

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

(21) **PI0619204-1 A2**

(22) Data de Depósito: 18/12/2006
(43) Data da Publicação: 20/09/2011
(RPI 2124)



(51) *Int.Cl.:*

C09K 8/12
C09K 8/512
C09K 8/52
C09K 8/68
C09K 8/70
C09K 8/80

(54) **Título:** FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, E PROCESSO DE TRATAMENTO DE POÇOS

(30) **Prioridade Unionista:** 21/12/2005 US 11/316.021

(73) **Titular(es):** Prad reserarch and development limeted

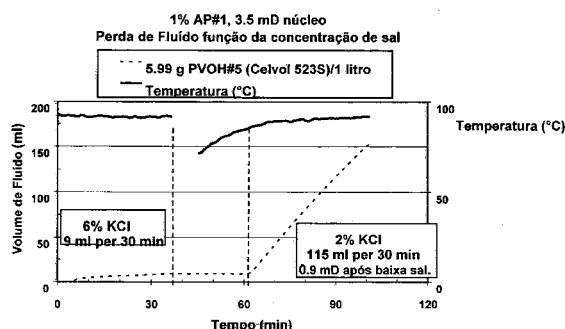
(72) **Inventor(es):** Ann M. Hoefer

(74) **Procurador(es):** Walter de Almeida Martins

(86) **Pedido Internacional:** PCT IB2006054922 de 18/12/2006

(87) **Publicação Internacional:** WO 2007/072401de
28/06/2007

(57) **Resumo:** FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, E PROCESSO DE TRATAMENTO DE POÇOS. É aqui divulgado o tratamento de poços que abrange a injeção dos fluidos de tratamento do poço com polímero insolúvel de poliol tal como o álcool polivinílico (PVOH) aqui difundido, a colocação do polímero insolúvel no furo ou numa formação adjacente, e subsequentemente a dissolução do polímero pela redução da salinidade e/ou aumento da temperatura nas imediações da deposição do polímero. O processo divulgado inclui formação de bolo de filtração, controlo da fuga de fluidos, perfuração, fracturação hidráulica e transporte assistido por fibras, quando se pretende a remoção do poliol no fim do tratamento ou depois do tratamento. O processo também é divulgado para providir o poliol dissolvido como desagregador retardado em sistemas de polímeros reticulados em que se actuou na viscosidade e em sistemas de agentes tensoactivos viscoelásticos. São ainda divulgados fluidos de tratamento dum poço contendo polióis insolúveis de estrutura amorfa ou pelo menos parcialmente cristalina, e um composto com fibras de PVOH onde as fibras são estabilizadas no que se refere à dissolução por meio do controlo de salinidade.



FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, E PROCESSO DE TRATAMENTO DE POÇOS

Âmbito da Invenção

Esta invenção diz respeito a tratamento de poços de
5 petróleo e de gás, mais particularmente a métodos de
tratamento e fluidos em que se utiliza um polímero pelo
menos parcialmente insolúvel, no tratamento de fluidos
durante a injeção no poço e que pode ser internamente
solubilizado para ativação, inativação ou outras modulações
10 funcionais no tratamento de poços.

Antecedentes da Invenção

Em grande parte dos processos de tratamento de
poços e formações é desejável usar determinados materiais
como por exemplo sólidos para as operações ou processos
15 internos, e posteriormente remover ou destruir os
materiais, uma vez que estes tenham cumprido a sua função,
devolvendo propriedades ao furo e/ou formações subterrâneas
tais como permeabilidade para produção de petróleo e de
gás, ou ativar os materiais para concretizar uma função
20 como por exemplo um redutor de viscosidade ou um auxiliar
de fraturamento.

Exemplos disso são os agentes de controlo de fuga
de fluidos. Quando se colocam fluidos nas aplicações em
campos petrolíferos, a maior preocupação é a fuga de

fluidos na formação. A fuga de fluidos reduz a eficiência da colocação de fluidos no tempo, o volume dos fluidos e o equipamento. Assim, é altamente aconselhável o controle da fuga de fluidos. Há muitas aplicações em campos petrolíferos em que é necessário ter um bolo de filtração no poço, nas proximidades do poço ou em um ou mais estratos da formação. Essas são as aplicações em que sem um bolo de filtração, os fluidos escapam pelas rochas porosas com uma rapidez inapropriada durante o tratamento do poço. Tais tratamentos incluem perfuração, acabamento, estimulação (por exemplo, fraturamento hidráulico ou dissolução matricial), controle de areias (por exemplo empacotamento de cascalho, fraturamento com empacotamento de cascalho, e consolidação de areias), desvio, controle de escala, controle de umidade, e outros. Quando o bolo de filtração está no interior da formação é geralmente designado por bolo de filtração "interno"; o contrário é designado por bolo de filtração "externo". Normalmente, uma vez finalizados os tratamentos não é desejável nem aceitável a presença de bolo de filtração.

Convencionalmente a perfuração em meio aquoso e fluidos de acabamento, por exemplo, sempre se serve de polímeros para fornecer viscosidade e controle de fuga de fluidos. Esta abordagem requer o uso de ácidos, oxidantes ou enzimas para remoção do resíduo de polímeros e formação do bolo de filtração, para redução dos prejuízos na

formação. É, por exemplo, prática comum na perfuração de fluidos utilizar carbonato de cálcio calibrado como agente de ligação, sendo nesse caso necessário usar um pacote de um ácido com um subsequente inibidor de corrosão para
5 remoção do bolo de filtração. A estratégia a usar num conjunto perfuração/acabamento com base em fluidos polímeros é muitas vezes operacionalmente incômoda, pode conduzir a carência de estabilidade a longo prazo, pode usar químicos corrosivos, e/ou pode ser propenso a provocar
10 estragos na formação.

Fraturamento hidráulico, empacotamento de cascalho, ou fraturamento e empacotamento de cascalho na mesma operação (designada, por exemplo por "frac and pack" ou "frac-n-pack", ou tratamentos "frac-pack"), são
15 extensivamente usados para estimular a produção de hidrocarbonetos, água e outros fluidos das formações subterrâneas. Estas operações envolvem o bombeamento duma pasta fluida de agente de escoramento ("agente de escoramento"- matérias naturais ou sintéticos que abrem a
20 fratura criada duma forma adequada) na fraturamento hidráulico ou de cascalho ("cascalho") no empacotamento de cascalho. Em formações de baixa permeabilidade, o objetivo do fraturamento hidráulico é geralmente formar fraturas alongadas, com grandes áreas superficiais que aumentem
25 enormemente a magnitude do caminho que o fluído tem de percorrer desde a formação até ao furo. Em formações de

elevada permeabilidade, o objetivo do tratamento de fraturamento hidráulico é tipicamente, originar uma fratura curta, larga e altamente condutora, de modo a evitar danos nas proximidades do furo durante a perfuração e/ou
5 acabamento, para assegurar uma boa comunicação de fluidos entre a rocha e o furo e também para aumentar a área superficial disponível para o escoamento dos fluidos para o furo. O cascalho é também um material natural ou sintético, que pode ou não ser idêntico ao agente de escoramento O
10 empacotamento de cascalho é usado para controlo de areias ("areia"). Areia é a designação que se dá a qualquer material fino existente na formação, como por exemplo terra, é que pode ser transportado para o equipamento de produção. O empacotamento de cascalho é um método de
15 controlo de areias usado para evitar areias da formação na produção, em que, é por exemplo colocado um crivo de aço no furo enchendo-se o anular envolvente com um preparado de cascalho duma determinada dimensão, adequada a evitar a passagem das areias da formação que poderiam obstruir o
20 equipamento subterrâneo ou de superfície reduzindo o fluxo. O objetivo principal do empacotamento de cascalho é estabilizar a formação e ao mesmo tempo evitar o mínimo impacto negativo na produtividade do poço. Muitas vezes faz-se o empacotamento de cascalho sem crivo. As formações
25 de elevada permeabilidade estão muitas vezes fracamente consolidadas, sendo assim necessário fazer o controlo de

areias. Por conseguinte, nos tratamentos de fraturamento hidráulico em que se pretende ter fraturas curtas e largas, são muitas vezes usadas operações simples contínuas de fraturamento com empacotamento de cascalho ("frac and pack"). Para simplificação, qualquer referência que se siga a fraturamento hidráulico, fraturamento, empacotamento de cascalho numa operação (frac and pack), ou empacotamento de cascalho, inclui qualquer uma delas; pode da mesma forma referir-se o termo "agente de escoramento" e este incluir cascalho ou o termo "cascalho" incluir agente de escoramento.

Nestes tratamentos, são geralmente adicionados aos fluidos usados, materiais sólidos, em grande parte insolúveis, ou materiais pouco solúveis ou de solubilidade lenta (que podem ser designados por aditivos de fuga de fluidos e/ou componentes do bolo de filtração), para formar os bolos de filtração, embora muitas vezes, os componentes solúveis (ou pelo menos muito dispersos) dos fluidos (tal como polímeros ou polímeros reticulados) podem formar os bolos de filtração no todo ou em parte. Geralmente, a remoção do bolo de filtração é feita usando meios mecânicos (raspagem, lançamento para fora, ou equivalente), pela subsequente adição dum fluido com um agente (tal como um ácido, uma base, um oxidante, ou uma enzima) que dissolva pelo menos em parte o bolo de filtração, ou pela manipulação do estado físico do bolo de filtração (por

inversão de emulsão, por exemplo). Nestes métodos de remoção é geralmente necessário recorrer a ferramentas ou à adição de outros fluidos (por exemplo para alterar o pH ou para adicionar um químico). Isto pode ser feito no furo mas
5 em geral, não pode ser feito no agente de escoramento nem no enchimento de cascalho. Muitas vezes o operador tem de confiar no fluxo dos fluidos de produção (que será de direção oposta à do fluxo do fluido quando o bolo de filtração está depositado) para se libertar do bolo de
10 filtração ou para dissolvê-lo pelo menos em parte (por exemplo se for um sal solúvel). Contudo, estes métodos exigem escoamento de fluido, resultando muitas vezes numa remoção lenta ou mesmo incompleta do bolo de filtração. É muitas vezes necessário incorporar um redutor no bolo de
15 filtração devendo isto no entanto ser adiado (por exemplo por esterificação ou por encapsulamento) e estes são em geral caros e/ou de difícil colocação e/ou difíceis de estimular.

No fraturamento hidráulico, começa-se geralmente
20 por injetar na formação um primeiro fluido, viscoso, designado por "amortecedor", para iniciar e propagar a fratura e frequentemente também para contribuir para o controlo da fuga de fluidos. A escolha do amortecedor de fluidos depende acima de tudo, da natureza do fluido
25 injetado subsequentemente, da natureza da formação, dos resultados pretendidos e dos atributos do trabalho de

estimulação. Tipicamente, segue-se um segundo fluido cuja função é principalmente suportar o agente de escoramento que conserva a fratura aberta e depois aliviar a pressão de bombeamento. Ocasionalmente, a fraturamento hidráulico é realizada com um segundo fluido que não é muito viscoso; esta escolha é em primeiro lugar função da pretensão de ter baixos custos químicos e/ou para reduzir os efeitos negativos dos polímeros, já descritos acima. Esta técnica, muitas vezes designada por "water-frac" envolve o uso de concentrações extremamente baixas de polímero, tão baixas que os polímeros não podem ser eficazmente reticulados, durante o trabalho. Esta alternativa tinha um inconveniente maior: desde que a viscosidade não seja adequada para suportar muito agente de escoramento, tinham de se usar velocidades de bombeamento elevadas e concentrações muito baixas de agente de escoramento (libras de agente de escoramento adicionadas por galão de fluido ("PPA")). A quantidade de agente de escoramento colocado para manter a fratura aberta depois de parar o bombeamento é muito pequena.

O aumento da viscosidade de amortecedores e fluidos de fraturamento ou empacotamento de cascalho é geralmente feito duma de entre as seguintes formas: se o fluido injetado é um óleo, é gelificado com determinados aditivos adequados a esta finalidade, tais como certos compostos de alumínio e fosfato; se o fluido é água ou salmoura, em

fraturamento hidráulico ou ácida, é gelificado com um polímero (geralmente um polissacarídeo como a goma de guar que é normalmente reticulado com compostos de boro, zircônio ou titânio), ou com um sistema de fluidos tenso

5 ativos visco elásticos ("VES") que pode ser formado com determinadas misturas de agentes tenso ativos com o tamanho e forma adequados. A popularidade dos VES resulta do fato de que deixam agentes de escoramento e enchimentos de cascalho pouco poluentes., mas no entanto, não formam por

10 si só um bolo de filtração. Os polímeros, especialmente os polímeros reticulados, tendem muitas vezes a formar o "bolo de filtração" na face da fratura, isto é, a fuga de fluidos vai revestindo a face da fratura, dado que os poros da rocha são demasiado pequenos para permitir a entrada do

15 polímero ou do polímero reticulado. Geralmente é desejável que o bolo de filtração controle a fuga de fluidos. Este processo de formação de bolo de é também designado por "wallbuilding". Os fluidos VES sem aditivos para a fuga de fluidos não formam bolos de filtração em resultado das

20 fugas. O controlo das fugas VES, na ausência de aditivos para a fuga de fluidos, faz-se controlando a viscosidade, i.e., a resistência ao movimento dos fluidos viscosos VES através da porosidade da formação o que limita a velocidade da fuga de fluidos. As mudanças na viscosidade da fuga de

25 fluidos controlada pode ser elevada no caso de determinadas permeabilidades de formação uma vez que o grande

adelgaçamento por cisalhamento do fluido tem uma viscosidade aparente baixa nas áreas em que a velocidade do fluido é elevada. Reduzindo a velocidade do fluxo (pela redução correspondente do gradiente de pressão ou

5 simplesmente como resultado da injeção com a mesma velocidade do movimento, vazando para a formação através duma maior área superficial e fazendo uma fratura maior em comprimento e altura) fará com que a estrutura da mistura se refaça resultando na regeneração da viscosidade e no

10 controlo da fuga de fluidos. O controlo da fuga de fluidos nem sempre é o desejado nos sistemas VES, especialmente nas formações de maior permeabilidade. Por outro lado, os polímeros têm duas grandes deficiências: a) o bolo de filtração, que fica no lugar, pode impedir o subsequente

15 fluxo de hidrocarbonetos para a fratura e daí para o furo, e b) o polímero ou polímero reticulado que ficar na própria fratura, impede ou interrompe o fluxo, quer por bloquear fisicamente o percurso através do empanque do agente de

20 escoramento quer por conduzir a elevada viscosidade dos fluidos na fratura. Os fluidos VES não formam bolo de filtração nem deixam sólidos na fratura. Além disso, os fluidos VES, deixam uma fratura mais limpa, com maior condutividade e, além disso, mais produtiva que a fratura dos fluidos tipo polímero. São mais fáceis de usar porque

25 necessitam de menos componentes e menos equipamento de superfície, mas podem ser menos eficientes (em termos de

fuga de fluidos) que os polímeros, dependendo acima de tudo da permeabilidade da formação e do Sistema VES específico. Era conveniente poder usar o sistema de fluidos VES mais eficientemente em termos de fuga de fluidos.

5 Para ultrapassar uma elevada fuga de fluidos nos fluidos tipo polímeros e nos fluidos tipo VES (em particular nos fluidos de fraturamento hidráulico, fluidos de transporte de cascalho, e nos tampões de controlo da fuga de fluidos), propuseram-se vários aditivos de controlo
10 para a fuga de fluidos. Sabe-se que a sílica, mica, e calcita, sós ou combinadas, ou em combinação com amido, reduzem a fuga de fluidos em fraturamentos de fluidos tipo polímeros, formando um bolo de filtração relativamente impermeável à água na face da formação, como se descreve na
15 Patente norte americana No. 5,948,733. Contudo, o uso destes aditivos de controlo para a fuga de fluidos em fluidos tipo VES, verificou-se diminuir muito modestamente a fuga de fluidos, como se descreve na patente norte americana No. 5,929,002. A fraca performance destes
20 aditivos convencionais na fuga de fluidos é tipicamente atribuída ao período de elevadas perdas ("spurt") antes da formação do bolo de filtração e na formação dum bolo de filtração permeável a fluidos tipo VES.

 Em vez de aditivos convencionais para a fuga de
25 fluidos e na formação do bolo de filtração, sabe-se que o

tratamento numa formação subterrânea se faz bombeando uma suspensão coloidal de pequenas partículas num sistema de fluidos tenso ativos e visco elásticos; ver por exemplo a Aplicação na Publicação da Patente norte americana No. 5 2005-0107265, atribuída ao síndico da presente aplicação. A suspensão coloidal e os produtos tenso ativos e visco elásticos interagem, formando estruturas que efetivamente ligam e bloqueiam o estreitamento dos poros. AS suspensões coloidais são tipicamente dispersões de partículas 10 discretas muito pequenas, de forma esférica ou alongada, com carga, o que faz com que a repulsão entre partículas de carga equivalente estabilize a dispersão. A perturbação no balanço das cargas, devida por exemplo à remoção de água, alterações no pH ou à adição de sais ou solvente orgânicos 15 miscíveis com água, faz com que as partículas coloidais se agreguem, resultando na formação dum gel. Tipicamente, o tamanho destas partículas é inferior a 1 micron, e geralmente andam na zona entre mais ou menos 10 a mais ou menos 100 nanômetros. A dispersão é pré produzida como 20 líquido, transparente no caso duma concentração relativamente baixa de partículas, tornando-se opalescente ou leitosa, com concentrações mais elevadas. Em qualquer caso, a dispersão é manuseada como se fosse um líquido o que facilita muito o dosamento.

25 O uso dum poliéster hidrolisável como aditivo para evitar a fuga de fluidos de modo a poder fazer-se o

controle da fuga de fluidos, já foi anteriormente proposto para fluidos de fraturamento com a viscosidade modificada por polímeros. Depois do tratamento, o aditivo para evitar a fuga de fluidos degrada-se não provocando muito dano.

5 Além disso, tem-se verificado que os produtos da degradação de tais materiais provocam atraso da ruptura dos fluidos de fraturamento com a viscosidade modificada por polímeros. Na patente norte americana No. 4,715,967, divulga-se o uso de ácido poliglicólico (PGA) como aditivo para evitar a fuga
10 de fluidos e reduzir temporariamente a permeabilidade da formação. Na dissertação SPE 18211 divulga-se o uso do PGA como aditivo para evitar a fuga de fluidos e como redutor de gel para fluidos de goma guar reticulada com hidroxipropil. Na Patente norte americana No. 6,509,301,
15 descreve-se o uso de compostos ácidos tais como a PGA como desagregadores internos de emulsões baseadas em agentes tenso ativos, tais como as que são formadas pela lecitina zwitteriônica. O melhor pH para estes materiais ficará acima de 6.5, mais preferentemente entre 7.5 e 9.5.

20 Uma vez que os danos provocados pelo Sistema de fluidos VES são negligenciáveis, será desejável que o aditivo para evitar a fuga de fluidos usado seja compatível com o Sistema VES e também provoque danos desprezíveis. O uso de ácido poliglicólico e materiais semelhantes como
25 aditivos para evitar a fuga de fluidos no Sistema de fluidos VES é descrito na Aplicação da Patente norte

americana com o número de série 11/159,023, registrada em 22 de Junho de 2005. Resumidamente, o ácido poliglicólico e outros materiais semelhantes degradam-se a maior parte das vezes por um mecanismo de hidrólise catalisada por um ácido
5 ou por uma base. Contudo, estes aditivos usados para evitar a fuga de fluidos, disponíveis comercialmente, a maior parte das vezes contém pequenas quantidades do ácido ou começam a hidrolisar-se formando ácidos logo que os fluidos são misturados ou injetados. Para evitar os efeitos
10 perniciosos devidos aos fatores atrás referidos, junta-se ao fluido uma base ou um tampão.

Nalguns casos usam-se fluidos viscosos nos tratamentos em que os fluidos ou pelo menos parte destes podem invadir a formação, sendo assim necessário um
15 componente que atue com redutor mas não necessariamente como aditivo para evitar a fuga de fluidos.

Na colocação duma ponteira de obstrução (TSO) em tratamentos de fraturamento, é conveniente incluir um agente de fuga de fluidos (FLA) de modo a formar-se
20 temporariamente um bolo de filtração à superfície da fratura no início do tratamento, e.g., durante o estágio de amortecimento. De preferência, este bolo de filtração será destruído em estágios posteriores do tratamento e assim maiores perdas de fluidos durante os estágios de
25 escoramento possibilitarão a ocorrência duma ponteira de

obstrução. O resultado final é uma fratura pequena mas
larga com elevadas concentrações de agente de escoramento.
Usualmente, o FLA é injetado na fratura com o volume
inicial de amortecedor necessário para iniciar a
5 fraturamento hidráulico. Uma vez injetado o amortecedor, a
pasta fluida de agente de escoramento, que também pode
conter FLA, é bombeada para a fratura em diferentes
estágios, dependendo do tipo de trabalho. O agente de
escoramento permite manter a fratura aberta e permite que o
10 fluído do reservatório escoe através do empanque do agente
de escoramento. A pasta fluida de agente de escoramento
geralmente inclui um fluído de transporte viscoso para
evitar que o agente de escoramento desapareça
prematuramente da pasta fluida. Uma vez o agente de
15 escoramento colocado na fratura, a pressão é aliviada e a
fratura fecha com o agente de escoramento. No entanto, é
necessário retirar ou reduzir o agente de viscosidade no
fluído de transporte e no bolo de filtração (que pode
conter polímero concentrado) de modo a que os fluidos do
20 reservatório podem depois disso, escoar para a fratura e
através do empanque do agente de escoramento para o furo e
para a coluna de produção.

O modelo de fratura convencional é do conhecimento
geral neste meio. Ver, e.g., na patente norte americana
25 5,103,905, Processo para Otimizar a Condutividade numa
Fratura Escorada numa Formação, assinada por Schlumberger.

Estão bem identificadas na literatura as publicações sobre limpeza de fraturas. Ainda que se usem outros sistemas como por exemplo, agentes tenso ativos visco elásticos, óleo de floculação, água, etc., a maior parte dos fluidos usados para criação de fraturas e como suporte do agente de escoramento são baseados em polímeros. Na maior parte dos reservatórios com baixa permeabilidade, o polímero concentra-se nas fugas do fluido de transporte durante o processo de fraturamento. A concentração do polímero impede que haja escoamento de fluido na fratura resultando muitas vezes no mau desempenho destas. As soluções habituais incluem o uso de redutores, incluindo redutores encapsulados que provocam um aumento significativo na perda de carga. O redutor é adicionado ao fluido/pasta fluida a fim de reduzir a viscosidade do fluido de transporte baseado em polímeros e facilitar a limpeza da fratura. Apesar da elevada perda de carga, a permeabilidade retida do empanque do agente de escoramento é só uma parte da permeabilidade inicial o que tem sido considerado como aceitável na indústria.

Nas Patentes norte americanas Nos. 4,848,467 e 4,961,466 discute-se o uso de ácido hidroxiacético e outros produtos de condensação semelhantes que se degradem naturalmente à temperatura do reservatório, libertando ácido que pode atuar como redutor com alguns polímeros e sob determinadas condições, oferecendo uma forma de

controle da fuga de fluidos. Na Patente norte americana No. 3,960,736 (Oree) discute-se o uso de ésteres para fornecimento dum ácido de retardamento, que provocará a ruptura do fluído atacando tanto o polímero como as

5 reticulações de borato. De modo semelhante, nas Patentes norte americanas Nos. 4,387,769 e 4,526,695 (Erbstoesser) usam-se mecanismos de formação de ácidos, o que sugere o uso dum éster. Na Patente norte americana No. 3,868,998 (Lybarger) também é mencionada a formação de ácidos. Nestas

10 referências conta-se com ácidos que tem genericamente uma baixa atividade relativa como redutores, mas os redutores oxidantes são muito mais eficazes e tornaram-se padrões para evitar os danos causados pelos polímeros. Adicionalmente, ainda que um baixo pH possa ser eficaz na

15 redução das reticulações de borato, é menos eficaz na ruptura dos comummente usados géis reticulados de zircônio e titânio. De fato, em alguns sistemas gelificantes o emprego de zircônio ou titânio é considerado um agente de viscosidade eficaz com valores baixos de pH.

20 Quando se usa aqui, o termo "reductor" refere-se a segmentos moleculares ou a séries de segmentos moleculares cuja função principal é "romper" ou reduzir a viscosidade do agente de escoramento/fluído de transporte. Tipicamente, na técnica anterior, ainda que nem sempre, isto ocorre por

25 oxidação.

Adicionalmente, usam -se muitas vezes "auxiliares de ruptura" juntamente com os redutores para melhorar a atividade do redutor. Divulgam-se auxiliares de ruptura, e.g., na patente norte americana No. 4,969,526, Sistema

5 Redutor Não Interferente para Fluidos de Fraturamento de Reticulação Retardada a Baixa Temperatura, atribuída a Schlumberger (divulgação e reivindicação da trietileno amina); e também na patente norte americana No. 4,250,044. De modo semelhante, "agentes retardadores" (ou materiais

10 concebidos para inibição da reticulação) podem ser utilizados conjuntamente com os da presente invenção. Ver, por exemplo, a patente norte americana No. 4,702,848, Controlo da Velocidade de Reação de Reticulação quando se usa Quelato de Zircônio Orgânico como Agente Reticulador e

15 Aldeído como Agente Retardador, atribuída a Schlumberger (divulgação e reivindicação de aldeídos). Os íons de Cobre, Prata ou equivalentes também são conhecidos pela sua função como catalisadores usados conjuntamente com um redutor químico, oxigênio dissolvido, ou outra fonte oxidante que

20 acelere a atividade do redutor. Adicionalmente, podem ser usados outros agentes de escoramento/matriz de suporte com diferentes tipos de redutores, e.g., injetando um fluido menos viscoso e/ou menos denso numa primeira fase e em seguida outros fluidos de menor mobilidade. Ver, por

25 exemplo, a patente norte americana No. 5,036,919, Fraturamento com Fluidos Múltiplos para Melhorar a

Condutividade da Fratura, atribuída a Schlumberger. Na patente norte americana No. 5,036,919, divulga-se, por exemplo, o bombeamento dum fluido reticulado de zirconato seguida por um fluido reticulado de borato. Por esse
5 motivo, usam-se fluidos diferentes em fases diferentes de tratamento.

Na SPE 68854 e SPE 91434 divulga-se que as fibras inclusas na pasta fluida do agente de escoramento do fluido de transporte podem facilitar o transporte do agente de
10 escoramento a viscosidades inferiores e/ou velocidades de escoamento da pasta inferiores, desde que as fibras escolhidas tenham o comprimento, diâmetro, e dureza adequados e desde que tenham a concentração correta.

Durante anos as fibras foram usadas com diferentes
15 finalidades nas operações de tratamento dum campo petrolífero. Mais recentemente, com o uso de fibras como auxiliares na tecnologia de transporte é possível melhorar o transporte das partículas nas operações de limpeza da fraturamento e do furo reduzindo-se ao mesmo tempo a
20 quantidade dos outros agentes de viscosidades necessários. Tentativas mais recentes para melhorar esta técnica forneceram melhores processos para completa remoção das fibras que ficam residuais no furo ou na fratura.

Nas Aplicações publicadas na Patente norte
25 americana com o número de série. 11/156,966, registrada em

20 de Junho de 2005, e 11/059,123, com data de 2 de Julho de 2004, foi feita a divulgação de fibras e partículas de poliéster como auxiliares de transporte do agente de escoramento num processo de fraturamento, e em controlo da fuga de fluidos, respectivamente. A seleção dos poliésteres pode ser feita entre lactídeos de substituição ou não, glicósido, ácido poliláctico, ácido poliglicólico, copolímeros de ácido poliláctico e ácido poliglicólico, copolímeros de ácido glicólico com segmentos moleculares de outros grupos hidroxilo, ácido carboxilo, ou ácido hidroxicarboxílico, e copolímeros de ácido láctico com segmentos moleculares de outros grupos hidroxilo, ácido carboxilo, ou ácido hidroxicarboxílico, e suas misturas. Os poliésteres degradam-se naturalmente, tipicamente 4 horas a 100 dias depois do tratamento facilitando assim a recuperação de permeabilidade.

Podem ainda ser pertinentes como referência a esta invenção as patentes norte americanas US2004/0216876; US2005/0034865; e US6394185.

Há necessidade de processos melhorados para introdução dos agentes de controlo de fuga de fluidos e para introdução dos agentes de remoção para restabelecimento da permeabilidade da formação da produção, especialmente quando a remoção do agente de controlo da fuga de fluidos não requer alterações de pH ou não

necessita duma reação química para provocar o desencadear da remoção. De modo semelhante, há necessidade de processos melhorados para reduzir a viscosidade dos fluidos de tratamento de poços, especialmente quando ai se usa um

5 redutor ou um auxiliar de ruptura que não requer alterações de pH ou não necessita duma reação química para provocar a ativação do redutor e/ou do auxiliar de ruptura. Também há necessidade de progressos nos métodos em que se utiliza um agente de controlo da fuga de fluidos que pode ser colocado

10 interiormente na forma insolúvel e depois solubilizado por alterações na salinidade e/ou expondo o agente de fuga de fluidos ou o redutor a uma temperatura acima da temperatura estímulo de dissolução. Além disso, é necessário inovar nos processos em que um aditivo dos fluidos de tratamento de

15 poços pode ser usado na forma insolúvel como agente de controlo da fuga de fluidos, como auxiliar na transferência de fibras para o agente de escoramento, ou equivalente, e pode depois ser solubilizado por alterações na salinidade e/ou excedendo a temperatura estímulo para remoção destas a

20 fim de restabelecer a permeabilidade, por ruptura da viscosidade dos fluidos de tratamento de poços, ou equivalente.

Resumo da Invenção

Esta invenção ultrapassa muitas das limitações dos

25 anteriores sistemas de fluidos.

Na presente invenção, é usado um polímero solúvel no tratamento dos fluidos do poço na forma sólida sob condições em que o polímero não está dissolvido, e uma vez que o polímero tenha cumprido a sua função como forma
5 sólida, é dissolvido alterando as condições ambientes como por exemplo a temperatura ou a salinidade, ativando assim o polímero para desempenho da sua função no estado solúvel e/ou para remoção do polímero. Um poliol como o álcool polivinílico (PVOH) é um dos exemplos de polímeros que tem
10 esta funcionalidade. O PVOH é um polímero sintético solúvel em água, disponível em variadas formas desde polvorenta, granular, em bolas ou como fibras. A solubilidade do PVOH amorfo ou parcialmente cristalino em solução aquosa é função da temperatura e da salinidade. O controlo destes
15 parâmetros possibilita o uso do PVOH como agente de controlo da fuga de fluidos formando temporariamente um tampão, por exemplo. O PVOH em determinadas concentrações forma uma pasta espessa, muito viscosa com elevada salinidade, enquanto com baixa salinidade se dissolve
20 completamente. Assim, ao posicionar o fluido sob ação de elevada salinidade provoca-se a consistência amorfa do PVOH que assim sela temporariamente controlando assim a perda de fluidos. O mecanismo de limpeza do tampão da formação baseia-se na solubilização do PVOH em ambiente de baixa
25 salinidade, e.g. água doce, 2% KCl, ou equivalente.

A presente invenção divulga também uma perfuração

com uma composição de fluidos que não são danosas, baseadas em agentes tenso ativos e num poliol como agente de controlo da fuga de fluidos, o que torna fácil e flexíveis os subseqüentes processos de acabamento.

5 Noutro exemplo, o PVOH está também disponível como material fibroso, recentemente desenvolvido para a indústria de tecidos. As Fibras de PVOH são usadas na tecnologia de transporte com fibras como auxiliares, na fraturamento hidráulico para a colocação do agente de
10 escoramento na fratura, e as Fibras de PVOH são removidas rapidamente do empanque do agente de escoramento desde que fiquem solúveis com fluidos aquosos de baixa salinidade sob as temperaturas habituais nas formações. Esta tecnologia é ainda aplicada no empacotamento de cascalho para criar
15 enchimentos mais apertados e limpos.

 O termo "partículas" aqui usado refere-se ao PVOH ou a outros polióis nas sua diferentes formas físicas insolúveis, quer cristalinas quer amorfas, incluindo na forma polvorenta, granular, em bolas, pastosa, fibrosa, ou
20 equivalente.

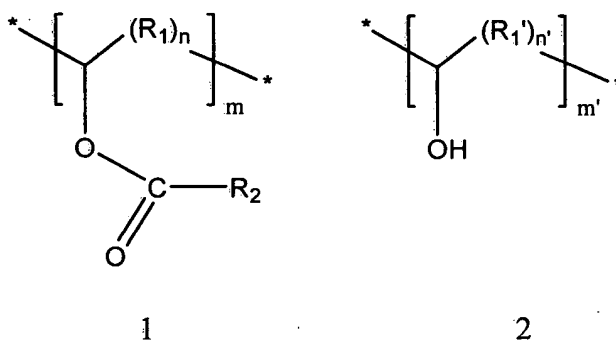
 Grosso modo, numa configuração, esta invenção fornece um processo para tratamento de poços que inclui:

 (1) Injetar no poço, um fluido de tratamento que inclui partículas insolúveis dum poliol aí
25 dispersas;

(2) Manter as condições a que as partículas do poliol se mantêm insolúveis enquanto durar a sua colocação; e

5 (3) Uma operação seleccionada entre aquecimento, dessalinização ou suas combinações, para subsequentemente se dissolverem grande parte das partículas de poliol.

O poliol é solubilizado quando submetido a aquecimento, dessalinização (de notar que dessalinização
10 não implica necessariamente a completa remoção do sal mas sim um suficiente abaixamento na salinidade) ou suas combinações, e consiste essencialmente em átomos de carbono substituídos por hidroxilo, numa cadeia polimérica, em que os grupos substituídos por hidroxilo estão espaçados,
15 saltando pelo menos um átomo na cadeia polimérica, usualmente um átomo de carbono. Numa configuração, o poliol compreende um polímero com repetição de algumas unidades em conformidade com a fórmula abaixo:



20 onde R_1 e R_1' podem ser iguais ou diferentes, saturados ou insaturados, lineares ou ramificados com cadeias alquilo

com 1 a 5 átomos de carbono, e n e n' podem ser inteiros iguais ou diferentes entre 1 e 5, e R_2 é hidrogênio, ou uma cadeia alquilo com pelo menos 12 átomos de carbono, saturado ou insaturado, alifático ou aromático, linear ou
5 ramificada. O termo "dessalinização" é aqui utilizado para indicar qualquer redução na concentração de sal nas proximidades do poliol suficiente para efetivamente solubilizar o poliol, usualmente por diluição ou jacto de polióis mais ou menos imobilizados com menos água salgada,
10 ainda que a percentagem total de sal no sistema possa não diminuir.

Noutra configuração, o poliol é um álcool polivinílico preparado a partir da hidrólise, pelo menos parcial dum polímero de vinil precursor com substituintes
15 ésteres. Quando o poliol abrange o álcool polivinílico (PVOH) preparado a partir da hidrólise, pelo menos parcial de acetato polivinílico, o fluido de tratamento do poço é injetado sob condições, e.g., de temperatura e salinidade, a que o PVOH não esteja substancialmente dissolvido. Numa
20 configuração, o poliol tinha um peso molecular médio superior a 5000. Se desejado, o poliol pode ser modificado hidrofobicamente

O fluido de tratamento do poço pode ser uma solução de controlo da fuga de fluidos, de controlo de água, um
25 inibidor de incrustações, um fluido de fraturamento, um

fluido de enchimento de cascalho, um fluido de perfuração e um fluido de simulação, ou equivalente. Numa configuração, a salinidade do fluido de tratamento era eficaz na inibição da dissolução do poliol à temperatura da formação, sendo o

5 poliol dessalinizado no passo da dissolução. No caso de determinados polióis, a salinidade do fluido de tratamento é pelo menos de 2% em peso para inibir a dissolução, havendo polióis para os quais deve ser pelo menos 5, 6 ou 10 % em peso. No caso de determinados polióis, o passo de

10 dessalinização reduz a salinidade abaixo de mais ou menos 5 % em peso para possibilitar a dissolução do poliol, havendo outras configurações em que deve ser menos que 5 % em peso.

Quando desejado, o posicionamento interior das partículas do poliol na superfície duma formações permeável

15 é para inibição da fuga de fluidos da formação. O passo da dissolução do poliol pode usar-se para restauração, pelo menos parcial, da permeabilidade da superfície da formação.

Noutra configuração, a dissolução do poliol num fluido viscosificado em quantidade suficiente pode

20 interromper a ação do agente de viscosidade no fluido. O fluido viscosificado pode ser o fluido de tratamento do poço onde se injetou o poliol, ou pode ser outro fluido injetado, misturado ou de qualquer outro modo, colocado em posição adjacente ao poliol antes ou depois do

25 posicionamento interior do poliol. O agente de viscosidade

pode ser um polímero reticulado como por exemplo a polissacarídeo, e o reticulador pode ser borato, zirconato, titanato, aluminato ou equivalente, ou suas combinações. Noutra configuração, o agente de viscosidade abrange um sistema tenso ativo visco elástico, e.g. betaínas, óxidos de amido amina, ou equivalente.

Noutra configuração do método de tratamento de poços, as partículas do poliol são, quando a temperatura é superior à temperatura estímulo, pelo menos em parte, fibras cristalinas solúveis em água doce. O comprimento das fibras pode ser de mais ou menos 2 a meia ou menos 25 mm, e/ou ter um denier de mais ou menos 0.1 a cerca de 20. Numa configuração, o fluido de tratamento durante a injeção tinha a temperatura abaixo da temperatura estímulo e o posicionamento interior é feito numa formação com a temperatura acima da temperatura estímulo. A salinidade do fluido de tratamento pode ser capaz de inibir a dissolução do poliol à temperatura da formação, e o passo da dissolução pode incluir a dessalinização

Numa configuração em que se usam fibras de poliol, o fluido de tratamento é uma pasta fluida de fibras e agente de escoramento suportadas num fluido viscoso. O processo pode incluir um agente de escoramento de suporte com fibras auxiliares. O fluido de transporte pode incluir um agente de viscosidade sendo que numa das configurações o

poliol dissolvido funciona como redutor do agente de viscosidade. O fluido de transporte deve ter a adequada salinidade para atuar como inibidor de solubilidade do poliol a temperaturas acima da temperatura estímulo, podendo o processo ainda ser favorecido pela manutenção das condições de salinidade de modo a retardar a dissolução do poliol durante o fecho da fratura.

Noutra configuração, o poliol injetado pode ter partículas amorfas finamente divididas, podendo as condições de insolubilidade incluir a existência de salinidade, e.g. pode haver várias configurações em que essa salinidade seja inferior a 2, 5, 6, ou 10 % em peso, podendo o passo da dissolução incluir dessalinização, e.g. baixando para um valor inferior a mais ou menos 5 ou mesmo 2 % em peso consoante a configuração. O poliol amorfo pode estar presente no fluido de tratamento do poço injetado, como uma fase super viscosa.

Numa configuração, a injeção pode incluir um fluido de tratamento contendo partículas de poliol amorfo numa formação adjacente ao poço com a suficiente pressão para criar uma fratura na formação, tendo a dita fratura faces opostas, e formando um bolo de filtração que inclua as partículas do poliol num dos lados da fratura. A injeção do fluido de tratamento pode ser seguida pela injeção dum agente de escoramento que contenha um fluido de salinidade

reduzida, ou pode ser seguida pela injeção de um fluido de elevada salinidade, um fluido com um agente de escoramento e subsequentemente por um fluido sem agente de escoramento com salinidade reduzida. Em alternativa, o fluido de
5 tratamento injetado contém um agente de escoramento, e a injeção do fluido contendo o agente de escoramento é seguida pela injeção dum fluido sem agente de escoramento com salinidade reduzida. Noutra configuração, faz-se ou favorece-se a dessalinização, iniciando o fluxo do fluido
10 da formação através do enchimento do agente de escoramento na fratura. É desejável que a fratura tenha faces opostas, que o agente de viscosidade esteja concentrado no bolo de filtração, e que a espessura do bolo de filtração e do agente de viscosidade concentrado em cada lado da fratura
15 seja inferior a metade da largura da fratura.

Noutra configuração do processo empregando partículas de poliol amorfo na perfuração, o processo de tratamento do poço inclui:

- (4) a circulação de fluido de tratamento no poço
20 durante a perfuração;
- (5) a formação dum bolo de filtração que inclua partículas de poliol na superfície interna do poço;
- (6) o contacto do bolo de filtração na zona de
25 produção com um fluido de baixa salinidade

para restauração da permeabilidade; e

(7) a produção de fluidos da formação na zona de produção.

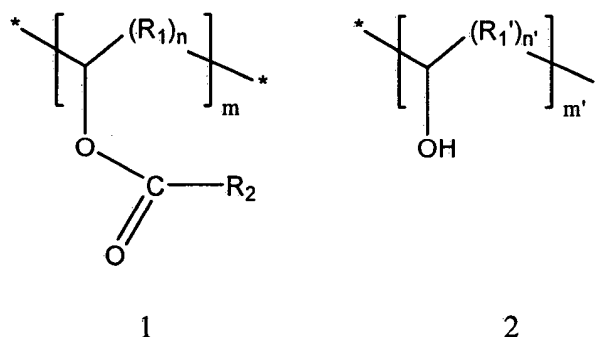
Neste processo, o fluido de tratamento do poço pode
5 ser um fluido de perfuração, por exemplo, um outro fluido de perfuração quase completamente livre de partículas (além das partículas do poliol) que pode incluir um sistema tenso ativo visco elástico para aumentar a viscosidade do fluido.

10 Por outro lado, a invenção providencia a composição de substâncias como fluidos de tratamento do poço. O fluido pode incluir um fluido de base aquosa, um sistema de agentes de viscosidade para o fluido base, e (1) um agente de controlo da fuga de fluidos compreendendo partículas
15 finamente divididas dum poliol amorfo dispersas no fluido base, onde o poliol é solúvel em água doce e insolúvel em água salgada, e a salinidade inibe a dissolução das partículas de poliol, ou (2) fibras dum poliol pelo menos parcialmente cristalino, solúvel em água doce a
20 temperaturas acima da temperatura estímulo, e com um comprimento de mais ou menos 2 a mais ou menos 25 mm e denier de mais ou menos 0.1 a mais ou menos 20.

O agente de viscosidade na composição pode ser um polímero reticulado como por exemplo um polissacarídeo, e o
25 reticulador pode ser borato, zirconato, titanato, aluminato

ou equivalente, ou suas combinações. Noutra configuração, o agente de viscosidade da composição compreende um sistema tenso ativo visco elástico, e.g. betaínas, óxidos amido aminados, ou equivalentes.

5 Quer seja cristalino quer seja amorfo, o poliol da composição pode consistir principalmente numa cadeia polimérica com átomos de carbono substituídos por grupos hidroxilo que devem ser espaçados de outros átomos de carbono substituídos por grupos hidroxilo em pelo menos um
10 átomo da cadeia polimérica, e.g. pelo menos um átomo de carbono. Numa configuração, o poliol consiste num polímero com unidades de repetição de acordo com a seguinte fórmula:



onde R_1 e R_1' podem ser cadeias alquilo iguais ou
15 diferentes, saturadas ou insaturadas, lineares ou ramificados com 1 a 5 átomos de carbono, e n a n' podem ser inteiros iguais ou diferentes de 1 a 5, e R_2 é hidrogênio, ou cadeias alquilo, saturados ou insaturados, alifáticos ou aromáticos, lineares ou ramificados com 1 a 12 átomos de
20 carbono.

Noutra configuração, o poliol é um álcool

polivinílico preparado por hidrólise, pelo menos parcial, de um polímero de vinil precursor com ésteres substituídos. Quando o poliol consiste em álcool polivinílico (PVOH) preparado por hidrólise, pelo menos parcial, de acetato polivinílico, o fluido de tratamento do poço quando
5 injetado está submetido a determinadas condições, e.g., a uma temperatura e salinidade, a que o PVOH não seja substancialmente dissolvido. Numa configuração, o poliol tinha o peso molecular médio superior a 5000. Se desejado,
10 a poliol pode ser modificado hidrofobicamente.

O fluido de tratamento de composição pode ser uma pastilha de controlo da fuga de fluidos, um fluido de tratamento de controlo de água, um fluido de tratamento inibidor de incrustações, um fluido de fraturamento, um
15 fluido de enchimento de cascalho, um fluido de perfuração e um fluido de simulação, ou equivalente. A composição pode ter a salinidade adequada para inibir a dissolução do poliol à temperatura ambiente, e.g. pelo menos mais ou menos 2, pelo menos mais ou menos 5, pelo menos mais ou
20 menos 6, ou pelo menos mais ou menos 10 % em peso salinidade. A composição pode ainda ter misturado um agente de escoramento. O poliol pode também possibilitar a ruptura do sistema de agentes de viscosidade, ainda que a insolubilidade do poliol possa estabilizar esse sistema.

25 Numa configuração da composição que inclui fibras

de poliol, o poliol é insolúvel em água salgada e o fluido de tratamento do poço terá a salinidade adequada para inibir a dissolução do poliol à temperatura estímulo, e.g. com os níveis de salinidade acima mencionados. Noutra
5 configuração da composição que inclui fibras de poliol, a viscosidade do agente de suporte na ausência de fibras é insuficiente para evitar a deposição do agente de escoramento durante o transporte, e nestes casos a função das fibras no agente de suporte é a inibição da
10 sedimentação do agente de escoramento durante o transporte.

Numa vertente posterior, a presente invenção evita a dissolução das Fibras de PVOH pelo menos parcialmente cristalinas, pela salinidade do meio aquoso em que as fibras são estabilizadas.

15 Breve Descrição dos Desenhos

Na Figura 1 mostra-se um gráfico de fuga de fluidos em que se segue o controlo da fuga de fluidos em diferentes concentrações de sal recorrendo ao álcool polivinílico (PVOH) com um núcleo de 3.5 mD em conformidade com uma
20 configuração da invenção.

Na Figura 2 mostra-se um gráfico de fuga de fluidos em que se segue o controlo da fuga de fluidos em diferentes concentrações de sal recorrendo ao álcool polivinílico (PVOH) com um núcleo de 38.55 mD core, em conformidade com
25 uma configuração da invenção.

A Figura 3 é um gráfico da permeabilidade retida em que se compara a condutividade dum gel linear numa simulação de enchimento do agente de escoramento em que se dá a ruptura dum fluído reticulado por ação do PVOH, em
5 conformidade com uma configuração da invenção.

A Figura 4 é um gráfico de retenção de permeabilidade, com a condutividade versus a temperatura, numa simulação de enchimento do agente de escoramento que contém Fibras de PVOH, em conformidade com uma configuração
10 da invenção.

A Figura 5 é um gráfico reológico em que se mostra o efeito da ruptura das Fibras de PVOH nos fluidos de tratamento do poço, em conformidade com configurações da invenção.

15 A Figura 6 é um gráfico reológico em que se mostra o efeito da ruptura versus a temperatura, de fibras de PVOH num fluído de tratamento do poço, em conformidade com uma configuração da invenção.

A Figura 7 é um gráfico reológico em que se mostra
20 o efeito da ruptura em diferentes graus de PVOH noutros fluidos de tratamento do poço, em conformidade com configurações da invenção.

A Figura 8 é um gráfico reológico em que se mostra o efeito da ruptura nos grânulos e no pó de PVOH num fluído
25 de tratamento do poço, em conformidade com uma configuração

da invenção.

A Figura 9 é um gráfico reológico em que se mostra o efeito da temperatura na ruptura do PVOH num fluido de tratamento do poço base VES, em conformidade com uma
5 configuração da invenção.

A Figura 10 é um gráfico reológico em que se mostra a compatibilidade dum agente tenso ativo visco elástico em água doce e soluções de água salgada, em conformidade com uma configuração da invenção.

10 A Figura 11 é um gráfico reológico em que se mostra o perfil da tensão de cisalhamento dum agente tenso ativo visco elástico baseado em betaina (VES), em conformidade com uma configuração da invenção.

A Figura 12 é um gráfico reológico em que se mostra
15 o perfil de adelgaçamento de cisalhamento do VES da Figura 11, em conformidade com uma configuração da invenção.

A Figura 13 é um gráfico reológico em que se mostra o efeito de 5%de diesel na viscosidade dum agente tenso ativo visco elástico baseado ou não em betaina, em
20 conformidade com uma configuração da invenção.

Descrição Detalhada das Configurações da Invenção

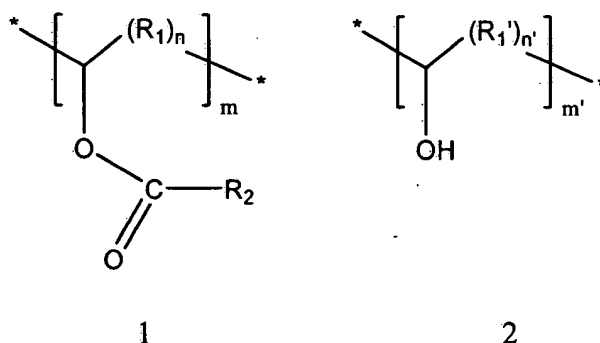
Polióis

Um poliol é um álcool poli hídrico, i.e., que contem três ou mais grupos hidroxilo. Uma configuração de
5 polióis úteis na presente invenção é um polimérico solubilizável por aquecimento, dessalinização ou suas combinações, e que consiste essencialmente em átomos de carbono substituídos por grupos hidroxilo, numa cadeia polimérica, que devem ser espaçados de outros átomos de
10 carbono substituídos por grupos hidroxilo em pelo menos um átomo da cadeia polimérica. Por outras palavras, os polióis utilizáveis estão de preferência genericamente livres de grupos de substituição hidroxilo adjacentes. Numa configuração, o poliol tinha peso molecular médio entre
15 5,000 e 500,000 ou superior, e de 10,000 a 200,000 noutra configuração. Se desejado, o poliol pode ser modificado hidrofobicamente para que posteriormente possa inibir ou atrasar a solubilização, e.g. incluindo grupos de substituição tais como alquilo, arilo, e segmentos
20 moleculares de alquilo ou arilo e/ou cadeias laterais tendo 2 a 30 átomos de carbono. O poliol também pode ser modificado por inclusão de ácido carboxílico, tiol, parafina, silano, ácido sulfúrico, aceto-acetato, óxido de polietileno, ou uma amina quaternária ou quaisquer outros
25 monômeros catiônicos. Tais modificações afetam de

diferentes formas as propriedades do poliol; tem efeito na solubilidade, na sensibilidade à salinidade, no pH, e nas funcionalidades de reticulação (e.g. grupos hidroxilo e grupos silanol que são quelatos que podem ser reticulados com reticuladores vulgares) e tem o maior interesse para a presente invenção. Os produtos disponibilizados comercialmente têm as ditas modificações.

Numa configuração, o poliol álcool polivinílico substituído ou não pode ser preparado por hidrólise, pelo menos parcial, de um composto polivinílico como precursor tendo ésteres como substituintes, tal como, por exemplo, acetato polivinílico, (poli) propanoato de vinilo, (poli) butanoato de vinilo, (poli) pentanoato de vinilo, (poli) hexanoato de vinilo, (poli) 2-metilbutanoato de vinilo, (poli) 3-etilpentanoato de vinilo, (poli) 3-etilhexanoato de vinilo, e equivalentes, e suas combinações. Quando o poliol abrange o álcool polivinílico preparado por hidrólise, pelo menos parcial, de acetato polivinílico (PVOH), geralmente o poliol não é solúvel em água salgada, o que é detalhado mais abaixo, e posteriormente; o poliol está comercialmente disponível na forma de fibras parcialmente cristalinas com uma relativamente severa temperatura estímulo, abaixo da qual as fibras não são solúveis em água e acima da qual se dissolvem rapidamente, o que também é discutido mais em detalhe, mais abaixo.

As adequadas unidades de repetição nos polióis podem ter a seguinte formula:



Os polímeros podem incluir as unidades 1 e 2 em proporções
5 variadas, onde R_1 e R_1' podem ser iguais ou diferentes mas
em geral são iguais. Nas estruturas, R_1 ou R_1' é uma cadeia
alquilo que pode ser saturada ou insaturada, linear ou
ramificada, contendo 1 a 5 átomos de carbono, em que n e n'
= 1 a 5, e onde n e n' podem ser iguais ou diferentes mas
10 de preferência são iguais. R_2 é uma cadeia alquilo que pode
ser saturada ou insaturada, alifática ou aromática, linear
ou ramificada, de 0 átomos de carbono (i.e. hidrogênio) a
12 átomos de carbono. Na fórmula acima, $m = 0$ a 5,000 e m'
= 100 a 10,000. As unidades 1 e 2 podem alternar na
15 configuração, ou aleatoriamente ou em bloco.

A partir da descrição genérica feita acima, os
polímeros podem ser definidos por parâmetros alternativos.
Por exemplo, num álcool polivinílico hidrolisado a 99.99% e
peso molecular de mais ou menos 5000 seria: $m = 0$, $R_1' =$
20 CH_2 , $n' = 1$, $m' = 100$. Num álcool polivinílico hidrolisado a
90% e peso molecular de mais ou menos 5000 e derivado de

acetato polivinílico seria: $m = \sim 10$, $n = n' = 1$, $R_1 = R_1' =$
 CH_2 , $R_2 = CH_3$, $m' = \sim 90$.

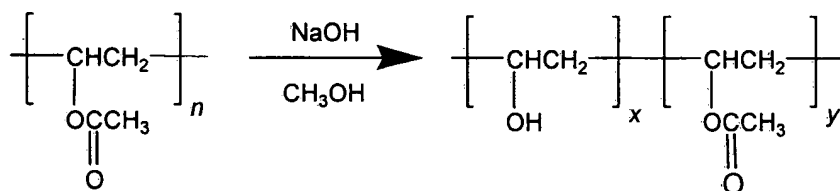
Exemplo de Poliol - PVOH

Só para fins ilustrativos, a invenção é aqui
5 descrita com a referência ao álcool polivinílico (PVOH)
como exemplo de um poliol adequado. Os entendidos neste
ofício deverão estar conscientes de que a presente invenção
não deve ser limitada ao PVOH e é também aplicável a
polióis que tenham os requisitos acima especificados de
10 solubilidade alterável no contexto dos fluidos de
tratamento do poços e sua metodologia.

Uma particular vantagem do PVOH é que não é tóxico
e é biodegradável. Por exemplo, o PVOH é geralmente usado
em medicina e na forma de fibras é geralmente usado em
15 tecidos ou quaisquer outros produtos em que se pretenda que
estes sejam dissolvidos quando lavados em água quente ou
tépida.

O PVOH é um material sólido que pode ser fabricado
com diferentes formas, tais como, por exemplo, fibras,
20 lâminas, grânulos, bolas, pó, e equivalentes. O PVOH é um
polímero sinóptico solúvel em água e não é em geral afetado
pelos hidrocarbonetos de petróleo. A estrutura da cadeia de
carbono do polímero inclui grupos hidroxilo e acetato. Em
conformidade com Kirk et al., Encyclopedia of Chemical
25 Tecnologia, 3rd Edition, Vol. 23, John Wiley and Sons, pp.

848 - 865 (1983), o PVOH pode ser produzido por hidrólise do acetato polivinílico em metanol, reação catalisada por uma base em conformidade com o seguinte equação:



5 O PVOH pode em geral existir em três diferentes estados de agregação, que são controlados pelas condições da solução. No estado sólido o PVOH é semicristalino. O grau de cristalinidade varia com o processo de fabrico, com o grau de hidrólise e com a qualidade do PVOH. Em solução

10 aquosa, o PVOH pode perder cristalinidade e inchar adquirindo uma estrutura amorfa, que é flexível e maleável, mas ainda não está solubilizada. Dependendo das condições da solução, o PVOH pode solubilizar completamente e existir como polímero em solução.

15 Na presente invenção pode usar-se PVOH na sua forma insolúvel de modo a criar um bolo de filtração ou a colocar o PVOH no interior do furo ou da formação. Alterando as condições de salinidade e/ou temperatura adjacentes aos depósitos de PVOH, o PVOH pode ser solubilizado para

20 remoção dos depósitos de PVOH e/ou para ativar o PVOH para o usar como redutor ou com outra função interna. Qualquer bolo de filtração de PVOH pode assim ser destruído se desejado. As fibras de PVOH usadas no transporte assistido

por fibras, por exemplo, são removidas para aumentar a permeabilidade. O PVOH solubilizado pode ser usado como promotor do atraso da ruptura dum polímero reticulado ou dum agente tenso ativo visco elástico (Sistema de fluidos
5 VES), por exemplo.

A vantagem da invenção é que a solubilidade do PVOH e polióis similares em meio aquoso pode ser controlada pela percentagem de sal. Numa salmoura com a concentração de sal suficientemente elevada, o PVOH é insolúvel mas torna-se um
10 material espesso e flexível que rapidamente se liga a si próprio e a superfícies sólidas. Fazendo a concentração da salmoura baixar até um nível crítico de salinidade, no entanto, os sólidos do espesso PVOH podem tornar-se solúveis e dissolver-se rapidamente na solução.

15 A dissolução do PVOH é controlada pelo nível de hidrólise, peso molecular, cristalinidade, tamanho das partículas, e outras características equivalentes do PVOH. O nível da hidrólise é definido pela percentagem molar dos grupos hidroxilo na cadeia polimérica relativamente aos
20 grupos acetato não hidrolisados. Por exemplo, o PVOH com um nível da hidrólise de 88 terá 88 % mole de grupos hidroxilo e 12 % mole de grupos acetato, ao longo da estrutura molecular do polímero. Os grupos hidroxilo e/ou acetato podem ser distribuídos aleatoriamente ou em blocos.

25 A maior parte dos tipos de PVOH dissolvem-se à

volta de 80°C (176°F). Um nível da hidrólise de mais ou menos 88% é ótimo para a solubilidade, i.e. a solubilidade do PVOH diminui quando o nível da hidrólise é de mais ou menos 88%. Se o nível da hidrólise aumenta acima de 88%, a

5 solubilidade diminui devido a um apertado alinhamento dos segmentos moleculares do hidroxilo o que se pensa resultar do tipo das ligações de hidrogênio. Abaixo de 88% de hidrólise, a solubilidade diminui devido a um maior número de grupos acetato; o acetato polivinílico é em geral,

10 insolúvel em água. Outros fatores que afetam a solubilidade do PVOH podem incluir a concentração do polímero e do sal; a quantidade de PVOH que não é solubilizado, e.g. PVOH amorfo, pode aumentar quando aumentam as concentrações de sal ou de polímero. Também se pode usar a cristalinidade do

15 PVOH para controlar a temperatura a que se dissolve o PVOH. Por exemplo, os PVOH que são parcialmente cristalinos, em extensão variável, podem ser solúveis em água a temperaturas entre 20°C e 90°C. No processo de solubilização o PVOH varia entre um estado "semelhante a

20 cola" e o estado amorfo. A solubilidade e o estado gomoso do polímero de PVOH também podem ser controlados pela concentração de sal. Por exemplo, uma fibra de PVOH que se dissolva completamente numa salmoura de 2 % em peso de KCl a 80°C (176°F), pode não se dissolver completamente abaixo

25 de 93°C (200°F) numa salmoura de 6 em peso de KCl, pode só deformar-se e fundir-se a 93°C (200°F) numa salmoura de 10

em peso de KCl, e pode não ser de todo afetada a 93°C (200°F) numa salmoura de 12 em peso de KCl.

As condições e a velocidade de dissolução do PVOH, com um particular aspecto químico e físico, incluindo
5 cristalinidade, nível da hidrólise, peso molecular e distribuição, e a capa de proteção se for caso disso, a uma determinada temperatura e em contacto com um fluído ou fluidos com uma determinada salinidade, determina-se rapidamente com um teste simples, expondo o PVOH a um
10 fluído ou fluidos nas condições de tratamento e monitorizando a solubilização.

O PVOH pode ser fabricado e utilizado com vários formatos sólidos, incluindo, mas não se limitando a fibras, pós, grânulos, e equivalentes. O sistema que inclui um
15 fluído de tratamento do poço e PVOH (e quaisquer outros aditivos) pode ser misturado em descontínuo ou em "on-the-fly" usando quer equipamento de mistura quer técnicas de mistura convencionais nos fluído de tratamento.

Se o PVOH está na forma duma fibra cristalina que é
20 principalmente usada para colocação abaixo da sua temperatura estímulo e não incha nem fica amorfa antes que ocorra solubilização interna, na maior parte das vezes, usam-se fibras retilíneas; no entanto, podem ser úteis fibras encurvadas, frisadas, em espiral e outras fibras de
25 geometria tridimensional. Além disso, as fibras podem ser

enfeixadas juntas, ou presas numa ou em ambas as extremidades. Numa configuração, o comprimento da fibra é pelo menos de mais ou menos 2 mm, e o diâmetro da fibra é de mais ou menos 3 a 200 microns. Do ponto de vista de
5 utilização parece não haver limite superior no comprimento das fibras usadas. O equipamento de manuseamento, mistura, e bombeamento determina na prática o limite superior do comprimento das fibras. O comprimento adequado das fibras de PVOH numa configuração tem o comprimento de mais ou
10 menos 2 - 25 mm, preferentemente mais ou menos 3 - 18 mm, mais preferentemente mais ou menos 6 mm; tem um denier de mais ou menos 0.1-20, preferentemente mais ou menos 0.15-6. Tais fibras estão otimizadas para o transporte de partículas.

15 Se o PVOH tem a forma amorfa ou muda de cristalina a amorfa no fluído de tratamento do poço, a forma física é menos critica desde que o PVOH forme uma fase gomosa que se disperse em pequenas partículas no fluído de tratamento. Se o PVOH é para ser usado como aditivo para evitar a fuga de
20 fluidos, a escolha do tamanho das partículas do PVOH é baseada principalmente nas propriedades desejadas para a fuga de fluidos (e.g. coeficiente de esforço). O tamanho típico das partículas das bolas ou dos pós é da ordem dos microns, por exemplo mais ou menos 0.2 microns a mais ou
25 menos 200 microns, por exemplo de mais ou menos 10 a mais ou menos 50 microns, dependendo no entanto o tamanho a

usar, das propriedades da formação e de outros fatores que são do conhecimento dos entendidos neste ofício. São também adequados os tamanhos indicados se as fibras de PVOH forem amorfas ou parcialmente cristalinas.

5 Se o PVOH é para ser usado como redutor, as partículas podem ter uma gama mais ampla de tamanhos, por exemplo desde nano partículas (para romper um VES matricial) até à dimensão do agente de escoramentos para ruptura de fluído de transporte. O PVOH e as suas
10 propriedades, tais como peso molecular e cristalinidade, são escolhidas em primeiro lugar, com base nas velocidades de dissolução desejadas, no fluído de transporte a ser usado e à temperatura e salinidade a que serão utilizados. Estas opções também podem ser influenciadas pelo tempo que
15 se deseja que decorra até à ruptura retardada, podendo esta depender da dimensão do trabalho, quer este seja fraturamento hidráulico ou empacotamento de cascalho, e de outros fatores que são do conhecimento dos entendidos neste ofício, incluindo as concentrações e a natureza do VES ou
20 do polímero reticulado e quaisquer outros aditivos, e temperatura.

Além disso, pode haver alterações nos parâmetros durante o tratamento que foi tido em conta na escolha de um determinado PVOH sólido, incluindo a sua química e
25 cristalinidade, a sua forma e tamanho, e a sua

concentração, entre outros fatores, dependendo da forma como irão ser usados. Todos estes parâmetros podem ser afetados pela natureza do trabalho, por exemplo, quer se necessite ou não de controlar a fuga de fluidos, a temperatura, a natureza da formação, e o tempo desejado anterior à ocorrência da ruptura e/ou o tempo desejado a partir do qual ocorrerá a ruptura. Por exemplo, pode não ser necessário controlar a fuga de fluidos quando o empacotamento de cascalho é numa formação de baixa permeabilidade e as escolhas podem ser feitas com base nas propriedades de ruptura. As escolhas adequadas podem ser feitas recorrendo a um simples teste como foi descrito acima, ou nos exemplos abaixo, opcionalmente, com o auxílio de software de simulação.

Quando se empregam fibras de PVOH, por exemplo, estas podem ter a temperatura estímulo de solubilidade em água, por exemplo, acima dos 90°C. A temperatura estímulo deve estar acima da temperatura de injeção, mas abaixo da temperatura da formação. Deste modo as fibras de PVOH são injetadas no fluido de tratamento no estado sólido, mas tornam-se capazes de ser solubilizadas no interior quando a temperatura aumenta acima da temperatura estímulo. A solubilização pode ser atrasada usando fibras de PVOH com a temperatura estímulo exatamente abaixo da temperatura da formação e/ou injeção continuada de fluidos a baixa temperatura para manter as fibras abaixo da temperatura

estímulo até que se pretenda que se dê a dissolução. Quando a solubilidade das fibras é controlada pela manutenção da temperatura abaixo da temperatura estímulo, podem usar-se fluidos aquosos com baixa salinidade. A solubilização das
5 fibras pode ainda ser controlada ou atrasada usando um fluido de elevada salinidade de tal modo que, se a temperatura estímulo for excedida, a solubilização só ocorre depois de reduzida a salinidade. Deve ter-se cuidado para evitar a diminuição do fluxo do fluido nas condições
10 em que as fibras não são completamente solúveis mas se tornam "espessas" podendo amontoar-se e bloquear os espaços intersticiais.

AS fibras podem ser usadas com diversas finalidades nas operações de tratamento em campos petrolíferos. A
15 tecnologia das fibras auxiliares de transporte tem sido usada para melhoramentos no transporte de partículas, em operações de fraturamento e limpeza de furos, uma vez que reduzem a quantidade necessária de outro agente de viscosidade. A presente invenção utiliza as fibras de PVOH
20 pelo menos parcialmente cristalinas para grosso modo estender o uso desta técnica, uma vez que as fibras podem dissolver-se depois do tratamento, o que implica que não fique permanentemente no furo ou na fratura o resíduo destas. Esta invenção também pode trazer melhoramentos ao
25 empacotamento de cascalho criando enchimentos mais apertados e limpos. Há fibras de PVOH com temperatura

impulso com valores de temperaturas pré-selecionadas que estão comercialmente disponíveis sob a marca KURALON K-II (Kuraray America, Incorporated), por exemplo. As fibras de PVOH têm vantagens significativas sobre o poliéster e sobre
5 outros materiais fibrosos usados correntemente. Estas Fibras de PVOH dissolvem-se completamente em água quando atingem temperaturas acima da sua temperatura estímulo, mas são virtualmente insolúveis a temperatura mais baixa em diferentes gamas de pH e condições químicas. Estas fibras
10 de PVOH são fabricadas com pontos de temperatura impulso definidos para dissolução em água, em que as temperaturas desejadas caiem entre 20°C e 90°C, com incrementos de 10°C. Quando as fibras de PVOH se dissolvem em fluidos de tratamento ou de reservatório aquosos, libertam álcool
15 polivinílico na solução, o que pode romper eficazmente os fluidos VES. As fibras dissolvidas também podem romper algumas reticulações de goma guar ou de outros polímeros com ação na viscosidade uma vez que o álcool polivinílico adicionado atua eficazmente retirando o borato, titanato,
20 zirconato e outros íons semelhantes das moléculas de base guar, reduzindo ainda a viscosidade do polímero reticulado até à do gel linear.

Tanto as fibras como qualquer outro formato de partículas estão também disponíveis na forma não cristalina
25 ou semicristalina/amorfa. Quando se usa PVOH amorfo, a dissolução do PVOH pode ser controlada só com a salinidade.

O fluido de tratamento do poço onde são introduzidas as partículas de PVOH deve ter elevada salinidade para evitar a dissolução prematura. Quando se quer dissolver sólidos de PVOH, as condições de salinidade são reduzidas pela
5 introdução do subsequente fluido de tratamento de baixa salinidade, e.g. água doce ou 2% KCl, ou quando a água da formação tiver uma baixa salinidade, permitindo que a água singenética escoe para o ambiente de sólidos de PVOH.

Opcionalmente os sólidos de PVOH podem ser
10 revestidos para abrandar a dissolução. São revestimentos adequados, entre outros, o (poli) caprilato (um copolímero de glicósido e epsilon-caprolactona), e o estearato de cálcio, ambos hidrofóbicos. O (poli) caprilato por si só, já hidrolisa lentamente. Provocando uma camada hidrofóbica
15 à superfície dos sólidos de PVOH atrasa a dissolução. Note-se que quando aqui se fala de revestimento se refere a encapsulação ou simplesmente à alteração da superfície por reação química ou pela formação ou adição dum filme fino no outro material. Outro processo adequado no retardamento da
20 dissolução dos sólidos de PVOH é a suspensão do sólido, opcionalmente com um revestimento hidrofóbico, num óleo ou na fase oleosa numa emulsão. A dissolução só se dá após contacto da água de baixa salinidade com o sólido PVOH à temperatura estímulo de solubilidade.

25 Polímeros Reticulados

O PVOH pode ser usado para controlar a fuga de fluidos e/ou como desagregador dos fluidos de tratamento do poços incluindo agentes de viscosidades de polímeros, especialmente polímeros reticulados com metal. Os polímeros adequados para fazer dos polímeros reticulados com metal agentes de viscosidades, incluem, por exemplo, polissacáridos tal como galactomananas substituídas como as gomas de guar, polissacáridos de elevado peso molecular polissacáridos com manose e galactose, ou derivados da goma de guar tal como o hidroxipropil de guar (HPG), o carboximetil-hidroxipropil-guar (CMHPG) e o carboximetil de guar (CMG), goma guar modificada hidrofobicamente, goma guar com outros compostos e ainda polímeros sinópticos. Normalmente usam-se agentes reticuladores baseados em complexos de boro, titânio, zircônio ou de alumínio para aumentar o peso molecular do polímero tornando-o mais adequado às elevadas temperaturas dum poço.

Outras classes adequadas de polímeros solúveis em água eficazes como agentes de viscosidades (desde que se assegure que os exemplares específicos escolhidos são compatíveis com o PVOH insolúvel ou outro poliol) incluem polímeros de polivinil, (poli) metacrilamidas, éteres de celulose, lignosulfonatos, e amônio, metais alcalinos, e seus sais alcalino terrosos. Exemplos mais específicos de outro tipo de polímeros solúveis em água são os copolímeros ácidos de acrilamida acrílica, as poli acrilamidas, as poli

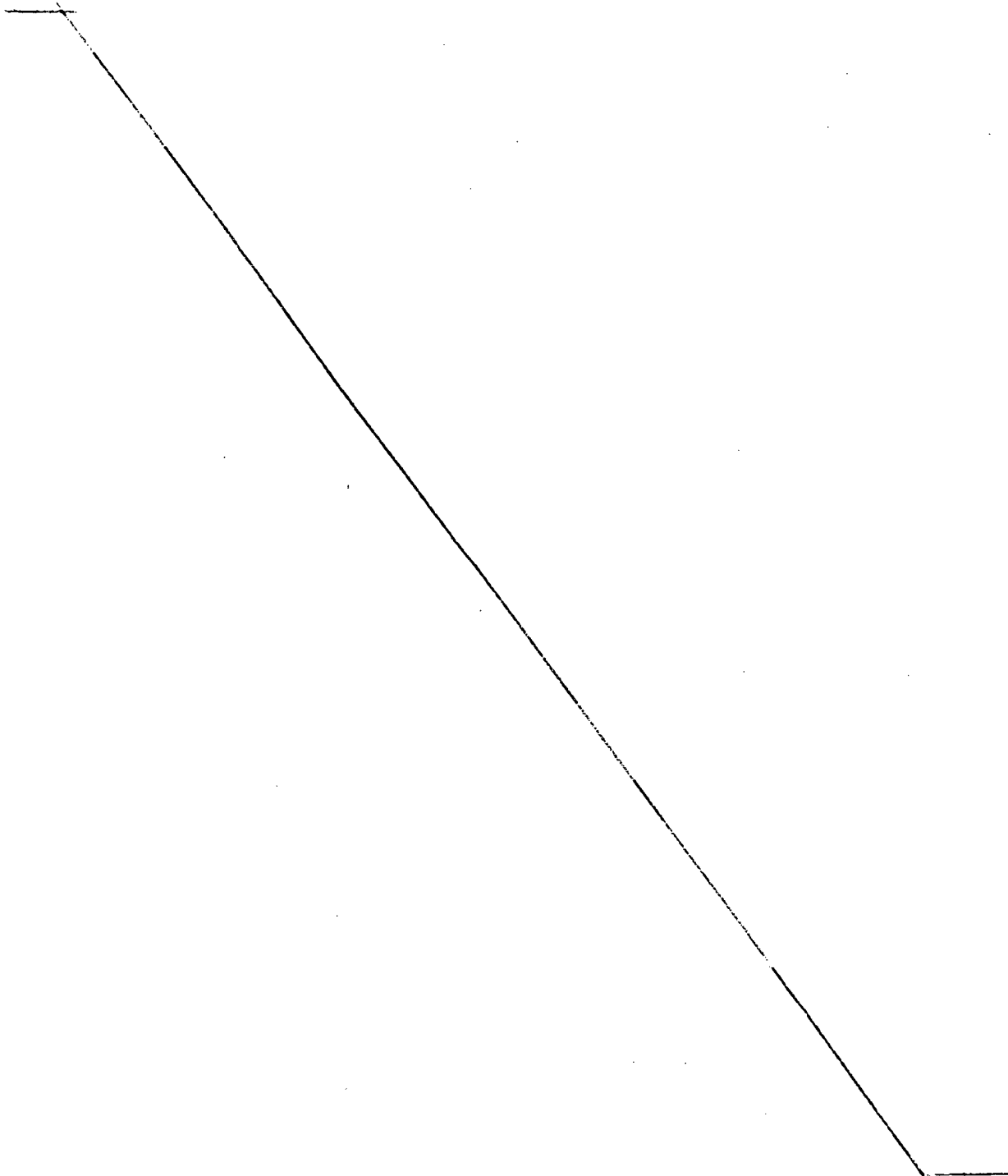
acrilamidas parcialmente hidrolisadas, o álcool polivinílico, óxidos de poli alquenos, outras galactomananas, heteropolissacáridos obtidos por fermentação de açúcar obtido de amido e amônio e misturas
5 de sais de metais alcalinos.

Em menor escala são usados derivados de celulose, tal como hidroxietilcelulose (HEC), ou hidroxipropilcelulose (HPC), ou carboximetil-hidroxietilcelulose (CMHEC) e carboximetilcelulose (CMC),
10 com ou sem reticuladores. A xantana, a diutana, e a escleroglucana, três biopolímeros, tem mostrado excelentes capacidades como agentes de escoramento - suspensão ainda que sejam mais caros que os derivados de goma de guar, o que faz com que sejam usados mais raramente, a menos que
15 possam ser utilizados em concentrações mais baixas.

Podem usar-se sistemas de polímeros lineares (não reticulados), ainda que desta forma não se aproveitem cabalmente os benefícios desta invenção, uma vez que podem requerer maior quantidade de polímero e podem requerer um
20 desagregador adicionalmente a qualquer efeito desagregador do próprio PVOH. Pode usar-se qualquer sistema de polímeros reticulados, incluindo por exemplo os retardados, os que são otimizados por temperaturas elevadas, os que são otimizados pela água do mar, os que são tamponados com
25 diferentes valores de pH, e os que são otimizados com

baixas temperaturas. Pode usar-se um qualquer reticulador, por exemplo boro, titânio, zircônio, alumínio e equivalentes. Os sistemas de polímeros reticulados com boro incluem mas não com efeito limitativo, goma de guar e gomas
5 de guar substituídas, reticuladas com ácido bórico, tetraborato de sódio, e boratos encapsulados; podem usar-se reticuladores de borato com tampões e com agentes controladores de pH, tal como hidróxido de sódio, óxido de magnésio, sesquicarbonato de sódio, carbonato de sódio,
10 aminas (tal como aminas hidroxialquiladas, anilinas, piridinas, pirimidinas, quinolinas, e pirrolidinas, e ainda carboxilatos tais como acetatos e oxalatos) e com agentes retardadores tais como sorbitol, aldeídos, e gluconato de sódio. Os adequados sistemas de polímero reticulado de
15 zircônio incluem mas não com efeito limitativo, os que são reticulados por lactatos de zircônio (por exemplo lactatos de zircônio de sódio), trietanolaminas, 2,2'-iminodietanol, e com misturas destes ligandos, incluindo quando são ajustados com bicarbonato. Os titanatos adequados incluem
20 mas não com efeito limitativo, lactatos, trietanolaminas e suas misturas, por exemplo retardadas com ácido hidroxiacético. Podem usar-se ou incluir-se quaisquer aditivos químicos desde que a sua compatibilidade seja testada com as fibras ou partículas de PVOH (o PVOH ou os
25 químicos existentes nos fluidos não devem interferir com a eficácia uns dos outros ou com os outros fluidos utilizados

no mesmo trabalho, como por exemplo água singenética ou niveladores). Por exemplo, geralmente alguns dos reticuladores standard ou dos polímeros usados como concentrados contém materiais como isopropanol, n-propanol, 5 metanol ou diesel.

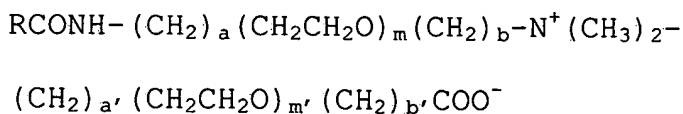


Tenso ativos Visco elásticos

Um sistema de fluidos tenso ativos viscoelásticos (VES) é um fluido em que atua na viscosidade como um agente tenso ativo visco elástico e com qualquer outro material adicional, tal como mas não se limitando a sais, co-agentes tenso ativos, intensificadores da reologia, estabilizantes e intensificadores de recuperação de cisalhamento que melhorem ou alterem a performance do agente tenso ativo visco elástico. O PVOH pode utilizar-se como controlador da fuga de fluidos e/ou como desagregador em Sistema VES. Quando não é necessário controlar a fuga de fluidos, o PVOH ou as suas fibras podem também ser usados como desagregadores, de preferência com partículas mais pequenas que rompam o fluido em qualquer parte, mesmo no interior da matriz da formação.

Os VES utilizáveis incluem tenso ativos catiónicos, aniônicos, não iónicos, mistos, zwitteriônicos e anfotéricos, especialmente sistemas de fluidos de agentes tenso ativos viscoelásticos de betaína zwitteriônica, ou sistemas de fluidos de agentes tenso ativos viscoelásticos de óxidos amido aminados. Exemplos de Sistemas VES adequados incluem os que estão descritos nas Patentes norte americanas 5,551,516; 5,964,295; 5,979,555; 5,979,557; 6,140,277; 6,258,859 e 6,509,301. O PVOH desta invenção também é útil se usado com diferentes tipos de agentes

tenso ativos zwitteriônicos. Em geral, os agentes tenso ativos zwitteriônicos adequados têm a fórmula:



- 5 Em que R é um grupo alquilo com mais ou menos 14 a mais ou menos 23 átomos de carbono de cadeia ramificada ou linear e que podem ser saturados ou insaturados; a, b, a', e b' podem variar entre 0 e 10 e m e m' entre 0 e 13; a e b podem tomar o valor 1 ou 2 se m não for igual a 0, e (a +
10 b) varia entre 2 a mais ou menos 10 se m for igual a 0; a' e b' podem tomar o valor 1 ou 2 se m' não for igual a 0, e (a' + b') varia entre 1 a mais ou menos 5 se m for 0; (m + m') varia entre 0 a mais ou menos 14; e o O num ou em ambos os grupos ou cadeias CH₂CH₂O, quando presentes, pode estar
15 localizado na extremidade em direção ou a afastar-se do azoto quaternário. Os melhores agentes tenso ativos são as betainas.

O BET-O-30 e o BET-E-40 são dois exemplos de concentrados de betaina comercialmente disponíveis. O
20 agente tenso ativo VES no BET-O-30 é cocamido propil betaina. É aqui designado por BET-O-30 porque é disponibilizado pelo fornecedor (Rhodia, Inc. Cranbury, New Jersey, U.S. A.) como Mirataine BET-O-30; contém um grupo amida de ácido oléico (incluindo um grupo alqueno C₁₇H₃₃) e
25 é fornecido como contendo 30% de agentes tenso ativos

ativos; o restante é principalmente água, cloreto de sódio, glicerol e propano-1,2-diol. Um material análogo conveniente, BET-E-40, é usado na experiência descrita abaixo; contém um grupo erúxico amido propil (incluindo um grupo alqueno $C_{21}H_{41}$) e tem cerca de 40% de ingrediente ativo, em que o restante é principalmente água, cloreto de sódio, e isopropanol. Antes de usar, é adicionado ao agente tenso ativo de betaína BET-E-40, cerca de 1% de DAXAD 17, sulfonato poli naftalénico de sódio de baixo peso molecular disponibilizado por Hampshire Chemical Corporation, Nashua, NH, USA). Este sistema de fluidos VES pode ser feito com 6% do BET-E-40. Os agentes tenso ativos BET, e outros que também podem ser utilizados, estão descritos na Patente norte americana No. 6,258,859. Alguns co-agentes tenso ativos podem ser úteis para aumentar a tolerância da salmoura, para aumentar a força do gel, e para reduzir a sensibilidade do cisalhamento dos fluidos VES, em particular dos agentes tenso ativos do tipo BET-O. É dado como exemplo na Patente norte americana No. 6,258,859, o sulfonato dodecil-benzénico de sódio (SDBS). O sistema VES pode ser usado com ou sem este tipo de co-agente tenso ativo, por exemplo os que tem uma estrutura como o SDBS com cadeias saturadas ou insaturadas, ramificadas ou lineares de C_6 a C_{16} ; posteriores exemplos deste tipo de co-agente tenso ativo são os que têm uma cadeia saturada ou insaturada, ramificada ou linear de C_8 a C_{16} . Outros

exemplos adequados deste tipo de co-agente tenso ativo ,
especialmente do BET-O-30, são certos agentes quelantes tal
como o triacetato de hidroxietililenodiamina trissódico.

O uso de fibras ou de sólidos amorfos de PVOH num
5 processo de tratamento de poços, que mantenha a
estabilidade dum sistema VES, e a dissolução de PVOH para
quebrar o VES, pode ser usado com qualquer sistema VES sem
ser necessário estar atento à estabilidade do pH, i.e.
tanto com pH baixo como elevado, desde que o Sistema de
10 fluidos VES seja compatível com a formação, com os fluidos
da formação, e com quaisquer outros fluidos com que possa
estar em contacto, por exemplo um amortecedor de fluidos, e
seus componentes e aditivos.

Ainda que a invenção tenha sido descrita usando o
15 termo "VES", ou "agente tenso ativo visco elástico" para
descrever os fluidos de tratamento do poço não poliméricos
viscosos, também se podem usar outros materiais para
aumentar a viscosidade do fluido desde que se cumpram os
requisitos aqui descritos, por exemplo a viscosidade,
20 estabilidade, compatibilidade, e ausência de fugas do furo,
da formação ou da fratura. Exemplos disso, seja o que for
que se forme, ou sendo descritos como formando bolhas ou
fluidos viscoelásticos, incluem, mas não são limitados
pelos, descritos nas Patentes norte americanas Nos.
25 6,035,936 e 6,509,301.

Os sistemas de fluidos VES são geralmente usados em tratamentos em que se deseja a formação de bolos de filtração durante o tratamento mas não depois do tratamento, especialmente na fraturamento hidráulico e no
5 empacotamento de cascalho. Os sistemas de fluidos VES também podem ser usados quando só se pretende romper os fluidos viscosos, quer se forme ou não um bolo de filtração; nalguns casos o fluido pode invadir a formação. Estes fluido viscosos podem ser, não sendo o exemplo
10 limitativo, fluidos de fraturamento hidráulico e empacotamento de cascalho nos enchimentos ou nas formações, fluidos de perfuração, fluidos de controlo da fuga de fluidos, fluidos de neutralização, espacejadores, niveladores, impulsores, e agentes de suportes para
15 materiais como esquirolas, parafinas, e inibidores de asfalteno.

O VES pode autodestruir-se in situ, isto é, no local em que é utilizado. Aquela localização pode fazer parte da suspensão num fluido de tratamento no furo, nas
20 perfurações, num enchimento de cascalho, ou numa fratura; ou como componente dum bolo de filtração nas paredes do furo ou da fratura; ou nos poros da própria formação. O Sistema de fluidos VES pode ser usado em formações de qualquer petrografia ainda que seja mais vulgarmente usado
25 em carbonatos ou arenitos.

Tal como com os sistemas de polímeros reticulados de metal, pode usar-se qualquer sistemas de fluidos tenso ativos viscoelásticos (VES) desde que testada a compatibilidade com as fibras de PVOH. Exemplos não
5 limitativos adequados incluem os que foram divulgados nas Patentes norte americanas 5,551,516; 5,964,295; 5,979,555; 5,979,557; 6,140,277; 6,258,859 e 6,509,301.

Controle de pH

Verificamos que o PVOH insolúvel (à temperatura de
10 tratamento e/ou salinidade), sendo os exemplos tanto fibras cristalinas como partículas amorfas, pode ser usado como aditivo, e.g. como aditivo para evitar a fuga de fluidos ou qualquer outra finalidade, que produz um desagregador dum sistema de fluidos baseado num polímero reticulado ou num
15 agente tenso ativo visco elástico. Uma vez que o PVOH não afeta o pH e se evita que rompa prematuramente mantendo as devidas condições de salinidade e/ou temperatura, não é obrigatória a presença dum agente de controlo de pH para assegurar a adequada função do PVOH, ainda que possa ser
20 necessário com outra finalidade, por exemplo, para assegurar que o polímero reticulado ou o Sistema de fluidos VES mantém a viscosidade antes de romper.

As mistelas de fluidos VES são geralmente desagregadas pelo natural afluxo dos hidrocarbonetos e da
25 água ou da salmoura, ainda que por vezes se usem

desagregadores tal como alguns sais ou álcoois. Sabe-se que alguns agentes tenso ativos viscoelásticos formam miscelas/estruturas vesiculares que podem ser danificadas ou mesmo destruídas pelas alterações de pH, sendo em alguns
5 casos, os próprios agentes tenso ativos que são danificados ou destruídos. Alguns sistemas VES, por exemplo alguns sistemas catiônicos, não são muito sensíveis ao pH, e alguns sistemas VES, por exemplo alguns sistemas aniônicos, são usualmente utilizados tamponados para um pH superior a
10 12, e os sólidos de PVOH desta invenção podem ser usados vantajosamente em tais sistemas. No entanto, uma vez que a dissolução do PVOH para funcionar como desagregador não é muito sensível ao pH, i.e. pode ser dissolvido com o pH típico dum fluido VES reduzindo a salinidade, é possível
15 usar um fluido VES com o pH desejado mesmo que com tampões, tais como, por exemplo, pH ácido entre 2-6, pH neutro entre 6-8, ou pH básico entre 8 e 12. Por outro lado, o PVOH pode usar-se com ou adicionalmente a, outros desagregadores como ácidos ou bases, e/ou auxiliares de
20 ruptura tal como atiradores, agentes retardadores ou estabilizantes.

São agentes de controlo de pH adequados, se usados com os fluidos de tratamento do poço, não sendo no entanto a lista limitativa, sesquicarbonato de sódio, potássio e
25 amônio, oxalatos, carbonatos, hidróxidos, bicarbonatos, e carboxilatos orgânicos tal como acetatos e poli acetatos.

São disso exemplo o sesquicarbonato de sódio, o carbonato de sódio, e o hidróxido de sódio. Também se podem usar óxidos solúveis, incluindo os óxidos lentamente solúveis tal como o MgO, ou as aminas e as aminas oligoméricas, tal como aminas alquiladas, aminas hidroxialquiladas, anilinas, piridinas, pirimidinas, quinolinas, e pirrolidinas por exemplo tetraetilenopentamina de trietanolamina. A escolha do agente de controlo de pH depende em parte do sistema VES e/ou de polímero usado. Por exemplo, o MgO usualmente precipita o VES aniônico mas é adequado para VES catiônico e para VES zwitteriônico. Alguns agentes de controlo de pH que são baseados em sais inorgânicos, tal como os carbonatos, podem afetar negativamente a reologia de alguns VES sensíveis à concentração do eletrólito, sendo então preferível escolher agentes de controlo de pH que são baseados em compostos orgânicos tal como aminas.

Outros Aditivos

Quando o PVOH é usado nos fluidos de tratamentos em perfuração, simulação, acabamento, estimulação (por exemplo, fraturamento hidráulico ou dissolução matricial), controlo de areias (por exemplo empacotamento de cascalho, frac-packing, e consolidação), diversão, entre outros, o PVOH insolúvel é em geral inerte a outros componentes dos fluidos, e assim podem ser preparados e usados da forma usual, tendo cuidado para evitar condições com tendência a

solubilizar prematuramente as partículas de PVOH. Normalmente, esses fluidos incluirão um aditivo para evitar a fuga de fluidos e a formação do bolo de filtração, logo o PVOH substitui o aditivo para evitar a fuga de fluidos e a
5 formação do bolo de filtração que de outra forma teriam de ser usados. Em muitos casos, se o fluido contiver um componente que possa afetar ou ser afetado pelo PVOH, qualquer que seja a quantidade ou a natureza do PVOH ou a quantidade ou a natureza do componente interferente ou
10 interferido pode ser ajustado para compensar essa interação. Com uma simples experiência laboratorial pode determinar-se isso rapidamente.

Podem incluir-se quaisquer aditivos que sejam habituais em tais tratamentos, não esquecendo mais uma vez
15 a necessidade de assegurar a compatibilidade com os outros componentes e com os resultados pretendidos com o tratamento. Tais aditivos podem incluir, não sendo limitativos, antioxidantes, reticuladores, inibidores de corrosão, agentes retardadores, biocidas, tampões, aditivos
20 para a fuga de fluidos, etc. Os furos tratados podem ser verticais, oblíquos ou horizontais. Devem ser acompanhados de revestimento e perfurações ou a céu aberto.

Controle de Perda de Fluidos

Ao usar os fluidos de tratamento do poço para
25 fornecer um ambiente com salinidade elevada, o PVOH pode

ser usado no seu estado gomoso para controlo da fuga de fluidos, por exemplo. A concentração de sal no fluido que contem o PVOH pode ser 2 % em peso ou superior, preferentemente 5 % em peso ou superior, mais
5 preferentemente 6 % em peso ou superior, ainda mais preferentemente 10 % em peso ou superior, e ainda mais preferentemente pelo menos 12 % em peso ou superior. A escolha do sal não é particularmente crítica podendo o sal ser qualquer um que iniba a solubilização do PVOH devendo
10 ao mesmo tempo ser adequado ao uso num fluido de tratamento do poço. O PVOH pode ser usado no fluido de tratamento do poço com a concentração ou carga entre 0.6 e 24 g/L (entre 5 e 200 ppt), preferentemente entre 1.2 e 18 g/L (entre 10 e 150 ppt), e especialmente entre 2.4 e 9.6 g/L (entre 20 e
15 80 ppt). A concentração de sal do ambiente pode baixar-se para dissolver o PVOH e para limpeza da superfície de formação ou do bolo de filtração, e com a concentração de sal a que o PVOH é solúvel, preferentemente uma concentração de sal inferior a 5 % em peso, mais
20 preferentemente 2 % em peso ou inferior, ou mesmo em água doce.

Na presente invenção, o PVOH pode ser usado como agente de controlo da fuga de fluidos noutro fluido convencional de perfuração ou numa pastilha de controlo da
25 fuga de fluidos, por exemplo. Como foi já referido, a solubilidade do PVOH em solução aquosa é função da

temperatura e da salinidade, entre outras variáveis. O controle destes parâmetros possibilita o uso de PVOH como agente de controle da fuga de fluidos e/ou como tampão temporário da formação. Se a concentração de PVOH for
5 suficiente forma-se uma pasta espessa e altamente viscosa se a salinidade for elevada; enquanto com baixa salinidade aquele se pode dissolver completamente. Assim, a colocação dum fluido com elevada salinidade origina partículas de fuga de fluidos com PVOH de consistência amorfa para selar
10 a formação e controlar temporariamente a perda de fluidos por ação do depósito formado à superfície na forma de filme. O filme à superfície da formação forma um bolo de filtração externo, e a pasta, sendo capaz de se introduzir no meio poroso, forma um bolo de filtração interno. De
15 qualquer modo, com o bolo de formação controla-se eficazmente a fuga de fluidos. O mecanismo de limpeza do tampão da formação é baseado na solubilização do PVOH num ambiente de baixa salinidade, como por exemplo por permuta do fluido de tratamento do poço com água, 2% KCl, ou
20 equivalente.

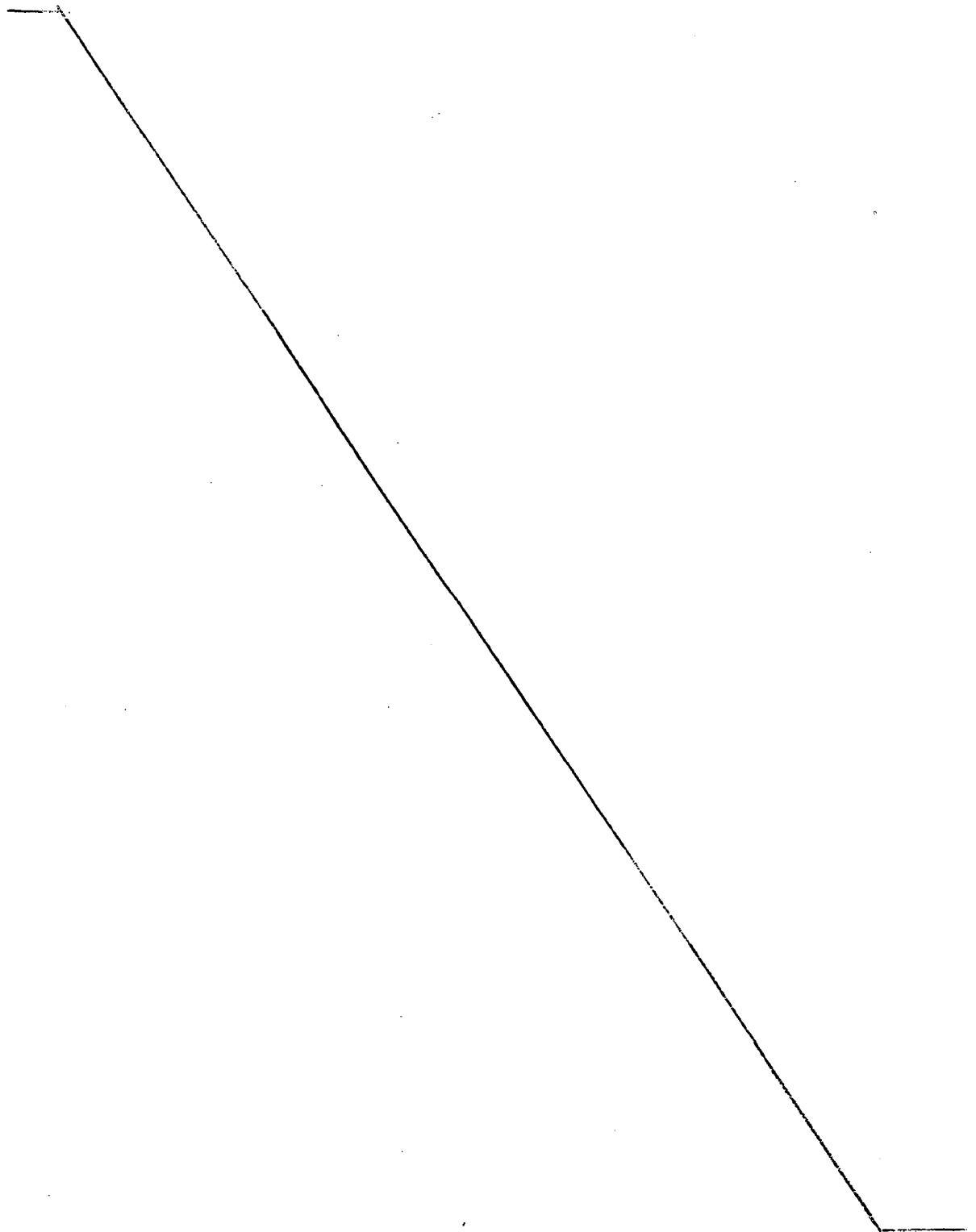
Ainda que não haja um acordo universal quanto à relação precisa do tamanho das partículas, dimensões dos poros, e da ligação, aqui seguem-se as seguintes orientações. Espera-se que as partículas com diâmetros
25 superiores a mais ou menos um terço (ainda que algumas pesquisas se orientem para metade) do diâmetro de

estreitamento do poro se liguem à superfície da formação ou
perto dela. Partículas inferiores às anteriores mas maiores
que um sétimo do diâmetro de estreitamento do poro espera-
se que entrem na formação e sejam coletadas formando um
5 bolo de filtração interno. Quanto às partículas menores que
um sétimo do diâmetro de estreitamento do poro deverão
passar através da formação sem afetar visivelmente o fluxo.
Entenda-se que há outros fatores importantes tal como a
distribuição das partículas e o tamanho dos poros, a
10 velocidade do fluxo, a concentração das partículas, e a
forma das partículas.

Quando uma das funções do sistema de fluidos de
PVOH é o controlo de fugas, as concentrações ótimas do PVOH
num determinado sistema de fluidos são determinadas pela
15 escolha dos valores e parâmetros desejados para a fuga de
fluidos a partir de amostras dos fluidos pretendidos e da
formação ou de rochas semelhantes à formação. As fugas são
definidas por três termos: "arranque", que é a rápida perda
inicial antes da barreira formada pelo bolo de filtração na
20 superfície da fratura e é medida em L/m^2 (ou galões/100
 ft^2), e, para a perda subsequente que ocorre mesmo depois
da formação do bolo de filtração e que é gerida pela
viscosidade e pela predisposição da parede formada: C_w , o
coeficiente de fuga de fluidos na parede, e C_v , o
25 coeficiente de viscosidade da fuga de fluidos controlada.
 C_w não se aplica se não houver presença de material de

construção da parede. C_v não se aplica se quando C_w tem um valor finito e pequeno. C_w e C_v são medidos em $\text{mm}/\text{min}^{1/2}$ ($\text{ft}/\text{min}^{1/2}$). Os valores preferido, melhor e ótimo de arranque, C_w e C_v são os seguintes:

5



Configuração	Arranque, L/m ² (Gal/100 ft ²)	Cw, mm/min ^{1/2} (ft/min ^{1/2})	Cv, mm/min ^{1/2} (ft/min ^{1/2})
preferido	0 a mais ou menos 2 (0 a mais ou menos 5)	cerca de 0.3 a mais ou menos 15 (cerca 0.001 a mais ou menos 0.05)	cerca de 0.3 a mais ou menos 15 (cerca de 0.001 a mais ou menos 0.05)
melhor	0 a mais ou menos 0.8 (0 a mais ou menos 2)	cerca 0.3 a mais ou menos 2.4 (cerca de 0.001 a mais ou menos 0.008)	cerca de 0.3 a mais ou menos 2.4 (cerca de 0.001 a mais ou menos 0.008)
ótimo	0 a mais ou menos 0.4 (0 a mais ou menos 1)	cerca de 0.3 a mais ou menos 0.9 (cerca de 0.001 a mais	cerca de 0.3 a mais ou menos 0.9 (cerca de 0.001 a mais ou menos

		ou menos	0.003)
		0.003)	

Os valores destes parâmetros (e o comportamento que representam) podem variar de forma significativa, desde que o bolo de filtração adequado se produza no espaço de tempo mais apropriado. Em Navarrete et al., "Dynamic Fluid Loss in Hydraulic Fracturing Under Realistic Shear Conditions in High-Permeability Rocks," SPE Production and Facilities, pp 138-143 (Agosto, 1996) é apresentado um método para determinação destes valores.

10 Desagregador de Viscosidade

O PVOH pode ser usado como um desagregador de viscosidade retardada num polímero reticulado e num sistema VES. Depois da dissolução, as fibras ou partículas de PVOH podem atuar como desagregador de viscosidade. Dá-se assim tempo para a ocorrência da ruptura ao atrasar a dissolução do PVOH. O álcool é um conhecido desagregador para o sistema VES, e verificamos que o PVOH dissolvido rompe o sistema VES.

O PVOH dissolvido também rompe a goma de guar reticulada ou outro fluído de polímero com viscosidade uma vez que se crê que a adição do álcool polivinílico dissolvido, atua eficazmente para retirar o borato,

titanato, zirconato e outros íons semelhantes das moléculas com base em goma de guar, reduzindo assim a viscosidade do polímero reticulado à do gel linear. Ainda que não se queira ficar amarrado à teoria, crê-se que o PVOH pode
5 despojar o polímero de íons reticuladores.

Quando se usa um polímero reticulado, há tendência para a concentração do polímero aumentar na interface da formação do local em que está depositado o bolo de filtração de PVOH. Isto possibilita que o PVOH solubiliza
10 onde a concentração do polímero reticulador é mais elevada logo onde o PVOH é mais necessário para romper o polímero.

Fluido de Perfuração

O PVOH também pode ser usado para controlar a perda de filtrado e/ou como desagregador num fluido de perfuração
15 que não esteja danificado, com a composição baseada em agentes tenso ativos, o que dá facilidade e flexibilidade aos subseqüentes processos de acabamento. Com a composição ultrapassam-se as limitações que existem com alguns dos anteriores sistemas de fluidos. Os fluidos VES baseados em
20 agentes tenso ativos são já conhecidos pelo seu uso nos tratamentos de enchimento de cascalho para controle de areias, sendo tais fluidos propostos para utilização em fluidos de perfuração. A presente invenção conserva as propriedades não prejudiciais, resistência à água do mar e
25 tolerância a salmouras pesadas, mas ao mesmo tempo,

introduz melhor compatibilidade com o petróleo, e a possibilidade de remover mais tarde o PVOH, agente de controle da fuga de fluidos, via simplesmente a alteração de salinidade, por exemplo.

5 O fluido de perfuração pode incluir um sistema de fluidos baseados em agentes tenso ativos, compatíveis com salmouras de alta densidade, incluindo salmouras monovalentes, bivalentes e polivalentes, para uso em sistemas de perfuração ou simulação em reservatórios, a
10 qualquer densidade adequada, e.g. para usar com um fluido com uma densidade acima de 2.2 g/ml (18 ppg). Os sistemas de fluidos baseados em agentes tenso ativos têm elevado ponto limite de resistência ao transporte na perfuração e baixa viscosidade plástica para redução da resistência. O
15 fluido de perfuração tinha propriedades reológicas semelhantes a um sistema VES usado comercialmente para fraturamento e empacotamento de cascalho. Os sistemas de fluidos baseados em agentes tenso ativos da invenção têm tolerância aceitável aos contaminantes comumente
20 encontrados em perfuração, tais como, por exemplo, cimentos, argila xistosa reativa, petróleo, entre outros.

Em tratamentos de formações subterrâneas, em particular em tratamentos de fraturamento hidráulico e empacotamento de cascalho, o volume total do fluido
25 bombeado para completar o tratamento é muito influenciado

pela quantidade da perda de fluido para a matriz envolvente. Em fluidos convencionais que tenham polímeros ou polímeros reticulados como agentes de viscosidade, durante a fase inicial do tratamento, os polímeros ou
5 polímeros reticulados são filtrados para a superfície rochosa formando um bolo de filtração de polímero que subsequentemente iniba futuras perdas. No entanto, os fluidos tipo VES são polímeros livres - o que por si só, já é muito vantajoso, uma vez que os polímeros, permanecendo
10 na matriz (ou no enchimento do agente de escoramento ou no enchimento de cascalho) uma vez finalizado o tratamento, são prejudiciais - e conseqüentemente o processo de fuga de fluidos não é determinado pelo agente de viscosidade de formação do bolo de filtração.

15 Fraturamento

Na fraturamento, a viscosidade do amortecedor e do fluido de fraturamento é aumentada porque daí resulta a formação duma fratura mais larga na formação, logo um percurso mais largo, sendo então mínima a viscosidade
20 necessária para transporte das quantidades adequadas de agente de escoramento; a viscosidade real necessária depende em primeiro lugar da velocidade do fluxo do fluido e da densidade do agente de escoramento. Num processo de fraturamento típico, tal como a fraturamento hidráulico com
25 fluidos aquosos, a fratura é iniciada pelo bombeamento para

a formação, dum fluido aquoso de viscosidade elevada com boas ou moderadas propriedades de fuga, normalmente sem agente de escoramento. Geralmente, este amortecedor é seguido por um fluido de transporte com viscosidade semelhante, iniciando-se com baixa concentração que é incrementada gradualmente passo a passo, aumentando a concentração do agente de escoramento nas fraturas alargadas. O amortecedor inicia e propaga a fratura mas não é necessário que transporte o agente de escoramento. Todos os fluidos tendem a escapar-se da formação pela fratura criada. Normalmente, na finalização do trabalho todo volume do amortecedor terá deixado a formação. Esta fuga é determinada e controlada pelas propriedades do fluido (e pelos aditivos que possa conter) e pelas propriedades da rocha. Pode ser desejável que a perda seja superior ao mínimo possível, por exemplo a) se a intenção é colocar algum fluido na rocha para alterar as suas propriedades da rocha ou para haver retorno na fratura durante o fecho, ou b) se a intenção for provocar deliberadamente o que se designa por "ponteira de obstrução", ou "TSO", condições em que o agente de escoramento forma uma ponte com a extremidade da fratura, interrompendo a extensão da fratura e subsequentemente alargando a fratura. Por outro lado, é indesejável que a fuga seja excessiva porque assim pode haver desperdício de fluido e resultando assim numa reduzida eficiência do trabalho. O controlo adequado das

fugas no processo é assim crítico.

Na fraturamento hidráulico, frac-packing, e configurações de empacotamento de cascalho, pode adicionar-se ao amortecedor, VES ou polímero reticulado, durante todo
5 o tratamento ou somente nas fases de agente de escoramento e de cascalho. Em todas estas utilizações, o PVOH pode ser uma fibra e deve retardar o retorno e a sedimentação do agente de escoramento ou da cascalho, e/ou das partículas finas, se presentes, até que o PVOH se dissolva. Um aditivo
10 de fuga de fluidos que se auto destrua e o bolo de filtração são particularmente úteis, na fraturamento hidráulico, em frac-packing, e em empacotamento de cascalho uma vez que não é possível usar processos mecânicos de remoção e os processos que envolvem contacto com o aditivo
15 para evitar a fuga de fluidos e o bolo de filtração, usando um fluido adicional para reagir com o bolo de filtração e/ou aditivo para evitar a fuga de fluido, não são práticos. Por exemplo, sabe-se que a calcite é um excelente aditivo para evitar a fuga de fluidos, só que a calcite não
20 é solúvel em água, mesmo a 150 °C. A calcite foi durante anos usada em fluidos de perfuração, na formação de bolos de filtração que depois são removidos com ácido. Além disso, os sólidos de PVOH amorfo amaciam e deformam além de
25 que têm propriedades adesivas em condições de temperatura-salinidade elevadas, enquanto que as partículas de grande parte dos outros materiais convencionalmente usados como

aditivos para a fuga de fluidos, tem dureza elevada. A deformação e a viscosidade do PVOH faz dele um aditivo ainda melhor para evitar a fuga de fluidos e na formação do bolo de filtração.

5 O uso de sistemas de fluidos PVOH sólido-VES é particularmente adequado nas formações com elevada permeabilidade. As formações de elevada permeabilidade são aqui definidas como tendo permeabilidades superiores a mais ou menos 2 mD, especialmente superiores a mais ou menos 10
10 mD, e ainda mais especialmente superiores a mais ou menos 20 mD. Por exemplo, além do empacotamento de cascalho, a fraturamento hidráulico seguida por empacotamento de cascalho numa única operação, e por vezes designada por frac-pac (ou frac-pack, fracpac, frac pac, frac and pac, ou
15 StimPac, etc.), muitas vezes com ponteira de obstrução de modo a provocar uma fratura curta e larga (em que o agente de escoramento forma uma ponte com a extremidade da fratura mais longe do furo, interrompendo o prolongamento da fratura e resultando numa fratura mais larga) é geralmente
20 realizada em formações de permeabilidade relativamente elevada com a finalidade de se fazer controlo de areias. No entanto, tais operações são muitas vezes realizadas por outras razões, por exemplo para evitar estragos na permeabilidade nas proximidades do furo devidas a escamação
25 ou para melhorar as comunicações entre o furo e a formação ou uma fratura anterior, ou nas formações em que a

perfuração origina partículas finas prejudiciais, ou por outras razões. Estes trabalhos, usados para fazer fraturas curtas e largas, também se podem realizar sem o subsequente empacotamento de cascalho se o controlo de areias não for
5 necessário. Os processos da presente invenção podem ser utilizados em qualquer destes casos (empacotamento de cascalho, fraturamento seguida de empacotamento de cascalho, e fraturamento de fraturas curtas e largas).

A concentração do PVOH pode ser de mais ou menos
10 0.6 g/L (mais ou menos 5 ppt) a mais ou menos 9.6 g/L (mais ou menos 80 ppt), preferentemente de cerca de 2.4 g/L (mais ou menos 20 ppt) a mais ou menos 7.2 g/L (mais ou menos 60 ppt), mas se a concentração for demasiado baixa para o tratamento a ser realizado, então a perda de fluidos pode
15 ser demasiado elevada. Se a concentração for superior a mais ou menos 4.8 g/L (mais ou menos 40 ppt), na maior parte das formações a fuga de fluidos é baixa ou nem sequer existe. Uma formulação típica de PVOH-Sistema VES adequada na fraturamento hidráulico, acima de uma ampla gama de
20 temperaturas e condições de permeabilidade da formação, contém mais ou menos 4.8 g/L (mais ou menos 40 ppt) a mais ou menos 6 g/L (mais ou menos 50 ppt) de PVOH. Esta composição terá a salinidade adequada à densidade desejada, devendo no entanto ser superior a 6 % em peso em sal,
25 preferentemente pelo menos 8 % em peso, mais preferentemente pelo menos 12 % em peso, até a densidade do

fluido ser de 2.2 g/ml (18 lb/gal). Com salinidades inferiores a 6 % em peso, parte do PVOH pode dissolver-se. Com salinidades de 2 % em peso ou em água doce, parte do PVOH pode dissolver-se muito rapidamente. Um sistema de

5 fluidos tenso ativos viscoelásticos preferido, por exemplo para fraturamento e empacotamento de cascalho, contém mais ou menos 1 a 10 (por exemplo mais ou menos 5 a 6) % em volume de BET-E-40 (ver acima) (que recebido em forma concentrada, pode ter mais ou menos 1% sulfonato poli

10 naftalénico de sódio). Para pastilhas de controlo da fuga de fluidos, a concentração de VES pode ser muito maior, pode por exemplo ser superior a 50%, para evitar que os fluidos do furo invadam o reservatório. No entanto, pode usar-se qualquer sistema de agentes tenso ativos

15 viscoelásticos desde que quimicamente compatível com os outros componentes do fluido e com outros fluidos que possam entrar em contacto com a formação, e pode usar-se em qualquer concentração desde que providencie a reologia adequada à utilização pretendida.

20 Em empacotamento de cascalho, ou combinações de fraturamento e empacotamento de cascalho, cai no âmbito da invenção a aplicação de fluidos e processos to tratamentos feita com ou sem crivo. Ainda que a invenção tenha sido descrita em termos de produção de hidrocarbonetos, cai no

25 âmbito da invenção o seu uso em fluidos e processos em poços em que se pretenda a produção de outros fluidos tal

como dióxido de carbono, água ou salmoura, ou em injeção em poços. Ainda que a invenção tenha sido descrita em termos de fluidos sem espuma, pode ser usada com fluidos com espuma ou estimulados (por exemplo com azoto ou dióxido de carbono ou misturas destes gases). Devem fazer-se os
5 ajustamentos necessários às concentrações uma vez que pode haver alterações nas propriedades do fluído ou na concentração do agente de escoramento em consequência da existência de espuma.

10 Pode ser usado qualquer agente de escoramento (cascalho), desde que compatível com o PVOH, a formação, o fluído, e com os resultados pretendidos com o tratamento. Estes agentes de escoramento (cascalhos) podem ser naturais ou sintéticos (incluindo mas não se limitando a bolas de
15 vidro, bolas de porcelana, areia, e bauxita), revestidos, ou incluindo químicos; alguns deles podem ser usados sequencialmente ou em misturas de diferentes tamanhos ou de diferentes materiais. O agente de escoramento pode ser revestido a resina, desde que a resina e quaisquer outros
20 químicos do revestimento sejam compatíveis com os outros químicos da invenção, em particular dos componentes do sistema de fluidos tenso ativos viscoelásticos. Os agentes de escoramentos e as cascalhos no mesmo ou diferentes poços ou tratamentos podem ser do mesmo material e/ou do mesmo
25 tamanho uns dos outros, e pretende-se com o termo "agente de escoramento" a inclusão nesta exposição, de cascalho. Em

geral o agente de escoramento usado deve ter um tamanho médio de partículas de cerca de 0.15 mm a mais ou menos 2.39 mm (mais ou menos 8 a mais ou menos 100 U.S. mesh), mais particularmente, mas não se limitando a, materiais com
5 tamanhos de 0.25 a 0.43 mm (40/60 mesh), 0.43 a 0.84 mm (20/40 mesh), 0.84 a 1.19 mm (16/20), 0.84 a 1.68 mm (12/20 mesh) e 0.84 a 2.39 mm (8/20 mesh). Habitualmente o agente de escoramento está presentes nas lamas em concentrações de cerca de 0.12 a mais ou menos 3 kg/L, preferentemente mais
10 ou menos 0.12 a mais ou menos 1.44 kg/L (mais ou menos 1 PPA a mais ou menos 25 PPA, preferentemente de cerca de 1 a mais ou menos 12 PPA; PPA significa "libras de agente de escoramento adicionadas" por galão de líquido).

Ainda opcionalmente, o fluído de fraturamento pode
15 incluir materiais com a finalidade de limitar o retorno do agente de escoramento depois de finalizada a operação de fraturamento, atuando pela formação dum enchimento poroso na zona de fratura. Esses materiais podem ser quaisquer uns dos conhecidos no meio, tal como os que são
20 disponibilizados por Schlumberger sob a marca PropNET™ (ver por exemplo a Patente norte americana No. 5,501,275). Os inibidores de retorno de agente de escoramento incluem fibras ou plaquetas de polímeros novoloide ou tipo novoloide (Patente norte americana No. 5,782,300).

25 Como já foi mencionado, o PVOH dissolvido é também

um desagregador natural de agente de viscosidades, especialmente de polímeros reticulados com boro, zirconato e titanato e de Sistemas VES, o que pode ser especialmente importante com cargas mais elevadas de polímero. Atribuído

5 Fibras Auxiliares de Transporte

Fibras adequadas de PVOH podem facilitar o transporte, suspensão e colocação do agente de escoramento na fraturamento hidráulico e empacotamento de cascalho, por exemplo, podendo então ser dissolvidas para minimizar ou
10 eliminar a presença das fibras no empanque do agente de escoramento sem libertar produtos de degradação que impeçam o fluxo do fluido, ou que diminuam prematuramente a capacidade quer dos adequados polímeros reticulados de metal quer dos sistemas VES para aumentar a viscosidade do
15 fluido de transporte. Um sistema em que as fibras adequadas de PVOH são usadas para criar lamas e transportar agente de escoramento é aqui usado e referido como "transporte com fibras auxiliares". Quando o sistema inclui ainda, um fluido em que se atuou sobre a viscosidade com um adequado
20 polímero reticulado de metal ou do sistema VES, será aqui referido como um sistema "fibra/polímero ou de agente de viscosidade tenso ativo visco elástico" num sistema "FPV". Esses sistemas têm vindo a ser descritos em Patente norte americana Application Serial No. 11/156,966 e é atribuído
25 ao beneficiário do presente requerimento.

O sistema FPV é aqui descrito principalmente em termos de fraturamento hidráulico, ainda que também seja adequado para empacotamento de cascalho, ou para fraturamento e empacotamento de cascalho numa só operação (o que é designado por tratamentos frac and pack, frac-n-pack, frac-pack, StimPac entre outros nomes), sendo estes também usados para estimular a produção de hidrocarbonetos, água e outros fluidos de formações subterrâneas. Estas operações envolvem o bombeamento dum pasta fluida de agente de escoramento (materiais naturais ou sintéticos que abram corretamente a fratura uma vez criada) na fraturamento hidráulico, ou da cascalho em empacotamento de cascalho. Em formações de baixa permeabilidade, o trunfo da fraturamento hidráulico é em geral, a formação de fraturas longas, com grandes superfícies que aumentem significativamente a magnitude do percurso do fluxo do fluido desde a formação até ao furo. Em formações com elevada permeabilidade, o trunfo do tratamento da fraturamento hidráulico é em geral, a formação de uma fratura pequena, larga, e altamente condutora, de modo a evitar danos nas proximidades do furo durante a perfuração e/ou acabamento, para assegurar boa comunicação de fluidos entre a rocha e o furo e ainda para aumentar a área para os fluidos escoarem para o furo.

O sistema FPV é particularmente adequado na fraturamento dos estreitos poços de gás, que tem

tipicamente um ambiente de baixa permeabilidade com tempos prolongados para encerramento das fraturas; nestes a fratura tem que ficar aberta durante horas após cessar a injeção, e o fluído de transporte pode romper deixando de suportar o agente de escoramento. O sistema FPV permite o uso de polímeros ou cargas VES inferiores, reduzida expansão da altura da fratura (uma vez que se podem usar viscosidades inferiores), reduzida sedimentação do agente de escoramento, e maior retenção de permeabilidade retida (melhor condutividade das fraturas sem dimensão), resultando isto tudo em melhores taxas de produção. O sistema FPV é também particularmente adequado para empacotamento de cascalho quando se usam salmouras densas com elevadas concentrações de cálcio ou de outros íons que precipitariam com os produtos da degradação de algumas fibras degradáveis (por exemplo acima de 12,000 ppm de cálcio). A salinidade destes sistemas pode ajudar a atrasar a dissolução das fibras de PVOH, uma vez que o PVOH é insolúvel sob condições de elevada salinidade. Os sistemas FPV com fibras de PVOH dão ainda particularmente adequados nas situações em que a água singenética que flui para a fratura depois do tratamento tenha baixa salinidade, ajudando assim a solubilizar e remover o PVOH do agente de escoramento ou do enchimento de cascalho.

Algumas fibras previamente usadas em transporte, suspensão, e colocação de agente de escoramento, tal como

tereftalato de polietileno, podem degradar-se formando subprodutos que podem formar sais de precipitação em presença de quantidades excessivas de cálcio ou de magnésio na água singenética. Até agora podem ter sido tomadas

5 outras medidas preventivas com outras fibras, tais como, não se limitando a, bombeamento dum pré-amortecedor e/ou bombeamento dum ácido ou dum dissolvente quilífero, adsorção ou absorção de um agente quelante adequado de ou para a fibra, ou à incorporação de inibidores de

10 precipitação ou à captação de íons metálicos no fluido para evitar a precipitação. Com as fibras de PVOH ou do sistema FPV, não é necessário fazer o rastreio destes cátions na água singenética nem a aplicação destas medidas preventivas ou corretivas.

15 Os tratamentos de PVOH com transporte assistido por fibras também podem incluir tratamentos da maré negra (também designada por waterfrac) (com o mínimo de agente de escoramento e um fluido de viscosidade, por exemplo, com mais ou menos 3 cP), em oposição aos tratamentos

20 convencionais com fluidos de transporte de polímero reticulado que têm por norma, viscosidades de pelo menos 100 cP, ou até muito superiores. Os tratamentos com fibras de PVOH no fluido podem ser melhorados usando fluidos de transporte com baixa concentração de polímero reticulado ou

25 fluidos VES, com por exemplo com a viscosidade de pelo menos cerca de 50 cP, preferentemente pelo menos cerca de

75 cP, (a 100 sec^{-1}) à temperatura de utilização do fluido, especialmente nas rochas mais duras que são habitualmente encontradas nos estreitos reservatórios de gás, em que viscosidades mais elevadas originam fratura mais largas. O

5 sistema FPV com fibras de PVOH desliga as características de transporte do agente de escoramento da viscosidade do fluido. Permite a utilização de um polímero ou carga VES muito mais baixos, na colocação do agente de escoramento sem ter de sacrificar o apoio do agente de escoramento; o

10 que significa menor probabilidade de ter um indesejado crescimento da altura da fratura e menor risco da ter fraturas danificadas por causa do polímero ou do polímero reticulado. A viscosidade necessária depende de fatores tal como a dureza do rocha; a quantidade, a identidade, o

15 tamanho e a dureza das fibras; a velocidade e a duração do bombeamento; e ainda que só em parte, do tamanho, concentração e densidade do agente de escoramento. A viscosidade necessária pode ser determinada por modelo matemático ou por experimentação, já usados na indústria e

20 conhecidos como experiências de fluxo em entalhe. As companhias de serviços e as companhias contratadas para testes nos campos petrolíferos podem fazer essas determinações.

SE desejado, o sistema FPV pode incluir

25 opcionalmente, adicionalmente ao PVOH, outras fibras que se degradam quando sujeitas às condições internas, tais como,

por exemplo, lactídeos substituídos ou não, glicólico, ácido polilático, ácido poliglicólico, um copolímero de ácido polilático e ácido poliglicólico, um copolímero de ácido glicólico com outro hidróxido, ácido carboxílico, ou
5 ácido hidroxicarboxílico com segmentos moleculares, um copolímero de ácido láctico com outro hidróxido, ácido carboxílico ou ácido hidroxicarboxílico com segmentos moleculares, e fibras descrito nas Patentes norte americanas Application Serial Nos. 10/707,022 e 11/159,023,
10 ambas atribuídas ao beneficiário do presente requerimento; polímeros de ácido hidroxiacético (ácido glicólico) com o mesmo ou outro hidróxido, ácido carboxílico, ou ácido hidroxicarboxílico com segmentos moleculares descrito nas Patentes norte americanas Nos. 4,848,467; 4,957,165; e
15 4,986,355; fibras descritas nas Patentes norte americanas Application Publication Nos. 2003/0134751 e 2004/0152601, ambas atribuídas ao beneficiário do presente requerimento.

A concentração preferida de fibras de PVOH na configuração FPV é 2.40 g/L (20 ppt) para cargas de agente
20 de escoramento de 0.12 a 0.36 kg/L (1 a 3 PPA); 3.59 g/L (30 ppt) para cargas de agente de escoramento de 0.36 a 0.6 kg/L (3 a 5 PPA); e 4.80 g/L (40 ppt) para cargas de agente de escoramento de 0.6 kg/L (5 PPA). As concentrações da fibra são em geral suportadas pelas concentrações de agente
25 de escoramento. Com estes agentes de escoramento, polímeros, e concentrações da fibra, a estabilidade do

fluido é suficientemente elevada e a deposição do agente de
escoramento é suficientemente lenta para originar uma
fratura com excelente condutividade.

Mais vulgarmente as fibras de PVOH ou qualquer
5 outra fibra são misturadas com a pasta fluida do agente de
escoramento, em fluidos de polímero reticulado, da mesma
forma e com o mesmo equipamento que é usado quando as
fibras são utilizadas para controlo de areias e para
prevenção de retorno do agente de escoramento, por exemplo,
10 não se limitando a, o processo descrito na Patente norte
americana No. 5,667,012. Na fraturamento, para transporte,
suspensão, e deposição do de agente de escoramento, as
fibras são habitualmente usadas com fluidos carregados de
agente de escoramento ou cascalho, e também, ainda que seja
15 menos vulgar, com amortecedores, niveladores ou
equivalente.

Exemplos

Nos exemplos abaixo, são usadas as seguintes
formulações de fluido, de PVOH e outro materiais:

20 Formulações de Fluido

AP#1 - Agente tenso ativo concentrado:

Composição Química	% Peso
Propano-1,2-diol	13.4

Propano-2-ol	20.4
Água	5.1
(Z) -13 Dodecil-N-N- bis (2-Hidroxietil) Metil	61.1

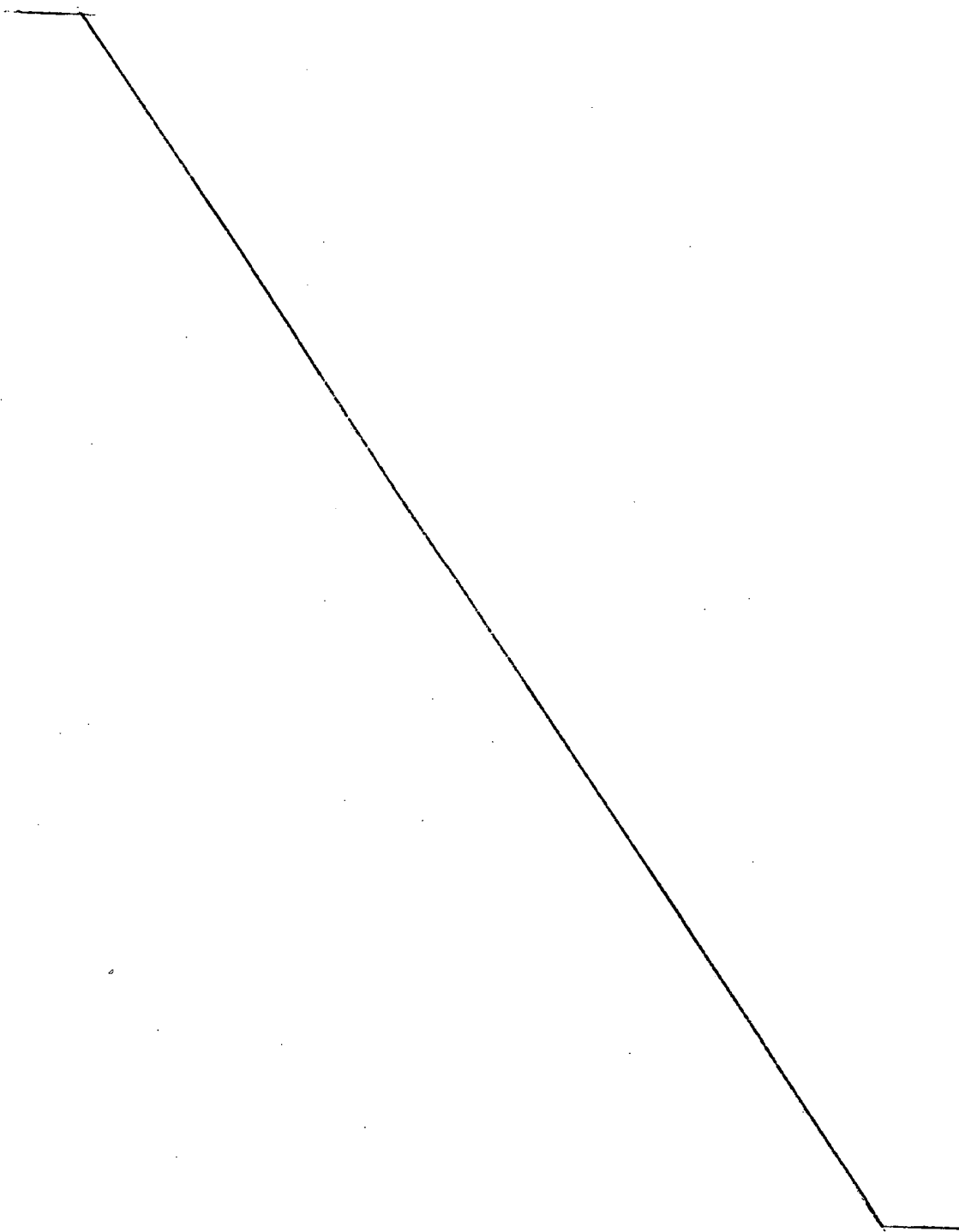
AP#2 - Fluido de fraturamento tolerante à salinidade:

Um fluido de fraturamento tolerante à salinidade modificado especialmente para ser utilizado com água doce, com baixas concentrações de goma guar e com baixas
5 concentrações de reticulador. Contém 3 g/L (25 ppt) de goma guar, 20 g/L (167 ppt) de cloreto de potássio, e 2.5 ml/L (2.5 gpt) dum reticulador de borato. O reticulador de borato é uma mistura 85:15 com 85% duma solução de glicerol 20-30%, 10-20% tetraborato de sódio decahidrato, e 60-70%
10 água, e 15% duma solução aquosa de hidróxido de sódio a 30%.

AP#3 - Concentrado de agente tenso ativo :

Composição Química	% Peso
Uréia	2-3
Propano-1,2-diol	8
Isopropanol	11-12
Nitrato de Amônio	3
Água	29

Composto de Amônio quaternário	10-30
Composto de Amônio quaternário	10-30
Alkylaryl Sulfonate	10-30



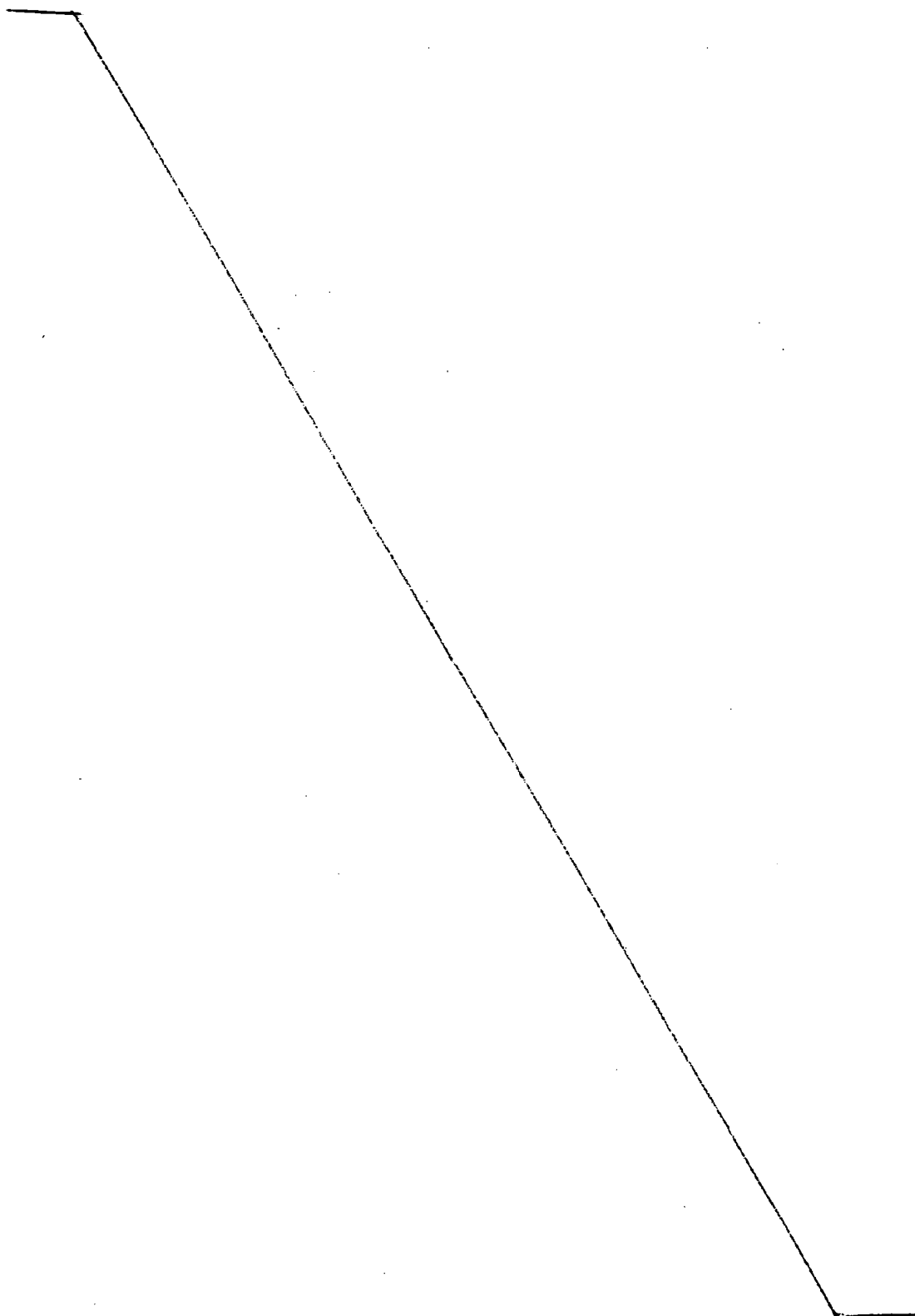
AP#4 - Concentrado de agente tenso ativo :

Composição Química	% Peso
Isopropanol	21.5-23.5
Cloro acetato de sódio	<0.5
Cloreto de sódio	5.3
Água	31-33
Sulfonato poli naftalénico, Sal de sódio	1-1.2
Erúcico Amidopropil dimetilo Betaína	37.6-39.4

AP#5 - Concentrado de agente tenso ativo :

Composição Química	% Peso
Glicerol	1.3-2.3
Propano-1,2-diol	14.8-16.5
Cloreto de sódio	3.6-4.1
Água	41.5-51
Cocoamidopropil dimetilo betaína	26.2-29.5
Dodecilbenzeno sulfonato de sódio	2.7

(2-Metoxi, metiletoxi)-propanol (DPM éter-glicol)	5.1
--	-----



AP#6 - Concentrado de agente tenso ativo :

Composição Química	% Peso
Isopropanol	21.5-23.5
Cloro acetato de sódio	<0.5
Cloreto de sódio	<6.1
Água	31-33
Erúcico Amidopropil Dimetilo Betaína	38.6

AP#7 - Fluido de fraturamento baseado em Goma de Guar reticulado com Borato

5 Um fluido de fraturamento aquoso baseado em Goma de Guar reticulado com Borato composto de 2.4 gramas por litro de goma guar, 20 gramas por litro de cloreto de potássio, 0.5 ml por litro de uma solução de hidróxido de sódio a 30 % em peso, e 1.25 ml/L de uma mistura de reticuladores
10 preparada com 15 a 25% de tetraborato de sódio, 5 a 10% de polímero de etilbenzeno com 2-metil, 1,3 butadieno, e 70 a 80% de destilados leves de petróleo hidrogenados.

AP#8 - Fluido de fraturamento baseado em Goma de Guar reticulado com Borato:

15 Um fluido de fraturamento aquoso baseado em Goma de Guar reticulado com Borato composto de 4.2 gramas por litro

de goma guar, 20 g por litro de cloreto de potássio, e 1.25 ml/L de uma mistura de reticuladores preparada com 15 to 25% de tetraborato de sódio, 5 to 10% de polímero de etilbenzeno com 2-metil, 1,3 butadieno, e 70 a 80% de 5 destilados leves de petróleo hidrogenados.

AP#9 - Fluido de fraturamento baseado em Goma de Guar linear:

Um fluido baseado em Goma de Guar contendo 20 gramas de cloreto de potássio por litro de água com 10 polímero de goma de guar. Para o exemplo mostrado na Figura 3, a concentração de polímero de goma de guar varia entre 0.6 g/L a 4.2 g/L (5 ppt a 35 ppt).

AP#10 - Fluido de fraturamento tolerante à salinidade:

Um fluido de fraturamento tolerante à salinidade 15 desenvolvido especialmente para ser utilizado com água doce e com baixas concentrações de goma guar e com baixas concentrações de reticulador. Contém 3 g/L (25 ppt) de goma guar, 20 g/L (167 ppt) de cloreto de potássio, e 2.5 ml/L (2.5 gpt) de um reticulador de borato. O reticulador de 20 borato contém 20-30% de uma solução de glicerol, 10-20% de tetraborato de sódio decahidratado, e 60-70% de água

PVOH's

Obtiveram-se fibras de PVOH com a temperatura estímulo de dissolução sob a marca KURALON K-II (Kuraray) e

sólidos amorfos de PVOH sólidos sob a marca CELVOL da Celanese Chemicals.

PVOH #1 - fibras KURARAY WN5 (2.2 dTex ou denier, 1.5 mm),
Temperatura de dissolução 50°C (122°F)

- 5 PVOH#2 - fibras KURARAY WN8 (2.2 dTex ou denier, 1.5 mm),
. Temperatura de dissolução 80°C (176°F)

PVOH#3 - fibras KURARAY WN4 (2.2 dTex ou denier, 1.5 mm),
Temperatura de dissolução 40°C (104°F)

- PVOH#4 - fibras KURARAY WQ9 (2.2 dTex ou denier, 1.5 mm),
10 Temperatura de dissolução 95°C (203°F)

PVOH#5 - CELVOL 523S (87-89% hidrolisado, peso molecular
médio)

PVOH#6 - CELVOL 502 (87-89% hidrolisado, baixo peso
molecular, grânulos)

- 15 PVOH#7 - CELVOL 205S (87-89% hidrolisado, peso molecular
baixo a médio, grânulos)

PVOH#8 - CELVOL 513 (87-89% hidrolisado, peso molecular
baixo a médio, grânulos)

- PVOH#9 - CELVOL 523 (87-89% hidrolisado, peso molecular
20 médio, grânulos)

PVOH#10 - CELVOL 418 (91-93% hidrolisado, peso molecular
baixo a médio, grânulos)

PVOH#11 - CELVOL 165 (99-100% hidrolisado, peso molecular

elevado, grânulos)

PVOH#12 - CELVOL 203 (87-89% hidrolisado, peso molecular baixo a médio, grânulos)

Controle da fuga de fluidos (Fluído VES) - Num
5 ambiente PVOH com salinidade elevada o PVOH está num estado gomoso e pode ser usado para controlar a fuga de fluidos. Então, pode baixar-se a concentração de sal do ambiente para dissolver o PVOH e limpar a superfície da formação ou o bolo de filtração. Na Figura 1 mostram-se dados da fuga
10 de fluidos obtidos usando um Baroid HPHT como célula da Fuga de fluidos, com pressão à cabeça de 3.45 MPa (500 psi), e com baixa permeabilidade (3.5 mD no núcleo), para 6 g/L de PVOH#5 (50 lb PVOH/1000 gal (ppt)) em 1 % em peso de AP#1 com 6 % em peso de KCl, seguida por permuta de fluidos
15 com 2 % em peso KCl em água desionizada. O teste resulta numa baixa fuga de fluidos na presença de KCl 6%. Baixando a concentração de sal e o PVOH dissolvido, é restaurado o fluxo através do núcleo, e aumenta a fuga de fluidos. Usando o mesmo fluído só que sem PVOH não há virtualmente
20 nenhum controle da fuga de fluidos.

Controle da fuga de fluidos (Fluído VES) - Na
Figura 2 mostra-se dados duma fuga de fluidos conduzida com 3% de AP#6 contendo 10% KCl e 5 g/L (0.5% ou 41.5 lbs/1000 gal) de PVOH#9 a 79°C (175°F). A permeabilidade do núcleo
25 era 38 mD. A Temperatura de dissolução do PVOH#9 em água é

de 80°C (176°F). No entanto, a elevada concentração de sal evita que o PVOH se dissolva completamente a 80°C (176°F). A fuga de fluidos era de 14.5 ml em 2.5 minutos com 6.9 MPa (1000 psi) de pressão à cabeça, após o que se deixou ficar
5 o núcleo mergulhado durante mais 30 minutos de teste.

Condutividade (Condições de Simulação de Fratura, Fluido VES e Fibras de PVOH) - Fizeram-se testes de condutividade da Fratura para verificar qual a dissolução das Fibras de PVOH nas condições de simulação de Fratura. O
10 teste fez-se com 3% de AP#4 contendo 5 g/L (0.5%) de PVOH#2 com a limpeza das fibras a 507 Darcy a 116°C (240°F) com CarboHSP 20/40 mesh como agente de escoramento. Comparou-se com um teste em branco "branco de areia" nas mesmas condições, com a permeabilidade medida de 539 Darcy. A
15 permeabilidade retida do fluido com fibras dissolvidas era maior que 90%.

Condutividade (Condições de Simulação de Fratura, Fluido VES e Fibras de PVOH) - Fizeram-se testes de condutividade da Fratura com goma guar que demonstraram uma
20 performance de limpeza semelhantes à dos fluido reticulados com PVOH e gel linear. Na Figura 3 temos dados de cinco fluidos baseados em goma guar linear (marcado com um "x"), que variam na concentração do polímero de goma (ver a formulação para AP#9), e dois fluidos reticulados com
25 borato (AP#7 e AP#8) contendo 9.6 g/L (80 lb por 1000

galão) de PVOH#2. Estes testes foram conduzidos a 93°C (200°F), que é superior aos 80°C (176°F) da Temperatura de dissolução das fibras de PVOH#2 em água. A permeabilidade retida para 2.4 gramas de polímero de goma guar por litro
5 de gel linear foi de 61%, comparada com 58% para o fluido reticulado (AP#7) contendo PVOH#2 com a mesma concentração polimérica. Com a concentração polimérica de 4.2 g/L, a permeabilidade retida para o sistema reticulado (AP#8) com PVOH#2 era de 36%, quase idêntica aos 37% de permeabilidade
10 retida para o gel linear.

Condutividade (Condições de Simulação de Fratura, Fluido VES e Fibras de PVOH) - Na Figura 4 mostram-se dados de condutividade para o PVOH#2 em 1% de AP#1. A temperatura de dissolução das fibras de PVOH#2 em água é 80°C (176°F).
15 A condutividade foi reduzida aos 77°C (170°F) devido ao estado gomoso do PVOH a esta temperatura. No entanto, a condutividade melhorou noutros dois regimes de temperatura: acima de 82°C (180°F) em que as fibras de PVOH se dissolveram completamente, e abaixo de 71°C (160°F) em que
20 as fibras não se dissolveram. Espera-se que a gama de temperatura de baixa condutividade entre 71 e 82°C (160 to 180°F) se desloque para valores mais elevados, com o aumento da salinidade do fluido. Com a introdução duma solução de baixa salinidade o PVOH dissolve-se rompendo
25 simultânea mente o polímero reticulado ou o Fluido VES de transporte, aumentando desse modo a condutividade do

empanque do agente de escoramento.

Reologia (PVOH como Desagregador de Fibras, Sistemas de Polímero reticulado) - O AP#1 por si só não produz bolo de filtração, mas os fluidos baseados em polímeros, produzem bolos de filtração. O PVOH é um excelente desagregador de fluidos reticulados com borato. Aparentemente os grupos hidroxilo do PVOH retiram os íons de boro do polímero reticulado, desfazendo desse modo a reticulação do polímero e reduzindo a viscosidade à das soluções de goma guar linear. Na Figura 5 mostram-se dados a partir de testes a diferentes fibras de PVOH e dos seus efeitos na desagregação do fluido de fraturamento reticulado de borato, AP#2. Na Figura 6 mostra-se o efeito das fibras de PVOH#1 na reologia dum fluido reticulador com goma guar (AP#10). Neste caso o ponto de dissolução das fibras de PVOH foi 50°C (122°F). Abaixo desta temperatura crítica as fibras fizeram aumentar a viscosidade do fluido. Acima desta temperatura as fibras dissolvidas reduziram a viscosidade do fluido. O efeito do PVOH nos fluidos reticulados com zirconato e titanato é semelhante.

Reologia (Desagregador de PVOH pré-dissolvido, Fluidos VES) - O PVOH também pode desagregar alguns fluidos VES. A velocidade a que o PVOH rompe o fluido de transporte depende da temperatura de dissolução e do nível da hidrólise. Foram avaliados vários graus de grânulos de PVOH

no que confere ao efeito desagregador no AP#1 e AP#4. Nestes testes, o PVOH era dissolvido em água antes de ser gelificado com o aditivo VES. Na Figura 7 mostra-se que só um dos graus de PVOH é que não diminuía a viscosidade de AP#1 3% à temperatura ambiente e que qualquer um dos graus rompia o AP#1 quando o fluido era aquecido a 38°C (100°F). O efeito dos diferentes graus do PVOH pré-dissolvido no AP#4 mostra-se na Figura 8; a maior parte dos graus de PVOH evoluíam para fluido de viscosidade reduzida uma vez alcançados os 93°C (200°F).

Reologia (Desagregador de PVOH em Grânulos ou em Pó, Fluidos VES) - As experiências da Reologia foram realizadas com AP#6 3% como fluido de transporte em KCl 10%. A adição dos grânulos de PVOH#9 e do pó de PVOH#5 com concentrações de 5 g/L reduziram a viscosidade do AP#6 a todas as temperaturas testadas. No entanto, mantiveram a boa performance da suspensão. Com baixas concentrações de PVOH dá-se a ruptura do fluido VES independentemente do forma utilizada do PVOH, i.e. grânulos ou pó, a temperaturas ligeiramente acima de 38°C (100°F), como se vê na Figura 9. As observações visuais das concentrações mais elevadas de PVOH nos fluidos VES mostraram perda de viscosidade à temperatura ambiente.

Densidade do fluido (GEL tenso ativo tipo Betaína aquosa) - Gel aquoso baseado em agentes tenso ativos do

tipo da betaína funciona bem com água a densidades acima de 2.16 g/ml (18 lb/gal), podendo esta ser facilmente ajustada. Na Figura 10 está representado um gráfico com quatro medições Fann50 representativas da viscosidade, obtidas com várias concentrações de AP#4 em água e salmoura de diferentes densidades.

Reologia do Fluido (Cinzagem e Fricção no transporte, GEL tenso ativo tipo Betaína) - Os fluidos baseados em betaína tem perfil de cisalhamento por adelgaçamento, viscosidade plástica baixa, elevado ponto limite de resistência, elevada viscosidade para baixo cisalhamento e não são sensíveis ao cisalhamento, como se demonstra nas Figuras 11 e 12 com AP#4 6% em água doce. Estas são as características reológicas benéficas para fluidos de perfuração.

Tolerância ao Contaminante (GEL tenso ativo tipo Betaína) - Alguns géis aquosos baseados em agentes tenso ativos podem perder rapidamente a sua viscosidade quando contaminados com petróleo. Os fluidos baseados em betaína podem no entanto, exibir alguma compatibilidade com o petróleo. Por exemplo AP#4 7.5% e AP# 5 10% têm viscosidades semelhantes a 104°C (220°F). O teste reológico que é mostrado na Figura 13, no entanto, demonstra que com adições na ordem dos 5% de diesel, o AP#4 mantém aproximadamente 80% da sua viscosidade enquanto o típico

fluido baseado em agentes tenso ativos AP#5 perde totalmente a sua viscosidade. As concentrações habituais de petróleo nos fluidos de simulação são de mais ou menos 2 a 3 % em peso.

5 Sistema FPV com Fibras de PVOH e Goma de goma guar reticulada com borato - Um exemplo dum sistema de polímero reticulado com metal em "agente de viscosidade fibra/polimérico" ou Sistema FPV com fibras de PVOH é a goma guar reticulada com boro concebida para reticulações
10 retardadas e é otimizada com baixas concentrações de goma guar. É por exemplo feita com goma guar ou com lamas de goma guar, ácido bórico, hidróxido de sódio sólido ou concentrado, e sorbitol como estabilizante/agente retardador; pode conter estabilizantes de terras tal como
15 cloreto de potássio ou cloreto tetrametilamônio, estabilizantes adicionais tal como tiosulfato de sódio (obtido geralmente na sua forma pentahidratada) e trietanolamina, bactericidas, desagregadores, e auxiliares de ruptura. Um exemplo deste fluido, usado por exemplo a
20 temperaturas abaixo de mais ou menos 110°C (mais ou menos 230°F) faz-se com mais ou menos 2.16 g/L (18 ppt ou libras por 1000 galões) de goma guar; 2 L/1000 L (2 gpt) duma solução aquosa de cloreto de tetrametilamônio a 50%; 1 L/1000 L (1 gpt) dum agente não emulsionante contendo mais
25 ou menos 30 a 50% duma mistura de polióis alcóxilados, resinas, e hidrocarbonetos solventes em metanol, Propano-2-

ol e xileno; 2 L/1000 L (2 gpt) de um agente tenso ativo contendo a mistura aquosa de cerca 15% de álcoois etoxilatos C11 to C15 lineares e ramificados, isopropanol e éter monobutílico de etilenoglicol; 0.74 g/L (6.21 ppt) de
5 ácido bórico; 1.74 g/L (14.52 ppt) de soda cáustica; 2 L/1000 L (2 gpt) de uma solução em água de trietanolamina a 85%; e 2 L/1000 L (2 gpt) de uma solução aquosa de D-sorbitol a 48% (agente retardador). O fluído pode opcionalmente, conter ainda um desagregador convencional
10 (adicionalmente ao PVOH) tal como, não se limitando a, persulfato de amônio ou bromato de sódio. Esta formulação é por exemplo usada com a concentração de goma guar de cerca 1.92 g/L (mais ou menos 16 ppt) a mais ou menos 3.6 g/L (mais ou menos 30 ppt), ou por exemplo com concentrações
15 superiores a mais ou menos 2.88 g/L (mais ou menos 24 ppt) com 1 a 2 L/1000 L (1 a 2 gpt) de uma solução aquosa de cloreto de tetrametilamônio a 50%; 0-1 L/1000 L (0-1 gpt) do agente tenso ativo descrito acima; 1-2 L/1000 L (1-2 gpt) do agente não emulsionante descrito acima; 0.74 g/L
20 (6.21 ppt) de ácido bórico; 1.74 g/L (14.52 ppt) de soda cáustica; 0-2 L/1000 L (0-2 gpt) de uma solução aquosa de trietanolamina a 85%; e 1-3 L/1000 L (1-3 gpt) de uma solução aquosa de D-sorbitol a 48%. Uma concentração típica de fibras de PVOH terá cerca de 2.4 g/L (mais ou menos 20
25 ppt) a mais ou menos 4.8 g/L (mais ou menos 40 ppt) de PVOH.

Sistema FPV com Fibras de PVOH e Goma de goma guar reticulada com Zirconato - Outro exemplo de sistema de polímero reticulado com metal é a carboximetil hidroxipropil guar reticulada com zircônio com (CMHPG) que
5 é por exemplo adequada a temperaturas entre mais ou menos 79 °C (mais ou menos 175 °F) a mais ou menos 121 °C (mais ou menos 250 °F), em particular acima de mais ou menos 110 °C (mais ou menos 230 °F). Este fluído é por exemplo feito com mais ou menos 2.64 g/L (mais ou menos 22 ppt) de
10 carboximetil hidroxipropil guar e mais ou menos 20 g/L (167 ppt) de KCl; 4 L/1000 L (4 gpt) solução aquosa de tiosulfato de sódio a 30% (estabilizante de gel); 0.1 L/1000 L (0.1 gpt) de ácido acético a 75% e uma solução aquosa de Propano-2-ol a 14%; e 0.52 L/1000 L (0.52 gpt) de
15 lactato de zircônio a 23% (reticulador) numa solução de metanol (14%) e água. Esta formulação é usada por exemplo com carboximetil hidroxipropil guar na concentração de cerca 2.64 g/L (mais ou menos 22 ppt) a mais ou menos 3.6 g/L (mais ou menos 30 ppt) com por exemplo mais ou menos 20
20 a 50 g/L (mais ou menos 167-417 ppt) de KCl; mais ou menos 2-7 L/1000 L (2-7 gpt) numa solução aquosa de tiosulfato de sódio a 30%; mais ou menos 0.1 a 0.12 L/1000 L (0.1 a 0.12 gpt) de ácido acético a 75% e uma solução aquosa de Propano-2-ol a 14%; e 0.45 a 0.65 L/1000 L (0.45 a 0.65
25 gpt) de lactato de zircônio a 23% numa solução de metanol (14%) e água; preferentemente a mais ou menos 3.00 g/L

- (mais ou menos 25 ppt) com 20 g/L (167 ppt) de KCl; 4 L/1000 L (4 gpt) duma solução aquosa de tiosulfato de sódio a 30%; 0.12 L/1000 L (0.12 gpt) de ácido acético a 75% e uma solução aquosa de Propano-2-ol a 14%; e 0.52 L/1000 L (0.52 gpt) de lactato de zircônio a 23% numa solução de metanol (14%) e água. Uma concentração típica de fibras de PVOH fibra será de cerca de 2.4 g/L (mais ou menos 20 ppt) a mais ou menos 4.8 g/L (mais ou menos 40 ppt) PVOH.
- 10 Sistema FPV com Fibras de PVOH e PVOH como Agente de viscosidade - Foram avaliadas soluções de 1 % em peso e 10 % em peso de PVOH em água desionizada para usar com um agente de suporte em que atua parcialmente na viscosidade, no Sistema FPV, o que pode incluir PVOH ou outras fibras.
- 15 Estas soluções foram misturadas com soluções da CaCl a 25, 30 e 40 % em peso. O PVOH não precipita; no entanto, quando agitadas as soluções provocaram o aparecimento de bolhas e espuma. Formou-se no topo da mistura uma espuma espessa, como gel com 10% PVOH em 40 % em peso de CaCl₂
- 20 depois da fixação durante 5 dias num recipiente selado. Um fabricante de PVOH registrou que com 10 % em peso de PVOH notou turvação incipiente em 30% de MgCl, não foi observada a existência de precipitação com 30 % em peso CaCl₂. Quer isto dizer que as soluções de PVOH soluções podem ser
- 25 utilizadas como fluido de transporte viscoso num processo de tratamento dum a furo e a formação penetrada pelo furo

abrange um passo com injeção de lamas das fibras e agente de escoramento num fluído de transporte viscoso, onde a viscosidade do fluído de transporte na ausência de fibras é insuficiente para evitar a deposição do agente de
5 escoramento durante o transporte, e onde as fibras se degradem depois do tratamento em produtos que não precipitam em presença de íons cálcio ou magnésios.

- REIVINDICAÇÕES -

1.FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, caracterizado por compreender:

um fluído aquoso;

5 um sistema de agentes de viscosidade para o fluído aquoso; e

10 fibras de poliol pelo menos parcialmente cristalinas solúveis em água doce acima da temperatura estímulo, e com o comprimento de cerca 2 a mais ou menos 25 mm e um denier de cerca 0.1 a mais ou menos 20.

2.FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, caracterizado por compreender:

um fluído de base aquosa;

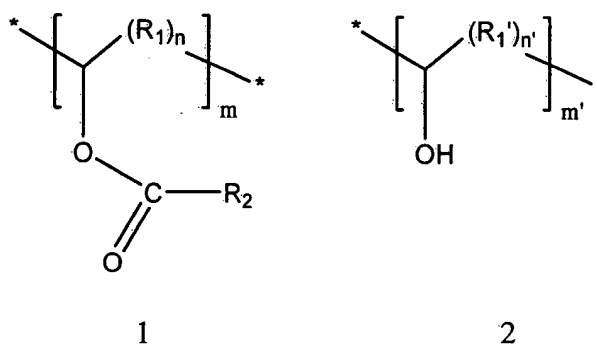
15 um sistema de agentes de viscosidade do fluído base;

um agente de controlo da fuga de fluidos compreendendo partículas finamente divididas do poliol amorfo dispersas no fluído base, onde o poliol é solúvel em água doce e insolúvel em água salgada; e

20 salinidade para inibir a dissolução das partículas de poliol.

3.FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 e 2, caracterizado por o

poliol consiste essencialmente em átomos de carbono substituídos por grupos hidroxilo numa cadeia polimérica em que os grupos substituídos por hidroxilo estão espaçados, saltando pelo menos um átomo na cadeia polimérica, em que
5 de preferência o poliol compreende álcool polivinílico preparado por hidrólise, pelo menos parcial, de um composto polivinílico precursor com substituintes ésteres, mais preferentemente em que o poliol abrange um polímero com unidades de repetição em conformidade com as duas partes da
10 seguinte fórmula:



onde R_1 e R_1' podem ser iguais ou diferentes, saturados ou insaturados, lineares ou ramificados cadeia com cadeias alquilo com 1 a 5 átomos de carbono, e n e n'
15 podem ser inteiros iguais ou diferentes entre 1 e 5, e R_2 é hidrogênio, ou uma cadeia alquilo com pelo menos 12 átomos de carbono, saturado ou insaturado, alifático ou aromático, linear ou ramificada.

4. FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, de acordo com
20 qualquer uma das reivindicações 1 a 3, caracterizado por o poliol ter um peso molecular médio superior a 5000.

5.FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 4, caracterizado por o poliol ser modificado hidrofobicamente.

6.PROCESSO DE TRATAMENTO DE POÇOS, caracterizado
5 por compreender:

injetar no poço um fluído de tratamento que tem nele dispersas partículas insolúveis de um poliol, onde o poliol é solubilizado mediante aquecimento, dessalinização ou suas combinações, e que consiste essencialmente em
10 átomos de carbono substituídos por grupos hidroxilo, numa cadeia polimérica em que os grupos substituídos por hidroxilo estão espaçados, saltando pelo menos um átomo na cadeia polimérica;

manter as condições a que as partículas do poliol
15 se mantém insolúveis enquanto durar a sua colocação; e

uma operação selecionada entre aquecimento, dessalinização e suas combinações, para subseqüentemente a maior parte das partículas do poliol se dissolverem.

7. Processo, de acordo com a reivindicação 6,
20 caracterizado por o fluído de tratamento ter a salinidade adequada para inibir a dissolução do poliol à temperatura da formação, e onde o poliol é dessalinizado no passo da dissolução.

8.Processo, de acordo com a reivindicação 7,

caracterizado por o dissolução do poliol ser feita num fluido em que se atuou na viscosidade, em quantidade suficiente para romper o agente de viscosidade no fluido.

9. Processo, de acordo com qualquer uma das
5 reivindicações 6 a 8, caracterizado por as partículas do poliol abrangem fibras cristalinas pelo menos parcialmente solúveis em água doce acima da temperatura estímulo.

10. Processo, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6 a 9, caracterizado por o fluido de
10 tratamento durante a injeção ter a temperatura abaixo da temperatura estímulo e o posicionamento interior é feito numa formação com a temperatura acima da temperatura estímulo.

11. Processo, de acordo com qualquer uma das
15 reivindicações 6 a 10, caracterizado por o fluido de tratamento incluir uma pasta de fibras e agente de escoramento num fluido de transporte viscoso.

12. Processo, de acordo com qualquer uma das reivindicações 6 a 10, caracterizado por o poliol do fluido
20 de tratamento do poço incluir partículas amorfas finamente divididas, as condições de insolubilidade abrangem a salinidade, e o passo da dissolução inclui a dessalinização.

13. Processo, de acordo com qualquer uma das
25 reivindicações 6 a 12, caracterizado por a injeção

compreender a injeção do fluido de tratamento, opcionalmente contendo agente de escoramento, para a formação adjacente ao poço com a pressão suficiente para criar uma fratura na formação, tendo a dita fratura faces opostas, e a formação do bolo de filtração inclui as partículas do poliol à superfície da fratura.

14. Processo, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado por o fluido de transporte incluir água salgada em quantidade suficiente para inibir solubilidade do poliol acima da temperatura estímulo, e além disso inclui a manutenção das condições de salinidade para atrasar a dissolução do poliol durante o fecho da fratura.

15. Processo, de acordo com qualquer uma das reivindicações 13 e 14, caracterizado por a injeção do fluido de tratamento ser seguida por uma operação selecionada entre (1) injeção dum agente de escoramento contendo fluido com salinidade reduzida, (2) injeção dum agente de escoramento com salinidade elevada contendo fluido e subsequentemente por um fluido sem agente de escoramento com salinidade reduzida, (3) injeção dum agente de escoramento com salinidade elevada contendo fluido e subsequentemente por um agente de escoramento com baixa salinidade, contendo fluido.

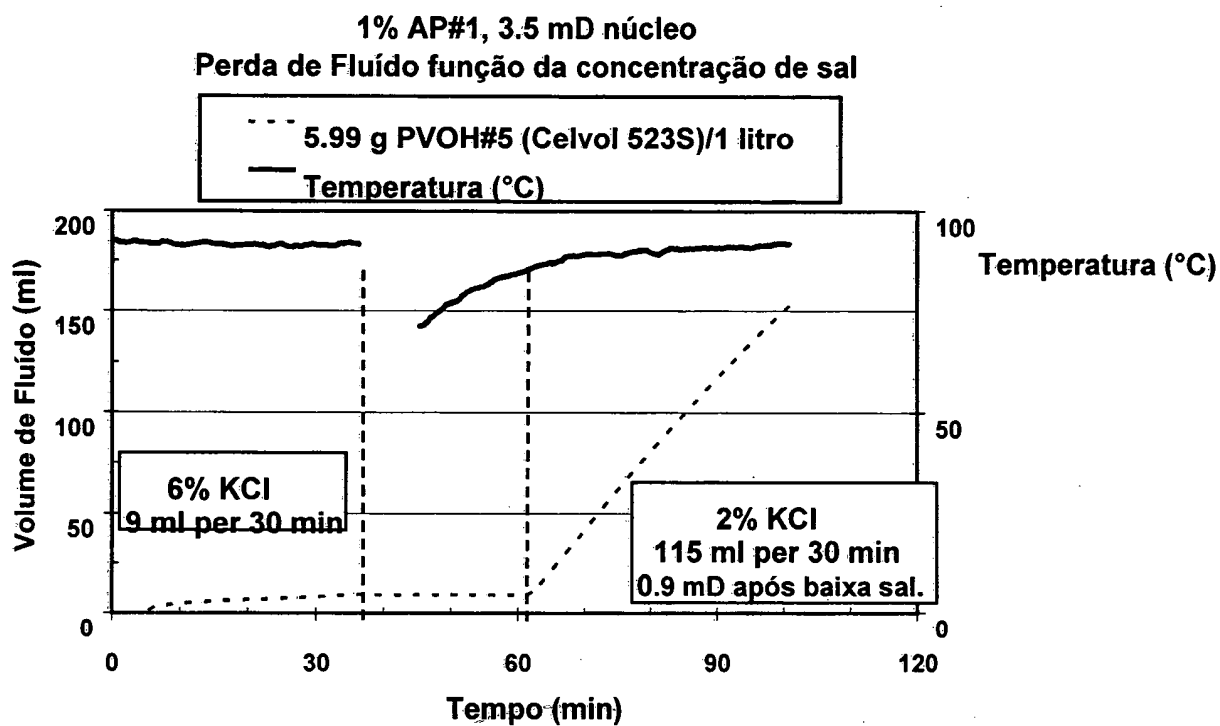


Figura 1

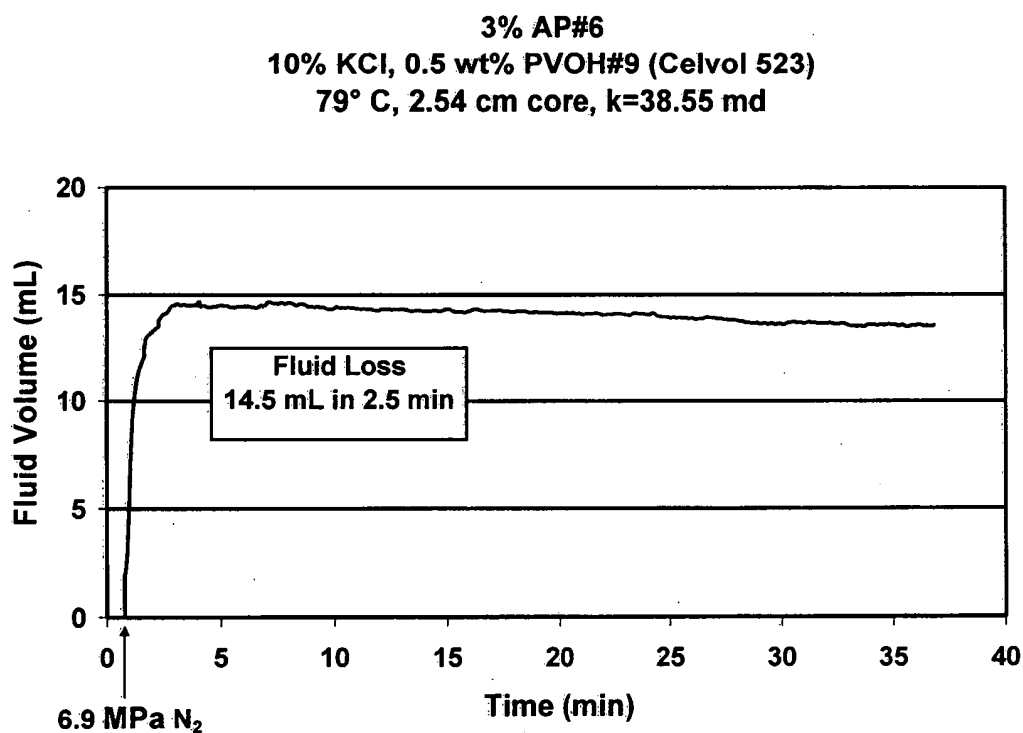
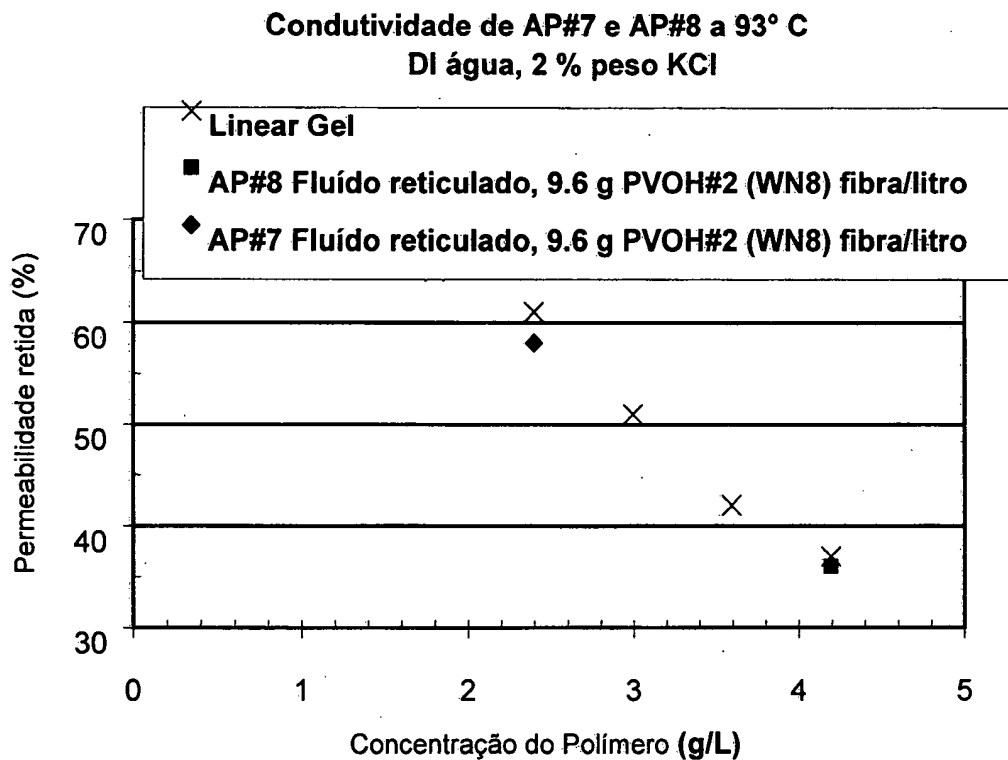
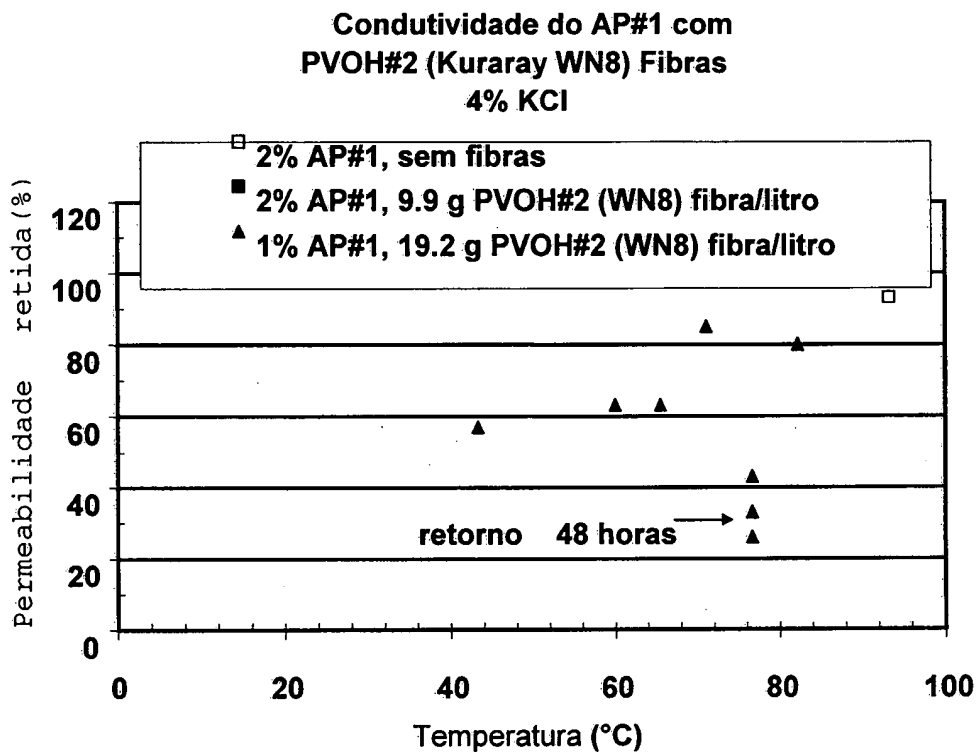


Figura 2

**Figura 3****Figura 4**

AP#2 (viscosímetroFann50®: R1 rotor B5 bob)

2.5 ml Borato Reticulador/litro,

20 g KCl/litro 93° C

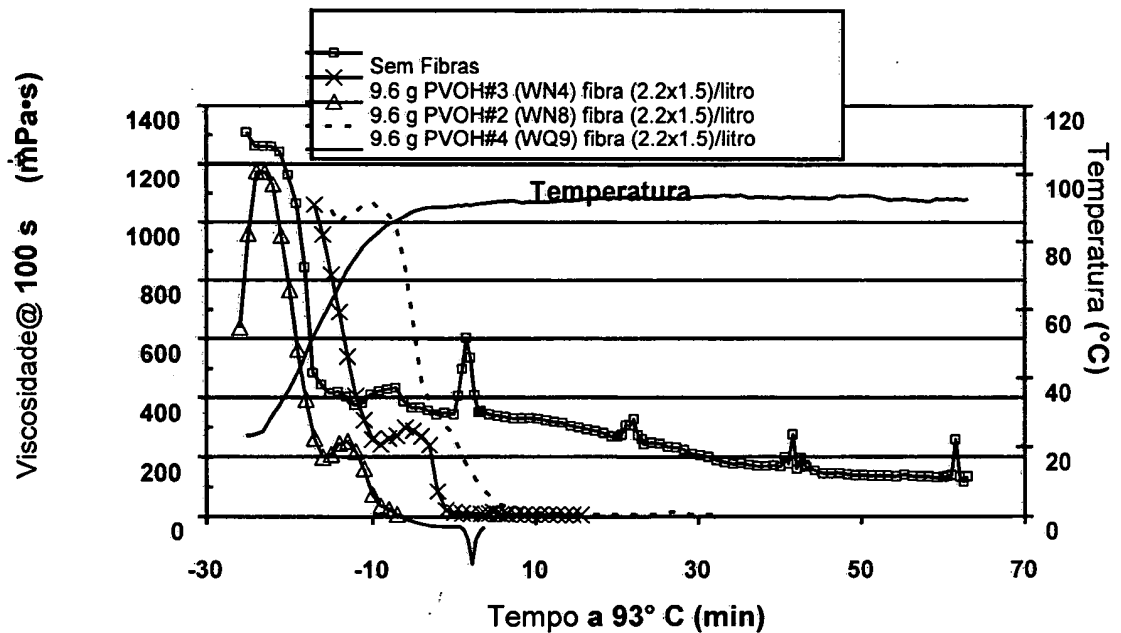


Figura 5

6% AP#4 (viscosímetroFann50® : R1 rotor B5 bob)

1% pré-dissolvido PVOH (Celvol)

(lines containing circles coincide to the dashed Temperature 2 curve)

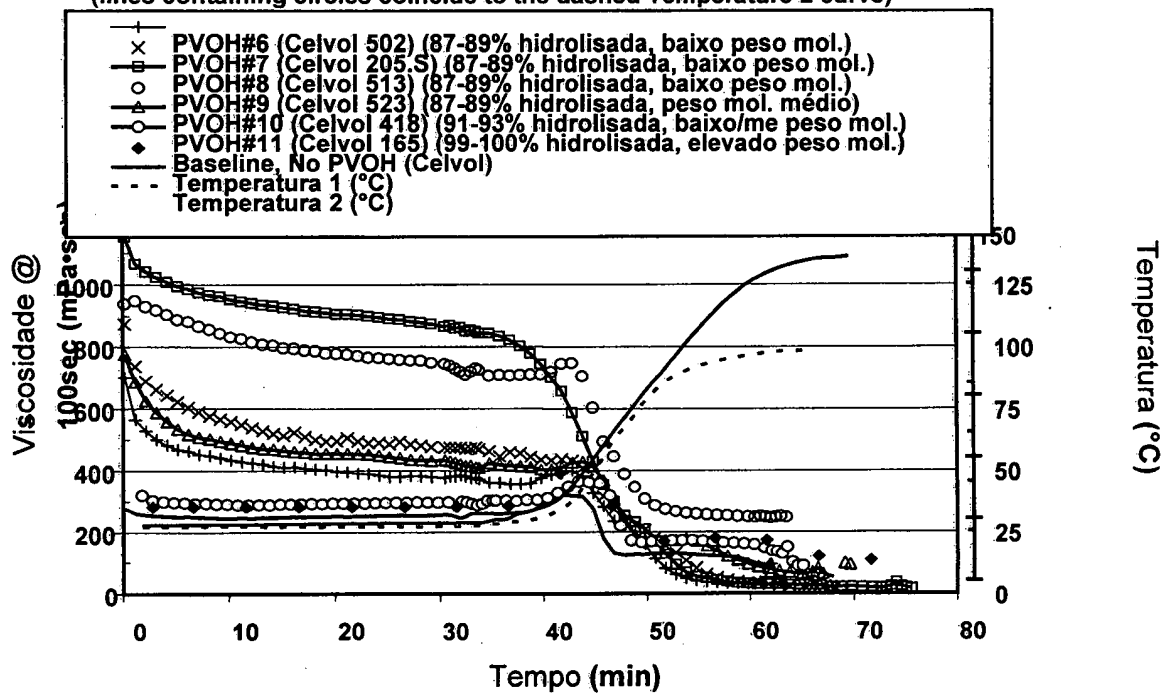


Figura 6

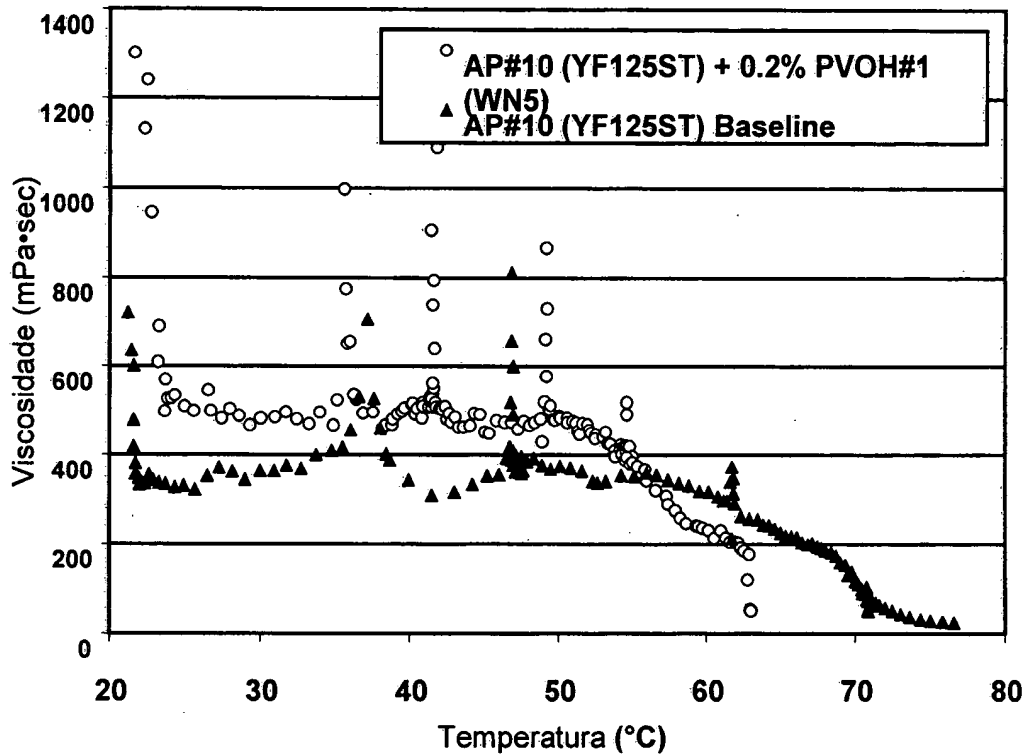


Figura 7

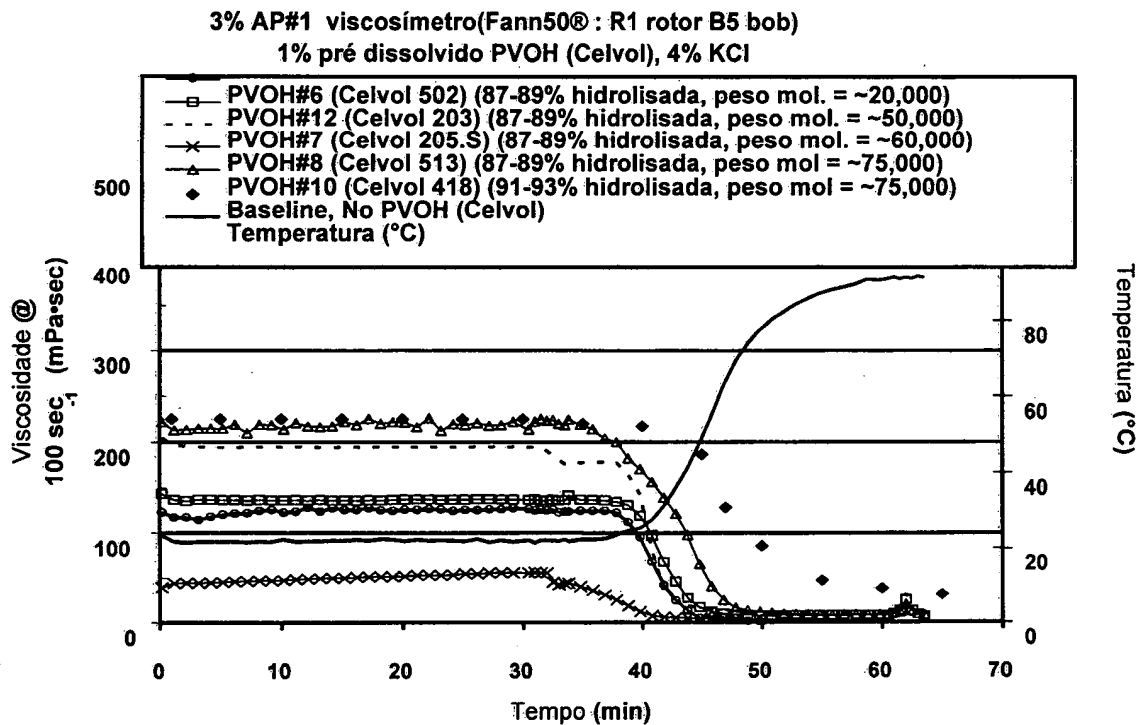
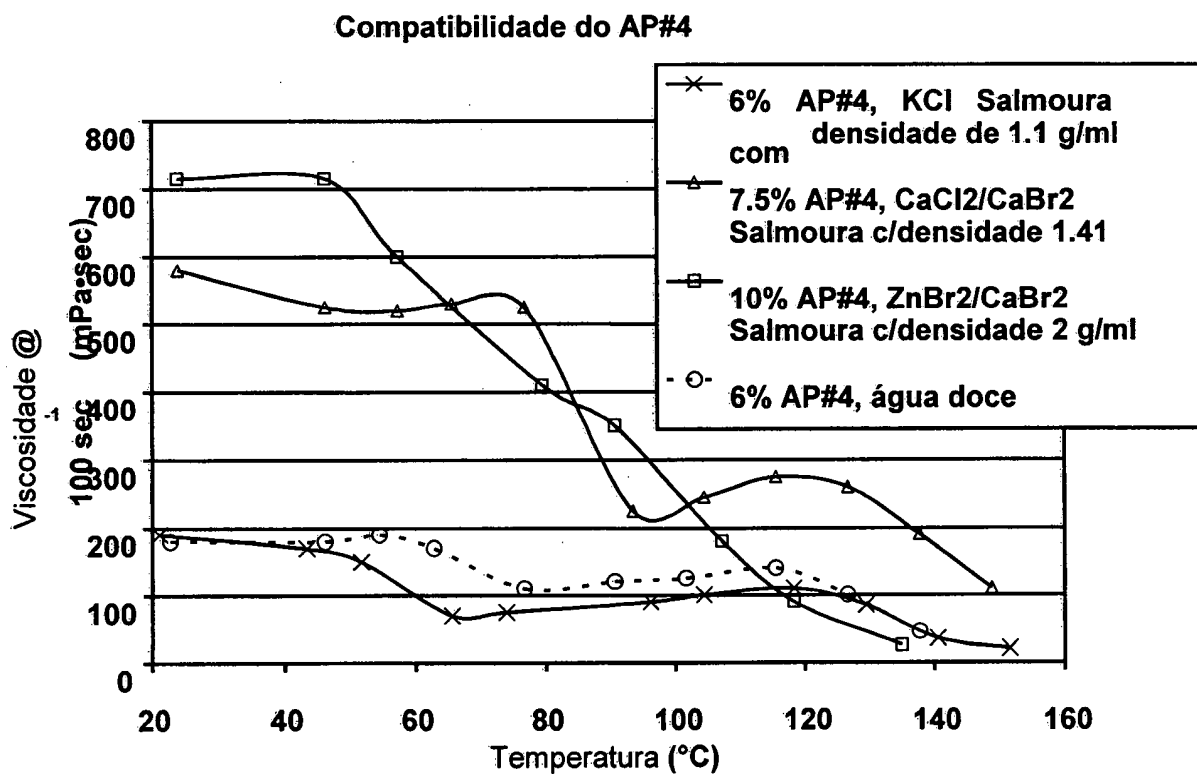
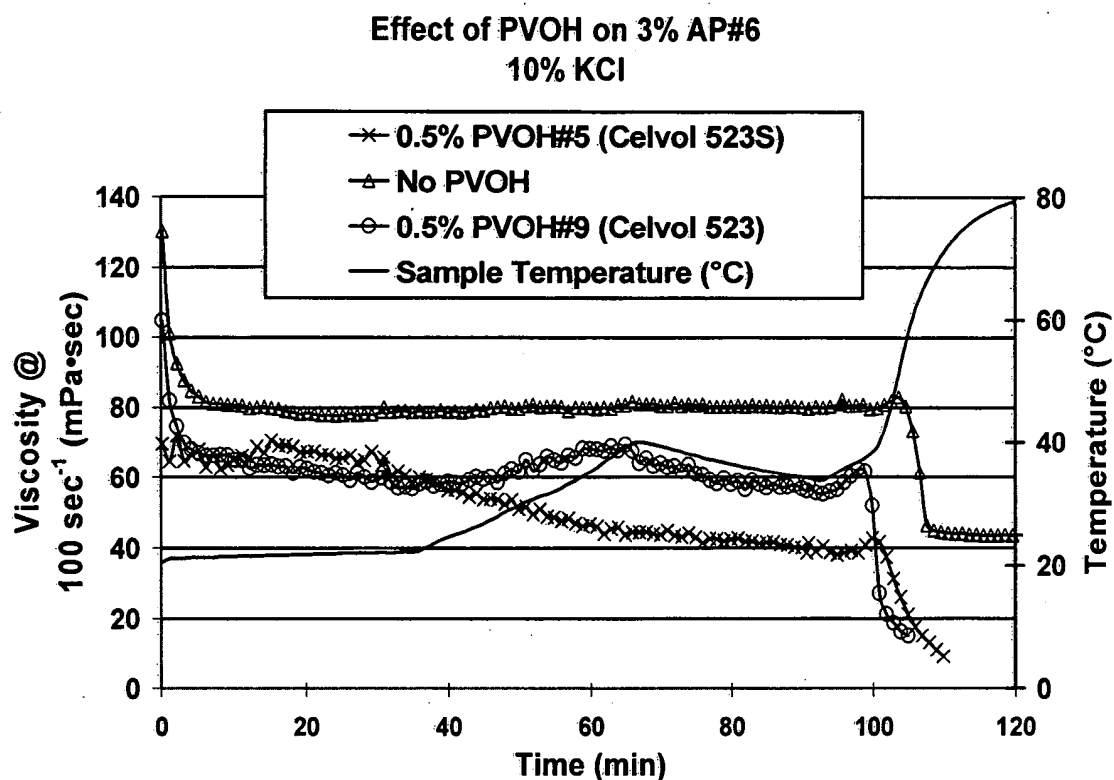


Figura 8



Perfil cisalhamento adelgaç. 6% AP#4 (VES base betaina)

Em Água Doce

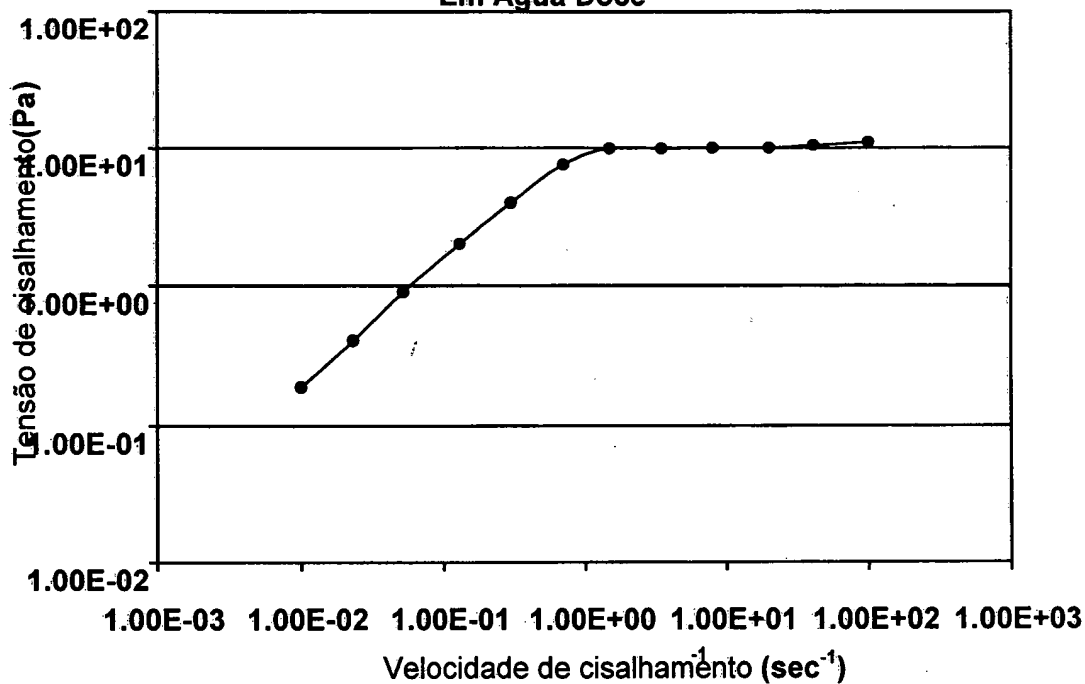


Figura 11

Perfil cisalhamento adelgaç. 6% AP#4 (VES base betaina)

Em Água Doce

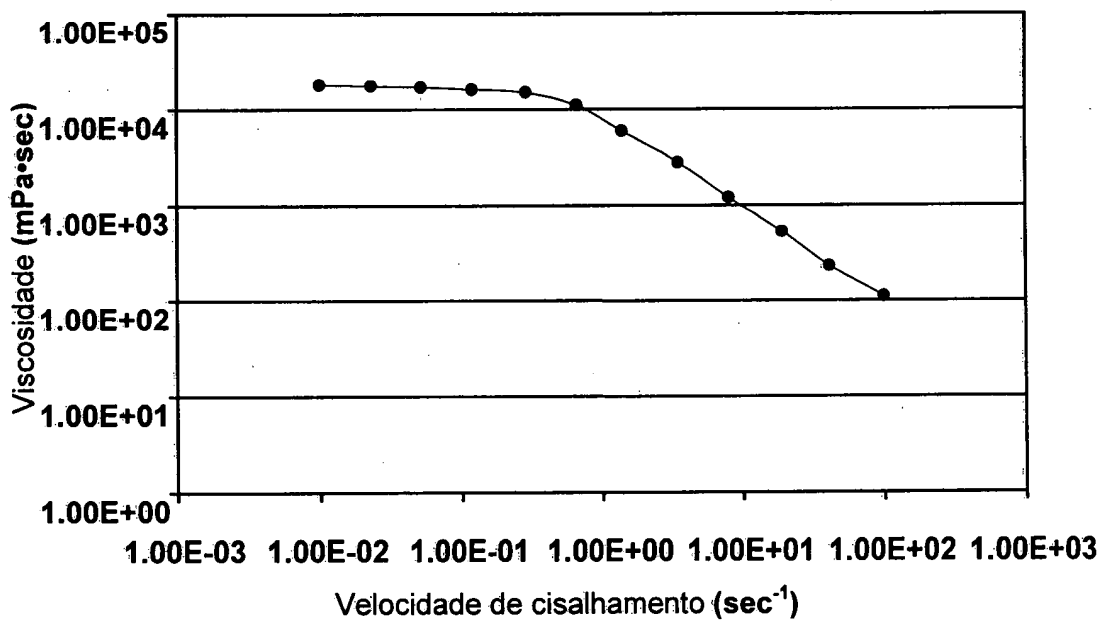
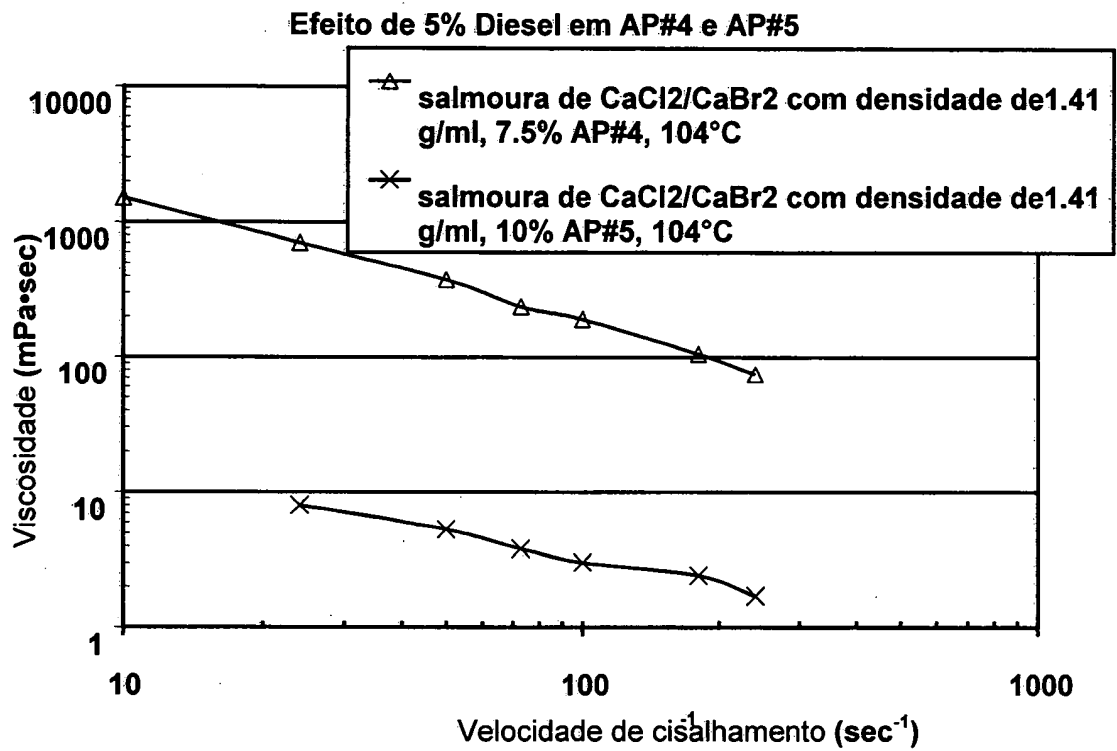


Figura 12

**Figura 13**

P10619204-1

FLUÍDO DE TRATAMENTO DO POÇO, E PROCESSO DE TRATAMENTO DE POÇOS

É aqui divulgado o tratamento de poços que abrange
5 a injeção dos fluidos de tratamento do poço com polímero insolúvel de poliol tal como o álcool polivinílico (PVOH) aqui difundido, a colocação do polímero insolúvel no furo ou numa formação adjacente, e subsequentemente a dissolução do polímero pela redução da salinidade e/ou aumento da
10 temperatura nas imediações da deposição do polímero. O processo divulgado inclui formação de bolo de filtração, controlo da fuga de fluidos, perfuração, fracturação hidráulica e transporte assistido por fibras, quando se pretende a remoção do poliol no fim do tratamento ou depois
15 do tratamento. O processo também é divulgado para provir o poliol dissolvido como desagregador retardado em sistemas de polímeros reticulados em que se actuou na viscosidade e em sistemas de agentes tensioactivos viscoelásticos. São ainda divulgados fluidos de tratamento dum poço contendo
20 polióis insolúveis de estrutura amorfa ou pelo menos parcialmente cristalina, e um composto com fibras de PVOH onde as fibras são estabilizadas no que se refere à dissolução por meio do controlo de salinidade.