



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

CARTA PATENTE Nº PI 0708920-1

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

(21) Número do Depósito: PI 0708920-1

(22) Data do Depósito: 22/03/2007

(43) Data da Publicação do Pedido: 04/10/2007

(51) Classificação Internacional: E21B 43/00

(30) Prioridade Unionista: US 60/786274 de 27/03/2006

(54) Título: SISTEMA E MÉTODO DE INJEÇÃO DE ÁGUA

(73) Titular: SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.. Endereço: Carel van Bylandtlaan 30, HR Haia, HOLANDA(NL), NL-2596

(72) Inventor: MICHAEL ALVIN CUROLE; EUGENE BRUCE GREENE

Prazo de Validade: 10 (dez) anos contados a partir de 02/05/2018, observadas as condições legais

Expedida em: 02/05/2018

Assinado digitalmente por:
Júlio César Castelo Branco Reis Moreira
Diretor de Patente



“SISTEMA E MÉTODO DE INJEÇÃO DE ÁGUA”

Campo da Invenção

A presente descrição refere-se a sistemas e métodos para injetar água dentro de uma formação contendo hidrocarboneto.

5

Fundamentos da Invenção

O óleo acumulado dentro de uma formação contendo óleo subterrâneo é recuperado ou produzido dele através de poços, poços de produção, perfurados dentro da formação subterrânea. Uma grande quantidade de tal óleo pode ser deixada nas formações subterrâneas se produzido somente por depleção primária, isto é, onde somente energia da formação é usada para recuperar o óleo. Onde a energia da formação inicial for inadequada ou tiver sido exaurida, operações suplementares, com frequência referidas como operações de recuperação secundárias, terciárias, aumentadas ou pós-primárias, podem ser empregadas. Em algumas destas operações, um fluido é injetado dentro da formação, bombeando-o através de um ou mais poços de injeção perfurados dentro da formação, o óleo é deslocado dentro da e é movido através da formação e é produzido por um ou mais poços de produção perfurados dentro da formação. Em uma operação de recuperação particular desta espécie, água do mar, água de campo ou salmoura de campo pode ser empregada como o fluido de injeção e a operação é referida como uma inundação de água. A água de injeção pode ser referida como líquido de inundação ou água de inundação distinta da formação in situ ou água inata. Embora água seja o mais comum, fluidos de injeção e impulsionamento podem incluir fluidos gasosos tais como ar, vapor, dióxido de carbono e similares.

Contudo a inundação de água convencional é eficaz em obter óleo adicional de algumas formações subterrâneas contendo óleo. Em outras formações, a água pode ter a tendência de “manusear” através de uma formação contendo óleo e, assim, desviar-se de substancial parte dela. Por

manusear pretendemos significar o desenvolvimento de frentes de corrente de água instáveis, que avançam em direção aos poços de produção mais rapidamente do que o resto da água de inundação. Além disso, quando manuseio é encontrado, a água não desloca normalmente tanto óleo das partes das formações que ela contata como é potencialmente capaz de deslocar.

As inundações de água também podem ser menos eficazes com os óleos mais viscosos do que com óleos relativamente viscosos. As tendências de manuseio e desvio da água podem ser relacionadas com a relação da viscosidade do óleo para a viscosidade da água de inundação e também relacionadas com as zonas de fraturas e/ou alta permeabilidade da formação. A viscosidade destes óleos varia de tão baixa quanto cerca de um ou dois centipoises a cerca de 1.000 centipoises ou mais elevada. A água geralmente tem uma viscosidade de cerca de 1 centipoise em temperatura ambiente.

A fim de restringir a mobilidade da água de inundação a não mais do que a mobilidade do óleo, agentes de espessamento de água foram adicionados para aumentar a viscosidade da água.

Há dois mecanismos principais de aumentar a recuperação do óleo de um fluido injetado. Estes métodos incluem aumentar a eficiência de varredura volumétrica do fluido injetado e aumentar a eficiência de deslocamento de óleo pelo fluido injetado. Ambas as técnicas podem envolver a adição de agentes que modificam as propriedades do fluido injetado.

A água pode ser injetada sozinha ou como um componente de fluidos de deslocamento miscíveis ou imiscíveis. A água do mar (para poços fora da costa) e a solução salina produzida pela mesma ou formações próximas (para poços na costa) podem ser mais comumente usadas como a fonte de água.

Alguns fluidos de acionamento por injeção incluem água e uma pequena quantidade de um polímero solúvel em água, tal como um

poliacrilamida.

Com referência à Figura 1, nela é ilustrado o sistema da técnica anterior 100. O sistema 100 inclui o corpo de água 102, formação subterrânea 104, formação subterrânea 106 e formação subterrânea 108. A instalação de produção 110 pode ser fornecida na superfície do corpo de água 102. O poço 112 atravessa o corpo de água 102 e a formação 104 e tem aberturas na formação 106. Uma parte da formação 106 pode ser fraturada e/ou perfurada como mostrado em 114. Óleo e gás podem ser produzidos pela formação 106 através do poço 112 para a instalação de produção 110. O gás e líquido podem ser separados entre si, o gás pode ser armazenado na armazenagem de gás 116 e o líquido pode ser armazenado na armazenagem de líquido 118.

Há necessidade na técnica de sistemas e métodos aperfeiçoados para produzir óleo e/ou gás de uma formação subterrânea. Em particular, há necessidade na técnica de sistemas e métodos para fornecer uma melhorada inundação de polímero, que obtenha uma viscosidade desejada de um fluido de inundação.

Sumário da Invenção

Um aspecto da invenção fornece um método compreendendo remover alguns íons da água; adicionar um agente à água, que aumente a viscosidade da água e/ou aumente a recuperação de hidrocarbonetos de uma formação subterrânea, por exemplo, um tensoativo e/ou um álcali; e injetar a água com o agente dentro da formação subterrânea.

Um aspecto da invenção fornece um sistema compreendendo um poço perfurado dentro de uma formação subterrânea; uma instalação de produção no lado de topo do poço; uma instalação de produção de água conectada à instalação de produção; em que a instalação de produção de água produz água removendo alguns íons e adicionando um agente que aumenta a viscosidade da água e/ou aumenta a recuperação de hidrocarbonetos da

formação e injeta a água dentro do poço.

Outro aspecto da invenção fornece um sistema compreendendo um primeiro poço perfurado dentro de uma formação subterrânea; uma instalação de produção em um lado do topo de um primeiro poço; uma
5 instalação de produção de água conectada à instalação de produção; um segundo poço perfurado dentro da formação subterrânea; em que a instalação de produção de água produz água removendo alguns íons e adicionando um agente que aumenta a viscosidade da água e/ou aumenta a recuperação de hidrocarbonetos da formação e injeta água dentro do segundo poço e dentro
10 da formação subterrânea.

Breve Descrição dos Desenhos

A Figura 1 ilustra um sistema de produção de óleo e gás da técnica anterior.

A Figura 2 ilustra um sistema de produção de óleo e gás.

15 A Figura 3 ilustra um sistema de processamento de água.

A Figura 4 ilustra um sistema de processamento de água.

Descrição Detalhada da Invenção

Em uma forma de realização, é descrito um sistema compreendendo um poço perfurado dentro de uma formação subterrânea; uma
20 instalação de produção em um lado de topo do poço; uma instalação de produção de água conectada à instalação de produção; em que a instalação de produção de água produz água removendo alguns íons e adicionando um agente que aumenta a viscosidade da água e/ou aumenta a recuperação de óleo da formação e injeta a água dentro do poço. Em outra forma de
25 realização, é descrito um sistema compreendendo um primeiro poço perfurado dentro de uma formação subterrânea; uma instalação de produção em um lado de topo de um primeiro poço; uma instalação de produção de água conectada à instalação de produção; um segundo poço perfurado dentro da formação subterrânea; em que a instalação de produção de água produz água

removendo alguns íons e adicionando um agente que aumenta a viscosidade da água e/ou aumenta a recuperação de óleo da formação e injeta a água dentro do segundo poço e dentro da formação subterrânea. Em algumas formas de realização, o primeiro poço fica em uma distância de 50 metros a 2.000 metros do segundo poço. Em algumas formas de realização, a formação subterrânea fica debaixo de um corpo de água. Em algumas formas de realização, a instalação de produção flutua sobre um corpo de água, tal como uma plataforma de produção. Em algumas formas de realização, o sistema também inclui um suprimento de água e um aparelho de bombeio de água, adaptado para bombear ar para a instalação de produção de água. Em algumas formas de realização, a instalação de produção de água tem uma água de admissão tendo um valor total de sais dissolvidos de pelo menos 15.000 partes por milhão, expresso como cloreto de sódio dissolvido. Em algumas formas de realização, o agente compreende um ou mais materiais selecionados do grupo consistindo de: sulfonatos de alquil xileno; sulfonatos de alquil benzeno; sulfonatos de C_{18} alquil toleno; sulfonatos de alquil arila; sulfonatos de alquil naftaleno; sulfato de alquila polietoxialquilada; lauril etóxi sulfato de sódio; estirilarilóxi sulfonato etoxilado; polioxietileno alquiléter sulfonato; etoxilado carboximetilado; nonilfenol polietilenóxido éter sulfato; sulfonatos de petróleo; alquilfenol sulfonatos alcoxilados; sulfonato de alfa-olefina C_{12-16} ; sulfonato de alfa-olefina C_{14-16} ; sulfonato de alfa-olefina C_{16-18} ; sulfonato de olefina interna C_{15-18} ; sulfonato de olefina interna C_{17-20} ; alquil sulfato de sódio; metil 2-sulfonil-laurato de sódio; lignossulfonato de sódio; alquil propóxi sulfatos; poliacrilamida hidrolisada; polivinilpirrolidonas; hidroxietil celulosas; celulose sulfato ésteres; gomas guar; xantanas; escleroglicans; polímero do ácido poliacrílico; polímeros de alquil acrilamida; polímeros de polissacarídeo; copolímeros de acrilamidas e ácido acrílico ou acrilato de sódio; acrilamidas substituídas por N-sulfidrocarboneto; biossacarídeos; copolímeros de acrilamida e acrilato de

sódio; soluções de poliacrilamida parcialmente saponificada; copolímeros contendo de 99 a 50 % em peso de unidades acrilamida e de 1 a 50 % em peso de unidades de acrilato; poliacrilamida contendo até 10 por cento em mol de grupos carboxilato; copolímeros aleatórios de 90 por cento em mol ou mais de acrilamida e dez por cento em mol ou menos de ácido acrílico ou sais de ácido acrílico; homopolímeros de N-metil-acrilamida ou N,N-dimetilacrilamida; copolímeros ou terpolímeros de 0,1 – 99,9 por cento em mol de acrilamida e 99,9 – 0,1 por cento em mol de N-metilacrilamida e/ou N,N-dimetilacrilamida; poli(metilmetacrilato), poli(etilmetacrilato), poli(metacrilamida), poli(metilacrilato), poli(etilacrilato), poli(N-metilmetacrilamida) e/ou poli(N,N-dimetilacrilamida); polímeros quaternários com nitrogênio ou fósforo como o átomo quaternário ou catiônico com uma cadeia alifática, cicloalifática ou aromática, em que enxofre trivalente ou terciário pode substituir o nitrogênio quaternário ou fósforo dos polímeros; e/ou um polímero polar e geralmente solúvel em solventes polares. Em algumas formas de realização, pelo menos um poço foi fraturado com um líquido viscoso e um agente de apoio, tal como areia. Em algumas formas de realização, pelo menos um poço compreende um diâmetro de 10 a 25 cm.

Em algumas formas de realização, é descrito um método compreendendo remover alguns íons da água; adicionar um agente à água, que aumente a viscosidade da água e/ou aumente a recuperação de óleo de uma formação subterrânea; e injetar água com o agente dentro da formação subterrânea. Em algumas formas de realização, a água processada é reciclada a ser produzida com um óleo e/ou gás e separada e então reinjetada dentro da formação. Em algumas formas de realização, um ou mais de aromáticos, hidrocarbonetos clorados, outros hidrocarbonetos, água, dióxido de carbono, monóxido de carbono ou misturas dos mesmos são misturados com água processada antes de serem injetados dentro da formação. Em algumas formas de realização, a água processada é aquecida antes de ser injetada dentro da

formação. Em algumas formas de realização, a água processada é aquecida enquanto dentro da formação. Em algumas formas de realização, a água processada é aquecida com água quente, vapor e/ou um líquido não-aquoso e/ou gás injetado dentro da formação. Em algumas formas de realização, remover alguns cátions da água compreende remover alguns cátions divalentes. Em algumas formas de realização, remover alguns cátions da água compreende remover alguns cátions divalentes e então remover alguns cátions monovalentes. Em algumas formas de realização, remover alguns cátions da água compreende remover alguns cátions divalentes e então remover alguns cátions monovalentes e então adicionar novamente alguns cátions divalentes. Em algumas formas de realização, outro material é injetado dentro da formação após a água processada ser injetada. Em algumas formas de realização, o outro material é selecionado do grupo consistindo de ar, água produzida, água salgada, água do mar, água potável, vapor, dióxido de carbono e/ou misturas dos mesmos. Em algumas formas de realização, a água processada é injetada de 10 a 100 bar acima da pressão do reservatório. Em algumas formas de realização, o óleo da formação subterrânea antes da água ser injetada tem uma viscosidade de 5 cp a 10.000 cp. Em algumas formas de realização, o óleo da formação subterrânea antes da água ser injetada tem uma viscosidade de 500 cp a 5.000 cp. Em algumas formas de realização, a formação subterrânea tem uma permeabilidade de 5 a 0,0001 Darcy. Em algumas formas de realização, a formação subterrânea tem uma permeabilidade de 1 a 0,001 Darcy. Em algumas formas de realização, a produção e/ou injeção são realizadas em um poço vertical e/ou horizontal. Em algumas formas de realização, a água de entrada tem um valor total de sais dissolvidos de pelo menos 15.000 partes por milhão, expressos como cloreto de sódio dissolvido, antes de remover alguns cátions da água. Em algumas formas de realização, o agente compreende um ou mais materiais selecionados do grupo consistindo de: alquil xileno sulfonatos; alquil benzeno

sulfonatos; C₁₈ alquil tolueno sulfonatos; alquil aril sulfonatos; alquil naftaleno sulfonatos; alquil sulfato polietoxilalquilados; lauril etóxi sulfato de sódio; estirilarilóxi sulfonato etoxilado; polioxietileno alquiléter sulfonato; etoxilado carboximetilado; nonilfenol polietilenóxido éter sulfato; sulfonatos
 5 de petróleo; alquilfenol sulfonatos alcoxilados; sulfonato de alfa-olefina C₁₂₋₁₆; sulfonato de alfa-olefina C₁₄₋₁₆; sulfonato de alfa-olefina C₁₆₋₁₈; sulfonato de olefina interna C₁₅ – C₁₈; sulfonato de olefina interna C₁₇ – C₁₀; alquil sulfato de sódio; metil 2-sufonil-laurato de sódio; lignossulfonato de sódio; alquil propóxi sulfatos; poliacrilamida hidrolisada; polivinilpirrolidonas; hidroxietil
 10 celulosas; celulose sulfato ésteres; gomas guar; xantanas; escleroglicans; polímeros de ácido poliacrílico; polímeros de alquil acrilamida; polímeros de polissacarídeo; copolímeros de acrilamidas e ácido acrílico ou acrilato de sódio; acrilamidas substituídas de N-sulfoidrocarboneto; biopolissacarídeos; copolímeros de acrilamida e acrilato de sódio; soluções de poliacrilamida
 15 parcialmente saponificada; copolímeros contendo de 99 a 50 % em peso de unidades acrilamida e de 1 a 50 % em peso de unidades acrilato; poliacrilamida contendo até 10 por cento em mol de grupos carboxilato; copolímeros aleatórios de 90 por cento em mol ou mais de acrilamida e dez por cento em mol ou menos de ácido acrílico ou sais de ácido acrílico;
 20 homopolímeros de N-metilacrilamida ou N,N-dimetilacrilamida; copolímeros ou terpolímeros de 0,1 – 99,9 por cento em mol de acrilamida e 99,9 – 0,1 por cento em mol de N-metilacrilamida e/ou N,N-dimetilacrilamida; poli(metilmetacrilato), poli(etilmetacrilato), poli(metacrilamida), poli(metilacrilato), poli(etilacrilato), poli(N-metilmetacrilamida) e/ou
 25 poli(N,N-dimetilacrilamida); polímeros quaternários com nitrogênio ou fósforo como o átomo quaternário ou catiônico com uma cadeia alifática, cicloalifática ou aromática, em que enxofre trivalente ou terciário pode substituir o nitrogênio quaternário ou fósforo nos polímeros; e/ou um polímero polar e geralmente solúvel nos solventes polares.

Com referência agora à Figura 2, em uma forma de realização da invenção, o sistema 200 é ilustrado. O sistema 200 inclui o corpo de água 202, formação 204, formação 206 e formação 208. A instalação de produção 210 pode ser provida na superfície do corpo de água 202. O poço 212 atravessa o corpo de água 202 e a formação 204 e tem aberturas na formação 206. As partes de formação podem ser fraturadas e/ou perfuradas como mostrado em 214. Quando óleo e gás são produzidos da formação 206 eles penetram nas partes 214 e deslocam-se para cima para o poço 212 para a instalação de produção 210. O gás e líquido podem ser separados e o gás pode ser remetido para a armazenagem de gás 216 e o líquido pode ser enviado para a armazenagem de líquido 218 e a água pode ser remetida para a produção de água 230. A instalação de produção 210 é capaz de processar água, por exemplo, do corpo de água 202 e/ou poço 212, que pode ser processada e armazenada na produção de água 230. Água do poço 212 pode ser remetida para a produção de água 230. A água processada pode ser bombeada poço abaixo 232, para as partes fraturadas 234 da formação 206. A água atravessa a formação 206 para auxiliar na produção de óleo e gás, e então a água, óleo e gás podem ser todos produzidos para o poço 212, para a instalação de produção 210. A água pode então ser reciclada, por exemplo, retornando água para a produção de água 230, onde ela pode ser processada, em seguida reinjetada dentro do poço 232.

Os hidrocarbonetos tais como óleo e/ou gás, podem ser recuperados da formação subterrânea da terra 206 através do furo de poço de produção 212, que penetra nas formações ou reservatórios contendo hidrocarboneto. As perfurações podem ser feitas dos furos de poço de produção 206 às partes da formação 214, para facilitar o fluxo dos hidrocarbonetos das formações contendo hidrocarboneto até os furos de poço de produção. Água pode ser injetada sob pressão para dentro das zonas de injeção 234, formadas na formação subterrânea 206, para estimular a

produção de hidrocarbonetos através dos poços de produção de um campo. Água pode ser injetada sozinha como um componente de fluidos de deslocamento miscíveis ou imiscíveis. Água do mar (para poços fora da costa) e salmoura produzidas das mesmas ou próximas formações (para poços na costa) podem ser usados como a fonte de água. Tal água pode conter quantidades (concentração) de íons precursores, tais como sulfato divalente (SO_4^{2-}), que podem formar sais insolúveis quando entram em contato com cátions, tais como Ba^{++} , Sr^{++} e Ca^{++} , residentes nas formações. Os sais resultantes (BaSO_4 , SrSO_4 e CaSO_4) podem ser relativamente insolúveis nas temperatura e pressão da formação subterrânea. Tais sais podem precipitar-se fora da solução. Os sais insolúveis precipitados podem acumular-se e, conseqüentemente, obstruir as passagens de fluido subterrâneas. Os efeitos da obstrução podem ser mais severos em passagens da formação próxima do poço de injeção 232 e nas perfurações do poço de produção 212. A solubilidade dos sais insolúveis pode ainda diminuir quando a água de injeção for produzida para a superfície através do poço de produção 212, devido à redução da temperatura e pressão quando os fluidos se movem para a superfície através do poço de produção. As passagens de fluido subterrâneas ou da formação podem incluir poros na matriz de formação, fraturas, vazios, cavidades, cavidades em rocha, perfurações e passagens de fluido através dos poços, incluindo poços, tubulações e outras passagens de fluido encamisados e não encamisados. Os precipitados podem incluir sais insolúveis, cristais ou incrustação. A obstrução pode incluir a redução da porosidade e/ou permeabilidade das passagens de fluido e dos tubulares usados na produção dos fluidos de poço e processamento daqueles fluidos. A água de injeção pode incluir qualquer fluido contendo água que seja injetado dentro de uma formação subterrânea, para facilitar a recuperação de hidrocarbonetos da formação subterrânea.

Uma finalidade do poço de injeção 232 é auxiliar o fluxo de

hidrocarbonetos do reservatório para o poço de produção 212. Um método é injetar água sob pressão adjacente a uma zona de produção, para fazer com que os hidrocarbonetos presos na formação 206 movam-se para o poço de produção 212.

5 Com referência agora à Figura 3, em algumas formas de realização da invenção é ilustrado um sistema 300 para produção de água 330. A produção de água 330 tem uma entrada de água não processada, por exemplo, água de um corpo de água, de um poço, água do mar, suprimento de água de cidade ou outro suprimento de água. Em 334, alguns cátions podem
10 ser removidos da água bruta 302, por exemplo, cátions monovalentes ou cátions multivalentes, tais como cátions divalentes ou trivalentes. Em 340, um agente pode ser adicionado a água parcialmente processada, a fim de aumentar a viscosidade da água. Água processada 303 é então produzida da água de produção 330.

15 Com referência agora à Figura 4, em algumas formas de realização da invenção, o sistema 400 para produção de água 430 é ilustrado. A produção de água 430 tem uma entrada de água não-processada 402, por exemplo, água do corpo de água de um poço, água do mar, suprimento de água da cidade ou outro suprimento de água. Em 432, filtração primária pode
20 ser realizada para remover sólidos da água. Em 433 sulfatos (SO_4) podem ser removidos. Em 434, alguns cátions divalentes podem ser removidos, por exemplo, de cerca de 60 a cerca de 99 % dos cátions divalentes presentes. Cátions divalentes que podem ser removidos incluem magnésio (Mg), cálcio (Ca), ferro (Fe) e/ou estrôncio (Sr).

25 Em algumas formas de realização, 433 e 434 podem ser realizados ao mesmo tempo com um sistema de membrana de nanofiltragem.

Em 436, alguns íons monovalentes podem ser removidos, por exemplo, de cerca de 60 a cerca de 99% dos cátions presentes, tais como sódio (Na) e/ou potássio (K), juntamente com os ânions associados, por

exemplo, cloro, fluoreto e/ou brometo. Em 438, alguns cátions divalente podem ser adicionados de volta na água, por exemplo, adicionando-se de volta algum magnésio, cálcio e/ou estrôncio. E 440, um agente pode ser dissolvido em água, onde o agente aumenta a viscosidade da água. A água processada 403 pode ser produzida pela produção de água 430.

Em algumas formas de realização, a produção de água 330 e/ou 430 pode usar um sistema baseado em membrana, por exemplo, osmose reversa (RO) e/ou tecnologia de nanofiltragem (NF), tal como é usada para dessalinização, filtragem e/ou purificação de água do mar.

A força impulsora para permeação para separação de membrana pode ser a pressão líquida através da membrana; esta é definida como a pressão de alimentação menos a pressão do permeado ou retro-pressão, menos a diferença entre a pressão osmótica do alimento e a pressão osmótica do permeado.

A Patente U.S. No. 4.723.603 emprega membranas NF para remoção específica de sulfato de água do mar. Os sulfatos podem ser removidos pelas membranas NF e o permeado NF pode ser rico em cloreto de sódio, porém deficiente de sulfato. Tal água livre de sulfato pode evitar a formação de sulfato de bário, que tem baixa solubilidade e pode causar obstrução. A Patente U.S. No. 4.723.603 é aqui incorporada por referência em sua totalidade.

A Patente U.S. No.4.341.629 descreve a dessalinização da água do mar pela utilização de módulos RO, que podem incluir a mesma membrana, p. ex., uma membrana RO de triacetato de celulose (CTA) com 90% de rejeição ou duas diferentes membranas, p. ex., uma membrana CTA com 80% de rejeição e uma membrana CTA com 98% de rejeição. A Patente U.S. No. 4.341.629 é aqui incorporada por referência em sua totalidade.

A Patente U.S. No. 5.238.574 descreve o uso de uma multiplicidade de módulos de membrana RO para processar água do mar. Por

exemplo, uma primeira membrana RO de baixa pressão pode ser seguida por uma membrana RO de alta pressão ou uma série de membranas RO de baixa pressão pode ser usada para fornecer permeado de qualidade de água variável ou simplesmente produzir um permeado combinado, em que a corrente concentrada de um módulo torna-se a corrente de alimentação para o próximo módulo em série. A Patente U.S. No. 5.238.574 é aqui incorporada por referência em sua totalidade.

Em algumas formas de realização, o sistema 400 pode incluir água não processada 402 de uma fonte de alimentação aquosa, tal como água do mar do oceano ou qualquer fonte de água salina tendo alguns íons divalentes e monovalentes, tais como água produzida de um poço. Como exemplo, água do mar bruta pode ser tirada do oceano, de um poço marinho ou de uma entrada aberta e inicialmente submetida a filtragem primária 432 usando-se um grande filtro de partículas (não mostrado) e/ou filtros de multi-meios, que poderiam ser tipicamente areia e/ou carvão antracito, opcionalmente seguido por uma filtragem em cartucho.

Em algumas formas de realização, os processos 433, 434 e/ou 436 podem incluir um ou uma pluralidade de cartuchos RO, que podem ser localizados a jusante de um ou de uma pluralidade de cartuchos NF. Os cartuchos RO e/ou cartuchos NF podem ser cartuchos de membrana semipermeável espiralmente enrolada, ou cartuchos produzidos utilizando-se tecnologia de fibra oca, tendo características de membrana adequadas. Por exemplo, a E. I. DuPont vende cartuchos RO do tipo de fibra fina oca (HFF), que são comercializados pela DuPont como seus cartuchos HFF B-9 e que podem ser usados. Um cartucho de membrana semipermeável espiralmente enrolado pode incluir uma pluralidade de folhas que são envelopes individuais de material de membrana semipermeável semelhante a lâminas, que intercalam entre eles um material contendo permeado poroso, tal como material laminar fibroso de poliéster. O material de membrana semipermeável

pode ser qualquer um daqueles materiais comercialmente disponíveis. Intercalados entre folhas adjacentes pode haver comprimentos de material espaçador, que podem ser tecidos ou outra malha aberta, configurações cruzadas semelhantes a tela de filamentos sintéticos, p. ex., filamentos
5 extrusados cruzados de polipropileno ou similar, tais como aqueles vendidos sob os nomes comerciais VExar e Nalle, que fornecem passagens de fluxo para a água de alimentação sendo bombeada de extremidade a extremidade através de um vaso de pressão. Uma colocação de tais folhas alternativas e lâminas espaçadoras pode então ser espiralmente enrolada em torno de um
10 tubo oco, tendo uma parede lateral porosa, para criar um cartucho cilíndrico circular direito.

Um cartucho de separação espiralmente enrolado é descrito na Patente U.S. No. 4.842.736, cuja descrição é incorporada aqui por referência, que fornece uma pluralidade de passagens de alimentação em espiral, que se
15 estende axialmente de extremidade a extremidade do cartucho final, através de cujas passagens o líquido de alimentação sendo tratado escoar em uma direção axial. Internamente dentro dos envelopes de membrana, o líquido permeante escoar ao longo de um trajeto em espiral para dentro de um material até alcançar o tubo central poroso, onde ele se reúne e através do qual flui
20 axialmente para a saída.

Em algumas formas de realização, os cartuchos RO e/ou cartuchos NF podem ser selecionado a fim de realizar a desejada função total de produzir uma corrente de água processada, tendo as desejadas concentrações iônicas da água do mar ou similar. Os elementos ou cartuchos
25 RO podem ser selecionados de membranas semipermeáveis adequadas da variedade de membranas compósitas de poliamida, em que uma fina película de poliamida pode interfacialmente ser formada em um suporte de polissulfona poroso ou similar, que pode ser, por sua vez, formado em um material de suporte fibroso altamente poroso. As membranas RO podem ser

projetadas para rejeitar mais do que cerca de 95% de sais dissolvidos, por exemplo, cerca de 98% ou mais.

As membranas RO comercialmente disponíveis adequadas incluem aquelas vendidas como AG8040F e AG8040-400 por Osmonics; Série SW30 e Le por Dow-FilmTec; como Desal-11 por Desalination Systems, Inc.; como ESPA por Hydranautics; como ULP por Fluid Systems, Inc.; e como ACM por TriSep Corporation.

Podem ser empregadas membranas NF que são projetadas para seletivamente rejeitar íons divalentes ou maiores e os elementos ou cartuchos NF que são usados podem rejeitar um mínimo de cerca de 80%, por exemplo, mais do que cerca de 90% ou cerca de 95% ou cerca de 98% de íons divalentes ou maiores em uma alimentação aquosa. A membrana NF pode também, pelo menos moderadamente, reduzir o teor de íon monovalente, por exemplo, menos do que cerca de 70% ou menos do que cerca de 50% ou menos do que cerca de 30% ou menos do que cerca de 20% do teor de íons monovalentes. As membranas NF comercialmente disponíveis adequadas podem ser compradas em forma de lâmina ou em cartuchos espiralmente enrolados acabados e incluem aquelas vendidas como Seasoft 8040DK, 8040DL e Sesal DS-5 por Osmonics; como Série NF 200 e NF-55, NF-70 e como NF-90 por Dow-Film Tec; como DS-5 e DS-51 por Desalination Systems, Inc., como ESNA-400 por Hydranautics; e como TFCS por Fluid Systems, Inc.

Em algumas formas de realização, um método mecânico, tal como passar a água não processada 402 através de uma membrana de nanofiltração, pode ser usado para remover íons da água na superfície antes de injetá-la dentro do furo de poço e/ou adicionar um agente 440. A água do mar pode conter de cerca de 2700 a cerca de 2800 ppm de SO_4^- divalente. O processo de membrana de nanofiltração pode reduzir esta concentração a cerca de 20 a cerca de 150 ppm. Uma redução de 99% no teor de sulfato pode ser obtível.

Em algumas formas de realização, produtos químicos e/ou aditivos podem ser injetados dentro da água não tratada 402, para inibir o crescimento in-situ de cristais de precipitação de sal insolúvel. Uma variedade de aditivos é injetada dentro da água de injeção na superfície ou diretamente dentro de um poço de injeção. Os poços de produção podem também com frequência ser tratados com retrofluxo de salmoura fresca contendo aditivos para evitar obstrução das passagens.

Em algumas formas de realização, a água salgada pode ser processada 433, 434 e/ou 436 por destilação flash de multi-estágios, destilação de multiefeitos, osmose reversa e/ou destilação por compressão de vapor. As tecnologias de membrana têm sido usadas no pré-tratamento de água salgada, para reduzir o alto teor iônico da água salgada em relação à água fresca. Podem ser usadas membranas seletivas de íon que seletivamente evitam que certos íons passem através delas, enquanto ao mesmo tempo permitindo que a água e outros íons passem através delas. A seletividade de uma membrana pode ser função das propriedades particulares da membrana, incluindo o tamanho do poro ou carga elétrica da membrana. Portanto, qualquer uma das membranas seletivas de íons conhecidas e comercialmente disponíveis, que atendem a estes critérios, pode ser usada. Por exemplo, uma membrana de poliamida é particularmente eficaz para seletivamente evitar que íons sulfato, cálcio, magnésio e bicarbonato passem através dela e poderia ser usada para os processos 433 e/ou 434. Uma membrana de poliamida, tendo o nome comercial SR90-400 (Film Tec Corporation) ou Hydranautics CTC-1, pode ser usada.

Em algumas formas de realização da invenção, água não processada 402, contendo uma alta concentração de íons de dureza (por exemplo, cátions divalentes), é passada através de uma membrana seletiva de íons 434 para formar uma água salgada amaciada, tendo uma reduzida concentração de íons de dureza. A água salgada amaciada é alimentada a um

sistema de dessalinização 436. Em seguida, parte dos íons de dureza pode ser adicionado de volta para a água a 438 e um viscosificador adicionado a 440.

Microfiltração (MF), ultrafiltração (UF), nanofiltração (NF) e osmose reversa (RO) são todos processos de separação acionados por pressão, permitindo que uma larga faixa de moléculas neutras ou iônicas seja removida dos fluidos. A microfiltração pode ser usada para remoção de partículas suspensas maiores do que cerca de 0,1 micros. A ultrafiltração pode ser usada para excluir moléculas dissolvidas de peso molecular maior do que cerca de 5000. As membranas de nanofiltração podem ser usadas para passar pelo menos parte dos sais, porém tendo alta rejeição de compostos orgânicos, tendo pesos moleculares maiores do que aproximadamente 200 Daltons. Membranas de osmose reversa podem ser usadas para alta rejeição de quase todas as espécies. Embora NF e RO sejam ambas capazes de excluir sais, elas tipicamente diferem em seletividade. As membranas NF comumente são atravessadas por íons monovalentes, enquanto mantendo alta rejeição dos íons divalentes. Ao contrário, as membranas de osmose reversa são relativamente impermeáveis a quase todos os íons, incluindo íons monovalentes, tais como íons de sódio e cloreto. As membranas NF têm às vezes sido descritas como membranas RO “soltas”. Uma membrana adequada, capaz de remover sais dissolvidos da água, é a membrana de acetato de celulose, com seletividade resultante de uma camada discriminante fina, que é suportada em uma camada mais espessa e mais porosa do mesmo material. Outra membrana adequada é feita de piperazina ou piperazina substituída. Outras membranas adequadas incluem polímeros tais como as membranas comerciais NF FilmTec NF40.

Em algumas formas de realização, um cartucho de filtro enrolado em espiral pode ser usado para incorporar grandes quantidades de membrana RO ou NF em um pequeno volume. Tal elemento pode ser produzido enrolando-se lâminas espaçadoras de alimentação, lâminas de

membrana e lâminas espaçadoras de permeado em torno de um tubo de permeado perfurado.

Em algumas formas de realização, a polimerização interfacial pode ser usada para produzir membranas compósitas de película fina para separações RO e NF. Este processo é comumente realizado como uma policondensação entre aminas e cloretos ou isocianatos ácidos.

Membranas de osmose reversa podem ter alta rejeição de virtualmente todos os íons, incluindo sódio e cloreto. As membranas NF são com frequência caracterizadas como aquelas tendo uma passagem substancial de moléculas neutras, tendo pesos moleculares menores do que 200 daltons e íons monovalentes. As membranas NF ainda comumente possuem alta rejeição de íons divalentes devido a interações de carga. As membranas tendo um continuum de propriedades entre RO e NF podem também ser produzidas. Além da alta rejeição de pelo menos uma espécie, as membranas comerciais com frequência possuem alta permeabilidade de água.

Em algumas formas de realização, as membranas para RO e/ou NF podem ser membranas baseadas em piperazina, em que pelo menos 60% dos monômeros contendo amina, incorporados dentro do polímero, podem ser moléculas derivadas de piperazina ou piperazina. Um exemplo típico de uma membrana baseada em piperazina é a membrana NF FilmTec NF40, que foi produzida contatando-se piperazina e TMC na presença de um aceitador de ácido, N,N-dimetilpiperazina. As membranas comerciais FilmTec NF45 e SR90 foram produzidas por processos similares, com produtos químicos patenteados adicionais adicionados à água e/ou fase orgânica. Uma propriedade particularmente útil de algumas membranas é a capacidade de seletivamente remover algumas moléculas enquanto retendo outras. Por exemplo, a indústria leiteira tem usado membranas baseadas em piperazina para concentrar grandes moléculas neutras (soro e lactose), enquanto removendo minerais. Em outros casos, é desejado passar sais monovalentes

enquanto mantendo-se alta rejeição de íons divalentes.

Em algumas formas de realização, os processos 334, 433 e/ou 434 podem utilizar um dispositivo NF, tal como uma membrana. Em algumas formas de realização, os processos 334 e 436 podem usar um dispositivo RO, tal como uma membrana.

Em algumas formas de realização da invenção, os agentes para aumentar a viscosidade de um fluido de inundação em 340 e/ou 440 podem ser polímeros solúveis em água ou dispersáveis em água, de alto peso molecular.

Em algumas formas de realização da invenção, agentes para aumentar a viscosidade e/ou aumentar a recuperação do óleo podem incluir um ou mais de:

1) sulfonatos de alquil xileno, comercialmente disponíveis como Aristonate H-LF da Pilot;

2) sulfonatos de alquil benzeno, comercialmente disponíveis como Biosoft S90, Biosoft LAS-40S da Stepan;

3) C₁₈ alquil tolueno sulfonatos;

4) alquil aril sulfonatos, comercialmente disponíveis como ORS-41, ORS-60, ORS-62, ORS-64, ORS-66, ORS-72, ORS-97, ORS-162, ORS-164, ORS-166 da Oil Chem Technologies; Petronate EOR 2037, Petronate EOR 2094 e Petronate EOR 2095 da Crompton; e Pentrostep B-100;

5) alquil naftaleno sulfonatos, comercialmente disponíveis como Petro AA e Petro P da Akzo Nobel;

6) alquil sulfato polietoxialquilado, comercialmente disponível como Steol CS330 da Stepan;

7) lauril etóxi sulfato de sódio, comercialmente disponível como Steol CS-460;

8) estirilarilóxi sulfonato etoxilado;

- 9) polioxietileno alquiléter sulfonato;
- 10) etoxilato carboximetilado, comercialmente disponível como Neodox da DanChem Technologies;
- 11) Nonilfenol poletilenóxido éter sulfato, comercialmente disponível como Triton XN-45S da Dow;
- 12) Sulfonatos de petróleo, comercialmente disponível como Aristonate VH da Pilot; e como Witco 2094;
- 13) alquilfenol sulfonatos alcoxilados, comercialmente disponíveis como Triton X-200 da Dow;
- 14) alfa-olefina sulfonato C_{12-16} , comercialmente disponível como Stepantan AS-1216, Stepantan AS-1246;
- 15) Alfa-olefina sulfonato C_{14-16} , comercialmente disponível como Bioterge AS-40;
- 16) Alfa-olefina sulfonato C_{16-18} , comercialmente disponível como Stepantan AS-1618;
- 17) Sulfonato de olefina interna (C_{15-18} comercialmente disponível como IOS 1518;
- 18) Sulfonato de olefina interna C_{17-20} , comercialmente disponível como IOS 1720;
- 19) Alquil sulfato de sódio, comercialmente disponível como Stepanol LCP;
- 20) metil-2-sulfonil-laurato de sódio, comercialmente disponível como Alphastep ML-40;
- 21) Lignossulfonato de sódio, comercialmente disponível como D-1766 da Lignotech;
- 22) Alquil propóxi sulfatos
- 23) Poliacrilamida hidrolisada, comercialmente disponível como Flopaam 3630S, Flopaam 3530S, Flopaam 3430S, Flopaam 3230S da SNF; Magnafloc 3336 da Ciba; Alcoflood 1275A, Alcoflood 1285REL,

Praestol 2640SL e Spurefloc AF1266;

- 24) Polivinilpirrolidonas;
- 25) hidroxietilceluloses;
- 26) sulfato ésteres de celulose;
- 5 27) gomas guar;
- 28) xantanas;
- 29) escleroglicanos;
- 30) polímeros de ácido acrílico;
- 31) polímeros de alquil acrilamida;
- 10 32) polímeros de polissacarídeo;
- 33) copolímeros de acrilamidas e ácido acrílico ou acrilato de sódio;
- 34) Acrilamidas substituídas por N-sulfoidrocarboneto;
- 35) biopolissacarídeos;
- 15 36) copolímeros de acrilamida e acrilato de sódio;
- 37) soluções de poliacrilamida parcialmente saponificada;
- 38) copolímeros contendo de cerca de 99 a cerca de 50 % em peso de unidades de acrilamida e de cerca de 1 a cerca de 50 % em peso de unidades de acrilato;
- 20 39) poliacrilamida contendo até cerca de 10 por cento em mol de grupos carboxilato;
- 40) copolímeros aleatórios de 90 por cento em mol ou mais de acrilamida e dez por cento em mol ou menos de ácido acrílico ou sais de ácido acrílico;
- 25 41) homopolímeros de N-metil-acrilamida ou N,N-dimetilacrilamida;
- 42) copolímeros ou terpolímeros de 0,1 – 99,9 por cento em mol de acrilamida e 99,9 – 0,1 por cento em mol de N-metilacrilamida e/ou N,N-dimetilacrilamida;

43) poli(metilmacrilato), poli(etilmacrilato), poli(metacrilamida), poli(metilacrilato), poli(etilacrilato), poli(N-metilmacrilamida) e/ou poli(N,N-dimetilacrilamida);

5 44) polímeros quaternários com nitrogênio ou fósforo como o átomo quaternário ou catiônico com uma cadeia alifática, cicloalifática ou aromática, em que o enxofre trivalente ou terciário pode substituir o nitrogênio ou fósforo quaternário nos polímeros;

45) um polímero polar e geralmente solúvel em solventes polares;

10 46) tensoativos;

47) sabões; e/ou

48) álcalis, por exemplo, carbonatos ou hidróxidos.

Em algumas formas de realização, o termo “poliacrilamida” inclui qualquer polímero catiônico, aniônico, não-iônico ou anfotérico, que
15 pode consistir de unidades recorrentes de acrilamida ou metacrilamida. Os poliacrilamidas podem ser polímeros de adição de vinila e podem ser preparados por métodos tais como por homopolimerização de acrilamida ou por copolimerização de acrilamida com comonômeros catiônicos, aniônicos e/ou não-iônicos.

20 Comonômeros ctiônicos adequados incluem haletos de dialildialquilamônio, os sais de ácido e quaternários dos dialquilaminoalquil(alq)acrilatos e dialquilaminoalquil(alq)acrilamidas, por exemplo, o cloreto de metila, cloreto de benzila e sais quaternários de dimetil sulfato de dimetilaminoetilacrilato, dimetilaminoetilmetacrilato,
25 dimetilaminoetilacrilamida, dimetilaminoetilmetacrilamida e dietilaminoetilacrilato, por exemplo, cloreto de dialildimetilamônio e o sal quaternário de cloreto de metila de dimetilaminoetilacrilato. Os comonômeros aniônicos podem incluir ácido acrílico, ácido metacrílico e ácido 2-acrilamido-2-metilpropanossulfônico e seus sais, por exemplo, ácido acrílico

e acrilato de sódio. Os comonômeros não-iônicos podem incluir acrilonitrila e alquil(met)acrilatos, tais como metilacrilato, metilmetacrilato e etil acrilato. Os poliacrilamidas podem também ser formados por pós-reação de poliacrilamidas de uma maneira bem conhecida daqueles hábeis na arte, reagindo-se o poliacrilamida com um reagente capaz de mudar a estrutura química do polímero. Pós-reações do poliacrilamida podem incluir hidrólise com ácido ou base, para produzir poliacrilamida hidrolisado, reação Mannich (opcionalmente seguida por quaternização para produzir poliacrilamida Mannich quaternizado) e reação com hidroxilamina (ou seu sal) para produzir poliacrilamida hidroxamado. Poliacrilamidas catiônicos e aniônicos podem ser usados.

Em algumas formas de realização da invenção, agentes para aumentar a viscosidade incluem polímeros compreendendo N-vinil lactama e uma amida insaturada, tais como N-vinil-2-pirrolidona, incluindo homopolímeros, copolímeros e terpolímeros, como descrito na Patente U.S. No. 6.030.928, aqui incorporada por referência em sua totalidade. Em algumas formas de realização da invenção, agentes para aumentar a viscosidade incluem viscosificadores, tais como agentes espessantes poliméricos, que podem ser adicionados em toda ou parte de uma composição de água injetada, a fim de aumentar sua viscosidade.

Em algumas formas de realização, os agentes têm um peso molecular médio ponderal de cerca de 1×10^6 a cerca de 40×10^6 , por exemplo, de cerca de 5×10^6 a cerca de 30×10^6 ou, por exemplo, de cerca de 4 a cerca de 7 milhões ou de cerca de 15 a cerca de 30 milhões. Em algumas formas de realização, o peso molecular é de cerca de 100.000 ou mais, por exemplo, cerca de 1.000.000 ou mais, tal como cerca de 10.000.000 ou mais. Os pesos moleculares podem ser determinados por dispersão de luz, empregando-se instrumentação comercialmente disponível e técnicas que são conhecidas na arte.

Em algumas formas de realização, os agentes são vendidos por uma variedade de companhias, incluindo Dow Chemical Co. de Midland, Mich. Um agente pode ser Alcoflood.RTM. 1235, um viscosificador polimérico solúvel em água, disponível na Ciba Specialty Chemicals de
5 Tarrytown, NY.

Em algumas formas de realização, o agente pode ser adicionado em 440 ao fluxo de água em uma concentração de cerca de 0,001% a cerca de 1 % em peso da solução total.

A redução da mobilidade de um fluido em um meio poroso, tal
10 como um reservatório contendo óleo, pode ser realizada aumentando-se a viscosidade do fluido, diminuindo-se a permeabilidade dos meios porosos ou por combinação de ambos. O agente pode tanto aumentar a viscosidade da água e/ou reduzir a permeabilidade de um reservatório quando uma solução
15 escoar através dele. A extensão em que uma concentração particular de um dado agente realiza estas duas funções pode ser muito aproximadamente função do peso molecular médio do agente. Quanto mais baixa a permeabilidade do reservatório, mais baixo pode ser o peso molecular médio do agente que pode ser injetado sem significativa obstrução do poço. Para
20 uma dada formação, entretanto, é inteiramente possível terem-se duas soluções de poliacrilamida parcialmente hidrolisadas do mesmo peso molecular que exibam radicalmente diferentes eficiências para fins de controle da mobilidade. Onde a distribuição do peso molecular de um polímero ser relativamente estreita, como é o caso com alguns polímeros, substancialmente todo o polímero pode ser eficaz no controle da injetividade
25 e mobilidade. Se a distribuição do peso molecular for larga, como é o caso com alguns polímeros, a mobilidade pode ser adversamente afetada pelas moléculas de mais baixo peso molecular da mistura polimérica, enquanto as moléculas de peso molecular mais elevado do polímero indicam a presença de espécie semelhante a gel, que pode resultar em obstrução do poço.

Em algumas formas de realização da invenção, os agentes para aumentar a viscosidade da água de fluxo obtêm uma viscosidade de solução de pelo menos cerca de 10 centipoises em temperatura ambiente e/ou reduzem a permeabilidade da rocha à água inundando, pela adsorção na rocha da
5 formação.

Em algumas formas de realização, os agentes podem ser selecionados com base nas condições de retenção da viscosidade, desempenho do fluxo do meio poroso, alta temperatura, elevada salinidade e elevada pressão. Em algumas formas de realização, uma solução com um agente deve
10 ser de pelo menos cinco vezes mais viscosa do que a água do mar.

Em algumas formas de realização, os agentes podem ser pelo menos parcialmente dissolvidos em vários fluidos, incluindo, por exemplo, um fluido aquoso, ou em um fluido contendo pelo menos uma composição selecionada de bases, viscosificadores poliméricos, tensoativos e co-
15 tensoativos e combinações de qualquer duas ou mais de ditas composições. Os agentes podem ser reticulados com vários agentes reticulantes. Os agentes podem ser solúveis em água ou dispersáveis em água. Em algumas formas de realização da invenção, uma composição inclui um agente para aumentar a viscosidade, um fluido aquoso e um ou mais de: tensoativos, co-tensoativos,
20 inibidores de corrosão, expurgadores de oxigênio, bactericidas e quaisquer combinações dos mesmos.

Em algumas formas de realização da invenção, a água processada 303 e/ou 403 podem ser combinadas com um ou mais dos aromáticos, por exemplo, benzeno, tolueno ou xileno; terebentina; tetralina;
25 hidrocarbonetos clorados, por exemplo, tetracloreto de carbono ou cloreto de metileno; ou outros hidrocarbonetos, por exemplo, hidrocarbonetos C₅-C₁₀ e/ou álcoois; vapor; ou compostos de enxofre, por exemplo, sulfeto de hidrogênio e então injetadas dentro de uma formação para aumentada recuperação de óleo. Por exemplo, uma mistura de água processada, com um

agente para aumentar a viscosidade misturado com álcool, pode ser injetada dentro de uma formação.

Em algumas formas de realização, uma mistura de um agente e água pode ser submetida a forças de cisalhamento em dispositivos de dispersão ou bombeamento de líquido dinâmico, a fim de passarem através da bomba centrífuga diversas vezes, até as propriedades poliméricas desejadas serem obtidas. Os dispositivos de dispersão e bombeio de dispersão dinâmicos podem ser máquinas de fluxo hidrodinâmico, por exemplo, bombas centrífugas rotativas de único ou de múltiplos estágios, tais como bombas centrífugas radiais. As condições de fluxo turbulento são condições de fluxo caracterizadas por variações irregulares da velocidade das partículas líquidas individuais. Uma mistura pode ser passada através de unidades de corte estáticas com água disponível, a fim de fornecer uma lama uniforme de sólidos de gel particulados, tendo um desejado teor de sólidos, sem substancialmente degradar o agente, por exemplo, reduzir seu peso molecular. A lama de gel resultante da passagem através das unidades estáticas pode ser (a) introduzida dentro de um tanque de retenção com agitação suave por cerca de 1 – 4 horas até o gel desaparecer e o agente dissolver-se para fornecer um concentrado de solução homogênea em temperatura ambiente ou ligeiramente abaixo, p. ex., 15 – 20 C, ou (b) a lama de gel pode ser alimentada continuamente em uma série de múltiplos tanques de retenção, com suficiente tempo de permanência total, para formar o concentrado de solução homogêneo pelo último tanque de retenção. O concentrado de solução homogêneo pode então ser passado através de misturadores estáticos padrão com água disponível para diluição final.

Em algumas formas de realização, o agente pode ser um polímero que pode ser preparado na presença de agentes de reticulação ou ramificação, tais como metilenobisacrilamida e/ou na presença de agentes de transferência de cadeia, tais como isopropanol e ácido lático. Quando a

quantidade de agente reticulante é aumentada, a composição aquosa resultante do polímero disperso tende a conter quantidades maiores de polímero intumescível por água. Quando a quantidade de agente reticulante é diminuída, a composição aquosa resultante do polímero disperso tende a
5 conter quantidades menores de polímero intumescível pela água. Os agentes de transferência de cadeia tendem a reduzir o peso molecular do polímero e a tornar os polímeros solúveis, que de outro modo seriam intumescíveis em água, por causa da presença de agentes de reticulação. As composições aquosas da presente invenção podem conter polímero disperso solúvel em
10 água ou polímero disperso intumescível em água, ou mistura deles.

Em algumas formas de realização, o agente pode ser um polímero, tal como poliacrilamida, que pode ser preparado utilizando-se técnicas tais como polimerização em solução, emulsão de água em óleo, microemulsão de água em óleo ou dispersão aquosa, por exemplo, emulsão de
15 água em óleo ou microemulsão de água em óleo. As partículas de poliacrilamida podem ser formadas por métodos tais como moagem ou cominuição de uma massa polimerização em solução de poliacrilamida seco. As partículas de poliacrilamida secadas por pulverização podem ser usadas e podem ser formadas por secagem por pulverização de uma dispersão
20 contendo poliacrilamida, emulsão de água em óleo ou microemulsão de água em óleo.

Em algumas formas de realização, o agente pode ser um polímero, que pode ser misturado com água contatando-se as partículas poliméricas com a corrente de água movendo-se, de modo que pode resultar
25 em uma composição aquosa consistindo de cerca de 0,01 % ou mais de polímero disperso, por exemplo, 0,05 % ou mais, por exemplo, 0,1% ou mais, por exemplo, 0,2 % ou mais, em peso, com base no peso total de dita composição aquosa. Em alguns casos, a composição aquosa pode conter mais do que 5% de polímero disperso em peso, com base no peso total da

composição aquosa, porém em outros casos pode conter cerca de 5% ou menos de polímero disperso, por exemplo, cerca de 2 % ou menos, por exemplo, cerca de 1 % ou menos, na mesma base.

Em algumas formas de realização da invenção, os agentes para
5 aumentar a viscosidade da água incluem uma pequena, porém eficaz
quantidade de polímero usado para produzir a desejada viscosidade ou outras
propriedades do fluido de injeção. Com base nas propriedades da formação e
na natureza e duração pretendidas do processo, o tipo e quantidade do agente
podem ser selecionados para obterem-se os efeitos desejados através do
10 apropriado período de tempo. Em algumas formas de realização, a quantidade
de agente usado será na faixa de cerca de 500 ppm a cerca de 10.000 ppm, por
exemplo, cerca de 1.000 ppm a cerca de 3.000 ppm, com base no peso do
fluido de injeção. Geralmente, será selecionada uma quantidade econômica e
tipo de polímero para produzir o desejado efeito pelo tempo necessário.

15 Em algumas formas de realização da invenção, uma
composição compreendendo pelo menos um polímero solúvel em água pode
ser preparado combinando-se pelo menos um polímero solúvel em água
juntos em qualquer seqüência. A quantidade de polímero solúvel em água
pode ser de cerca de 200 a cerca de 10.000 ppm, por exemplo, cerca de 250 –
20 500 ppm, com base na inteira combinação. Quando a composição compreende
ainda fluido aquoso, o fluido aquoso utilizado compreenderá ou conterá água
e pode ser de cerca de 88 a cerca de 99,91 % em peso da combinação final. A
composição pode também conter outros solventes, álcoois e/ou sais.

Em algumas formas de realização, as soluções poliméricas
25 podem conter os polímeros em concentrações de até 5.000 ppm. Aqui, o
limite de concentração superior pode ser somente devido à crescente
viscosidade e o limite inferior pode ser baseado nos custos crescentes para
recuperação utilizando-se maiores quantidade de soluções mais diluídas. Por
esta razão, pode ser preferível utilizarem-se soluções tendo um teor de

polímero de até cerca de 3.000 ppm, por exemplo, um teor de polímero de cerca de 2.000 ppm a cerca de 3.000 ppm. Estas soluções são então diluídas após tratamento de acordo com a presente invenção em concentrações necessárias para uso de cerca de 300 ppm a cerca de 2.000 ppm.

5 Água pode ser comumente injetada dentro das formações contendo hidrocarboneto subterrâneas sozinha ou como um componente de fluidos de deslocamento miscíveis ou imiscíveis, para recuperar hidrocarbonetos de delas. A água não processada 302 e/ou 402 pode ser obtida de numerosas fontes, incluindo salmoura produzida da mesma
10 formação, salmoura produzida de formações remotas ou água do mar. Todas estas águas podem ter um elevado teor iônico em relação à água fresca. Alguns íons presentes na água não processada 302 e/ou 402 podem beneficiar a produção de hidrocarboneto, por exemplo, certas combinações e concentrações de cátions e ânions, incluindo K^+ , Na^+ , Cl^- , Br^- e/ou OH^- ,
15 podem estabilizar argila em vários graus em uma formação susceptível de avaria de argila, por dilatação ou migração de partícula. Outros íons (ou os mesmos íons que beneficiam a produção de hidrocarboneto) presentes na água não processada 302 e/ou 402 podem produzir efeitos nocivos in situ, por exemplo, os ânions SO_4^- divalentes da injeção de água podem ser
20 particularmente problemáticos porque o SO_4^- pode formar sais com cátions já presentes na formação, tais como Ba^{++} . Os sais resultantes podem ser relativamente insolúveis nas temperaturas e pressões de formação. Conseqüentemente, eles podem precipitar-se fora da solução in situ. A solubilidade dos sais diminui mais quando a injeção de água pode ser
25 produzida na superfície com os hidrocarbonetos, porque a pressão e temperatura diminuem no poço de produção. Os precipitados dos sais insolúveis podem acumular-se nas passagens de fluido subterrâneo como estruturas cristalinas, que finalmente obstruem as passagens e reduzem a produção de hidrocarboneto. Os efeitos da obstrução podem ser mais severos

nas passagens localizadas na formação próxima a poços e em poços de produção em que pode ser mais difícil para os fluidos produzidos desviarem-se das passagens bloqueadas.

Em algumas formas de realização da invenção, a água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403 pode ser injetada dentro da formação 206 produzida pela formação 206 e então recuperada do óleo e gás, por exemplo, por um separador centrífugo ou de gravidade e então processando-se a água na produção de água 230, em seguida a água processada ou mistura de água processada 303 e/ou 403 pode ser reinjetada dentro da formação 206.

Em algumas formas de realização da invenção, a água processada ou mistura de água processada 303 e/ou 403 pode ser injetada dentro de uma formação contendo óleo 206, opcionalmente precedida e/ou seguida por um jorro, tal como água do mar, uma solução de tensoativo, um fluido de hidrocarboneto, uma solução de salmoura ou água fresca.

Em algumas formas de realização da invenção, a água processada ou mistura de água processada 304 e/ou 403 pode ser usada para melhorar a recuperação de óleo. A água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403 pode ser utilizada para impulsionar ou empurrar a inundação de tensoativo agora contendo óleo para fora do reservatório, desse modo “varrendo” o óleo cru do reservatório. A água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403 podem ter uma viscosidade que ajuda a evitar o que é referido na indústria como “manuseio”, assim melhorando a eficiência de varredura. O óleo pode ser recuperado no poço de produção 212 afastado do poço de injeção 232, quando água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403 empurra o óleo para fora dos poros da formação 206 e para o poço de produção 212. Uma vez o fluido de óleo/tração alcança a superfície, ele pode ser colocado dentro de tanques de retenção 218, permitindo que o óleo se separe da água através das formas

naturais de gravidade.

A quantidade de óleo recuperado pode ser medida em função do óleo original em seu lugar (OOIC), por exemplo, 10% ou mais em peso do óleo original em seu lugar ou 15% ou mais em peso do óleo original em seu lugar.

O processo e sistema podem ser úteis para a recuperação de deslocamento de petróleo das formações contendo óleo. Tal recuperação abrange métodos em que o óleo pode ser removido de uma formação contendo óleo, através da ação de um fluido ou gás de deslocamento. Assim, a recuperação pode ser secundária, onde os hidrocarbonetos do reservatório foram substancialmente exauridos por mecanismos de recuperação primária ou pode ser terciária onde a solução polimérica pode ser injetada após injeção de fluidos de deslocamento convencionalmente usados. Outros usos para a água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403, preparada pelo processo e sistema da invenção, incluem tratamentos próximos da injeção de poço e injeção ao longo dos interiores das tubulações, para promover canalização de óleo cru de alta viscosidade. A água processada ou uma mistura de água processada 303 e/ou 403 pode também ser usada como aditivos de fluido de fratura hidráulicos, produtos químicos de diversão de desvio de fluido e aditivos de circulação de perda.

Aqueles hábeis na técnica observarão que muitas modificações e variações são possíveis em termos das formas de realização, configurações materiais e métodos descrito, sem desvio de seu espírito e escopo. Portanto, o escopo das reivindicações anexas a seguir e seus equivalentes funcionais não devem ser limitados por formas de realização particulares descritas e ilustradas aqui, visto que estes são meramente exemplificativos por natureza.

REIVINDICAÇÕES

1. Sistema de injeção de água, compreendendo:

um poço perfurado (212, 232) em uma formação subterrânea (204, 206, 208) compreendendo hidrocarbonetos;

5 uma instalação de produção (210) no lado de topo do poço; e,
 uma instalação de produção de água (230) conectada à
instalação de produção (210),

caracterizado pelo fato de que a instalação de produção de
água (230) produz água processada removendo cátions divalentes de água não
10 processada com um processo de separação acionado por pressão e
adicionando um agente tendo um peso molecular igual ou maior do que
100.000 e injetando a água processada dentro do poço.

 2. Sistema de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo
fato de que a instalação de produção de água (230) tem uma água de entrada
15 tendo um valor total de sais dissolvidos de pelo menos 15.000 partes por
milhão, expresso como cloreto de sódio dissolvido.

3. Método de injeção de água que compreende:

adicionar um agente tendo um peso molecular igual ou maior
do que 100.000 na água; e,

20 injetar a água com o agente dentro de uma formação
subterrânea (204, 206, 208) compreendendo hidrocarbonetos.

caracterizado pelo fato de que a água é água processada obtida
pela remoção de cátions divalentes de água não processada com um processo
de separação acionado por pressão.

25 4. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo
fato de que a água processada é reciclada ao ser produzida com óleo e
separada, e em seguida é reinjetada dentro da formação.

 5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3
ou 4, caracterizado pelo fato de que pelo menos um dentre aromáticos,

hidrocarbonetos clorados, outros hidrocarbonetos, água, dióxido de carbono, monóxido de carbono ou misturas dos mesmos, são misturados com a água processada antes de serem injetados dentro da formação.

5 6. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3 a 5, caracterizado pelo fato de que a água processada é aquecida antes de ser injetada dentro da formação.

 7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3 a 6, caracterizado pelo fato de que a água processada é aquecida enquanto dentro da formação.

10 8. Método de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que a água processada é aquecida com água quente, vapor, um líquido não-aquoso, um gás injetado dentro da formação ou uma mistura dos mesmos.

 9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3 a 8, caracterizado pelo fato de que a remoção de cátions divalentes da água não processada compreende remover cátions divalentes e em seguida remover cátions monovalentes.

 10. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3 a 9, caracterizado pelo fato de que a remoção de cátions divalentes da água não processada compreende remover cátions divalentes e em seguida remover cátions monovalentes e então retroadicionar cátions divalentes.

 11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 3 a 10, caracterizado pelo fato de que a água não processada tem um valor total de sais dissolvidos de pelo menos 15.000 partes por milhão, expresso como cloreto de sódio dissolvido, antes da remoção dos íons da água.

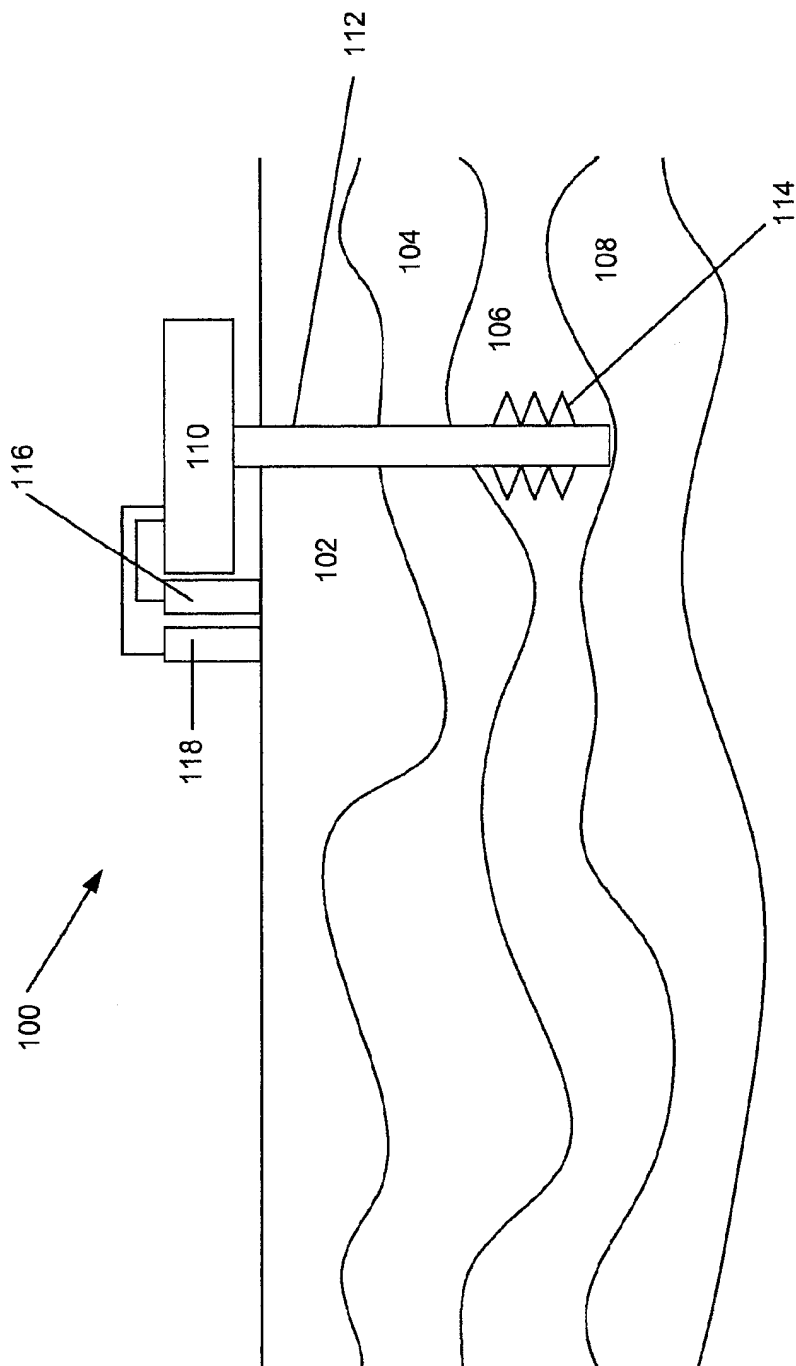


Figura 1 Técnica anterior

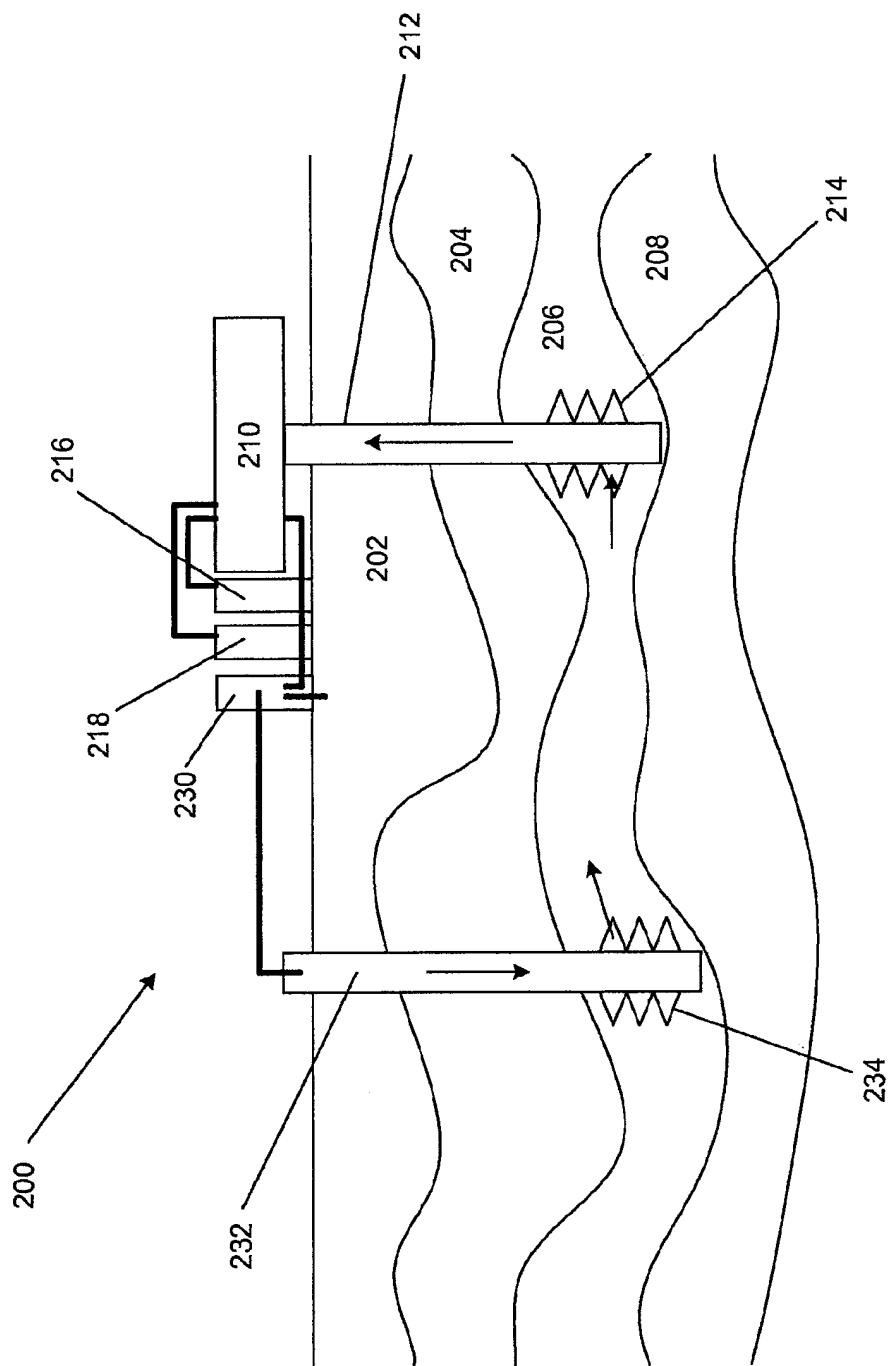


Figura 2

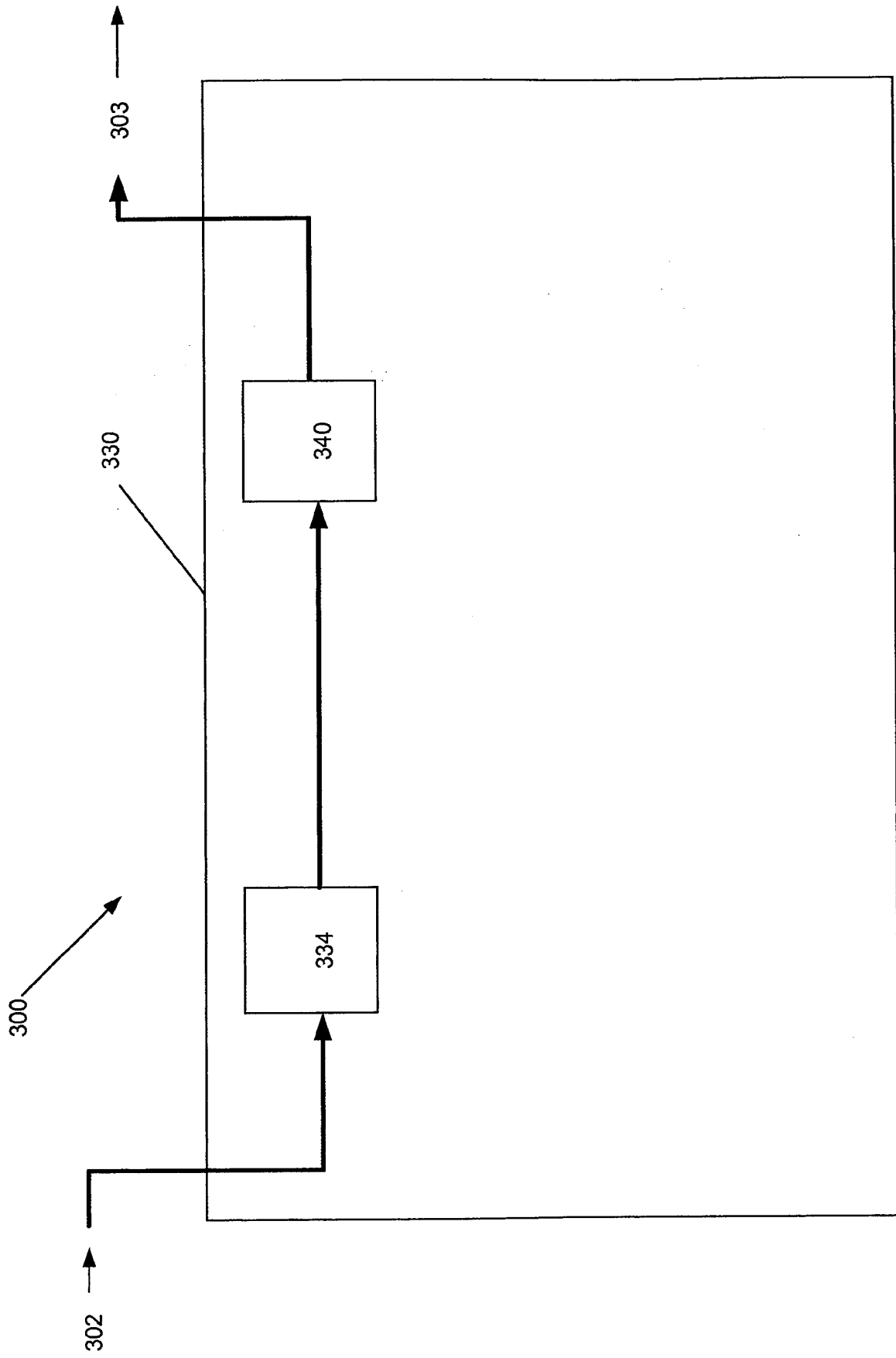


Figura 3

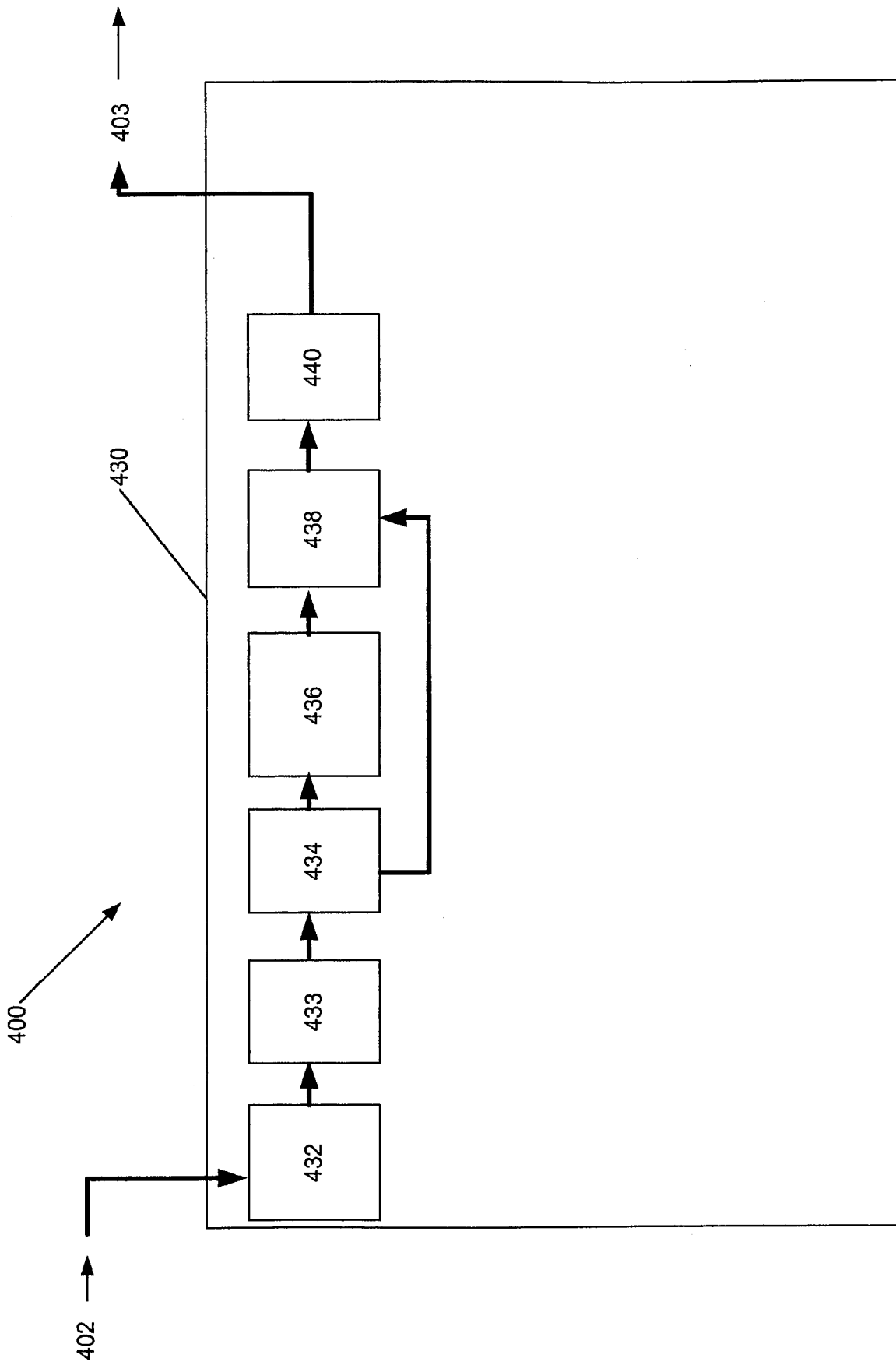


Figura 4