g/m³). De acordo com uma realização preferida da invenção, o fluido de tratamento tem um tempo suficiente para atacar a incrustação no tubular de perfuração de fundo de poço.

[0045] De acordo com outra realização preferida da invenção, o fluido de tratamento é escoado de volta para o poço sem romper a viscosidade do fluido. A finalidade de se manter a viscosidade do fluido de tratamento durante a etapa de escoamento de volta do fluido de tratamento é auxiliar a transportar as partículas e pedaços de incrustação que poderiam ser despregadas das camadas de incrustação, mas que não estão completamente

dissolvidas pelo fluido de tratamento.

[0046] Considera-se que os métodos de acordo com a invenção podem incluir a espumação do fluido de tratamento. De acordo com estas realizações, o fluido de tratamento é ainda composto de: um aditivo para espumação. O fluido de tratamento poderá ser formado em um local remoto e fornecido para o local do poço para o método de tratamento, ou ele pode ser formado localmente no local do poço. O fluido de tratamento, de preferência, é ainda composto de: um gás suficiente para formar uma espuma. Conforme utilizado aqui, espuma também se refere a fluidos misturados. De preferência, o gás seria misturado com os outros constituintes do fluido de tratamento no local do poço para formar um fluido espumado ou misturado. De acordo com uma realização preferida da invenção, o gás é selecionado do grupo que consiste de: ar, CO₂, nitrogênio e qualquer combinação dos mesmos em qualquer proporção. Em aplicações do método utilizando um gás, tipicamente, o gás está em uma concentração na faixa de 5% a 95% em volume d'água.

[0047] De acordo com um aspecto dos métodos da invenção, a etapa de introdução do fluido de tratamento dentro do furo de poço é ainda constituída de: introdução do fluido de tratamento com uma vazão e pressão abaixo do gradiente de fratura da formação subterrânea. De acordo com uma outra realização, o fluido de tratamento é aplicado de tal forma que o fluido de tratamento é introduzido de forma que o recheio de agente de escoramento de uma fratura gerada anteriormente ou recheio com cascalho, seja tratado.

[0048] Conforme será visto por aqueles versados na técnica, no contexto de utilização de um método de acordo com a invenção para tratar uma porção da formação subterrânea em torno de um furo de poço, seria esperado que a permeabilidade da matriz da formação ao seu redor fosse relativamente elevada. De acordo com uma outra realização, o fluido de tratamento é aplicado de tal forma que a porção da formação subterrânea seja uma porção ao redor do furo de poço, e onde o fluido de tratamento é

introduzido de tal forma que se espera que a porção ao redor do furo de poço esteja saturada até uma profundidade pelo menos de 1 pé (30 cm). Mais de preferência, o fluido de tratamento é aplicado de tal forma que se espera que a porção ao redor do furo de poço esteja saturada até uma profundidade na faixa de 1 pé a 3 pés (30 a 90 cm). É claro que é reconhecido que a profundidade desejada ou esperada de penetração na matriz ao redor da formação não será necessariamente uniformemente perfeita. Também se reconhece que os parâmetros para projetar um tratamento para uma profundidade desejada ou esperada de penetração são bem conhecidos na técnica, incluindo, por exemplo, a extensão do furo de poço a ser tratado e o volume de fluido de tratamento injetado no furo de poço. Uma pessoa versada na técnica verificará que poderia ser desejada ou obtida uma penetração mais profunda em formações com permeabilidade mais elevada.

[0049] Em algumas situações, seria esperado que a permeabilidade da matriz da formação circundante fosse relativamente baixa. De acordo com outra realização, a porção da formação subterrânea em uma área ao redor de uma fratura que se estende para dentro da formação, e o fluido de tratamento seja introduzido de tal forma que seja esperado que a área vizinha seja saturada pelo menos até uma profundidade pelo menos de 0,1 polegadas (0,25 cm). Mais de preferência, o fluido de tratamento é introduzido no poço em condições tais que seria esperado que a área ao redor da fratura seja saturada até uma profundidade na faixa de 0,1 polegadas a 2 polegadas (0,25 a 5 cm). Uma pessoa versada na técnica reconhecerá que poderia ser desejada ou obtida uma penetração mais profunda em formações com permeabilidade mais elevada.

[0050] De acordo com outra realização, a porção da formação subterrânea é um túnel de perfuração, e o fluido de tratamento é introduzido de tal forma que seria esperado que o túnel de perfuração e a área ao seu redor fossem saturados até uma profundidade pelo menos de 0,1 polegadas (0,25

cm). Mais de preferência, o fluido de tratamento é introduzido no furo de poço em condições tais que seria esperado que a área ao redor do túnel de perfuração fosse saturada até uma profundidade na faixa de 0,1 polegadas a 2 polegadas (0,25 a 5 cm). Uma pessoa versada na técnica reconhecerá que poderá ser desejada ou obtida uma penetração mais profunda em formações com permeabilidade mais elevada.

[0051] Uma pessoa versada na técnica reconhecerá ainda que para fins de tratamento da matriz de um recheio de agente de escoramento em um recheio preexistente com cascalho, fratura, ou perfuração, poderá não ser necessário nem desejável a penetração para dentro da matriz da formação circundante.

[0052] De acordo com outro aspecto dos métodos da invenção, os métodos são ainda constituídos da etapa de: depois da etapa de introdução do fluido de tratamento, a introdução de um fluido de tratamento não viscoso para dentro do furo de poço, onde o fluido de tratamento não viscoso é constituído de: água e um agente quelante, sem qualquer concentração substancial de qualquer agente de aumento de viscosidade. De acordo com este aspecto, o fluido de tratamento viscoso é capaz de ser deslocado para zonas da formação subterrânea que têm uma permeabilidade relativamente maior, dessa forma removendo o fluido de tratamento não viscoso para dentro de zona da formação subterrânea que tem uma permeabilidade relativamente menor. De acordo com este aspecto, a pressão de injeção, de preferência, é mantida da etapa de introdução do fluido de tratamento até a etapa de introdução do fluido de tratamento não viscoso.

[0053] Ainda de acordo com outro aspecto dos métodos da invenção, os métodos são ainda constituídos da etapa de: aplicação de um fluido de lavagem posterior na porção da formação subterrânea ou tubular de perfuração de fundo de poço. Por exemplo, o fluido de lavagem posterior pode ser constituído por: água, um gás, uma salmoura, um hidrocarboneto, ou

uma mistura dos mesmos.

[0054] Um exemplo de um fluido de tratamento para uso nos métodos de acordo com a invenção foi formado conforme mostrado na tabela 1 seguinte:

TABELA 1		
Componente	Por 200 ml	Por 1000 galões (378,5 L)
Água	157,6 ml	788 galões US (298,3 L)
H4EDTA 98%	46,61 g	1987 lb (901,3 kg)
Hidróxido de potássio sol. 96%	20,95 g	870 lb (394,6 kg)
Xantana	0,96 g	40 lb/Mgal (4793,1 g/m ³)

[0055] As propriedades reológicas da composição de exemplo foram medidas em um viscosímetro Fann modelo 35A conforme mostrado na tabela 2 seguinte:

TABELA 2		
	300 rpm	600 rpm
Leitura do instrumento na temp. ambiente	21	29
Leitura do instrumento na temp. ambiente depois de 4 horas a 175 °F (79 °C)	29	35

[0056] Assim sendo, os métodos da invenção atual são bem adaptados para se executar os objetivos e conseguir as finalidades e vantagens mencionadas, assim como aquelas que são inerentes aos mesmos. Embora possam ser feitas várias alterações numerosas por aqueles versados na técnica, tais alterações são incluídas dentro do espírito desta invenção, conforme definido pelas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para tratar um tubular de perfuração de fundo de poço ou equipamento de completação da subsuperfície, caracterizado pelo fato de ser constituído das etapas de:

(A) determinar da possibilidade da presença de incrustação na tubular de perfuração de fundo de poço ou no equipamento de completação da sub-superfície; e

(B) formar ou fornecer de um fluido de tratamento composto de:

(i) água;

(ii) um agente quelante capaz de formar um anel heterocíclico que contém um íon metálico ligado a pelo menos 2 íons não metálicos; em que o agente quelante estar em uma concentração na faixa de 1 a 80% em peso de água; e

(iii) um agente de aumento de viscosidade compreendendo um material polimérico;

(C) introduzir do fluido de tratamento na tubular de perfuração de fundo de poço ou no equipamento de completação da subsuperfície;

(D) permitir que o fluido de tratamento seja dissolvido e remover carbonatos e outros minerais do tubular de perfuração de fundo de poço ou equipamento de completação de subsuperfície, em que pH do fluido de tratamento ser igual ou maior do que 5.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do pH do fluido de tratamento estará na faixa de 6 -12.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente quelante é utilizado para a quelação de pelo menos de íons de cálcio.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente quelante ser solúvel em água destilada na temperatura e

pressão padrão em uma concentração pelo menos de 0,2 equivalente mol por íons de cálcio por litro de água destilada.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente quelante ser selecionado do grupo que consiste de ácido etilenodiamina tetracético ("EDTA"), ácido nitrilotriacético ("NTA"), ácido hidroxietilenodiaminatriacético ("HEDTA"), ácido dietilenotriaminapentacético ("DTPA"), ácido propileno-diaminatetracético ("PDTA"), ácido etilenodiaminadi(o-hidroxifenil-acético) ("EDDHA"), um sal de sódio ou de potássio de qualquer dos mencionados anteriormente, um sal tetrasódico do ácido dicarboximetil glutâmico ("GLDA"), ou qualquer combinação de qualquer dos mencionados anteriormente em qualquer proporção.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o agente de aumento de viscosidade compreende um material polimérico selecionado do grupo que consiste de: goma guar, celulose, goma welana, biopolímero de xantana, diutano, escleroglucano, e biopolímero de succinoglicano, e combinação dos mesmos.

7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do agente de aumento de viscosidade estar em uma concentração na faixa de 0,05% a 10% em peso de água.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o fluido de tratamento compreende ainda um rompedor para romper agente de aumento de viscosidade.

9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o fluido de tratamento compreende ainda um rompedor a ser transportado pelo fluido de tratamento para dentro do furo de poço para romper um agente de aumento de viscosidade.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do fluido de tratamento ser ainda composto de um aditivo para

espumação.

11. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato da etapa de introdução do fluido de tratamento no furo de poço compreender adicionalmente: introduzir o fluido de tratamento em uma vazão e pressão abaixo do gradiente de fratura da formação subterrânea.

12. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende adicionalmente, após introdução do fluido de tratamento, a etapa de introduzir um fluido de tratamento não viscoso no furo de poço, em que o fluido de tratamento não viscoso compreende: água e um agente quelante, sem qualquer concentração de qualquer agente de aumento de viscosidade, compreendendo um material polimérico.

13. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que pelo menos uma porção do tubular de perfuração de fundo de poço ou equipamento de completação de subsuperfície é tratado, em que o agente quelante é utilizado para a quelação pelo menos de íons de cálcio, e o pH do fluido de tratamento ser igual ou maior do que 5.