



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

(11) PI 0923949-9 B1



(22) Data do Depósito: 23/12/2009

(45) Data de Concessão: 26/02/2019

(54) Título: PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

(51) Int.Cl.: C09K 8/58.

(30) Prioridade Unionista: 08/01/2009 US 61/193,925.

(73) Titular(es): BP CORPORATION NORTH AMERICA INC..

(72) Inventor(es): PATRICK LEE MCGUIRE; EUTHIMIOS VITTORATOS.

(86) Pedido PCT: PCT US2009069404 de 23/12/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/080657 de 15/07/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 08/07/2011

(57) Resumo: PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS. Um método para o aumento da recuperação de óleo cru a partir de um reservatório que compreende ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa com uma permeabilidade de mais de 10 milidarcies, em que (a) óleo cru e água conata estão presentes no espaço de poro da rocha de formação, e (b) o óleo cru presente na formação possui uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano (API, do inglês American Petroleum Institute) de menos de 30°, uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise, e sólidos não-dissolvidos ali suspensos, sendo que o método compreende: (a) a injeção de uma água de injeção na formação, em que a água de injeção possui sólidos não-dissolvidos ali suspensos, um teor de sólidos dissolvidos totais (TDS) de 30.000 ppm, ou menos, e uma razão de um teor total de cátions multivalentes da água de injeção para o teor total de cátions multivalentes da água conata de menos de 0,9; e (b) a produção, dentro de uma formação compreendendo hidrocarbonetos, de uma emulsão compreendendo uma fase aquosa descontínua e uma fase oleosa contínua (doravante emulsão "água-em-óleo"), em que a quantidade total de sólidos não-dissolvidos suspensos na (...).

PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A presente invenção refere-se a um processo para a recuperação de hidrocarbonetos a partir de uma formação porosa, permeável e subterrânea compreendendo hidrocarbonetos, através da injeção de água, dotada de certas características selecionadas, na formação, do modo que uma emulsão água-em-óleo é formada dentro da formação.

Há muito se sabe que apenas uma parte do óleo pode ser recuperada a partir de uma formação petrolífera subterrânea como resultado da energia natural do reservatório. As chamadas técnicas de recuperação secundária são utilizadas para forçar a saída de óleo do reservatório, sendo que o método mais simples é aquele por substituição direta com outro meio, geralmente, água, ou gás.

A injeção de água é um dos métodos de recuperação secundária mais bem sucedidos e amplamente utilizados. A água é injetada, sob pressão, em rochas do reservatório, por meio de poços de injeção, conduzindo o óleo através da rocha em direção aos poços de produção. A água utilizada na inundação de água é geralmente a água salina de uma fonte natural, como, por exemplo, a água do mar.

De acordo com o documento US 5,855,243, recuperação de óleo é normalmente ineficiente em formações subterrâneas em que a mobilidade *em situ* do óleo a ser recuperado é significativamente menor do que o fluido de injeção utilizado para o deslocamento do óleo. A mobilidade de uma fase fluida em uma formação é definida pela razão da permeabilidade relativa do fluido para a sua viscosidade. Por exemplo, quando a inundação com água (*waterflooding*) é aplicada para o deslocamento do óleo pesado muito viscoso a

partir de uma formação, o processo é muito ineficiente, pois a mobilidade do óleo é muito inferior à mobilidade da água. A água rapidamente abre os canais através da formação para o poço de produção, ignorando a maior parte do óleo, deixando-o sem recuperação. Diz-se que as macroemulsões de água-em-óleo têm sido propostas como um método para a produção de fluidos de acionamento viscosos que podem manter um controle de mobilidade eficaz enquanto deslocam óleos moderadamente viscosos. Por exemplo, o uso de água macroemulsões água-em-óleo e óleo-em-água foram avaliadas como fluido de injeção para a melhora da recuperação de óleo de óleos viscosos. Essas emulsões foram criadas através da adição de hidróxido de sódio para o petróleo bruto ácido do Canadá e da Venezuela. Nesse estudo, as emulsões foram estabilizadas por filmes de sabão criados por saponificação de componentes hidrocarbonetos ácidos no óleo cru por hidróxido de sódio. Esses filmes de sabão reduziram a tensão interfacial de óleo/água, atuando como tensoativos a fim de estabilizar a emulsão água-em-óleo. É sabido, portanto, que a estabilidade de tais emulsões depende substancialmente da utilização de hidróxido de sódio (*i.e.*, cáustica) para a produção de um filme de sabão a fim de reduzir a tensão interfacial de óleo/água.

O documento US 5,855,243 ensina que as aplicações práticas do uso de soda cáustica para a produção de emulsões têm sido limitadas pelos altos custos da cáustica, provavelmente da adsorção dos filmes de sabão na rocha formação levando ao colapso gradual da emulsão, e da sensibilidade da viscosidade da emulsão a pequenas alterações na salinidade da água e no teor de água. Por

exemplo, pelo fato de a maioria das formações conter água com muitos sólidos dissolvidos, as emulsões que exigem água doce ou destilada muitas vezes não conseguem atingir o potencial de projeto porque tais condições de baixa salinidade são difíceis de alcançar e manter dentro da formação real. As espécies iônicas podem ser dissolvidas a partir da rocha, e a água doce injetada pode misturar com a água residente de alta salinidade, causando a ruptura da emulsão estabilizada de baixa tensão.

De acordo com a invenção do US 5,855,243, é provido um método para a produção de um fluido dotado de hidrocarbonetos a partir de uma formação subterrânea com hidrocarbonetos e sólidos de formação, que compreende:

(a) a elaboração de uma emulsão estabilizada por sólidos que possui água, óleo e sólidos não dissolvidos, sendo que os referidos sólidos compreendem partículas sólidas de formação, selecionadas do grupo que consiste em partículas sólidas de formação, partículas não-sólidas de formação, e combinações dessas;

(b) o contato da formação com a referida emulsão; e

(c) a produção do referido fluido a partir da formação utilizando a referida emulsão.

O US 5,855,243 foca principalmente na injeção de uma emulsão estabilizada de sólidos pré-formada em uma formação subterrânea. No entanto, um problema com a injeção de uma emulsão pré-formada em uma formação é que a emulsão terá baixa injetividade em comparação a uma água de injeção, devido ao fato de emulsão possuir uma viscosidade mais elevada que a da água, e da emulsão contendo gotículas que causam o bloqueio frente à formação. Além disso, a

filtração das gotículas da emulsão reduz a permeabilidade da região próxima ao poço, do poço de injeção. A fim de manter a mesma taxa de injeção tanto para uma emulsão como para a água, será necessária uma maior pressão de injeção
5 que talvez não seja possível devido a restrições da bomba ou a preocupações de fratura da formação. As soluções alternativas para a injetividade mais baixa de emulsões incluem o fornecimento de mais poços de injeção ou a fratura deliberada dos poços de injeção para a melhora da
10 injetividade. No entanto, os poços de injeção adicionais resultam em aumento de despesas de capital, enquanto que a fratura deliberada dos poços de injeção aumenta os custos e suscita a questão do controle de fraturas.

Embora o US 5,855,243 também ensine que as emulsões
15 estabilizadas por sólidos possam ser geradas "in situ" pela injeção de partículas sólidas de requisito dispersas em água, em uma formação que possui hidrocarbonetos passíveis de uso para a elaboração da emulsão *in situ*, não há exemplos de recuperação de óleo que utilizem a emulsões
20 formadas *in situ*. Ao invés disso, os exemplos preocupam-se com a injeção de emulsões pré-formadas em um núcleo.

O US 5,855,243 ensina que a água utilizada para a elaboração da emulsão estabilizada por sólidos deve apresentar uma concentração de íons suficiente para manter
25 a emulsão estável em condições de formação. Preferivelmente, a água de formação (água produzida a partir da formação) é utilizada para elaborar a emulsão. A água doce pode ser utilizada, desde que a concentração de íons seja ajustada conforme a necessidade, a fim de
30 estabilizar a emulsão sob condições de formação.

Diferentemente dos ensinamentos do US 5,855,243, descobriu-se, agora, que uma emulsão água-em-óleo estável pode ser formada *in situ* quando: (a) o óleo contido na formação possui uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano de 5 menos de 30°, e uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise; (b) tanto a água de injeção quanto o óleo presente nos poros da formação possuem sólidos não-dissolvidos ali suspensos; e (c) a razão de um teor total de cátions multivalentes da água de 10 injeção para o teor total de cátions multivalentes da água conata é inferior a 0,9, preferivelmente, inferior a 0,8.

Assim, a presente invenção fornece um método para o aumento da recuperação de óleo cru a partir de um reservatório que compreende ao menos uma formação 15 petrolífera subterrânea porosa que possui uma permeabilidade de mais de 10 milidarcies, em que (a) o óleo cru e água conata estão presentes no espaço de poro da rocha de formação, e (b) o óleo cru presente na formação possui uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano de 20 menos de 30°, uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise, e sólidos não-dissolvidos ali suspensos, sendo que o método compreende:

(A) a injeção de uma água de injeção na formação, em que a água de injeção possui sólidos não-dissolvidos ali 25 suspensos, um teor de sólidos dissolvidos totais (TDS) de 30.000 ppm, ou menos, e uma razão de um teor total de cátions multivalentes da água de injeção para o teor total de cátions multivalentes da água conata de menos de 0,9; e

(B) a produção, dentro de uma formação compreendendo 30 hidrocarbonetos, de uma emulsão compreendendo uma fase

aquosa descontínua e uma fase oleosa contínua (doravante emulsão "água-em-óleo"), em que a quantidade total de sólidos não-dissolvidos suspensos na água de injeção e os sólidos não-dissolvidos suspensos no óleo cru é suficiente para a emulsão conter um teor de sólidos suspensos não-dissolvidos de ao menos 0,05%, em peso (0.5 kg/m^3), da emulsão.

O teor de sólidos suspensos da emulsão que é produzida dentro da formação contendo hidrocarbonetos pode ser determinante pela retirada de um núcleo a partir da formação e o condicionamento do núcleo, de modo que ele seja saturado com água conata. Alternativamente, um *sandpack* (areia não agregada compactada) pode ser condicionado de tal forma a ser saturado com água conata. A mistura de óleo cru produzido (contendo seus sólidos em suspensão) e da água de injeção desejada (contendo seus sólidos em suspensão) é então injetada através do núcleo em uma razão de, por exemplo, 1:1, em volume, formando, assim, uma emulsão água-em-óleo dentro do núcleo. Os fluidos produzidos a partir do núcleo ou *sandpack* compreendem uma fase de emulsão de água-em-óleo e, opcionalmente, uma fase livre de água e/ou livre de óleo. A fase de emulsão pode se separar, e o teor de sólidos suspensos do óleo separado e das fases da água é determinado em conjunto com o percentual de volume das fases separadas, permitindo, assim, que o teor de sólidos suspensos da fase de emulsão seja determinado. Se necessário, um rompedor de emulsão (desemulsificador) é utilizado para o rompimento da fase de emulsão.

Prevê-se, igualmente, que a emulsão produzida a partir

da formação por um poço de produção possa ter amostras retiradas, e que o teor de sólidos suspensos da emulsão seja determinado conforme descrito acima. Se necessário, um rompedor de emulsão (desemulsificador) é utilizado para o rompimento da emulsão produzida a partir de um poço de produção.

Preferivelmente, a água de injeção não contém adição substancial de álcali e/ou tensoativo. Entende-se por injeção de água que não contém adição substancial de álcali como sendo uma água de injeção que contém menos de 0,1%, em peso, de álcali adicionado (tal como o hidróxido de sódio, carbonato de sódio, bicarbonato de sódio, silicato de sódio ou fosfato de sódio), e, preferivelmente, sem a adição de álcali. Entende-se por injeção de água que não contém adição substancial de tensoativos como sendo uma água de injeção que contém menos de 0,01%, em peso, de tensoativo adicionado, preferivelmente, sem adição de tensoativo.

O termo emulsão "água-em-óleo" refere-se a uma emulsão compreendendo uma fase aquosa descontínua e uma fase oleosa contínua.

O termo "razão de cátions multivalentes" é definido como a razão do teor total de cátions multivalentes (ppm) de uma água de injeção para um teor de cátions multivalentes da água conata (ppm).

O termo "razão de cátions bivalentes" é definido como a razão do teor total de cátions bivalentes (ppm) de uma água de injeção para um teor de cátions bivalentes da água conata (ppm).

O termo "água conata" refere-se à água original que foi aprisionada no espaço dos poros da rocha formação

(antes de qualquer injeção de água para a formação durante a recuperação de óleo a partir da formação).

Verificou-se que o teor total de sólidos dissolvidos da água de injeção não é um fator fundamental para a formação espontânea de uma emulsão água-em-óleo dentro da formação, desde que o TDS da água de injeção seja de 30.000 ppm ou menos, e a razão de cátions multivalentes seja inferior a 0,9. Por exemplo, uma emulsão pode se formar espontaneamente dentro da formação, quando a água de injeção possui um TDS na faixa de 20.000 a 30.000 ppm, desde que a razão de cátions multivalentes seja inferior a 0,9. No entanto, descobriu-se que a recuperação do óleo aumenta com a diminuição do TDS da água de injeção. Portanto, o teor de sólidos dissolvidos totais (TDS) da água de injeção é, preferivelmente, inferior a 25.000 ppm, mais preferivelmente, inferior a 20.000 ppm, ainda mais preferivelmente, inferior a 15.000 ppm, particularmente, inferior a 10.000 ppm, por exemplo, inferior a 8.000 ppm. É preferível que a água de injeção seja uma água de baixa salinidade com um teor total de sólidos dissolvidos na faixa de 200 a 10.000 ppm, preferivelmente, de 500 a 8.000 ppm, particularmente, de 1.000 a 5.000 ppm.

Preferivelmente, os sólidos não dissolvidos estão suspensos na água de injeção em uma quantidade de pelo menos 0,05 kg/m³, em particular, ao menos 0,1 kg/m³. Esses sólidos não dissolvidos são, geralmente, de ocorrência natural, e podem estar dentro da água antes da injeção para a formação e/ou podem ser finos de formação que são mobilizados pela água de injeção. Tipicamente, os sólidos não dissolvidos que estão suspensos na água de injeção

possuem um tamanho médio de partícula de 10 microns ou menos, preferivelmente, 2 microns ou menos, mais preferivelmente, 1 micron ou menos, mais preferivelmente, 100 nm ou menos. A medida do tamanho médio de partícula é a maior de cada uma das três medidas tomadas ao longo dos eixos x, y, e z de cada partícula com a média sendo determinada utilizando a distribuição do peso ou número de tais partículas em uma amostra representativa de tais sólidos de ocorrência natural. A fim de permitir que as partículas em suspensão entrem e se infiltrem através da formação com a injeção de água, a rocha de formação é de permeabilidade relativamente alta. Portanto, a formação possui uma permeabilidade superior a 10 milidarcies (mD), preferivelmente, ao menos 50 mD, por exemplo, ao menos 100 mD. O tamanho da garganta dos poros da formação também deve ser suficientemente alto para permitir com que as partículas em suspensão passem através das gargantas dos poros. Preferivelmente, a formação possui um tamanho médio de garganta de poro de ao menos 10 microns, preferivelmente, ao menos 20 microns, por exemplo, ao menos 40 microns, permitindo, assim, que os sólidos suspensos na água de injeção e na emulsão formada dentro da formação migrem através da formação. No entanto, o tipo de rocha a formação não é fundamental. Assim, a formação pode compreender um arenito ou de uma rocha carbonática.

Tipicamente, a formação é penetrada por ao menos um poço de injeção e por ao menos uma produção bem espaçada a partir de tal pelo menos um poço de injeção. Portanto, a água de injeção é injetada na formação através do(s) poço(s) de injeção, e emulsão água-em-óleo é recuperada a

partir do(s) poço(s) de produção. No entanto, prevê-se, também, que a presente invenção possa ser aplicada a um processo "huff and puff", em que um poço de produção é posto através de um ciclo de injeção da água de injeção a partir do poço para a formação, deixando o poço absorver e, então, produzir uma emulsão água-em-óleo a partir do poço.

Preferivelmente, o óleo cru contido nos poros da formação possui ao menos 0,05%, em peso ($0,5 \text{ kg/m}^3$), preferivelmente, ao menos 0,1%, em peso (1 kg/m^3), de sólidos não dissolvidos ali suspensos. Os sólidos que estão suspensos no óleo cru são indígenas para a formação. Tipicamente, o tamanho médio de partícula dos sólidos suspensos em óleo cru é de 10 microns, ou menos, preferivelmente, 2 microns, ou menos, mais preferivelmente, 1 micron, ou menos, e mais preferivelmente, 100 nm, ou menos. Os sólidos suspensos no óleo cru podem ser compostos de argilas de aluminossilicato, calcita, sílica, barita, feldspato plagioclásio, e minerais ricos em ferro (por exemplo, óxido de ferro e siderita), ou podem ser componentes do óleo cru, tais como asfaltenos, resinas, parafinas e ceras. Normalmente, as argilas de aluminossilicato, asfaltenos, resinas, parafinas e ceras que estão suspensos no óleo cru são de tamanho coloidal ($0,001\text{-}1 \text{ microns}$). Por exemplo, partículas de argila de aluminossilicato podem ser plaquetas com diâmetros na faixa de 100 a 200nm e uma espessura de cerca de 10 nm.

De preferência, a emulsão, que é produzida a partir do poço de produção, possui um teor de sólidos em suspensão de ao menos 0,05%, em peso ($0,5 \text{ kg/m}^3$), da emulsão, preferivelmente, ao menos 0,1%, em peso (1 kg/m^3), da

emulsão. Os sólidos não dissolvidos, que estão suspensas na emulsão produzida, surgem a partir da água de injeção, a partir do óleo cru e de sólidos contidos dentro da formação, que podem ser mobilizados pela água injetada.

5 Portanto, o tamanho médio de partícula dos sólidos suspensos na emulsão produzida é de 10 microns, ou menos, preferivelmente, 2 microns, ou menos, mais preferivelmente, 1 micron, ou menos, e mais preferivelmente, 100 nm, ou menos.

10 Prevê-se que os sólidos não dissolvidos que estão suspensos na água de injeção, no óleo cru ou na emulsão produzida podem ter uma distribuição bimodal de tamanho. Onde há uma distribuição bimodal de tamanho, pode haver sólidos finos ou coloidais dotados de um diâmetro médio de
15 partícula, por exemplo, na faixa de 50 a 500 nm e sólidos grossos com um diâmetro médio de partícula na faixa de 1 a 10 microns.

O óleo cru contido dentro dos poros da formação possui, preferivelmente, um valor de Número Ácido Total
20 (TAN, do inglês *Total Acid Number*) de ao menos 0,5 mg KOH/g. O valor do Número Ácido Total (TAN) é uma medida da quantidade de compostos orgânicos ácidos, tais como os ácidos naftênicos, ácidos fenólicos e ácidos contendo enxofre, no óleo cru que é separado em uma instalação de
25 produção (i.e., a medida da quantidade total de impurezas orgânicas ácidas no óleo cru do tanque de estoque). Normalmente, os valores do Número Ácido Total (TAN), medidos pelo Método ASTM D0664, para o óleo cru estão na faixa de 0,5 a 4 mg KOH/g.

30 O óleo que contido dentro dos poros da formação é um

óleo cru viscoso com uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano (API) de menos de 30°, preferivelmente, menos de 25°, por exemplo, 15 a 25°. Geralmente, os óleos viscosos contêm altos níveis de asfaltenos, resinas, parafinas, 5 ceras e ácidos naftênicos. Portanto, tais crus geralmente possuem um valor de TAN maior que 0,5 mg KOH/g, preferivelmente, maior que 1 mg KOH/g, por exemplo, 1-4 mg KOH/g.

Preferivelmente, o óleo cru contido nos poros da 10 formação possui um teor de asfaltenos de ao menos 1%, em peso, em particular, em uma quantidade na faixa de 1-20%, em peso. Os asfaltenos são definidos operacionalmente como o componente insolúvel em n-heptano, solúvel em tolueno, de um óleo cru, e são compostos principalmente de unidades de 15 carbono poliaromático com oxigênio, nitrogênio e enxofre, combinados com pequenas quantidades de metais pesados, particularmente de vanádio e níquel. O óleo cru contido nos poros da formação também possui um teor de resina na faixa de 5 a 30%, em peso.

20 Preferivelmente, o óleo contido dentro dos poros da formação apresenta uma viscosidade sob condições de reservatório de ao menos 1 centipoise, em particular, ao menos 5 centipoise, por exemplo, na faixa de 10 a 1000 centipoise.

25 O óleo cru que é mobilizado através do método da presente invenção está em equilíbrio com a água conata. Normalmente, o pKa do óleo cru que está presente nos poros da formação está na faixa de 5 a 6. Portanto, a maioria dos compostos orgânicos ácidos contidos no óleo cru que está 30 presente nos poros da formação estará na forma de sais. Um

técnico no assunto compreenderá que os sais catiônicos monovalentes dos compostos orgânicos ácidos, em particular, sais catiônicos monovalentes de ácidos naftênicos tendem a atuar como tensoativos, estabilizando, dessa maneira, as emulsões água-em-óleo, enquanto que os sais catiônicos multivalentes dos compostos orgânicos ácidos não atuam como tensoativos. As quantidades relativas dos sais catiônicos monovalentes e polivalentes dos compostos orgânicos ácidos no óleo cru serão, portanto, dependentes das quantidades relativas dos cátions monovalentes e polivalentes na água conata. Sem o desejo de vínculo com qualquer teoria, descobriu-se, agora, que, utilizando uma água de injeção que possui um teor reduzido de cátions multivalentes, em comparação com a água conata, o equilíbrio entre os sais catiônicos monovalentes e polivalentes dos compostos orgânicos ácidos pode ser deslocado de tal forma que uma proporção maior dos compostos ácidos orgânicos está em sua forma catiônica monovalente, permitindo, assim, que uma emulsão estável seja formada dentro da formação.

A razão entre o teor total de cátions multivalentes na água de injeção para o teor total de cátions multivalentes na água conata ("razão de cátions multivalentes") é inferior a 0,9. Geralmente, quanto menor a razão de cátions multivalentes, mais rapidamente a emulsão é formada dentro da formação. Assim, a razão de cátions multivalentes é, de preferência, inferior a 0,8, mais preferivelmente, inferior a 0,6, ainda mais preferivelmente, menor que 0,5 e, especialmente, menor que 0,4 ou inferior a 0,25. As faixas preferidas para a razão de cátions multivalentes são de 0,01 a 0,9, 0,05 a 0,8, mas, especialmente, de 0,05 a 0,6

ou 0,1 a 0,5. A razão do teor total de cátions bivalentes de uma água de injeção para um teor total de cátions bivalentes da água conata (doravante denominada "razão de cátions bivalentes".) é de menos de 0,9. Os valores e
5 faixas preferidos para a razão de cátions polivalentes podem ser aplicados *mutatis mutandis* à razão de cátions bivalentes.

Os cátions multivalentes na água conata são tipicamente os cátions bivalentes ou os cátions
10 trivalentes. Os cátions bivalentes que podem estar presentes na água conata ou água de injeção incluem os cátions dos metais do Grupo II, particularmente, Ca^{2+} e Mg^{2+} , mas também Ba^{2+} e Sr^{2+} , preferivelmente Ca^{2+} , e também Cr^{2+} e V^{2+} . Os cátions trivalentes que podem estar presentes
15 na água conata ou na água de injeção incluem Cr^{3+} , Al^{3+} , B^{3+} ou V^{3+} .

Normalmente, a água de injeção possui um teor de cálcio inferior a 100 ppm, de preferência, inferior a 50 ppm, em particular, inferior a 25 ppm, por exemplo, menos
20 de 10 ppm. O teor de magnésio da água de injeção é normalmente inferior a 100 ppm, de preferência, menos de 30 ppm, em particular, menos de 15 ppm. O conteúdo de bário da água de injeção é de, normalmente, menos de 20 ppm, por exemplo, menos de 10 ppm. Assim, o teor de cálcio pode ser
25 maior do que o teor de magnésio. Preferivelmente, o teor de cátions trivalentes da água de injeção é inferior a 20 ppm, por exemplo, menos de 10 ppm. Preferivelmente, o teor total de cátions polivalentes da água de injeção é inferior a 200 ppm, de preferência inferior a 100, especialmente inferior
30 a 50 ppm, com a ressalva de que a razão de cátions

multivalentes é inferior a 0,9.

A invenção pode ser aplicada para a recuperação melhorada de óleo a partir de uma formação onde a água conata possui uma faixa ampla de níveis de TDS, normalmente, de 500 a 200.000 ppm, preferivelmente, de 2.000 a 50.000 ppm, em particular, 10.000 a 50.000 ppm, especialmente 20.000 a 45.000 ppm. Conforme discutido acima, a água conata é a água original associada ao óleo na formação, e encontra-se em equilíbrio com esse, especialmente em relação ao seu teor de cátions multivalentes, em particular, o seu teor de cátions bivalentes (e.g., cálcio). O teor de cálcio da água conata é de, geralmente, ao menos 50 ppm, por exemplo, de 50 a 2.000 ppm, e, especialmente, de 100 a 500 ppm. O teor de magnésio da água conata é de, geralmente, ao menos 10 ppm, por exemplo, de 10 a 2.000 ppm, e, especialmente, de 20 a 200 ppm. O teor total de cátions bivalentes da água conata é de, geralmente, ao menos 100 ppm, por exemplo, de 100 a 5.000 ppm, preferivelmente, de 150 a 3.000 ppm, e, especialmente, de 200 a 1.000 ppm. Geralmente, a água conata contém níveis baixos de cátions trivalentes, geralmente inferiores a 100 ppm.

Muitas fontes de água de injeção podem ser potencialmente utilizadas, incluindo a água doce, água do mar, água salobra, água de aquífero, água conata ou água produzida. A água doce pode ser obtida a partir de um rio ou lago e, normalmente, possui um teor de TDS de menos de 1500 ppm. A água salobra pode ser obtida a partir de fontes de maré ou estuário do rio e, normalmente, possui um teor de TDS de 5000 a 25.000 ppm. Além disso, a água salobra

pode ser obtida a partir de um aquífero que pode estar em um estrato separado de um estrato associado ao óleo cru. No entanto, nem toda a água do aquífero é uma água salobra. Assim, o teor de TDS para a água de aquífero pode se encontrar na faixa de 1000 a 300.000 ppm. Quando a água conata ou a água de produção (água que é separada do óleo que é produzido a partir de um poço de produção) é utilizada como a fonte de água de injeção, a água conata ou água produzida pode apresentar um teor de TDS na faixa de 2000 a 300.000 ppm. O uso da água conata ou da água produzida como uma fonte de água de injeção é vantajoso onde há restrições sobre a eliminação da água conata ou da água produzida. A água do mar também pode ser considerada para a fonte da água de injeção, se for de mares interiores de 15.000 a 40.000 ppm, como, por exemplo, o Mar Cáspio, ou de mares oceânicos, por exemplo, com TDS de 30.000 a 45.000 ppm. Se desejado, as misturas das águas são passíveis de uso como sendo a fonte da água de injeção, por exemplo, uma água de aquífero de baixo TDS misturada a uma água de maior salinidade, como, por exemplo, a água produzida ou a água do mar. A utilização das águas mistas é particularmente importante quando um novo poço de produção está sendo iniciado uma vez que, a princípio, pode não haver água produzida, ou essa ser insuficiente, para o uso como fonte para a água de injeção.

Quando o teor de TDS da água de fonte e seu teor de cátions multivalentes já estiverem nos valores desejados para a água de injeção a ser emulsionada no óleo cru que está contido nos poros da formação, a água de fonte pode ser utilizada como água de injeção sem o tratamento para a

redução do seu teor de cátions multivalentes. Os exemplos de água que pode ser utilizada como a água de injeção sem o tratamento incluem a água doce e as águas de aquífero de baixa salinidade do teor de cátions multivalentes desejado e do teor de sólidos suspensos desejado. É importante que a água não seja submetida à filtração fina, para que os sólidos em suspensão que possuem um tamanho médio de partícula de 2 microns, ou menos, não sejam removidos da água. No entanto, a água pode ser submetida a uma filtração grosseira utilizando uma peneira para a remoção das partículas que possuem um tamanho médio de partícula superior a 10 microns.

Quando o teor de TDS da água de fonte já estiver no valor desejado para a água de injeção, mas o nível de cátions multivalentes for maior do que o desejado para a formação de uma emulsão dentro da formação, a água de fonte é tratada para a redução do seu nível de cátions multivalentes. Os exemplos de tais águas de fontes incluem certas águas produzidas de baixa salinidade e certas águas de aquífero de baixa salinidade. O tratamento pode ser, e.g., por precipitação, através da adição de hidróxido de sódio, carbonato de sódio, bicarbonato de sódio, fosfato de sódio, ou silicato de sódio, e pela separação de um precipitado compreendendo os cátions multivalentes (por exemplo, por filtração ou centrifugação), produzindo, assim, uma água tratada de menor nível de cátions multivalentes para o uso como a água de injeção. O tratamento da água de fonte pode ser também por nanofiltração, e.g., com uma membrana seletiva de cátions multivalentes, tais como a série Dow FILMTEC NF

(particularmente as membranas NF40, NF40HF, NF50, NF70, NF90 e NF270), a série ESNA1 Hydranautics, a membrana Desal-5 (Desalination Systems, Escondido, Califórnia), membrana 600 SU (Toray, Japão), ou membranas NRT 7450 e NTR 7250 (Nitto Electric, Japão). A remoção seletiva de cátions multivalentes a partir da água de baixo teor de TDS (teor de TDS de água salobra, ou menos), utilizando tais membranas é discutida no US 5,858,420 e em Separation and Purification Technology, 37 (2004), "Removal of sulfates and other inorganics from potable water by nanofiltration membranes of characterized porosity", de K Kosutic, Novak I, Sipos L e B Kunst. Alternativamente, a água de fonte pode ser tratada ao passar através de um leito de uma resina de troca catiônica, por exemplo, uma resina de troca catiônica de hidrogênio ou sódio. Estes métodos de tratamento (além de troca catiônica com uma resina de troca catiônica de hidrogênio) possuem a vantagem de não aumentarem substancialmente o pH da água de injeção, em comparação à água não tratada. Quando a água tiver tratamento para a remoção seletiva dos os cátions multivalentes a partir da água, pode ser necessária a adição de sólidos à água, a fim de alcançar o teor desejado de sólidos suspensos para a água de injeção. Isso porque o tratamento da água de fonte por precipitação, nanofiltração, ou pela passagem da água através de um leito de resina de troca catiônica, pode resultar na precipitação dos sólidos em suspensão ou pode exigir a remoção de quaisquer sólidos suspensos antes do tratamento da água. Assim, os sólidos suspensos previamente removidos, do tamanho de partícula desejado (tamanho médio de partícula

de menos de 2 microns), e na quantidade desejada (ao menos 0,5 kg/m³), podem ser adicionados de volta à água tratada.

Quando a água de fonte possui um TDS maior e um teor de cátions multivalentes superior ao desejado para a água de injeção, a água de fonte é tratada a fim de reduzir tanto o seu teor de TDS quanto o seu teor de cátions multivalentes para os valores desejados. Normalmente, a fonte de água é tratada a fim de reduzir tanto o seu TDS quanto o teor de cátions multivalentes para os valores desejados, por exemplo, utilizando a osmose reversa (inversa), osmose direta, ou combinações dessas. As águas de fonte que são tratadas dessa maneira incluem a água do mar, águas salobras de maior salinidade, águas produzidas de alta salinidade e águas de aquífero de alta salinidade.

A membrana que é empregada na osmose reversa ou osmose direta pode excluir substancialmente todos os sólidos dissolvidos na água da fonte de passarem para a água tratada (permeado). As membranas adequadas que excluem substancialmente todos os sólidos dissolvidos são bem conhecidas por um técnico no assunto. Portanto, a água tratada pode ter um TDS tão baixo quanto 200 ppm, e um teor de cátions bivalentes tão baixo quanto 1 a 2 ppm. Tipicamente, a água tratada não conterá quaisquer cátions trivalentes. Se desejado, os sais de cátions monovalentes podem ser adicionados à água tratada para o aumento do seu teor de TDS, com a ressalva de que o teor de TDS não exceda 30.000 ppm. Alternativamente, a água da fonte pode ser tratada através de uma membrana de osmose reversa "frouxa", conforme descrito no pedido internacional de patente, número de WO 2006/002192, formando diretamente, assim, uma

água de injeção do teor de TDS desejado e do teor desejado de cátions multivalentes. Novamente, os sólidos suspensos previamente removidos, do tamanho de partícula desejado (tamanho médio de partícula de menos de 2 microns), e na
5 quantidade desejada (ao menos 0,05%, em peso (ao menos 0,5 kg/m³)), podem ser adicionados de volta à água tratada.

Sem o desejo de vínculo com qualquer teoria, acredita-se que os sólidos em suspensão que estão contidos na emulsão produzida auxiliam na estabilização da emulsão,
10 devido ao acúmulo de sólidos na interface entre a fase aquosa descontínua e fase oleosa contínua da emulsão. Particularmente, ao menos uma parte do componente asfalteno do óleo cru está em forma coloidal, e, sendo assim, melhora a estabilidade da emulsão óleo-em-água que é formada dentro
15 da formação, devido ao acúmulo de asfaltenos coloidais na interface entre a fase aquosa descontínua e fase oleosa contínua da emulsão. Além disso, quaisquer componentes da resina do óleo cru tenderão ao acúmulo na interface entre a fase aquosa dispersa e fase oleosa contínua da emulsão
20 água-em-óleo, melhorando, assim, a estabilidade da emulsão.

No método da invenção, a água de injeção é injetada sob pressão, de preferência, por exemplo, de 10.000 a 100.000 kPa (100 a 1000 bar) em ao menos um poço de injeção que está espaçado de um poço de produção, e passa
25 diretamente para a formação contendo óleo do poço de injeção. A passagem da água de injeção para a formação resulta na formação espontânea de fase de emulsão dentro da formação. Essa fase de emulsão impede a passagem de qualquer água posteriormente injetada na formação, assim,
30 ao menos uma parte da água ignora a zona de formação onde a

emulsão encontra-se presente nos poros da formação. Portanto, a água posteriormente injetada é disponibilizada para a varredura de uma zona diferente da formação, e é capaz de formar uma emulsão espontânea nessa zona diferente. Portanto, a eficiência de varredura da água injetada é melhorada devido à formação da fase de emulsão dentro da formação.

Assim, em uma modalidade preferida da presente invenção, é fornecido um método para o aumento da recuperação de óleo cru a partir de um reservatório que compreende ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa que possui uma permeabilidade de mais de 10 milidarcies, em que com ao menos um poço de injeção e ao menos um poço de produção penetrando a formação, em que (a) o óleo cru e água conata estão presentes no espaço de poro da rocha de formação, e (b) o óleo cru que está presente na formação possui uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano de menos de 30°, uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise, e sólidos não-dissolvidos ali suspensos, em uma quantidade de ao menos 0,05%, em peso, sendo que o método compreende:

(A) a injeção de uma água de injeção na formação através de ao menos um poço de injeção, em que a água de injeção possui sólidos não-dissolvidos ali suspensos, em uma quantidade de ao menos 0,05%, em peso, um teor de sólidos dissolvidos totais (TDS) de 30.000 ppm, ou menos, e uma razão de um teor de cátions multivalentes totais da água de injeção para o teor de cátions multivalentes totais da água conata de menos de 0,9; e

(B) a produção, a partir de ao menos um poço de

produção, de uma emulsão contendo sólidos não dissolvidos ali suspensos, em uma quantidade de ao menos 0,05%, em peso ($0,5 \text{ kg/m}^3$), de emulsão.

O teor de sólidos suspensos do óleo cru presente na formação pode ser determinado pela medição do teor de sólidos suspensos do óleo produzido, que é separado em uma instalação de produção.

O método da invenção é normalmente utilizado com poços de produção que possuem uma pressão natural insuficiente na formação, a fim de produzir quantidades significativas de óleo (após a recuperação primária). Esses poços de produção estão, de preferência, em recuperação secundária (imediatamente após a recuperação primária), mas podem também estar em recuperação terciária. O método da invenção é, portanto, de valor especial com os poços maduros de produção.

A água que está presente no espaço de poro da formação, no início da recuperação secundária, é a água conata. No entanto, prevê-se, também, que o método da invenção é passível de uso durante a recuperação terciária, por exemplo, após a inundação com água, a formação com uma água dura. Entende-se por "água dura" como sendo uma água com o índice de cátions multivalentes superior a 2, de preferência, maior que 4, em particular, maior que 5, por exemplo, maior que 6. Normalmente, a água dura é uma água do mar ou água produzida, que possui um TDS de mais de 12.500 ppm, preferivelmente, maior que 20.000 ppm, por exemplo, maior que 25.000 ppm, em particular, maior que 30.000 ppm. Embora, no início da recuperação terciária, possa haver uma ou mais zonas da formação que contenham a

água de injeção dura, ou uma mistura de água de injeção dura e água conata, podem também existir zonas não varridas da formação que contém a água conata original. São essas zonas não varridas os principais alvos do processo da presente invenção, durante a recuperação terciária. Entretanto, sem o desejo de vínculo com qualquer teoria, acredita-se, também, que, mesmo onde as zonas de formação foram varridas com uma água de alta salinidade, a água conata pode ser aprisionada entre o óleo residual de aderência as superfícies de rocha e/ou em poros que foram ignorados pela água de alta salinidade, durante a recuperação secundária. Além disso, pode haver uma camada de água conata original em superfícies de argila, as chamadas "água ligada à argila".

Um técnico no assunto compreenderá que, na recuperação secundária ou terciária, a água de injeção é injetada na formação de um poço de injeção, a fim de manter a pressão na formação e varrer o óleo em direção a um poço de produção. Uma vantagem adicional do processo da presente invenção é que, após a produção *in situ* da emulsão água-em-óleo, a injeção de água (líquido de acionamento) força a emulsão água-em-óleo adiante e em direção ao poço de produção a partir do qual o óleo é recuperado na forma de uma emulsão água-em-óleo, com pouco, ou nenhum, manejo da água de injeção através da formação, e sendo produzido para o poço de produção como uma fase aquosa separada. Portanto, a água que está sendo produzida a partir do poço de produção é predominantemente emulsionada com o óleo cru, de modo que o corte de água permanece substancialmente constante durante um período prolongado de tempo, com o

corte de água sendo predominantemente dependente da quantidade de água que é emulsionados no óleo cru. Normalmente, a emulsão água-em-óleo, formada dentro da formação, possui um teor de água na faixa de 30 a 50%, em volume, em particular, 40 a 50%, em volume. O método da presente invenção, portanto, atinge um prolongado período de recuperação de óleo com um corte de água relativamente estável e relativamente baixo. Sem o desejo de vínculo com qualquer teoria, acredita-se, também, que a produção de uma emulsão água-em-óleo dentro da formação também melhora a recuperação, ao substituir o óleo residual que uma inundação com água convencional deixaria para trás com emulsão residual. Assim, a emulsão residual tenderá a permanecer nas mesmas porções dos espaços dos poros da formação como o óleo residual que uma inundação com água convencional deixaria para trás. No entanto, o volume do reservatório da emulsão de água-em-óleo residual contém menos óleo do que o volume do reservatório equivalente do óleo residual deixado para trás por uma inundação com água convencional. O método da presente invenção, portanto, possui dois mecanismos melhorados de recuperação distintos: (1), eficiência de varredura melhorada, devido à maior mobilidade reduzida do fluido de injeção e (2) a redução da quantidade de óleo residual que é aprisionada na formação.

Pode haver um poço de injeção e um poço de produção, mas, preferivelmente, pode haver mais de um poço de injeção e mais de um poço de produção. Pode haver muitas relações espaciais diferentes entre o, ou cada, poço de injeção e o, ou cada, poço de produção. Os poços de injeção podem estar localizados em torno de um poço de produção.

Alternativamente, os poços de injeção podem estar em duas ou mais linhas entre cada um dos que são os poços de produção localizados. Essas configurações são chamadas de "inundação padrão", e o técnico no assunto saberá como
5 operar os poços de injeção a fim de atingir a recuperação de óleo máxima, durante a recuperação secundária ou terciária.

Em uma outra modalidade preferida da presente invenção, é fornecido um método para o aumento da
10 recuperação de óleo cru a partir de um reservatório que compreende ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa que possui uma permeabilidade de mais de 10 milidarcies, em que (a) o óleo cru e água conata estão presentes dentro dos poros da formação, e (b) o óleo cru
15 presente na formação possui uma gravidade do API de menos de 30°, uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise, e sólidos particulados com um diâmetro médio de partícula de menos de 2 microns ali suspensos, em uma quantidade de ao menos 0,01%, em peso
20 (0,1 kg/m³), e (c) uma água de injeção é injetada na formação a fim de formar uma emulsão água-em-óleo com o óleo cru que está contido dentro dos poros da formação, em que a água de injeção é selecionada através da:

(a) determinação do teor de cátions multivalentes da
25 água conata; e

(b) seleção de uma água de injeção que possui (i) um teor total de sólidos dissolvidos de menos de 30.000 ppm, (ii) um teor de cátions multivalentes totais, de modo que a razão do teor de cátions multivalentes totais da água de
30 injeção para o teor de cátions multivalentes totais da água

conata é inferior a 0,9, e (iii) ao menos 0,05%, em peso (0.5 kg/m^3), de sólidos particulados com um diâmetro médio de partícula de menos de 2 microns ali suspensos.

Quando o processo da presente invenção tiver de ser
5 utilizado durante a recuperação secundária ou terciária, uma amostra de água conata pode ser obtida pela retirada de um núcleo da formação, antes da produção de óleo a partir da formação, ou durante a recuperação primária, e pela determinação do teor de cátions multivalentes da água
10 contida dentro do núcleo. Alternativamente, onde houve o *break-through* da água, mas o reservatório permanece em recuperação primária, o teor de cátions multivalentes da água separada do óleo produzido pode ser determinado.

Quando não há fonte de água adequada disponível para o
15 uso como a água de injeção, o teor de TDS e/ou o teor de cátions multivalentes totais da água da fonte pode ser manipulado (conforme descrito acima) para proporcionar uma água de injeção do teor de TDS desejado, e do teor de cátions multivalentes totais desejado, e do teor de sólidos
20 suspensos desejado.

A presente invenção será agora ilustrada, a respeito das Figuras 1 a 4 e dos Exemplos a seguir.

Exemplos

Método de Teste de Traçador Químico de Poço Único

25 Um Traçador Químico de Poço Único (SWCT, do inglês *Single Well Chemical Tracer*) é um método para a medição de saturações de fluidos em reservatórios produtores de óleo. O teste SWCT é realizado em um intervalo de formação regado através de injeção, e, depois, pela produção de volta, a
30 partir do mesmo poço, de um volume de fluido do

reservatório marcado com traçadores químicos apropriados.

No caso de um teste de óleo residual de poço único (S_{OR}), conforme aqui relatado, um volume de água contendo um éster adequado (formiato etílico, nesse caso) é injetado na zona alvo do poço de teste. Um maior volume de água que não contenha qualquer éster é, então, injetado a fim de impulsionar a água transportando éster até que se atinja uma posição de 5 a 15 pés (1,52 m a 4,57 m) no reservatório (5 a 15 pés (1,52 m a 4,57 m) de distância radial a partir do poço).

O volume total injetado é normalmente marcado com um álcool isopropílico (IPA) adequado, não-reativo, traçador não-particionador (equilíbrio material).

Durante um período de fechamento de um a dez dias, uma parte do éster reage com a água do reservatório, e forma o álcool etílico (produto traçador). O álcool etílico é praticamente insolúvel no óleo residual. O período de fechamento é concebido para permitir a formação de uma quantidade mensurável de álcool. A conversão típica de éster para álcool é de 10% a 50%.

Após o período de fechamento, o poço é produzido de volta. O líquido produzido é periodicamente tem a amostra colhida na cabeça do poço, e imediatamente analisada quanto ao teor de traçador de formiato etílico não reagido, do traçador de álcool etílico, e do traçador de balanço de material, IPA.

No início da etapa de produção, os traçadores do formiato etílico não reagido e do produto de álcool etílico são sobrepostos, localizados a uma distância radial de cerca de 1,52 m a 4,57 m (5 a 15 pés) do teste de poço. O

particionamento do traçador de formiato etílico não reagido entre a fase de óleo residual imóvel e a fase de água móvel atrasa a produção do éster por um incremento do volume diretamente relacionado à saturação do óleo residual. O traçador de álcool do produto, no entanto, não é atrasado, e flui de volta para o poço em velocidade quase idêntica à da água. Posto que o álcool etílico não perde tempo na fase de óleo estacionária, ele é produzido mais cedo que o traçador de formiato etílico, resultando em uma separação entre traçador de álcool do produto e o do éster não-reagido.

A quantidade de separação cromatográfica entre os dois traçadores é utilizada para o cálculo da saturação de óleo residual. Os resultados do teste de SWCT a partir de altas formações de S_{or} mostram uma grande separação entre o produto de álcool e de éster. Os resultados do teste a partir de baixas formações de S_{or} mostram uma pequena separação entre o traçador do produto de álcool e do éster.

Exemplo 1

Os testes de Traçador Químico de Poço Único (SWCT) foram realizados em um reservatório do campo Prudhoe Bay, no Alasca, que continha um óleo com grau do API de 17° , e um teor de sólidos em suspensão de mais de 0,05%, em peso.

O intervalo-alvo foi na formação do Ivishak (rio); o intervalo perfurado foi de 2.723 m a 2.728 m (8935 a 8953 pés) de profundidade submarina. Um primeiro de teste SWCT (Teste #1) foi realizado utilizando uma água produzida, dotada de TDS de 25.291 ppm, e um teor de cátions multivalentes de 682 ppm (água dura produzida). Uma vez que o poço produziu um corte de óleo de 1,2%, foi necessária a

injeção de um pequeno volume de água produzida na zona de teste a fim de reduzir a saturação de óleo para residual, antes do Teste #1. Esse volume de água produzida foi de $4,77 \times 10^5$ L (4.000 bbls) 8,76 L/m (200 bbls/ft.). A taxa de injeção para essa injeção de água da água produzida foi 2,26 L/dia (1.900 bbls/dia). A fim de manter perfurações limpas para o Teste #1, uma produção de retorno pequena foi realizada antes da injeção da água dura produzida. O poço foi produzido por 3 horas através de um separador de teste de local de perfuração e o Teste #1 imediatamente a seguir. Um banco de éster, $2,39 \times 10^4$ L (200 bbls) de água dura produzida contendo 10.000 ppm de Acetato de Etila (EtAt), 2.400 ppm de Álcool Propílico Normal (NPA), e 2.200 ppm de Álcool Isopropílico (IPA), foi primeiramente injetado. A seguir, um banco de impulso, $1,07 \times 10^5$ L (900 bbls) de água dura produzida contendo 2.200 ppm de IPA. A taxa de injeção foi constante em 2,26 L/dia (1.900 bbls/dia) durante todo o teste #1. Com base em uma zona de espessura de 6,10 m (20 pés), uma saturação de óleo residual de 0,39, e uma porosidade de 0,25, a profundidade média de investigação para o Teste #1 foi de 4,08 m (13,4 pés). O poço foi, então, fechado por 4,5 dias para o período de reação, durante o qual uma fração do EtAt na formação hidrolisou para formar o Etanol (EtOH). Após o período de reação, o poço foi posto em produção por 0,5 dia, para um total de $2,59 \times 10^5$ L (2.177 bbls) de produção de água. As amostras do fluido produzido foram tiradas a cada $2,38 \times 10^3$ L a $3,57 \times 10^3$ L (20 a 30 bbls), e imediatamente analisadas para o teor de traçador através de cromatografia gasosa no local.

Um segundo teste de SWCT (Teste #2) foi realizado utilizando uma água de injeção especificamente projetada tendo uma TDS de menos de 23.000 pm, um teor de sólidos em suspensão superior a 0,05%, em peso, e um teor de cátions multivalentes de 56 ppm (água mole), seguindo um procedimento similar ao Teste #1. Uma melhoria de 44% na eficiência de deslocamento da inundação com água foi obtida utilizando a água mole (razão de cátions multivalentes de 0,08), fornecendo, assim, uma evidência de que uma emulsão foi formada *in situ* durante o segundo SWCTT.

Os resultados do Teste #1 e Teste #2 são apresentados na Figura 1. A saturação de água inicial (S_{wi}) da formação foi de 55%. A saturação de óleo residual após a injeção com água dura produzida ($S_{or\text{ água dura produzida}}$) no Teste #1 foi de 39%, $\Delta S_o \sim 16\%$, e a saturação de óleo residual após a injeção com água mole ($S_{or\text{ água mole}}$) no Teste #2 foi de 32%, $\Delta S_o \sim 23\%$.

Exemplo 2

A Figura 2 mostra a razão entre os barris de água produzida para os barris de petróleo produzido (WOR) plotados (marcados) em função do tempo, enquanto que inunda com água os poços de produção F-Pad selecionados, em Milne Point, Alaska, com uma injeção de água mole de baixa salinidade. Os poços F-Pad produzem a partir da formação do Kuparuk.

Os volumes de água e óleo foram obtidos, ao submeter cada poço a um 'teste', por um período definido de tempo, durante o qual a saída de fluido de cada poço foi alimentada a um separador de teste, e do volume de óleo e água separado do fluido produzido combinado foi medido. Os

volumes representam, portanto, as condições de superfície (barris de tanque de estoque).

As propriedades do óleo de Milne Point são apresentadas na Tabela 1.

5 Tabela 1: Propriedades do Óleo de Milne Point

Gravidade do API, °	Valor de TAN (mg de KOH)	nC ₆ Asfaltenos, % em peso	Saturados % em peso	Aromáticos em peso	Resinas em peso
20-22	1,46	6,26	60,07	21,54	12,13

A água de injeção para os poços de produção F-Pad era uma água mole de baixa salinidade (obtida a partir do aquífero sobrejacente Prince Creek, que é um extenso aquífero de água salobra) com a composição dada na Tabela

10 2.

Tabela 2 - Composição da Água de Injeção para os poços de produção F-Pad

Espécies (ppm)	Água do aquífero Prince Creek
Sódio	817
Cálcio	101
Boro	2
Potássio	8
Alumínio	<0,15
Magnésio	19
Bário	3
Estrôncio	2
Salinidade (TDS)	2600

Cátions Bivalentes	125
--------------------	-----

A composição média da água conata das areias de Milne Point A é fornecida na Tabela 3.

Tabela 3- Composição Média da Água Conata das Areias de Milne Point A

Espécies (ppm)	MPU 1982 A- Média de Areia
Bário	75
Bicarbonato	1.986
Boro	39
Bromo	
Cálcio	151
Cloreto	17.344
Ferro	1
Magnésio	41
Potássio	
Sódio	11.733
Estrôncio	17
Sulfato	14
Salinidade (TDS)	31.402
Cátions bivalentes	285

5 A Figura 2 mostra que a inundação com água dos poços F-Pad com a água do aquífero do Prince's Creek produziu óleo em uma razão WOR de aproximadamente 1, por um período de 4 anos. Isso é compatível com a produção de uma emulsão água-em-óleo que possui um teor de água de cerca de 50%, em
10 volume. A razão entre o teor de cátions bivalentes da água

de injeção do Prince's Creek para o teor de cátions bivalentes da água conata é de 0,44, o que mostra que o mecanismo de recuperação de emulsão foi acionado pela injeção de água com uma razão de cátions bivalentes de 5 menos de 0,9.

Exemplo comparativo 1

A Figura 3 mostra a razão entre os barris de água produzida para o de barris de óleo produzido (WOR) plotados (marcados) em função do tempo, enquanto inundação com água 10 os poços de produção K-Pad de selecionados, em Milne Point, Alaska, com uma injeção de água dura de alta salinidade. Os poços de produção K-Pad (assim como os poços de produção F-Pad do Exemplo 2) produzem a partir da formação do Kuparuk.

Os volumes de água e óleo foram obtidos conforme 15 descrito para o Exemplo 2. As propriedades do óleo de Milne Pint são providas na Tabela 1 do Exemplo 2.

A injeção de água para os poços de produção K-Pad foi uma salmoura de alta salinidade da formação sobrejacente do Ugnu, que foi muito mais dura do que a água conata do 20 Kuparuk. A composição da salmoura dura, de alta salinidade, é dada na Tabela 4, enquanto que a composição da água conata do Kuparuk é provida na Tabela 3 do Exemplo 2.

Tabela 4 - Composição Média da Água do Aquífero Ugnu para K-Pad de Milne Point

Espécies (ppm)	MPU 1982 A- Média de Areia
Bário	119
Bicarbonato	439
Boro	9

Bromo	
Cálcio	951
Cloreto	19.458
Ferro	15
Magnésio	815
Potássio	184
Sódio	14.600
Estrôncio	49
Sulfato	<10
Salinidade (TDS)	36.639
Cátions bivalentes	1.934

A Figura 3 não mostra nenhuma evidência de um platô na razão WOR no valor de aproximadamente 1. Em vez disso, os poços de produção K-Pad apresentam uma WOR cada vez maior, com os poços de produção K-Pad produzindo, atualmente, volumes modestos de óleo a uma WOR de aproximadamente 10. Nesse exemplo comparativo, a razão entre o teor de cátions bivalentes da água de injeção para o teor de cátions bivalentes da água conata é 6,75, resultando, assim, em um comportamento de inundação com água convencional (aumentando o corte de água com o tempo).

Exemplo 3

O experimento de inundação de "pacotes de areia" (*sand-pack*) foi conduzido, no qual a água produzida e o óleo leve e pesado do Alasca foram injetados como fases separadas em um aparelho de *sand-pack*. Os componentes-chave do aparelho de *sand-pack* incluíam um misturador tubular coaxial, tubo de aço inoxidável de *sand-pack* de comprimento

de 1 pé (30,48 cm), e uma unidade de produção.

O *sand-pack* foi embalado com uma areia tendo uma permeabilidade próxima à da formação que produziu o óleo leve pesado do Alasca. O *sand-pack* foi inicialmente saturado com o óleo produzido ($S_o = 100\%$, onde S_o é a saturação do óleo). A co-injeção da água produzida e petróleo vivo no *sand-pack* foi, então, conduzida a uma razão volumétrica de 1:1, com uma taxa de injeção de óleo de 0,4 ml/minuto e uma taxa de injeção de água de 0,4 ml/minuto. Inicialmente, o *sandpack* produziu um óleo limpo na unidade de produção. Subsequentemente, o *sandpack* produziu uma emulsão água-em-óleo. Descobriu-se que essa emulsão quebrou lentamente em um período de aproximadamente uma hora. Portanto, após um período inicial de aproximadamente 13 minutos, quando não havia água livre, foram observados, com o tempo, os volumes crescentes de água livre.

A Figura 4 mostra um gráfico que marca o volume total de fluido produzido com o tempo, o volume de emulsão produzida com o tempo, o volume de água livre produzida com o tempo, e o % de volume de água livre com o tempo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para aumentar recuperação de óleo cru a partir de um reservatório compreendendo ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa com uma permeabilidade de mais de 10 milidarcies, ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa, compreendendo rocha de formação, e a rocha de formação compreendendo poros, caracterizado pelo fato de que (a) o óleo cru e água conata estão presentes dentro dos poros da rocha de formação, e a água conata tem um teor de cátions multivalentes, e (b) o óleo cru presente na formação possui uma gravidade do Instituto de Petróleo Americano de menos de 30°, uma viscosidade em condições de reservatório de mais de 1 centipoise, e uma quantidade de sólidos não-dissolvidos ali suspensos, o método compreendendo:

(A) injetar uma água de injeção na formação, em que a água de injeção possui uma quantidade de sólidos não-dissolvidos ali suspensos, um teor total de sólidos dissolvidos (TDS) de 30.000 ppm ou menos, e um teor de cátions multivalentes de tal forma que uma razão do teor de cátions multivalentes da água de injeção para o teor de cátions multivalentes da água conata é menor que 0,9; e

(B) produzir, dentro de uma formação petrolífera subterrânea porosa, uma emulsão compreendendo uma fase aquosa descontínua e uma fase oleosa contínua, em que a emulsão tem um teor de sólidos suspensos não dissolvidos de ao menos 0,05%, em peso (0.5 kg/m³), da emulsão.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a água de injeção contém menos de 0,1%, em peso, de álcali adicionado e menos de

0,01%, em peso, de tensoativo adicionado.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o teor total de sólidos dissolvidos (TDS) da água de injeção está na faixa de 200 a 10.000 ppm.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os sólidos não dissolvidos estão suspensos na água de injeção em uma quantidade de ao menos 0,05 kg/m³ e os sólidos não dissolvidos suspensos na água de injeção possuem um tamanho médio de partícula de 10 microns ou menos.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a formação possui um tamanho médio de garganta de poro de ao menos 10 microns.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o óleo cru contido nos poros da rocha de formação possui ao menos 0,05%, em peso (0,5 kg/m³), de sólidos suspensos não dissolvidos nela, e em que os sólidos não dissolvidos suspensos no óleo cru possuem um tamanho médio de partícula de 10 microns ou menos.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o óleo cru contido dentro dos poros da rocha de formação possui um valor de Número Ácido Total (TAN) em uma faixa de 0,5 a 4 mg KOH/g.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o óleo cru que está contido nos poros da rocha de formação possui um teor de asfalto de ao menos 1% em peso e um teor de resina na faixa de 5 a 30% em peso.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1,

caracterizado pelo fato de que o óleo contido dentro dos poros da rocha de formação apresenta uma viscosidade sob condições de reservatório na faixa de 10 a 1000 centipoise.

10. Método, de acordo com a reivindicação 1,
5 caracterizado pelo fato de que a razão do teor de cátions multivalentes da água de injeção para o teor de cátions multivalentes da água conata é inferior a 0,6.

11. Método, de acordo com a reivindicação 1,
10 caracterizado pelo fato de que ao menos uma formação petrolífera subterrânea porosa tem ao menos um poço de injeção e ao menos um poço de produção penetrando a formação.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1,
15 caracterizado pelo fato de que o óleo cru presente na formação possui sólidos particulados com um diâmetro médio de partícula de menos de 2 microns ali suspensos em uma quantidade de ao menos 0,01%, em peso, (0,1 kg/m³).

13. Método, de acordo com a reivindicação 3,
20 caracterizado pelo fato de que o teor total de sólidos dissolvidos da água de injeção está na faixa de 500 a 8.000 ppm.

14. Método, de acordo com a reivindicação 3,
25 caracterizado pelo fato de que o teor total de sólidos dissolvidos da água de injeção está na faixa de 1.000 a 5.000 ppm.

15. Método, de acordo com a reivindicação 4,
caracterizado pelo fato de que os sólidos não dissolvidos suspensos na água de injeção têm um tamanho médio de partícula de 2 microns ou menos.

30 16. Método, de acordo com a reivindicação 5,

caracterizado pelo de que a formação tem um tamanho médio da garganta do poro de pelo menos 20 microns.

17. Método, de acordo com a reivindicação 6, caracterizado pelo fato de que os sólidos não dissolvidos
5 suspensos no óleo cru têm um tamanho médio de partícula de 2 microns ou menos.

18. Método, de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a razão do teor de cátions multivalentes da água de injeção e o teor de cátions
10 multivalentes da água conata é menor que 0,5.

Fig. 1

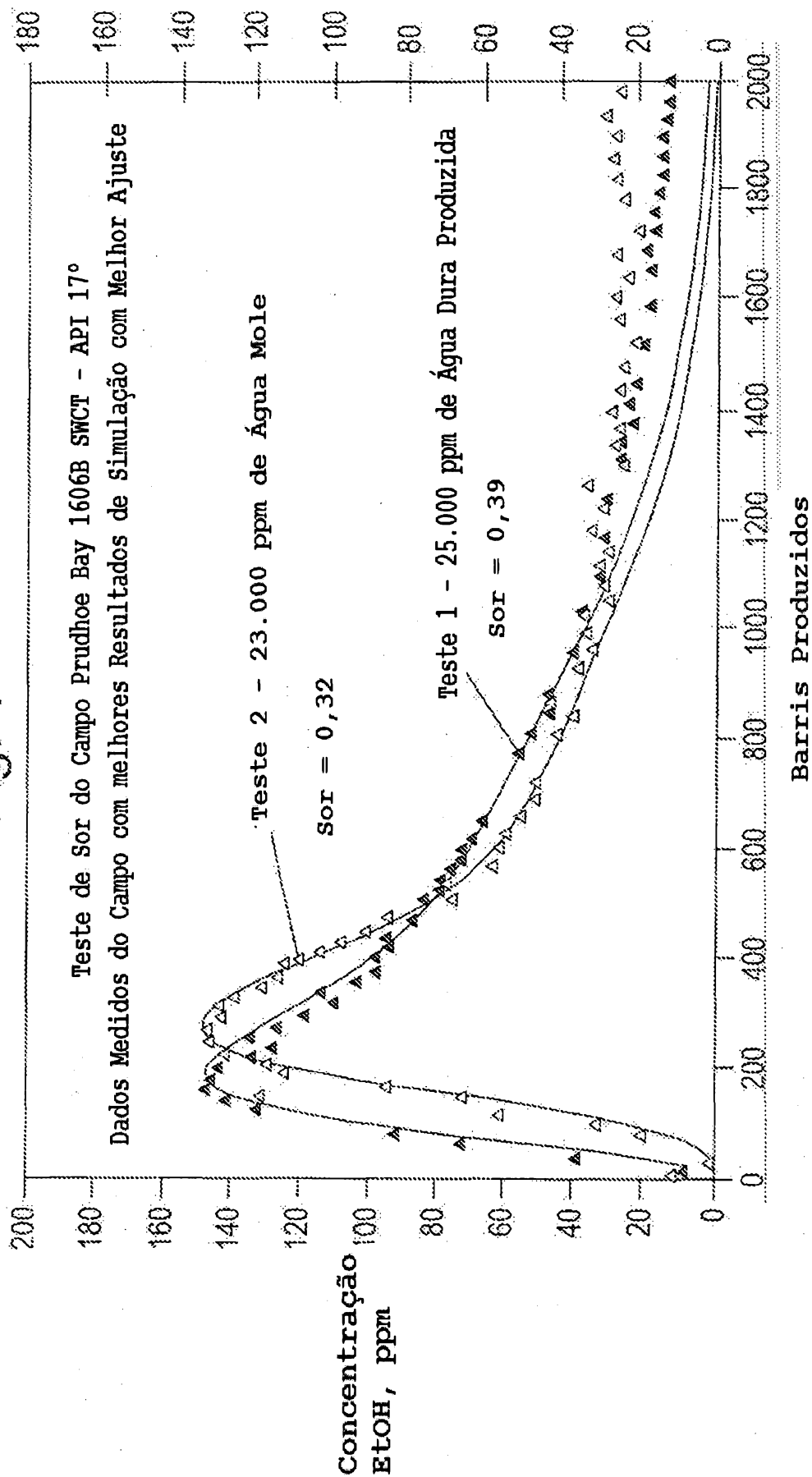


Fig. 2 WOR em função do tempo para F Pad

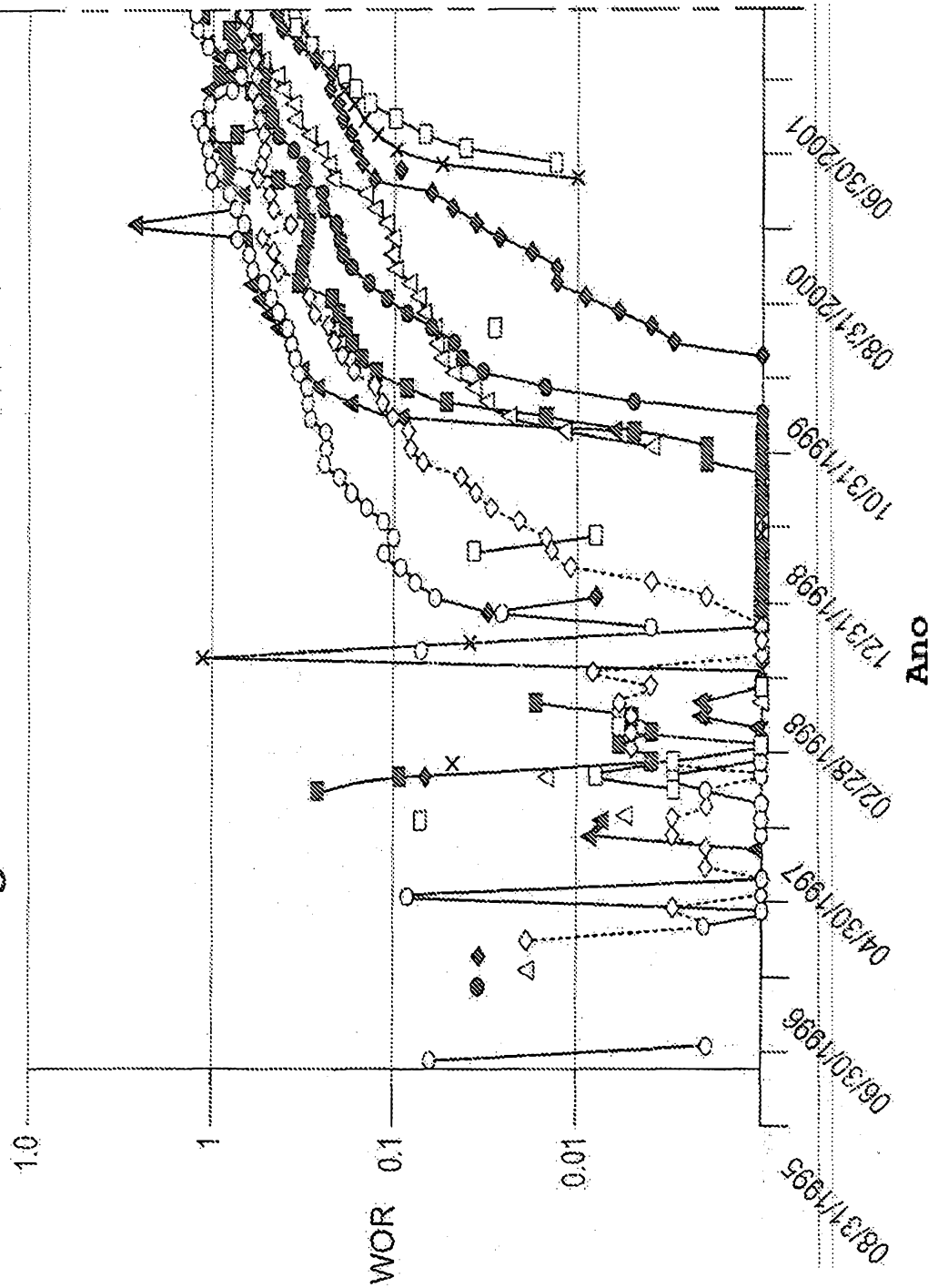


Fig. 2 (cont.)

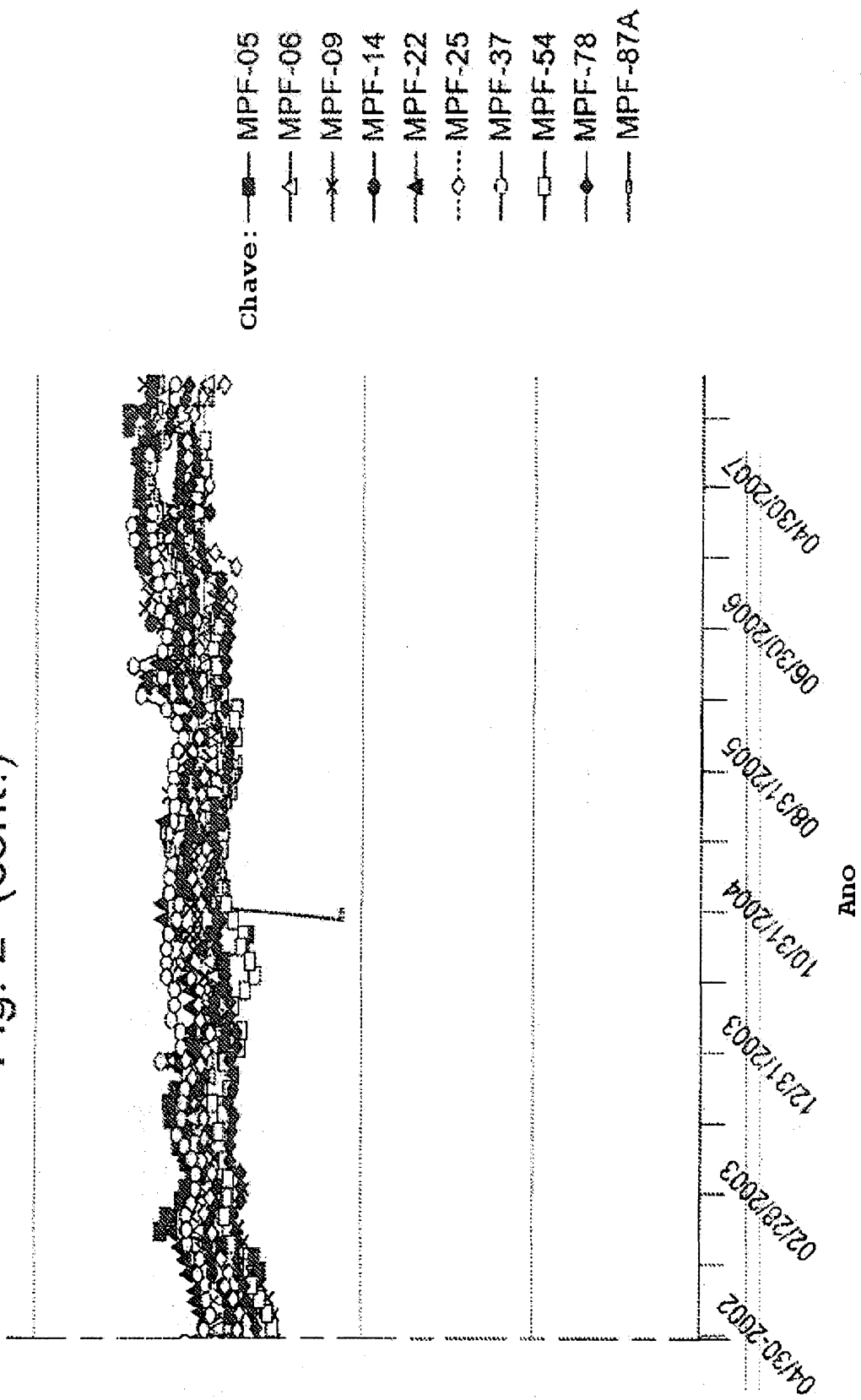


Fig. 3

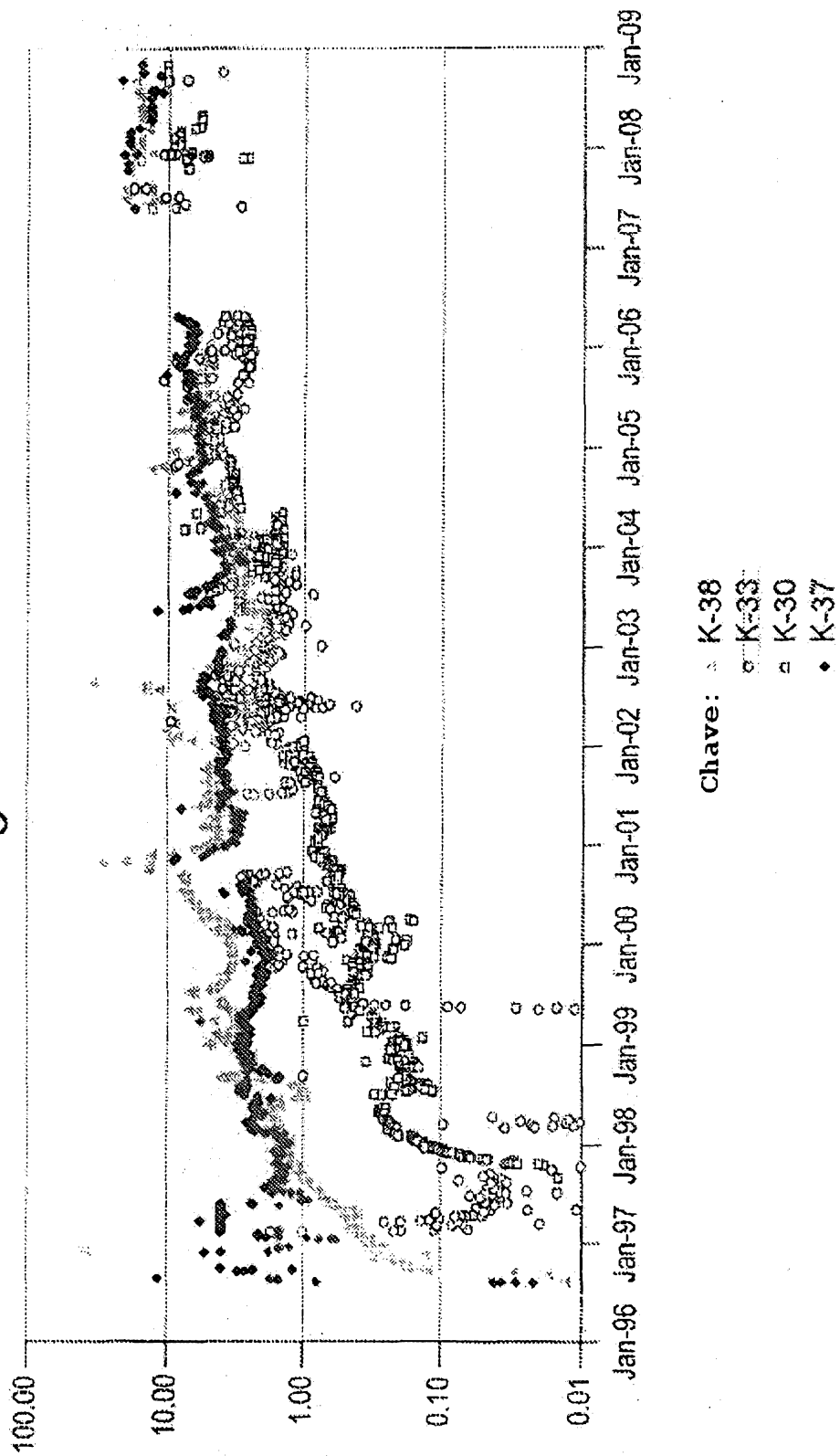


Fig. 4

