



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1104353-9 B1



(22) Data do Depósito: 01/11/2011

(45) Data de Concessão: 28/01/2020

(54) Título: PROCESSO PARA TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA, E, PROCESSO APRIMORADO DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO

(51) Int.Cl.: C02F 1/72; C02F 1/70; C02F 1/76; C02F 1/78; C02F 1/24; (...).

(30) Prioridade Unionista: 03/11/2010 FR 1059042.

(73) Titular(es): S. P. C. M. SA.

(72) Inventor(es): RENÉ PICH; LUDWIG GIL.

(57) Resumo: PROCESSO PARA TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA, OBTIDA A PARTIR DE UM PROCESSO DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO USANDO POLÍMEROS. Processo para tratamento de água produzida, obtida a partir de um processo de recuperação melhorada de petróleo de um reservatório, dita água contendo pelo menos um polímero solúvel em água, em que um agente oxidante é injetado na água produzida em quantidade tal que a viscosidade da dita água que é reduzida para um valor abaixo de 2 cps, de maneira benéfica na ordem de 1,5 cps, em um curto período de menos de 5 horas da injeção do oxidante e um agente redutor é então injetado na quantidade necessária para neutralizar todo o excesso de agente oxidante resultante.

PROCESSO PARA TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA, E, PROCESSO APRIMORADO DE RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO

[001] Desde a primeira crise do petróleo, a recuperação avançada de petróleo tem sido estudada e aplicada industrialmente em casos limitados.

[002] Um dos processos consiste em viscosificar a água injetada no reservatório com polímeros, de modo a ampliar a área de varrição e aumentar o fator de recuperação de petróleo em 10% em média.

[003] Os polímeros típicos são, por vezes, polissacarídeos, mas mais frequentemente polímeros à base de acrilamida (representando, de preferência, de pelo menos 10 mol%) co-polimerizado com qualquer ácido acrílico, 2- acrilamida-2-metilpropano sulfônico ou N-vinilpirrolidona.

[004] A concentração típica usada varia de 400 ppm a 8000 ppm.

[005] Alguns casos de uso de um processo mais complexo, utilizando um surfactante (processo com polímero surfactante (SP)), ou uma mistura de surfactantes alcalinos / (processo com álcali/polímero surfactante (ASP)) que emulsifica o óleo no lugar e se recupera em média um 20 extra % de óleo.

[006] Os agentes alcalinos são geralmente constituídos de um ou mais agentes alcalinos, por exemplo selecionados entre hidróxidos, carbonatos, boratos e metaboratos de metais alcalinos ou alcalino-terrosos. De preferência, será usado carbonato de sódio ou de hidróxido de sódio. Os valores variam de 300 ppm a 30.000 ppm.

[007] Os surfactantes são de vários tipos, ou seja, aniônicos, catiônicos, não-iônico, zwitteriônico e têm estruturas variadas, ou seja, linear, geminal, ramificado. Geralmente eles são formulados na presença de solventes e/ou co-solventes co-surfactantes, e são usados em quantidades que variam 3-300 ppm.

[008] Esses processos são muito bem conhecidos hoje. Eles podem ser melhorados, porque em muitos casos, os polímeros não são utilizados em

condições em que o peso molecular possa permanecer estável ao longo do tempo. Os polímeros se degradam e seus pesos moleculares caem por fatores de 4 a 10, com os pesos finais molecular sendo 2 a 5.000.000. Além disso, uma grande fração do polímero desaparece no campo, seja por precipitação (especialmente em alta temperatura com salmouras contendo íons divalentes como Ca^{2+} ou Mg^{2+} , ou por adsorção.

[009] Após a recuperação, independentemente do processo, é obtida uma mistura de óleo e água “produzida”, que pode ser útil recuperada e tratada de maneira útil. Diferentes etapas são então possíveis. Em primeiro lugar, são realizadas as etapas de separação água/óleo, por exemplo, em tanques de separação, em particular nos separadores sem placas e/ou separadores de placas inclinadas. A água produzida ainda contém impurezas e deve ser purificada e tratada para que ela seja re-injetada no reservatório, na presença de polímeros. A próxima etapa no tratamento consiste essencialmente e em sequência, em etapas flotação e/ou de decantação e, finalmente, em etapas de filtração em dispositivos apropriados.

[0010] Infelizmente, o maior rendimento de recuperação obtido pelas técnicas citadas anteriormente, apresenta uma desvantagem importante: mudança físico-química na água produzida que causa dificuldades no tratamento de água.

[0011] O que acontece é que alguns dos produtos químicos injetados, e entre outros, o polímero utilizado, permanecem na água co-produzida com o óleo.

[0012] Neste estágio, esse polímero mudou peso molecular e de anionicidade. Isso causa dois problemas:

- Dificuldade na separação inicial no tanque primeira separação e nos separadores de placa inclinada. Este fenômeno é particularmente importante em ASP, onde parte do óleo é emulsificado de forma bastante estável e sua coalescência é problemática.

- O aumento da viscosidade da água produzida faz com que seja difícil de tratar para separar o óleo e materiais em suspensão molhada por ela. A taxa de separação está diretamente ligada à viscosidade pela lei de Stokes.

$$V_s = (2/9) * ((Q_p - Q_f)/\eta) \cdot g \cdot R^2 \text{ onde}$$

V_s : velocidade de decantação

g = aceleração gravitacional

η = viscosidade

Q_p = densidade de massa da partícula suspensa

Q_f = densidade de massa do fluido

R = raio da partícula residual

[0013] Os dispositivos para tratamento de água produzida normalmente são escalados para operar com viscosidades da água a ser tratada, da ordem de 1,5 a 2 cps. Por exemplo, com viscosidades de água produzida de 10 cps, o tempo de residência exigido é cinco vezes maior e os dispositivos necessários são cinco vezes maiores.

[0014] Se essa separação não for eficiente, as quantidades de petróleo e materiais em suspensão são muito altas e exigem filtros de enormes volumes (por exemplo, filtros de leito de casca de noz (Nut Shell) que usam cascas de nozes como um meio filtrante) que precisam de lavagens muito frequentes. Acima de certa viscosidade, a operação se torna impossível.

[0015] Para retornar às condições de tratamento padrão de água, várias soluções foram propostas:

[0016] 1) Precipitação do polímero por sais de metal trivalente (sulfato de alumínio, policloreto de alumínio, cloreto férrico, etc.) Este método é possível, mas tem cinco desvantagens:

- Os reagentes acidificam a água e isso deve ser corrigido para evitar a corrosão,
- Um precipitado coloidal que é muito difícil de tratar formas,
- É preciso usar um grande ajustador floculador e um sistema

de tratamento de lama por centrifugação/filtração,

- O lodo deve ser descartado em um aterro sanitário (quando isso for permitido) ou incinerado,

- É muito difícil recuperar o óleo absorvido no precipitado.

[0017] Essa é uma operação muito complexa, não adaptada às condições de campo.

[0018] 2) Precipitação do polímero por um polímero catiônico.

[0019] O polímero mais adequado é DADMAC (cloreto de por outro lado-dialil-dimetil-amônia). Em comparação com o caso anterior, não há acidificação, mas:

- O precipitado tem a consistência de goma de mascar e é muito difícil de tratar,

- O óleo permanece co-precipitado e não pode ser recuperado.

[0020] 3) A precipitação por adsorção, por exemplo, com bentonita de cálcio, mas com quantidades de lamas que são maiores do que nos casos anteriores.

[0021] 4) A ultrafiltração, que apesar de dar bons resultados em laboratório tem a grande desvantagem de ter longevidade muito baixa em campo por causa de absorções irreversíveis que só podem, em parte, ser tratados por ciclos com ácido-base fortes que são difíceis de implementar em campo.

[0022] 5) Muitos testes de degradação biológica falharam.

[0023] Sabe-se que a viscosidade do polímero pode ser degradada com quantidades limitadas de agente oxidante, por exemplo, com ozônio, com persulfato, perborato, hipoclorito, peróxido de hidrogênio, etc. Essa reação pode ser muito rápida (alguns minutos se a temperatura estiver acima de 40 °C), que é bem adequado para condições de produção de petróleo. No entanto, o processo não é utilizado por uma razão muito simples. Se

quisermos alcançar o nível suficiente de degradação de polímero em um curto período, tem que ser injetada uma grande quantidade de agente oxidante. Dessa forma, uma grande quantidade de agente oxidante permanece livre e estará disponível para degradar o polímero “novo” que vai se dissolver nesta água tratada. Isso irá reduzir significativamente a viscosidade da injeção, e, portanto, a recuperação de óleo subsequente.

[0024] A degradação causada é então tal forma que a adição de estabilizadores de polímeros, tais como o isopropanol (agente sacrificial), tio-ureia (recuperador de radicais livres) e mistura de água e em que o polímero é adicionado, ou composições de estabilizadores integrada ao polímero, tal como descrito na aplicação FR 0953258 antes da diluição com o fluido de injeção, não são suficientes para estabilizar a viscosidade da solução de polímero em um nível satisfatório.

[0025] O documento US 2007/0102359 descreve um processo de tratamento de água envolvendo membranas.

[0026] Após o processamento, a água que possa inicialmente vir da recuperação melhorada de petróleo, pode ser reutilizada em irrigação ou para a produção de água com qualidade de abastecimento. Esse processo permite remover traços de compostos orgânicos e inorgânicos por filtração, flotação, adsorção, decomposição de polímeros opcionais em dióxido de carbono e água. Ele inclui várias etapas, a primeira sendo a aeração da água a ser tratada, ou seja, expondo a água ao oxigênio. Simultaneamente com a etapa de aeração, a água pode ser retirada. O processo descrito no documento US 2007/0102359 também pode incluir várias etapas adicionais, entre os quais oxidação, filtração, adsorção, oxidação, filtração intensa, ultra-filtração, nano filtração. Essas etapas podem permitir a remoção completa de polímeros de poliacrilamida da solução de injeção. No entanto, a duração das etapas de oxidação e oxidação intensa não são especificadas. Além disso, esse processo não inclui uma etapa que consiste na adição de um agente redutor, a fim de

neutralizar qualquer excesso de oxidante.

[0027] O processo descrito no documento US 2007/0102359, é implementado de modo a remover qualquer contaminante orgânico e/ou inorgânico. Não tem por objetivo alcançar uma oxidação controlada de polímeros orgânicos.

[0028] Essas condições também tornariam a qualidade da água tratada incompatível com a sua utilização em processos de recuperação de óleo. Na verdade, a fim de tornar a água compatível com a injeção de água, primeiro ela deve ser degaseificada, de modo a atingir um teor de oxigênio de cerca de 20 ppb. Esse conteúdo de oxigênio corresponde aos padrões que permitem a injeção para evitar oxidação dos tubos, bem como a degradação do polímero. Além disso, os sais Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} também devem ser dissolvidos na água, a fim de torná-la coerente com a injeção de água.

[0029] Tais medidas adicionais levariam a custos proibitivos e, portanto, a grandes investimentos. Além disso, dadas as etapas envolvidas nesse processo e ao volume de água envolvido na recuperação de óleo, o uso desse processo certamente não seria possível em equipamentos que possam ser encontrados nas atuais plantas de recuperação de petróleo.

[0030] O problema que a invenção propõe resolver é portanto, o desenvolvimento de um processo eficaz para o tratamento da água produzida, sem as desvantagens descritas acima.

Descrição detalhada da invenção

[0031] O objetivo da invenção é um processo para tratamento de água de produção de petróleo, com reservatórios usados de acordo com técnicas avançadas de recuperação de petróleo, usando um polímero. Por exemplo, ele pode ser implementado em equipamentos que possam ser encontrados em plantas de recuperação de petróleo.

[0032] Geralmente, entre 200 e 1000 m³ de água pode ser injetada em um único poço de petróleo todos os dias. Além disso, um campo de petróleo

pode ser composto por 20 (ou plataformas FPSO (Produção, Armazenamento e Descarga Flutuante) com taxas de fluxo muito altas) para até 10.000 poços. Todos esses campos compreendem equipamentos de tratamento de água (separação inicial, os ajustadores de placa inclinada, flotação com filtros de leito de casca de noz) antes da re-injeção, adequado às condições de injeção encontradas antes da adição de polímero. Fabricantes, em especial limitam suas garantias para uma viscosidade inicial de 2 cps.

[0033] O processo de acordo com a invenção resolve os problemas de como separar água/óleo, como purificar a água e seu óleo residual, e como reduzir os sólidos em suspensão. Então, a água pode ser reutilizada para solubilizar novamente o polímero e ser novamente injetada de forma eficaz na solução no reservatório.

[0034] A presente invenção consiste em purificar a água co-produzida durante recuperação avançada de petróleo baseada em polímero em uma sequência de tratamento. Esta sequência envolve:

- primeiro, na adição de um excesso de um agente oxidante na água produzida, por exemplo, tipo hipoclorito de sódio, numa concentração que degrada o polímero o suficiente e em um curto período, a fim de reduzir a sua viscosidade,

- neutralização dos efeitos danosos desse excesso necessário de agente oxidante através da injeção de um agente redutor.

[0035] Assim, o agente redutor inverte o potencial redox, evitando a oxidação e, portanto, a degradação do polímero a ser adicionado a essa água. Na verdade, a água tratada dessa forma é então reutilizada para dissolver polímeros “novos” e apresenta uma solução com viscosidade estável destinada a ser injetada no reservatório em um processo melhorado de recuperação de petróleo.

[0036] Em outras palavras, o objeto da invenção é um processo para tratamento de água produzida, obtida a partir de um processo de recuperação

melhorada de petróleo de um reservatório, a dita água contendo pelo menos um polímero solúvel em água, em que:

- um agente oxidante é injetado na água produzida em quantidade tal que a viscosidade da dita água que é reduzida a um valor abaixo de 2 cps, de maneira benéfica na ordem de 1,5 cps, em um curto período de menos de 5 horas da injeção do oxidante

- um agente redutor é então injetado na quantidade necessária para neutralizar todo o excesso de agente oxidante resultante.

[0037] Esse método visa a não degradação do polímero a uma viscosidade além da necessária para a sua correta utilização em equipamentos que possam ser encontrados em plantas de recuperação de petróleo, já que uma viscosidade de 2 cps ajuda a reduzir a quantidade de polímero extra que é adicionada na recuperação de petróleo, Portanto, geralmente a duração necessária para atingir uma viscosidade de menos de 2 cps não permite a oxidação completa do polímero. Como consequência, a quantidade de oxidante também depende da viscosidade a ser alcançada no período de tempo estipulado. Também depende da composição da água e especialmente da quantidade de impurezas de enxofre (H₂S), que são frequentemente encontradas na produção de água.

[0038] Como resultado, devem ser realizados exames laboratoriais a fim de descobrir as quantidades necessárias.

[0039] Antes de a água tratada produzida ser novamente injetada no reservatório, ao menos um polímero solúvel em água é adicionado a ela. Em todos os casos, o excesso de agente oxidante foi neutralizado pelo agente redutor antes de o polímero ser adicionado.

[0040] O processo de tratamento de água produzida de acordo com a invenção compreende várias etapas que são sucessivamente:

- etapas de separação de óleo/água produzida,
- etapas de flotação e/ou decantação,

- etapas de filtração.

[0041] Em uma realização preferida, o agente oxidante é adicionado no início do processo de tratamento de água, de modo que a viscosidade diminui o mais cedo possível no processo. Em particular, o agente oxidante é adicionado opcionalmente:

- durante as fases de separação,
- entre a separação e a flotação e/ou fases de decantação,
- durante a flotação e/ou fases de decantação.

[0042] Da mesma forma, o agente redutor é adicionado ao final do processo de tratamento de água, por exemplo, durante as fases de filtração.

[0043] Entende-se por “período curto” os tempos residentes que são compatíveis com os fluxos da indústria petrolífera, isto é, tratamento de menos de 10 horas, de preferência menos de duas horas, para limitar o tamanho da unidade em que esta sequência de purificação é realizada. Pode ser geralmente compreendido entre 1 e 5 horas.

[0044] O polímero é na prática um polímero de baseado na acrilamida, co-polimerizados com vantagem com o ácido acrílico, por exemplo, 2-acrilamida-2-metilpropano sulfônico ou N-vinilpirrolidona.

[0045] Como já foi dito, a presente invenção consiste em destruir o agente oxidante em excesso com um agente redutor eficaz, de modo que o potencial redox é invertido.

[0046] O processo de acordo com a invenção pode ser aplicado a todos os agentes oxidantes fortes que possam causar degradação rápida do peso molecular do polímero. Por exemplo, o agente oxidante pode ser um persulfato, um perborato, peróxido de hidrogênio, ozônio, hipoclorito de sódio, clorito de sódio. Geralmente, o contra-íon para persulfatos, perboratos, hipocloritos e cloretos pode ser selecionado dentre o grupo compreendendo metais alcalinos e alcalino-terrosos.

[0047] Em uma modalidade preferida, é usado hipoclorito de

sódio produzido pela eletrólise da água produzida ou salmoura. Esses dispositivos de eletrólise são fabricados por:

- SEVERN TRENT DE NORA (EUA)
- ELECTROLYTIC TECHNOLOGIES CORPORATION (EUA)
- DAIKI ATAKA (Japão)

[0048] Em alguns casos, pode ser usada uma salmoura enriquecida com dissolução de NaCl, em particular quando a salinidade da água salgada a ser injetada for insuficiente para a produção de hipoclorito de sódio.

[0049] Na prática, o agente oxidante é injetado na água produzida a 20-500 ppm em relação ao peso da água produzida, de preferência, entre 3-20 ppm.

[0050] No entanto, como o hipoclorito de sódio reage através da oxidação do sulfeto de hidrogênio (H_2S), o sistema que usa hipoclorito de sódio como agente oxidante é limitado a campos com baixo e médio teor de H_2S (menos de 250 ppm) para evitar o consumo excessivo de hipoclorito de sódio.

[0051] Espera-se a oxidação e destruição de sulfeto de hidrogênio em alguns campos, para reduzir a corrosão de equipamentos. Nesse caso, maiores quantidades de hipoclorito de sódio podem ser usadas.

[0052] Em relação ao controle de processos, é possível dosar precisamente o agente redutor, regulando sua quantidade, utilizando uma sonda de oxidação-redução.

[0053] O agente redutor é adicionado antes de o polímero a ser injetado, é dissolvido, de preferência 2 horas antes, de preferência uma hora antes, para que o agente redutor tenha tempo para reagir com o agente oxidante em excesso.

[0054] Agentes redutores que podem ser usados são compostos como sulfitos, bissulfitos, metabissulfito (e em particular metabissulfitos, ditionitos de metais alcalinos ou alcalino-terrosos). Também pode ser hidrazina e seus derivados hidroxilamina ou mesmo uma mistura de hidreto de boro e sódio e

bissulfito. Sua utilização para poliacrilamidas é descrito na patente US 3343601. Todas esses agem como agentes redutores, modificando o potencial redox da solução aquosa em que são adicionados. Usando um agente redutor selecionado entre sulfitos orgânicos, tais como sulfitos de alquila, hidrossulfitos de alquila, sulfinatos, sulfoxilato, também podem ser considerados fosfitos e ácido oxálico ou também fórmico ou sais de eritorbato e carbohidrazidas.

[0055] Conforme a invenção, o agente redutor é injetado na água produzida a 10-300 ppm em relação ao peso da água produzida, de preferência, entre 15-200 ppm.

[0056] Em condições de campo usuais, onde a temperatura da salmoura é superior a 40°C, essa reação é muito rápida.

[0057] Um objeto ulterior da invenção é um processo de recuperação melhorada de petróleo, que consiste em injetar no reservatório uma solução de água e pelo menos um polímero solúvel em água, pelo qual a água utilizada é produzida como água tratada de acordo com o processo descrito anteriormente.

[0058] No método de injeção usual, pouco antes do dito agente redutor de injeção de oxigênio ser adicionado para eliminar os problemas ligados à adição de oxigênio proveniente de equipamento de dissolução e para prevenir a corrosão nos sistemas de injeção.

[0059] No entanto, a quantidade adicionada:

- é baixa em comparação com a quantidade necessária para reduzir o excesso de agente oxidante. Ele está em um excesso, em comparação com o oxigênio presente (210 ppb) e é normalizado a 5 ppm,
- e é adicionado após o polímero ser dissolvido.

[0060] No processo da invenção, o agente redutor para os agentes oxidantes é adicionado antes de o polímero ser dissolvido para evitar sua degradação rápida e o limpador de oxigênio (agente redutor de oxigênio) é

mantida a injeção para remover o oxigênio que vem, em particular, material de dissolução do polímero (alimentador de pó, dispersão, tanques de maturação) que, em baixos níveis causa a corrosão e, opcionalmente, degradação lenta do polímero.

[0061] O recuperador de oxigênio pode ser selecionado dentre o grupo de agentes redutores de agente oxidante mencionado anteriormente.

[0062] A invenção e as vantagens que daí decorrem são claros exemplos da realização seguinte baseados na figura anexa.

[0063] A Figura 1 é uma representação gráfica da viscosidade da água produzida após a adição de agente oxidante de acordo com o exemplo 1.

Exemplo 1: exemplo comparativo

[0064] Uma solução aquosa de polímero é preparada a 1000 ppm de poliacrilamida com peso molecular 20 milhões g/mol, 30% hidrolisado, que é dissolvida em água com a seguinte composição:

Na⁺ : 947 mg/L

Cl⁻ : 1,462 mg/L

H₂S : 20 ppm

Temperatura : 44 °C

[0065] Esta solução de polímero é injetada em um reservatório. A viscosidade do óleo é de 10 cps; a viscosidade da solução de polímero injetada é de 40 cps. A viscosidade da água produzida é de 4,5 cps com polímero 300 de ppm. Nessa viscosidade, os materiais de produção padrão não funcionam a médio prazo. Na verdade, o dispositivo de flotação não é muito eficaz e produz água de fluido contendo 250 ppm de óleo e 40 ppm de materiais em suspensão, que rapidamente saturam os filtros de leito de casca de noz.

[0066] O tratamento de oxidação dará os seguintes resultados:

Usando um dispositivo de eletrólise utilizando água produzida como salmoura, é gerada uma quantidade de 110 ppm de hipoclorito de sódio.

[0067] Em 15 minutos, a viscosidade da solução cai para 3,5 cps.

[0068] Conforme mostra a figura 1, após 15 minutos, a viscosidade da solução cai para 3,5 cps. Em 60 minutos ela cai para 2,25 cps. Em 120 minutos cai para 1,5 cps, o que permite que seja feito um tratamento padrão eficaz de água.

[0069] No campo, no ajustador de placa inclinada, é aplicada uma quantia de 110 ppm de hipoclorito de sódio.

[0070] Na saída da unidade de flotação, a viscosidade é inferior a 2 cps (1,4 cps para 1,7 cps) e filtros de leito de casca de noz, mostram então períodos de apropriados de lavagem.

[0071] Em seguida, essa água tratada, em seguida purificada do óleo residual e seus sólidos em suspensão é usada para dissolver polímeros novamente antes da re-injeção. A primeira dissolução é feita em 10 g/L, e então é feita uma diluição em linha a 1000 ppm.

[0072] Uma amostra desta solução é envelhecida sob condições controladas por 24 horas. Ainda que na água não tratada com hipoclorito, a viscosidade é de 40 cps, a solução na água tratada e purificada é de apenas 14 cps, que é uma degradação de mais de 60%.

[0073] Essa degradação aumenta com o peso molecular do polímero, o que inicialmente reduz a viscosidade da solução de polímero varrendo o reservatório muito rapidamente, e, portanto, reduz sua capacidade de recuperação de óleo. No entanto, como o hipoclorito de sódio reage através da oxidação do H_2S , o sistema que usa hipoclorito de sódio como agente oxidante é limitado a campos com baixo e médio teor de H_2S (menos de 250 ppm) para evitar o consumo excessivo de hipoclorito de sódio.

Exemplo 2: Exemplo 1 de acordo com a invenção

[0074] Nas mesmas condições que a do exemplo 1, o tratamento com hipoclorito de sódio (110 ppm) é feito no ajustador da placa inclinada, então é adicionado 25 ppm de hidrossulfito de sódio nos filtros de leito de casca de noz e o polímero é dissolvido em condições normais. A viscosidade de uma

amostra de solução injetada após 24 horas de envelhecimento passa a ser estável a 40 cps, ou seja, sem degradação em comparação com um tratamento padrão. Nos testes realizados, a quantidade de petróleo tem pouca influência sobre o consumo de hipoclorito.

Exemplo 3: exemplo 2 de acordo com a invenção

[0075] Nesse caso, um poço é tratado com um sistema ASP com a salmoura mesmo, mas amolecida, ou seja, os íons de cálcio e magnésio são substituídos por sódio.

[0076] As quantidades de reagentes adicionados são as seguintes:

- Poliacrilamida (20 milhões, 30% de hidrólise) 2000 ppm
- Surfactante 4000 ppm
- Carbonato de sódio 5000 ppm

[0077] A viscosidade de injeção é de 45 cps.

[0078] A água produzida tem as seguintes características:

- Viscosidade da água produzida: 5,3 cps
- pH da água produzida: 8.5
- Poliacrilamida residual
 - ❖ 650 ppm
 - ❖ Peso molecular 3,5 milhões
- Surfactante residual:
 - ❖ 800 ppm

[0079] Nos testes de laboratório, nós determinamos que para essa água produzida, deve ser adicionado 150 ppm de hipoclorito de sódio para reduzir a viscosidade para menos de 2 cps em 2 horas e que, nesse momento, deve ser adicionado 40 ppm hidrossulfito de sódio para destruir o hipoclorito de sódio residual.

[0080] Esse tratamento é aplicado conforme descrito anteriormente. Após 24 horas de envelhecimento, a viscosidade é mantida em 45 cps.

REIVINDICAÇÕES

1. Processo para tratamento de água produzida, obtida a partir de um processo de recuperação melhorada de petróleo de um reservatório, o processo de recuperação sendo assistido por um polímero e dita água produzida obtida contendo pelo menos um polímero solúvel em água, dito processo de tratamento caracterizado pelo fato de que compreende as seguintes etapas:

- injetar um agente oxidante na água produzida em quantidade tal que a viscosidade da dita água produzida é reduzida a um valor abaixo de 2 cps, dentro de um período de tempo menor do que 5 horas da injeção do agente oxidante,

- uma vez que a viscosidade abaixo de 2 cps tenha sido alcançada, injetar um agente redutor na quantidade exigida para neutralizar todo o excesso resultante de agente oxidante,

a duração necessária para alcançar uma viscosidade abaixo de 2 cps impedindo a completa oxidação do polímero.

2. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que dito período de tempo é inferior a 5 horas.

3. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o polímero é baseado na acrilamida.

4. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o agente oxidante é selecionado do grupo compreendendo persulfato, perborato, peróxido de hidrogênio, ozônio, hipoclorito de sódio, clorito de sódio.

5. Processo de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de que o hipoclorito de sódio é o agente oxidante e é produzido por eletrólise de salmoura ou água produzida.

6. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o agente oxidante ser injetado a 20 a 500 ppm.

7. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o agente redutor é selecionado dentre o grupo compreendendo sulfitos, bissulfitos, metabissulfito, hidrazina e seus derivados hidroxilamina, uma mistura de hidreto de boro e sódio e bissulfito, sulfitos de alquila, hidrossulfito de alquila, sulfinatos, sulfoxilatos, fosfitos, ácido oxálico ou fórmico, sais de eritorbato e carbohidrazidas.

8. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o agente oxidante ser injetado a 10 a 300 ppm.

9. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende várias etapas que são sucessivamente:

- separação de óleo/água produzida,
- flotação e/ou decantação,
- filtração.

10. Processo de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o agente oxidante é adicionado em qualquer das seguintes formas:

- durante as etapas de separação,
- entre as etapas de separação e flotação e/ou de decantação,
- durante as etapas de flotação e/ou de decantação.

11. Processo de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o agente redutor é adicionado durante as etapas de filtração.

12. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o conteúdo de sulfeto de hidrogênio do depósito é inferior a 250 ppm.

13. Processo aprimorado de recuperação melhorada de petróleo, caracterizado por consistir em injetar no reservatório uma solução de água e polímero solúvel em água, em que a água utilizada é água produzida tratada de acordo com o processo como definido em qualquer uma das reivindicações 1 a 12.

