



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

(21) **PI0611067-3 A2**

(22) Data de Depósito: 05/05/2006
(43) Data da Publicação: 09/11/2010
(RPI 2079)



(51) *Int.Cl.:*
B01D 61/00
C02F 1/44
E21B 43/20
E21B 43/40

(54) Título: **PROCESSO E APARELHO PARA INJETAR ÁGUA EM UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA CONTENDO PETRÓLEO PARA A RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO, E, USO DE CLORETO DE BÁRIO E/OU CLORETO DE CÁLCIO**

(30) Prioridade Unionista: 06/05/2005 GB 0509306.7

(73) Titular(es): SURREY AQUATECHNOLOGY LIMITED

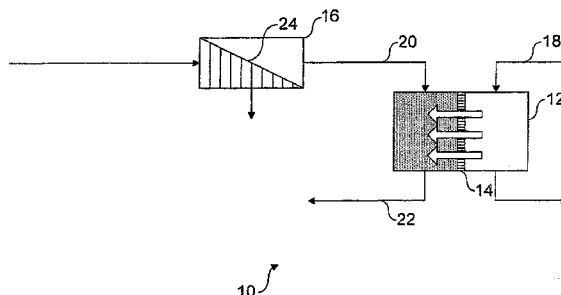
(72) Inventor(es): ADEL SHARIF

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

(86) Pedido Internacional: PCT GB2006001647 de 05/05/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2006/120399 de 16/11/2006

(57) Resumo: PROCESSO E APARELHO PARA INJETAR ÁGUA EM UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA CONTENDO PETRÓLEO PARA A RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO, E, USO DE CLORETO DE BÁRIO E/OU CLORETO DE CÁLCIO. Um processo para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para recuperação de petróleo, o dito método compreendendo: a) posicionar uma membrana seletiva entre uma solução aquosa e água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução aquosa, tal que a água passe através da membrana por osmose para diluir a água de formação, b) injetar a água de formação diluída na formação contendo petróleo, c) recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e d) usar pelo menos uma porção da água de formação recuperada na etapa a).



“PROCESSO E APARELHO PARA INJETAR ÁGUA EM UMA FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA CONTENDO PETRÓLEO PARA A RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO, E, USO DE CLORETO DE BÁRIO E/OU CLORETOS DE CÁLCIO”

5 A presente invenção diz respeito a um aparelho e processo para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para a recuperação de petróleo.

Nos estágios iniciais da produção de petróleo/óleo, a pressão dentro da formação subterrânea conduz o petróleo ao poço de produção.
10 Entretanto, com o passar do tempo, a pressão de formação dissipa e a extração natural de petróleo não pode mais ser sustentada.

Para extrair o petróleo remanescente da formação técnicas de recuperação secundária são utilizadas. Uma das técnicas de recuperação secundária mais comuns é injeção de água. Neste método, um poço de injeção
15 adicional é perfurado na formação subterrânea em que a água é injetada. A água injetada desloca o petróleo na formação, conduzindo-o à superfície. A injeção de água requer volumes grandes de água de injeção e, tipicamente, até dez barris de água de injeção são necessários para cada barril de petróleo produzido.

20 Onde a injeção de água é usada para deslocar o petróleo da formação, é importante garantir que a água de injeção seja substancialmente isenta de partículas em suspensão, visto que estas de outro modo acumulariam e restringiriam os poros na formação subterrânea. Vários métodos foram desenvolvidos para remover tais partículas em suspensão da água de injeção.
25 Na US 2005/0023222, por exemplo, uma membrana de ultra-filtração ou micro-filtração é usada para filtrar a água de injeção antes que ela seja introduzida na formação. Na WO 2005/012185, a água de injeção é purificada usando um processo compreendendo uma etapa de osmose direta.

Espécies iônicas na água de injeção também podem reagir com

espécies iônicas na água de formação para formar precipitados ou crosta. Por exemplo, ânions de sulfato na água de injeção podem reagir com cátions de bário na água de formação para formar um precipitado de sulfato de bário insolúvel. Tais precipitados tendem a acumular e bloquear poros na formação, impedindo a recuperação de petróleo. Inibidores de crosta podem ser adicionados à água de injeção para reduzir a formação de tais precipitados. Entretanto, está entre os objetivos das formas de realização da presente invenção reduzir o risco de formação de crosta adicional.

De acordo com a presente invenção, é fornecido um processo para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para a recuperação de petróleo, o dito método compreendendo:

- a) posicionar uma membrana seletiva entre uma solução aquosa e água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução aquosa, de modo que a água passe através da membrana por osmose para diluir a água de formação,
- b) injetar a água de formação diluída na formação contendo petróleo,
- c) recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e
- d) usar pelo menos uma porção da água de formação recuperada na etapa a).

No processo da presente invenção, uma membrana seletiva é posicionada entre uma solução aquosa e água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução. A diferença na concentração de soluto (ou potencial osmótico) entre a solução aquosa e a água de formação faz com que a água líquida flua através da membrana seletiva por osmose. Partículas em suspensão e/ou solutos dissolvidos na solução aquosa podem ser impedidos de fluir através da membrana selecionando-se o tamanho de poro da membrana como consequência.

A água de formação diluída depois é injetada na formação contendo petróleo, preferivelmente na pressão elevada. Uma vez injetada na formação, a água injetada tipicamente entra em contato com a água de formação na formação. Visto que a água injetada é formada pelo menos em parte da água de formação, ela geralmente é compatível com a água de formação na formação. Assim, a formação de crosta vantajosamente pode ser reduzida ou eliminada.

A água de formação injetada pode ser usada para deslocar o petróleo da formação e conduzi-lo à superfície. Tipicamente, o petróleo deslocado emerge da formação em mistura com a água de formação.

A água de formação pode ser recuperada por técnicas de separação convencionais. A água de formação recuperada tipicamente compreende uma concentração de soluto relativamente alta, visto que ela contém sais dissolvidos da formação. A água de formação recuperada pode ser usada diretamente para retirar a água da solução aquosa por osmose (etapa a). Alternativamente, a água de formação recuperada primeiro pode ser pré tratada para aumentar sua concentração (potencial osmótico) antes que ela seja usada na etapa de osmose (a). Por exemplo, a água pode ser removida da água de formação recuperada por técnicas convencionais tais como evaporação. Alternativa ou adicionalmente, outros solutos (por exemplo, sais) podem ser adicionados à água de formação recuperada. Como uma outra alternativa, a água de formação pode ser passada através de uma membrana de filtração, tal como uma membrana de microfiltração, ultrafiltração e/ou nanofiltração. A solução residual pode ser recuperada e usada para retirar a água da solução aquosa por osmose (etapa a).

Qualquer solução aquosa adequada pode ser usada como uma fonte de água na etapa (a). Soluções aquosas adequadas incluem água do mar, água doce, tal como água de lago, solo ou rio, e água de correntes residuais de um processo industrial ou agrícola. Comumente, a solução aquosa é água do

mar.

Qualquer membrana seletiva adequada pode ser usada no processo da presente invenção. A membrana pode ter um tamanho de poro médio de 1 a 80 Angstroms, preferivelmente, 5 a 70, por exemplo 10 a 60 Angstroms. A membrana pode ter um tamanho de poro médio de até 50 Angstroms, por exemplo, até 40 Angstroms. Em uma forma de realização, a membrana tem um tamanho de poro de até 30 Angstroms. O tamanho de poro da membrana é preferivelmente selecionado para ser adequado para remover íons da solução aquosa, que levam à incrustação. Exemplos de tais íons incluem íons sulfato. Em certos exemplos, também pode ser desejável seletivamente remover íons monovalentes, tais como cátions de sódio.

Membranas seletivas adequadas incluem membranas integrais e membranas compósitas. Exemplos de membranas adequadas incluem membranas formadas de acetato de celulose (CA) e membranas formadas de poliamida (PA). Membranas de acetato de celulose adequadas incluem membranas de triacetato de celulose (CTA), tais como aquelas usadas no estudo de McCutcheon *et al.*, Desalination 174 (2005) 1-11. Membranas semi-permeáveis convencionais podem ser utilizadas. Preferivelmente, a membrana é uma membrana seletiva de íon.

A membrana pode ser planar ou tomar a forma de um tubo ou fibra oca. Se desejado, a membrana pode ser sustentada em uma estrutura de suporte, tal como um suporte de malha.

Em uma forma de realização, uma ou mais membranas tubulares podem ser dispostas dentro de um alojamento ou casca. A solução aquosa pode ser introduzida no alojamento, enquanto que a água de formação pode ser introduzida nos tubos (ou vice-versa). Visto que a concentração de soluto da solução aquosa é mais baixa do que aquela da água de formação, a água difundirá através da membrana da solução aquosa na água de formação. Assim, a água de formação tornar-se-á crescentemente diluída e a solução

aquosa, crescentemente concentrada. A água de formação diluída pode ser recuperada do interior dos tubos (ou alojamento, conforme o caso pode ser), enquanto que a solução aquosa concentrada pode ser removida do alojamento (ou tubos, conforme o caso pode ser).

5 O fluxo de água através da membrana seletiva pode ser influenciado por condições térmicas. Assim, as soluções em qualquer lado da membrana podem ser aquecidas ou esfriadas, se desejado. As soluções podem ser aquecidas até temperaturas de 30 a 80° C, por exemplo, 40 a 60° C. Alternativamente, as soluções podem ser esfriadas a -20 a 20° C, por
10 exemplo, 7 a 12° C. A solução em um lado da membrana pode ser aquecida, enquanto o outro lado esfriado. O aquecimento ou resfriamento podem ser realizados em cada solução independentemente. Reações químicas também podem ser realizadas em qualquer lado da membrana, se desejado.

Em uma forma de realização preferida da invenção, a solução
15 aquosa está em uma temperatura mais baixa do que a água de formação no outro lado da membrana. Esta diferença na temperatura aumenta a diferença de potencial osmótico através da membrana e conseqüentemente o fluxo de água. A diferença de potencial osmótico também pode ser realçada tratando-se a água de formação para aumentar seu potencial osmótico. Etapas de
20 tratamento adequadas incluem ajustar o pH da água de formação, adicionar mais sais/solutos à água de formação, aquecer a água de formação, e/ou induzir reações químicas ou mudanças elétricas na água de formação. Similarmente, pode ser desejável diminuir o potencial osmótico da solução aquosa. Etapas de tratamento adequadas incluem resfriar a solução, remover
25 os sais/solutos da solução, ajustar o pH da solução e/ou induzir reações químicas ou mudanças elétricas na água de formação.

Para melhorar a eficácia da etapa de osmose, a solução aquosa e/ou água de formação também podem ser tratadas para reduzir incrustação e escamação da membrana. Conseqüentemente, os agentes anti-escamação e/ou

anti-incrustação podem ser adicionados a uma ou ambas as soluções. Embora não necessário, pressão pode ser aplicada ao lado da solução aquosa da membrana para aumentar a taxa de fluxo de água através da membrana. Por exemplo, pressões de 1 a 5 bar podem ser aplicadas. Adicional ou
5 alternativamente, a pressão no lado da água de formação da membrana pode ser reduzida.

As viscosidades da solução aquosa e/ou da água de formação também podem ser modificadas para melhorar a taxa de fluxo através da membrana. Por exemplo, agentes modificadores de viscosidade podem ser
10 utilizados.

O processo da presente invenção pode compreender ainda uma etapa de pré tratamento de remoção de contaminantes, tais como partículas em suspensão e matéria biológica, da solução aquosa (por exemplo, água do mar). Em uma forma de realização, tais contaminantes são removidos por
15 métodos convencionais, tais como filtração. Métodos de filtração adequados incluem microfiltração, ultrafiltração e nanofiltração. Tais etapas de filtração vantajosamente reduzem o risco de incrustação da membrana na etapa de osmose direta (a). Adicional ou alternativamente, agente(s) de ajuste de pH, emulsificador(es), tensoativo(s), agente(s) anti-corrosão, agente(s)
20 antimicrobiano(s) e agente(s) anti-escamação podem ser adicionados à solução aquosa. Onde água do mar é usada como a solução aquosa, água do mar profunda é preferivelmente utilizada visto que ela geralmente contém menos partículas em suspensão e menos matéria biológica do que a água do mar obtida da superfície do oceano. Em algumas aplicações, unidades de
25 osmose submersas podem ser usadas.

Como mencionado acima, a diferença na concentração de soluto (ou potencial osmótico) entre a solução aquosa e a água de formação faz com que a água líquida flua através da membrana seletiva por osmose. A água de formação diluída é injetada na formação contendo petróleo para

deslocar o petróleo da formação. Antes da injeção na formação, a água de formação pode ser pré tratada, por exemplo, para remover contaminantes, tais como partículas em suspensão e matéria biológica. Em uma forma de realização, tais contaminantes são removidos por métodos convencionais, tais como filtração. Métodos de filtração adequados incluem microfiltração, ultrafiltração e nanofiltração. Adicional ou alternativamente, agente(s) antimicrobiano(s), agente(s) anti-corrosão, tensoativo(s), ajustador(es) de pH (por exemplo, para manter o pH abaixo de 4,8 ou acima de 10,5), emulsificador(es), tensoativo(s) e agente(s) anti-escamação podem ser adicionados à água de formação. Exemplos de aditivos adequados incluem ácidos, tais como ácidos carboxílicos; bases alcalinas, tais como hidróxidos; polímeros, tais como goma xantana, poliacrilamida e dextrina; tensoativos de proteína, lipoproteína, lipídeo e glico-lipídeo; e agentes anti-escamação, tais como penta-fosfonato. Estes aditivos podem ser reutilizados no processo da presente invenção visto que pelo menos parte da água de formação utilizada no processo pode ser reciclada em um circuito fechado.

Antes da injeção na formação, a água de formação também pode ser pré tratada por desaeração para remover ar e outros gases da água de formação. Isto reduz ou impede o risco de atividade bacteriana aeróbica durante o processo de injeção.

A água de formação pode ser injetada na formação contendo petróleo na pressão elevada para conduzir o petróleo da formação à superfície. Pressões de 100 a 4200 psi (689 kPa a 29 MPa), preferivelmente 200 a 4000 psi (1,4 a 27,6 MPa), mais preferivelmente 300 a 3500 psi (2,1 a 24,1 MPa) podem ser utilizadas. O fluxo de água através da membrana seletiva na etapa de osmose (a) pode ser usado para pressurizar a solução, embora meios de pressurização adicionais também possam ser necessários.

Tipicamente, petróleo é forçado à superfície em mistura com água de formação. A água de formação pode ser recuperada do petróleo por

técnicas de separação convencionais. Em uma forma de realização, a mistura de petróleo e água de formação é deixada sedimentar em um vaso de separação. Depois de um período de tempo, a água de formação mais densa separa-se do petróleo como uma camada mais baixa. Os agentes
5 desemulsificantes podem ser adicionados às misturas de petróleo/água de formação para auxiliar a etapa de separação.

A água de formação recuperada tipicamente compreende uma concentração de soluto relativamente alta, devido à presença de sais dissolvidos da formação. A água de formação recuperada pode ser usada
10 diretamente para retirar a água da solução aquosa por osmose (etapa a). Alternativamente, a água de formação primeiro pode ser pré tratada para aumentar sua concentração antes que ela seja usada na etapa de osmose (a). Por exemplo, a água pode ser removida da água de formação recuperada por técnicas convencionais tais como evaporação.

15 Alternativa ou adicionalmente, a água de formação pode ser passada através de uma membrana de filtração, tal como uma membrana de nanofiltração. A solução residual pode ser recuperada e usada para retirar a água da solução aquosa por osmose (etapa a).

20 Alternativa ou adicionalmente, solutos podem ser adicionados à água de formação antes da etapa de osmose (a).

Qualquer soluto adequado pode ser adicionado à água de formação. Preferivelmente, o(s) soluto(s) são selecionados de modo a produzir uma composição de injeção que é compatível com a água de formação na formação. Solutos adequados incluem haletos (por exemplo,
25 fluoretos, cloretos, brometos) aldeídos (por exemplo, formaldeídos), acetatos, e hidróxidos (por exemplo, hidróxido de sódio e hidróxido de cálcio). Solutos preferidos são sais, tais como cloreto de cálcio e cloreto de bário. Espécies de soluto que são prováveis formar precipitados com soluto(s) na água de formação na formação, tais como sulfatos, são preferivelmente evitadas. De

fato, como será descrito abaixo, tais solutos podem ser removidos, por exemplo, por filtração (por exemplo, nanofiltração). Os solutos podem ser adicionados na forma pura, por exemplo, como um sólido ou líquido, ou como uma solução, tal como um uma solução concentrada.

5 Antes que a água de formação recuperada seja usada para retirar a água da solução aquosa por osmose (etapa a), a água de formação recuperada também podem ser submetida a outras etapas de pré tratamento. Em uma forma de realização, por exemplo, a água de formação recuperada é pré tratada para remover contaminantes, tais como partículas em suspensão e
10 matéria biológica. Íons indesejáveis, que de outro modo levariam à escamação, também podem ser removidos. Tais contaminantes podem ser removidos por métodos convencionais, tais como filtração. Métodos de filtração adequados incluem microfiltração, ultrafiltração e nanofiltração. A nanofiltração pode ser particularmente adequada para remover íons, tais como
15 sulfatos, que de outro modo levariam à escamação. Adicional ou alternativamente, agente(s) antimicrobiano(s), ajustador(es) de pH, emulsificador(es) e agente(s) anti-escamação podem ser adicionados à solução aquosa. Exemplos de aditivos adequados incluem ácidos, tais como ácidos carboxílicos; bases alcalinas, tais como hidróxidos; polímeros, tais
20 como goma xantana, poliacrilamida e dextrina; tensoativos de proteína, lipoproteína, lipídeo e glico-lipídeo; e agentes anti-escamação, tais como penta-fosfonato.

 Onde uma membrana de microfiltração é utilizada na presente invenção, qualquer membrana de microfiltração adequada pode ser usada.
25 Tipicamente, tais membranas têm poros que são de 1000 a 100.000 Angstroms, preferivelmente 5000 a 70.000 Angstroms em tamanho. Tais membranas podem ser capazes de remover certas bactérias do meio sob tratamento.

 Onde uma membrana de ultrafiltração é utilizada na presente

invenção, qualquer membrana de ultrafiltração adequada pode ser usada. Tipicamente, tais membranas têm poros que são de 20 a 1000 Angstroms, preferivelmente 50 a 800 Angstroms em tamanho. Tais membranas podem ser capazes de remover certas bactérias do meio sob tratamento, assim como certas macromoléculas.

Onde membranas de nanofiltração são utilizadas no processo da presente invenção, qualquer membrana de nanofiltração adequada pode ser usada. Tipicamente, tais membranas têm poros que são de 5 a 20 Angstroms, preferivelmente 10 a 15 Angstroms em tamanho.

Membranas de nanofiltração adequadas incluem membranas de poliamida reticuladas, tais como membranas de poliamida aromática reticuladas. As membranas podem ser fundidas como uma “camada de pele” no topo de um suporte formado, por exemplo, de uma folha de polímero microporoso. A membrana resultante tem uma estrutura compósita (por exemplo, uma estrutura compósita de película fina). Tipicamente, as propriedades de separação da membrana são controladas pelo tamanho de poro e carga elétrica da “camada de pele”. As membranas podem ser adequadas para a separação de componentes que são de 0,01 a 0,001 microns em tamanho e pesos moleculares de 100 gmol^{-1} ou acima, por exemplo, 200 gmol^{-1} e acima.

Assim como partículas de filtração de acordo com o tamanho, membranas de nanofiltração também podem filtrar partículas de acordo com suas propriedades eletrostáticas. Por exemplo, em certas formas de realização, a carga da superfície da membrana de nanofiltração pode ser controlada para fornecer propriedades de filtração desejadas. Por exemplo, o interior de pelo menos alguns dos poros da membrana de nanofiltração pode ser negativamente carregado, restringindo ou impedindo a passagem de espécies aniônicas, particularmente ânions multivalentes, tais como sulfatos. A superfície da membrana de nanofiltração pode ser similarmente carregada.

Exemplos de membranas de nanofiltração adequadas incluem Desal-5 (Desalination Systems, Escondido, Califórnia), membranas NF 70, NF 50, NF 40 e NF 40 HF (FilmTech Corp., Minneapolis, Minn), membrana SU 600 (Toray, Japão) e membranas NRT 7450 e NTR 7250 (Nitto Electric, Japão).

As membranas de nanofiltração podem ser empacotadas como módulos de membrana. Membranas enroladas em espiral, e membranas tubulares, por exemplo, confinadas em uma casca podem ser utilizadas. Alternativamente, as membranas podem ser fornecidas como uma placa ou em uma estrutura.

Em uma forma de realização da presente invenção, o processo compreende

dissolver pelo menos um soluto em água para fornecer uma solução de condução tendo uma concentração de soluto mais alta do que o líquido,

posicionar uma membrana seletiva entre a solução aquosa e a solução de condução, de modo que a água passe através da membrana por osmose para diluir a solução de condução,

injetar a solução de condução diluída na formação contendo petróleo, fazendo com que a solução misture com a água de formação na formação,

recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e

usar a água de formação recuperada na etapa a) do processo.

Qualquer soluto adequado pode ser adicionado para fornecer a solução de condução. Preferivelmente, o(s) soluto(s) são selecionados de modo a produzir uma composição de injeção que é compatível com a água de formação na formação. Solutos adequados incluem haletos (por exemplo, fluoretos, cloretos, brometos), aldeídos (por exemplo, formaldeídos), acetatos

e hidróxidos (por exemplo, hidróxido de sódio e hidróxido de cálcio). Solutos preferidos são sais, tais como cloreto de cálcio e cloreto de bário. Espécies de soluto que são prováveis formar precipitados com soluto(s) na água de formação na formação, tais como sulfatos, são preferivelmente evitadas. Os solutos podem ser adicionados na forma pura, por exemplo, como um sólido ou líquido, ou como uma solução, tal como uma solução concentrada.

Adicional ou alternativamente, agente(s) antimicrobiano(s), agente(s) anti-corrosão, ajustador(es) de pH (por exemplo, para manter o pH abaixo de 4,8 ou acima de 10,5), emulsificador(es), tensoativo(s) e agente(s) anti-escamação podem ser usados para formar a solução de condução. Exemplos de aditivos adequados incluem ácidos, tais como ácidos carboxílicos; bases alcalinas, tais como hidróxidos; polímeros, tais como goma xantana, poliacrilamida e dextrina; tensoativos de proteína, lipoproteína, lipídeo e glico-lipídeo; e agentes anti-escamação, tais como penta-fosfonato. Estes aditivos podem ser reutilizados no processo da presente invenção eles serão reciclados em um circuito fechado.

Em um outra forma de realização da invenção, a água de formação pode ser misturada com uma outra solução aquosa antes ou depois da etapa de osmose. A outra solução aquosa pode ser uma corrente residual. Exemplos de correntes residuais incluem soluções de salmoura concentradas de usinas de dessalinização, tais como usinas de dessalinização térmica e/ou osmose reversa; e soluções de purgação de usinas de energia. Esta etapa de mistura, portanto, pode fornecer um modo de usar soluções residuais que de outro modo teriam que ser dispostas.

Preferivelmente, impurezas, tais como partículas em suspensão e impurezas biológicas, são removidas desta outra solução antes que a solução seja introduzida na formação contendo petróleo. Mais preferivelmente, estas impurezas são removidas antes que a outra solução seja misturada com a água de formação. Antes que a outra solução seja misturada com a formação,

também pode ser desejável garantir que a outra solução seja compatível com a água de formação. Por exemplo, íons, tais como íons sulfato, que são prováveis formar precipitados insolúveis com íons na água de formação podem ser removidos, por exemplo, por nanofiltração.

5 De acordo com um outro aspecto da presente invenção, é fornecido um aparelho para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para a recuperação de petróleo, o dito aparelho compreendendo:

10 um alojamento compreendendo uma membrana seletiva para separar uma solução aquosa da água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução aquosa e configurada para permitir que a água da solução aquosa passe através da membrana por osmose para diluir a água de formação,

15 meios para injetar a água de formação diluída na formação contendo petróleo,

meios para recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e

meios para introduzir a água de formação recuperada no alojamento.

20 Estes e outros aspectos da presente invenção agora serão descritos com referência à Figura 1, que representa um diagrama esquemático de um aparelho para realizar um processo de acordo com uma forma de realização da presente invenção.

25 A Figura 1 representa um aparelho para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo (não mostrado). O aparelho 10 compreende um alojamento 12 compreendendo uma membrana seletiva 14. O aparelho também compreende uma unidade de nanofiltração 16.

Usualmente, a água do mar é introduzida no alojamento 12 em um lado da membrana seletiva 14 por intermédio da linha 18. Água de

formação é introduzida no alojamento 12 no lado oposto da membrana seletiva 14 por intermédio da linha 20. A água de formação tem uma concentração de soluto mais alta do que a água do mar. Conseqüentemente, a água flui do lado da água do mar lado da membrana 14 ao lado da água de formação da membrana 14 por osmose. A água de formação diluída é retirada do alojamento 12 por intermédio da linha 22, enquanto que água do mar concentrada é retirada do alojamento 12 por intermédio da linha 24 e é devolvida ao oceano.

A água de formação diluída é usada como água de injeção para deslocar o petróleo de uma formação contendo petróleo e conduzi-lo à superfície. Tipicamente, o petróleo deslocado emerge da formação em mistura com a água de formação.

A mistura é recuperada e deixada sedimentar em um tanque de separação. Depois de um período de tempo, a água de formação mais densa separa-se do petróleo como uma camada mais baixa.

A água de formação é recuperada e introduzida na unidade de filtração 16. Nesta unidade 16, a água de formação é passada através de uma membrana 24 (por exemplo, uma membrana de microfiltração, ultrafiltração e/ou nanofiltração), que separa as impurezas indesejáveis do restante da solução. A solução tratada tem uma alta concentração de soluto que é mais alta do que a concentração de soluto da água do mar. A solução tratada é reciclada ao alojamento 12 por intermédio da linha 20.

REIVINDICAÇÕES

1. Processo para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para a recuperação de petróleo, caracterizado pelo fato de que compreende:

5 a) posicionar uma membrana seletiva entre uma solução aquosa e água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução aquosa, de modo que a água passe através da membrana por osmose para diluir a água de formação,

10 b) injetar a água de formação diluída na formação contendo petróleo,

c) recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e

d) usar pelo menos uma porção da água de formação recuperada na etapa a).

15 2. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a solução aquosa é água do mar, água doce ou uma corrente residual de um processo agrícola ou industrial.

20 3. Processo de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a água de formação é tratada por filtração antes da injeção na formação contendo petróleo.

4. Processo de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que compreende ainda a etapa de remover a água de pelo menos uma porção da água de formação recuperada antes de reciclar a dita porção de água de formação recuperada à etapa a).

25 5. Processo de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que compreende ainda introduzir pelo menos um aditivo selecionado de agentes antimicrobianos, agentes anti-corrosão, tensoativos, emulsificadores, inibidores de crosta e estabilizadores de pH à formação contendo petróleo.

6. Processo de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um aditivo é adicionado à água de formação antes que ela seja introduzida na formação contendo petróleo.

5 7. Processo de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que, antes da etapa a), pelo menos um soluto é adicionado à água de formação para aumentar sua concentração de soluto adicionalmente em relação ao líquido.

10 8. Processo de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que o soluto é selecionado de cloreto de bário e/ou cloreto de cálcio.

9. Processo de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que compreende:

15 dissolver pelo menos um soluto em água para fornecer uma solução de condução tendo uma concentração de soluto mais alta do que o líquido,

posicionar uma membrana seletiva entre a solução aquosa e a solução de condução, de modo que a água passe através da membrana por osmose para diluir a solução de condução,

20 injetar a solução de condução diluída na formação contendo petróleo, fazendo com que a solução misture com água de formação na formação,

recuperar a água de formação da formação contendo petróleo,
e

25 usar a água de formação recuperada na etapa a) do processo.

10. Processo de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o soluto é selecionado de cloreto de bário e/ou cloreto de cálcio.

11. Processo de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que uma corrente residual de um

processo industrial é misturada com a água de formação antes ou depois da etapa a).

12. Aparelho para injetar água em uma formação subterrânea contendo petróleo para a recuperação de petróleo, caracterizado pelo fato de
5 que compreende:

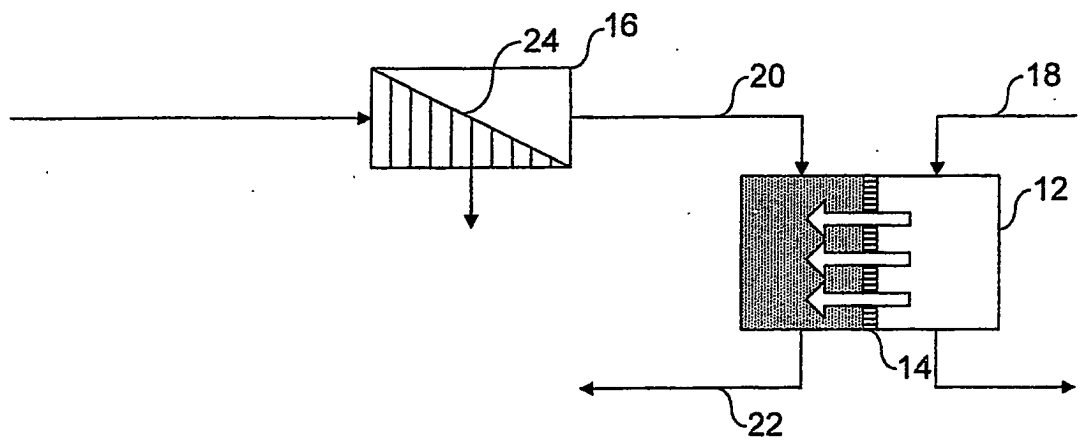
um alojamento compreendendo uma membrana seletiva para separar uma solução aquosa da água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do que a solução aquosa e configurada para permitir que a água da solução aquosa passe através da membrana por osmose para diluir a
10 água de formação,

meios para injetar a água de formação diluída na formação contendo petróleo,

meios para recuperar a água de formação da formação contendo petróleo, e

15 meios para introduzir a água de formação recuperada no alojamento.

13. Uso de cloreto de bário e/ou cloretos de cálcio, caracterizado pelo fato de ser como aditivos para fluidos de injeção para a recuperação de petróleo de formações rochosas contendo petróleo.



10
FIG. 1

RESUMO

“PROCESSO E APARELHO PARA INJETAR ÁGUA EM UMA
FORMAÇÃO SUBTERRÂNEA CONTENDO PETRÓLEO PARA A
RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO, E, USO DE CLORETO DE BÁRIO
5 E/OU CLORETOS DE CÁLCIO”

Um processo para injetar água em uma formação subterrânea
contendo petróleo para recuperação de petróleo, o dito método
compreendendo: a) posicionar uma membrana seletiva entre uma solução
aquosa e água de formação tendo uma concentração de soluto mais alta do
10 que a solução aquosa, tal que a água passe através da membrana por osmose
para diluir a água de formação, b) injetar a água de formação diluída na
formação contendo petróleo, c) recuperar a água de formação da formação
contendo petróleo, e d) usar pelo menos uma porção da água de formação
recuperada na etapa a).