



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

(21) PI 0714748-1 A2



(22) Data de Depósito: 20/08/2007
(43) Data da Publicação: 14/05/2013
(RPI 2210)

(51) Int.Cl.:
C09K 8/58
C09K 8/90
C09K 8/60

(54) Título: MÉTODO PARA ALIMENTAR A RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS DE UM RESERVATÓRIO ALTAMENTE FRATURADO

(30) Prioridade Unionista: 08/09/2006 GB 0611715.8

(73) Titular(es): PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT N. V

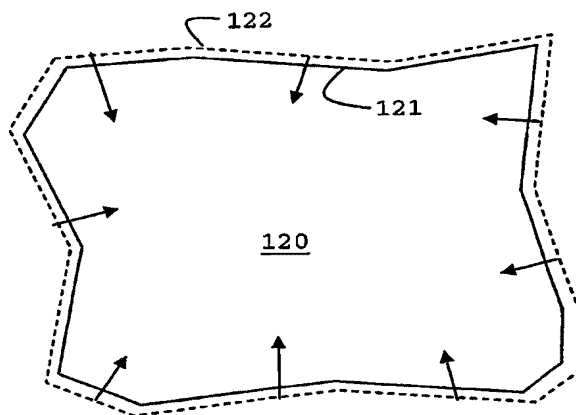
(72) Inventor(es): BERNARD MONTARON , JOSEPH AYOUB , KEVIN ENGLAND , MATTHEW MILLER

(74) Procurador(es): Antonio Mauricio Pedras Arnaud

(86) Pedido Internacional: PCT GB2007003168 de 20/08/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2008/029081 de 13/03/2008

(57) Resumo: MÉTODO PARA AUMENTAR A RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS DE UM RESERVATÓRIO ALTAMENTE FRATURADO. É descrito um método para aumentar a recuperação de hidrocarbonetos de um reservatório altamente fraturado, utilizando as etapas de injetar no reservatório um fluido formador de membrana para formar uma membrana sobre a superfície de pelo menos parte da formação exposta, injetar no reservatório um fluido para estabelecer um gradiente de potencial químico através da membrana e deixar o fluido penetrar na formação através da membrana para aumentar a pressão no interior da formação e forçar hidrocarboneto adicional da formação.



"MÉTODO PARA AUMENTAR A RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS DE UM RESERVATÓRIO ALTAMENTE FRATURADO".

A presente invenção refere-se a um método para melhorar a recuperação de reservatórios de hidrocarboneto, especialmente reservatórios naturalmente fraturados ou reservatórios de rocha tipo carbonato.

HISTÓRICO DA INVENÇÃO

A recuperação de hidrocarboneto em reservatórios naturalmente fraturados é tipicamente muito baixa. Especialmente, em reservatórios de carbonato naturalmente fraturados de média a alta permeabilidade, a recuperação de petróleo é muitas vezes inferior a 15% do petróleo no local ("oil in place") calculado. Neste caso, geralmente é difícil recuperar petróleo da matriz devido ao fato de a trajetória de fluxo oferecida ao petróleo nas fraturas naturais ser mais fácil. A inundação com água é usada com frequência para deslocar o petróleo do reservatório de carbonato, tratando-se, porém de uma técnica que geralmente só é eficaz na presença de fraturas naturais com permeabilidade mais elevada.

Considerando que muitos reservatórios de carbonato contendo petróleo são mistos ou umedecidos com petróleo, a embebição espontânea da água procedente da inundação com água não melhora a recuperação das fraturas naturais com "bypass" e da porção da matriz do reservatório. Um dos problemas básicos reside em aumentar a eficiência de varredura (limpeza) da inundação com água. A água injetada encontra tipicamente os poços produtores rapidamente devido à canalização de água pelo sistema de fratura natural de alta permeabilidade, deixando para trás a massa de hidrocarboneto na matriz.

Mesmo nos casos em que a embebição ou inundação com água é bem sucedida, o processo é muito lento e/ou a produção ou ciclagem de água alta demais. O processo é, por exemplo, dificultado por molhabilidades mistas.

O primeiro uso de membranas semi-permeáveis para criar pressão osmótica para aplicações em campos de petróleo

foi previamente descrito na patente americana 6.069.188 de propriedade conjunta. A patente descreve o uso de um gradiente de potencial químico ou gradiente de pressão osmótica para remover o fluido de fraturamento de uma
5 fratura artificialmente criada e assim aumentar a extensão efetiva da fratura criada.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A presente invenção propõe um método para facilitar e agilizar a recuperação de hidrocarboneto que poderia de
10 outra forma ficar aprisionado nos blocos de matriz de um reservatório naturalmente fraturado.

Consequentemente, um dos aspectos da presente invenção consiste em empregar aditivos especiais que são injetados durante as operações de inundação com água e que forcem a
15 água a penetrar nos blocos de matriz para extrair hidrocarboneto de dentro do sistema de fissura. Isso melhoraria a recuperação de hidrocarboneto e a porcentagem de água.

De acordo com outro aspecto, a invenção propõe a
20 utilização do processo de osmose para criar um gradiente de pressão osmótica, de forma tal que os fluidos seriam forçados ao escoamento com a finalidade de deslocar o hidrocarboneto não recuperado ou anteriormente irrecuperável e produzi-lo através de um furo de poço.

25 A invenção é parcialmente baseada na convicção de que membranas permeáveis ou semi-permeáveis, como por exemplo as descritas na patente americana No. 6.069.118 podem facilitar não apenas a limpeza ("clean-up") das fraturas, mas poderiam também aumentar a taxa de recuperação de
30 hidrocarbonetos de formações de carbonato e/ou auxiliar as aplicações de inundação com água em reservatórios subterrâneos.

De acordo com uma variante preferida da invenção, são providos métodos para estabelecer um gradiente de
35 potencial químico ou de concentração de soluto na formação naturalmente fraturada. O gradiente de potencial químico (ou de concentração de soluto) pode ser muito

maior do que o gradiente de pressão hidrostática criado pela injeção de fluido no furo de poço injetor. Essa pressão diferencial é suficientemente grande para que ocorra o deslocamento de fluido (neste caso, a água
5 deslocando petróleo no espaço de poro da matriz) resultando em aumento na recuperação de petróleo.

De acordo com outro aspecto da invenção, é provido um método para primeiramente determinar as propriedades "in-situ" dos fluidos naturalmente presentes no reservatório.
10 O próximo passo consiste em bombear um fluido contendo um material formador de membrana no furo de poço injetor. Os volumes a serem bombeados podem ser determinados individualmente para cada caso específico, com conhecimento do volume varrido entre o poço de injeção e
15 os poços produtores. A membrana proverá uma barreira entre as fraturas naturais de permeabilidade mais elevada varridas por água e a matriz do reservatório imediatamente adjacente ao sistema de fratura natural. O fluido bombeado a seguir é um fluido com baixa
20 concentração de soluto (se comparado com a água de formação na matriz) para deslocar a água na fratura natural, deixando a membrana no lugar.

À medida que o fluido com baixa concentração de soluto é injetado, ocorre o processo natural de osmose devido ao
25 gradiente de potencial químico que ocorre devido às diferenças na concentração de soluto entre a água na fratura natural e a água na matriz.

Detalhes adicionais deste processo físico-químico podem ser encontrados na patente americana citada acima e nos
30 diversos documentos de referências providos na patente.

Numa concretização preferida dos aspectos acima da invenção, as etapas dos novos métodos podem ser repetidas várias vezes, por exemplo, para reconstituir o fluido com baixa concentração de soluto ou para reabastecer ou
35 reestabelecer a membrana semi-permeável.

Estas e outras características da invenção, concretizações preferidas e variantes das mesmas,

possíveis aplicações e vantagens serão apreciadas e compreendidas pelos habilitados na técnica com base na descrição e desenhos detalhados a seguir.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

5 A Figura 1A é uma vista esquemática de um corte de um reservatório de carbonato entre um poço produtor e um injetor de água;

A Figura 1B mostra uma vista transversal de uma parte da formação durante ou após um tratamento de acordo com um
10 exemplo da presente invenção;

A Figura 2 é um fluxograma mostrando as etapas de acordo com um exemplo da presente invenção; e

A Figura 3 é uma vista em perspectiva de um bloco de matriz para demonstrar a eficiência dos métodos de
15 tratamento novos.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Um exemplo específico da invenção consiste numa formação de carbonato naturalmente fraturada 100 sendo submetida à inundação com água. Mais especificamente, supõe-se neste
20 exemplo que a penetração da água, conforme indicado pela área tracejada horizontalmente 101 ocorreu entre um injetor de água 110 e um poço produtor 111 conforme mostra a Figura 1A. A formação é mostrada como estando altamente fendida por fraturas 102. Os limites de
25 estratificação são mostrados na forma de linhas horizontais 103.

Após entender ou avaliar as condições volumétricas entre o injetor 110 e o produtor 111 e conhecer as propriedades físicas da água na matriz 100, um sistema de fluido
30 contendo um material formador de membrana é bombeado para o interior do poço injetor 110. A membrana 120 é deixada formar na interface 121 das fraturas naturais e da matriz de formação antes ou enquanto o fluido é deslocado, conforme mostra a Fig. 1B.

35 Na Figura 1B, é mostrado um corte de uma parte da formação, como por exemplo um bloco de matriz conforme descrito mais detalhadamente abaixo. À medida que o

fluido que carrega os aditivos formadores de membrana preenche as fraturas e lacunas em torno do bloco 120, uma membrana 122 é formada sobre a superfície exposta 121 do bloco 121. A formação de membrana resulta num filme ou substância pelicular que é semi-permeável à água que se movimenta entre a fratura natural e a matriz. O fluido é deslocado do sistema de fratura natural com um fluido de baixa concentração de soluto, para que o gradiente de potencial químico máximo possa ser estabelecido através da membrana semi-permeável. Um exemplo de fluido com baixo teor de soluto é água fresca ou água apenas levemente contaminada com outras partes solúveis, tal como sal.

Quando este fluido estiver no lugar, os fenômenos de pressão osmótica ocorrerão espontaneamente. O resultado será que as partes do fluido com baixo teor de soluto no sistema de fratura natural movimentar-se-ão pela membrana semi-permeável e deslocarão o petróleo no espaço de poro da matriz para o interior do sistema de fratura natural até que o gradiente de potencial químico alcance o equilíbrio. Esse processo é indicado pelas setas na Figura 1B. Dependendo do material da membrana, conforme abaixo descrito, o petróleo poderá migrar por uma membrana que seja permeável a hidrocarbonetos ou poderá escapar pelos furos da membrana.

Ao se restabelecer a injeção de água no poço injetor, o petróleo deslocado da matriz para o interior do sistema de fratura natural será empurrado para o produto e poderá ser recuperado. O processo de bombeio de água com baixo teor de solúveis poderá ser repetido diversas vezes antes que se tenha de renovar/restabelecer a membrana semi-permeável.

O resultado das etapas acima resumidas no fluxograma da Fig. 2, é provavelmente o de aumentar a porcentagem de petróleo no local original que pode ser recuperado.

Em outro exemplo, a etapa de injeção de fluido pode ser contínua, com adição de aditivos formadores de membrana

ou fluido num determinado momento, seguido de um fluido com baixo teor de soluto, e alternando-se para frente e para trás em determinados momentos quando necessário para reabastecer a membrana semi-permeável e extrair mais

5 hidrocarboneto dos blocos de matriz. Pode-se utilizar monitoramento dos efluentes de produção medindo as taxas de escoamento, as concentrações de aditivos e outros parâmetros operacionais mensuráveis podem ser empregados para definir a sequência de injeção acima.

10 Ao contrário dos tratamentos convencionais para recuperação melhorada de petróleo (EOR), o processo aqui descrito possui a vantagem de limitar o volume de fluidos bombeados em quantidades razoáveis. Num processo EOR convencional aplicado a um tratamento de matriz, o volume

15 total de fluido bombeado é proporcional ao volume total de poro do reservatório. Por exemplo, um reservatório com um volume de 10 milhões de metros cúbicos (ex: 1 km x 500 m x 20 m) e com uma porosidade de 25% possui um volume total de poro de 2,5 milhões de metros cúbicos. A

20 quantidade total de tratamento a ser injetada no reservatório será tipicamente igual àquela quantidade multiplicada por um fator maior que 1. O uso de um fator 2 com a finalidade de ilustrar esse efeito exigiria assim o bombeio de 5 milhões de metros cúbicos de fluido de

25 tratamento no reservatório.

A invenção descrita aqui tira total vantagem da contribuição muito baixa da rede de fratura em relação à porosidade total do reservatório. A porosidade típica de fratura em rocha-reservatório sedimentares (carbonatos e

30 arenitos) é de 0,01% e na maioria dos casos inferior a 0,1%. O preenchimento completo da rede de fratura natural num reservatório de 10 milhões de metros cúbicos requer injetar tipicamente 100.000 m³ de fluido de tratamento. Ou seja, 50 vezes menos do que um tratamento EOR

35 convencional.

É previsto que a invenção aplique-se principalmente a reservatórios sedimentares naturalmente fraturados, em

contraposição a reservatórios em embasamento fraturado, tais como os reservatórios de granito, a porosidade da matriz é geralmente desprezível e os fluidos estão contidos nas fraturas. A eficácia da membrana osmótica colocada sobre a superfície de todas as fraturas num reservatório sedimentar naturalmente fraturado será uma função do tamanho do bloco da matriz, conforme descreve a Figura 3.

Os blocos de matriz são, por definição, limitados por planos de fratura natural quase verticais e por limites de estratificação no topo e no fundo, conforme mostra a Figura 3. A altura dos blocos da matriz é tipicamente igual à espessura da estratificação B contendo o bloco da matriz. A largura dos blocos da matriz depende da densidade da fratura. Uma situação típica é encontrar conjuntos de fratura conjugada, ou seja, um conjunto de fratura que é orientado principalmente paralelamente ao sentido da tensão de campo máxima, e um conjunto de fratura mais ou menos perpendicular àquele sentido. As fraturas paralelas à tensão máxima são denominadas "conjunto de fratura principal". O outro conjunto de fratura é denominado "conjunto de fratura associado". As fraturas do conjunto principal tendem a ser mais condutivas ao fluxo do que as fraturas do conjunto associado, exceto se forem cimentadas ou parcialmente cimentadas.

O tamanho médio do bloco da matriz numa seção horizontal é igual à distância média D_m entre as fraturas do conjunto principal e a distância média D_a entre as fraturas do conjunto associado. Observou-se que D_m e D_a são geralmente fortemente correlacionados à espessura da estratificação B com uma regra proporcional simples:

$$[1] \quad D_m \approx k_m B \quad D_a \approx k_a B$$

onde os coeficientes k_m e k_a dependem das propriedades mecânicas da rocha. Esses coeficientes tipicamente levam valores na faixa de 1 a 2. Na presente invenção, 1,5 será

utilizado para fins de ilustração.

A densidade de fratura expressada como o número médio de fratura por comprimento unitário é igual a $1/D_m$ para o conjunto principal e a $1/D_a$ para o conjunto associado. A

5 densidade de fratura expressada como o número médio de fraturas por área unitária é igual a $2/(D_m D_a)$. A densidade de fratura expressada como o número médio de fraturas por volume unitário é igual a $2/(B D_m D_a)$. Um reservatório altamente fraturado tipicamente conterá 1

10 fratura por metro (ou seja, 2 fraturas por metro quadrado, ou 2 fraturas por metro cúbico) ou mais.

O volume do bloco de matriz é igual a $B D_m D_a$. A área superficial total da interface entre as fraturas e a matriz da rocha no bloco de matriz é igual a $2 B (D_m +$

15 $D_a)$. A eficiência do processo osmótico dependerá de diversos fatores entre os quais a relação superfície / volume R:

$$[2] \quad R = 2B(D_m + D_a)/(B D_m D_a) = 2 \left(\frac{1}{D_m} + \frac{1}{D_a} \right)$$

O número R é igual a duas vezes a soma das densidades de fratura para as os dois conjuntos de fratura expresso em

20 fratura por comprimento unitário.

Os outros fatores que influenciam a eficiência do processo osmótico são os fatores microscópicos envolvendo a permeabilidade da matriz de rocha próxima às superfícies das fraturas, a molhabilidade dos poros e a

25 natureza dos fluidos presentes no interior dos poros. O processo osmótico resultará na aceleração das trocas de fluido entre a matriz de rocha e as fraturas. A espessura média X da rocha próximo às fraturas nas quais essas trocas ocorrerão é uma função de tempo t, bem como de

30 temperatura, e da pressão diferencial entre o bloco da matriz e as fraturas.

O fator de recuperação obtido pelo processo osmótico no tempo t será diretamente proporcional ao produto $R X(t)$. $R X(t)$ é um número adimensional. Supondo que a

35 recuperação é principalmente regida aqui por mecanismos

tipo difusão, espera-se que $X(t)$ variará proporcionalmente à raiz quadrada de tempo, ou seja:

$$[3] \quad X(t) \approx C\sqrt{t}$$

onde a constante C é indicativa da velocidade das trocas de fluido.

A função C pode ser aumentada utilizando uma combinação de substâncias químicas. Por exemplo, antes da colocação da membrana osmótica na rede de fratura, é previsto um tratamento ácido das faces da fratura para diminuir a "pele" entre as fraturas e a matriz da rocha. Além disso, os surfactantes podem ser injetados na rede de fratura para inverter a molhabilidade da rocha de óleo para água. Ao injetar fluidos em redes de fratura natural, a maior parte deles tenderá a escoar nas fraturas mais condutivas. Isso pode resultar numa cobertura muito precária do tratamento. A colocação dos fluidos de tratamento (ácido, surfactante, substâncias químicas para a membrana osmótica) no interior da rede de fratura pode se tornar mais uniforme utilizando-se agentes "divergentes" tais como fibras, fluidos dilatantes ou fluidos gelificantes e fluidos viscoelásticos.

Espécies químicas apropriadas para estabelecer a barreira osmótica em torno dos blocos de matriz conforme acima descrito podem ser encontradas, por exemplo, na patente americana acima referida No. 6.069.118, que descreve barreiras osmóticas para uma finalidade diferente.

Conforme descrito na patente '118, o efeito da natureza da espécie química sobre a pressão osmótica é, teoricamente, irrelevante. Na prática, o tamanho e a carga eletrostática da espécie química específica obviamente afetará o fluxo osmótico. A lista de possíveis materiais que podem formar uma membrana adequada para a presente invenção é extensa. Contudo, o habilitado na técnica de química de membrana, trabalhando de comum acordo com um habilitado na técnica de engenharia de reservatórios poderá selecionar candidatos adequados para o material de membrana, seguindo a orientação geral

provida no presente relatório, os ensinamentos do estado da técnica e estas diretrizes específicas.

As referências seguintes são úteis neste aspecto e foram incorporadas no presente relatório por referência.

- 5 H.P.Gregor e C.D.Gregor, Synthetic-Membrane Technology 239, Scientific American 112 (1978); R.Durbin, Osmotic Flow and Water Across Permeable Cellulose Membranes, 44 J.General Physiol. 315 (1960). As membranas preferidas da presente invenção devem possuir os seguintes atributos.

- 10 Primeiramente, a membrana deve ser molhável em água. Em segundo lugar, o material da membrana uma vez depositado no lugar, deve compreender espaços de poro com tamanho suficiente para permitir pressões capilares aceitáveis. Naturalmente, a membrana deve ser de fácil formação e ter
15 uma boa relação custo-benefício. E, obviamente, muitas considerações mais específicas, conhecidas pelos profissionais habilitados nas técnicas às quais se refere a presente invenção, orientarão o engenheiro ou operador de poço no sentido de selecionar a membrana candidata
20 ótima.

A membrana ideal é livremente permeável à água, porém impermeável a todos os solutos, e ainda mais preferivelmente permeável a óleo num sentido inverso ao da água.

- 25 Muitos materiais podem ser usados para formar a membrana da presente invenção. Diversas composições de membrana adequadas mediante modificação para uso de acordo com a presente invenção incluem as descritas na patente americana No. 5.041.225, e patente americana No.
30 4.851.395 (ambas aqui incorporadas). Em especial, a patente 4.851.394 descreve membranas compreendendo compostos polihidroxi. Ambas patentes são incorporadas por referência. Galactomananas reticuladas com ácido bórico e acetato de celulose (comumente utilizadas em
35 diálise) podem também formar membranas adequadas para uso na presente invenção.

Em uma concretização preferida da presente invenção, a

membrana compreende compostos polihidroxí; em uma concretização especialmente preferida, a membrana compreende polietileno glicol. Outros tipos de materiais são também especialmente adequados: ex: J100 consistindo de colóides/polímeros; J126 consistindo de aluminossilicato e ácido graxo; J478, um polímero de amido; J84, que é flor de sílica; e J418, pó de sílica - todos vendidos pela Schlumberger Dowell como aditivos de perda de fluidos, originalmente criados para uma finalidade separada, porém adequados para a presente invenção.

A membrana da presente invenção pode também ser preparada a partir de materiais inorgânicos. Uma membrana de hexacianoferrato de cobre pode ser formada através de injeção sequencial de soluções ou através de injeção de uma solução seguida pela difusão do soluto de uma segunda solução. Sulfato de cobre e ferrocianeto de potássio são conhecidos por reagirem quando em contato para formar uma membrana de hexacianoferrato de cobre. Além disso, os silicatos podem formar membranas adequadas para a presente invenção.

Na descrição acima, para fins de ilustração, diversos métodos e/ou procedimentos foram descritos numa ordem específica. Deve-se considerar que em concretizações alternativas, os métodos e/ou procedimentos podem ser conduzidos numa ordem diferente da descrita.

Portanto, embora as descrições detalhadas de uma ou mais concretizações da invenção tenham sido apresentadas acima, diversas alternativas, modificações e equivalentes serão evidentes para o habilitado na técnica sem fugir do escopo da invenção. Além disso, exceto quando claramente inapropriado ou observado expressamente de outra forma, deve-se considerar que as características, dispositivos e/ou componentes de diferentes concretizações podem ser substituídos e/ou combinados. Assim, a descrição acima não deve ser considerada como limitando o escopo da invenção, que é definido pelas reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para aumentar a recuperação de hidrocarbonetos de um reservatório altamente fraturado, caracterizado pelo fato de compreender as etapas de injetar no
5 reservatório um fluido formador de membrana para formar uma membrana sobre a superfície de pelo menos parte da formação exposta, injetar no reservatório um fluido para estabelecer um gradiente de potencial químico através da membrana e deixar o fluido penetrar na formação através
10 da membrana para aumentar a pressão no interior da formação e forçar hidrocarboneto adicional da formação.
2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o fluido ser usado para aumentar a pressão do poro na formação.
- 15 3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o reservatório altamente fraturado ser um reservatório naturalmente fraturado.
4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o reservatório altamente fraturado ser um
20 reservatório de carbonato.
5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender a etapa de utilizar um fluido divergente ao injetar o fluido formador de membrana.
6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado
25 pelo fato de a etapa de injetar o fluido para estabelecer um gradiente de potencial químico ser repetida uma ou mais vezes para restabelecer o gradiente de potencial químico.
7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado
30 pelo fato de a etapa de injetar o fluido formador de membrana ser repetida uma ou mais vezes para restabelecer a membrana.
8. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado
35 um gradiente de potencial químico ser repetida uma ou mais vezes para restabelecer o gradiente de potencial químico e a etapa de injetar o fluido formador de

membrana ser repetida uma ou mais vezes para restabelecer a membrana.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender ainda a etapa de remover deposições da superfície de formação antes de injetar o fluido formador de membrana.

10. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de a etapa de remover deposições da superfície de formação antes de injetar o fluido formador de membrana incluir a etapa de injetar um ácido na formação.

11. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender ainda a etapa de alterar a molhabilidade da superfície de formação antes de injetar o fluido formador de membrana.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de a etapa de alterar a molhabilidade da superfície de formação antes de injetar o fluido formador de membrana incluir a etapa de injetar um fluido transportador de surfactante.

13. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender ainda a etapa de utilizar agentes divergentes para melhorar o fluxo dos fluidos injetados no interior das fraturas na formação.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato de os agentes divergentes serem selecionados de fibras, agentes dilatantes ou agentes gelificantes ou surfactantes viscoelásticos.

15. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de o fluido formador de membrana compreender material selecionado do grupo consistindo de compostos de hidroxí, compostos de polihidroxí, polietileno glicol, galactomananas reticuladas com ácido bórico, acetato de celulose, silicatos e hexacianoferrato de cobre.

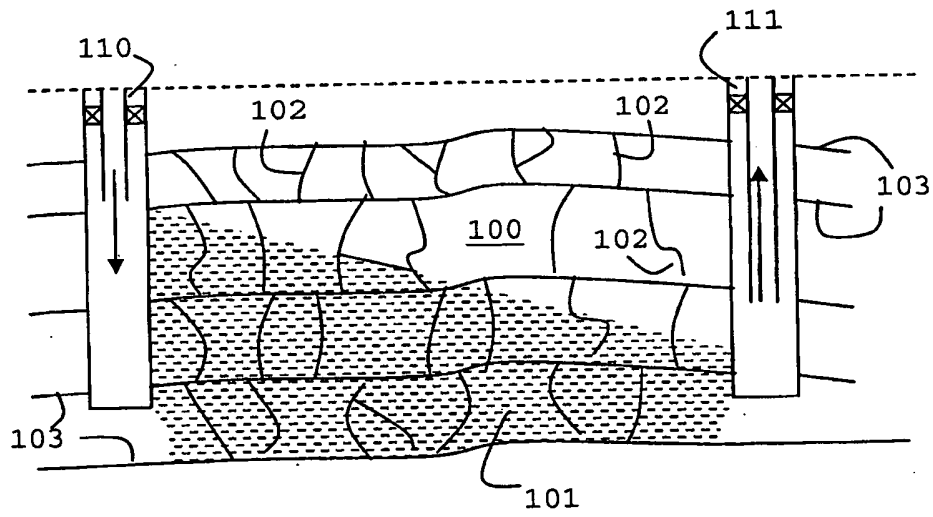


FIG. 1A

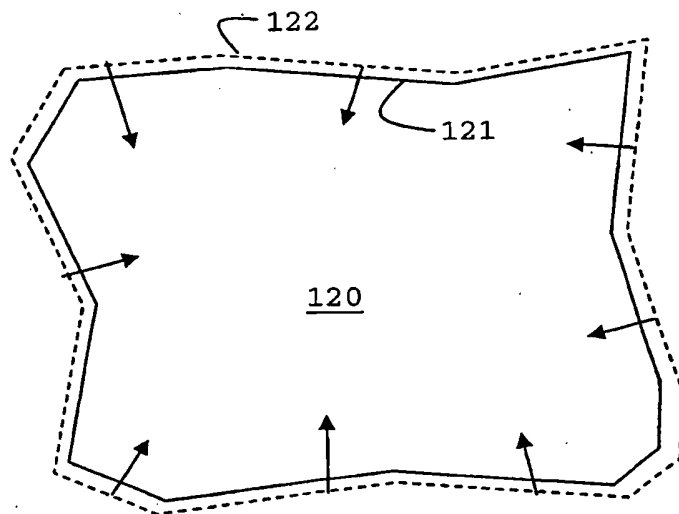


FIG. 1B

2/3

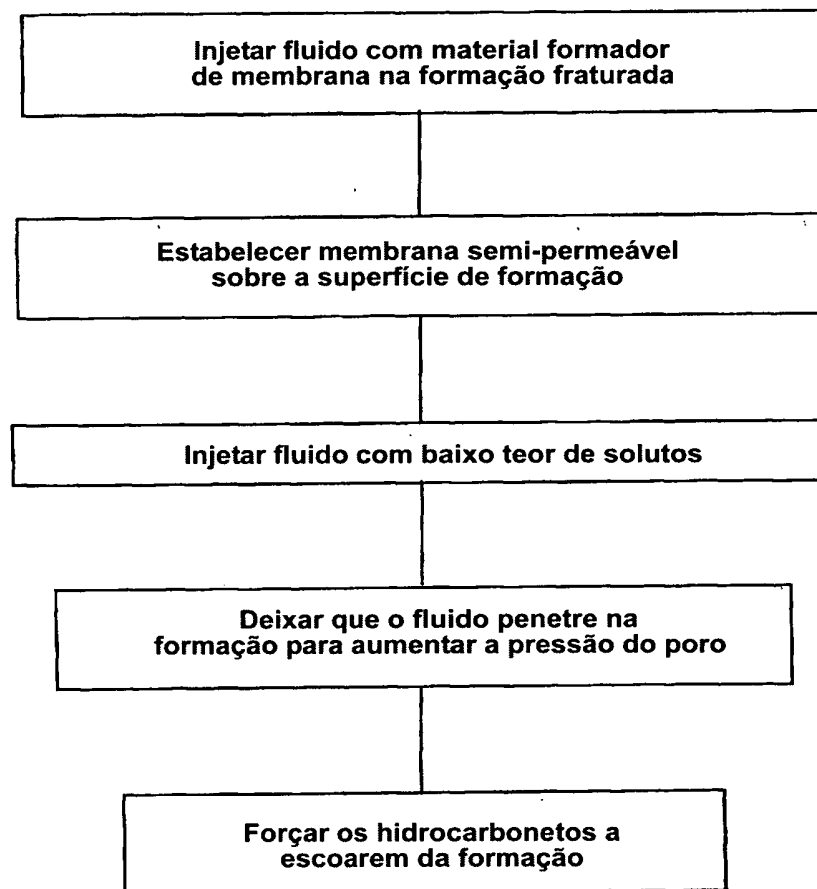


FIG.2

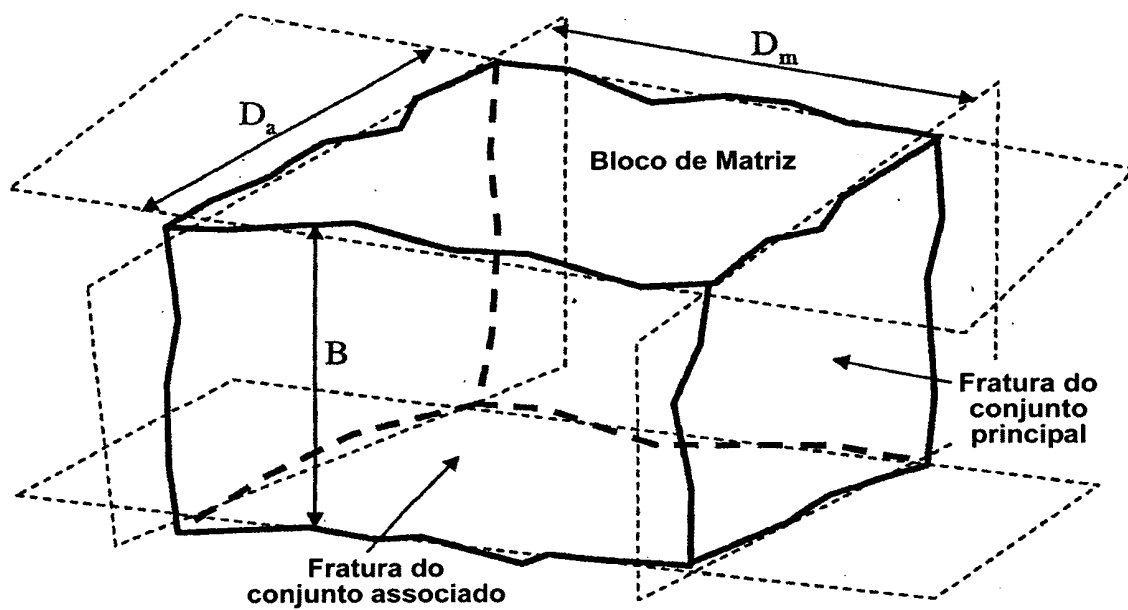


FIG.3

RESUMO

"MÉTODO PARA AUMENTAR A RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS DE UM RESERVATÓRIO ALTAMENTE FRATURADO".

É descrito um método para aumentar a recuperação de
5 hidrocarbonetos de um reservatório altamente fraturado,
utilizando as etapas de injetar no reservatório um fluido
formador de membrana para formar uma membrana sobre a
superfície de pelo menos parte da formação exposta,
injetar no reservatório um fluido para estabelecer um
10 gradiente de potencial químico através da membrana e
deixar o fluido penetrar na formação através da membrana
para aumentar a pressão no interior da formação e forçar
hidrocarboneto adicional da formação.