



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

(21) BR 102014024611-8 A2



(22) Data do Depósito: 02/10/2014

(43) Data da Publicação: 05/04/2016

(RPI 2361)

(54) **Título:** MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA

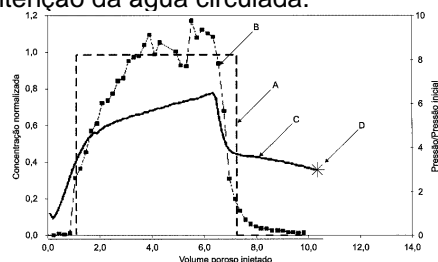
(51) **Int. Cl.:** C09K 8/588

(52) **CPC:** C09K 8/588

(73) **Titular(es):** PETROLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO - UFRJ

(72) **Inventor(es):** IVONETE PEREIRA GONZALEZ DA SILVA, ELIZABETE FERNANDES LUCAS, MARIA APARECIDA DE MELO, AMAURY DE AZEVEDO AGUIAR

(57) **Resumo:** MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA É relatado um método para aumento da eficiência de recuperação de óleo de uma formação subterrânea, particularmente para poços que estejam em elevado estado de depleção. Preferencialmente para aumentar o volume da formação subterrânea contatada pela água na recuperação de óleo e promover uma redução seletiva, de longo alcance e duradoura na permeabilidade à água. Preferencialmente para reduzir os canais preferenciais e melhorar a eficiência de deslocamento, decorrente do deslocamento do óleo trapeado, pela partícula polimérica expandida e promover uma contenção da água circulada.



MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA

CAMPO DA INVENÇÃO

[0001] A presente invenção encontra seu campo de aplicação dentre os métodos para a produção de petróleo em poços produtores de reservatórios que já foram submetidos às fases de recuperação primária e recuperação secundária. Mais particularmente, para reservatórios nos quais a razão água injetada e óleo recuperado são tão altas que caminham eminentemente para a inviabilidade econômica da produção. Mais especificamente, dentre os métodos de recuperação de petróleo que empregam a injeção de polímeros e água de injeção.

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

[0002] Um campo de petróleo tem uma vida útil que é dependente das características do reservatório. Esta vida útil tem uma relação direta com as técnicas disponíveis até o momento, as quais são empregadas para a recuperação do petróleo deste reservatório.

[0003] As técnicas conhecidas até o presente e convencionalmente empregadas são capazes de recuperar uma quantidade equivalente a, mais ou menos, um terço do óleo original que possa estar contido nas formações petrolíferas do reservatório.

[0004] Com essa estimativa, pode ser dito com razoável grau de segurança que a maior parte do petróleo descoberto encontra-se em estado de abandono no interior dos reservatórios.

[0005] A recuperação convencional de petróleo do interior de um reservatório compreende duas fases, sendo a primeira fase chamada de recuperação primária, na qual o petróleo é recuperado com a própria energia presente no reservatório sob a forma de pressão e os poços produtores são conhecidos como "poços surgentes".

[0006] A segunda fase, chamada de recuperação secundária, é empregada em reservatórios nos quais os mecanismos naturais são ou

estão pouco eficientes, ou mesmo a energia natural foi exaurida e grandes quantidades de hidrocarbonetos permanecem retidas. Com base em um conceito no qual as baixas recuperações seriam provocadas por pressões baixas nos reservatórios, a recuperação secundária envolve a injeção de um fluido que pode ser gás ou água de modo a, ao mesmo tempo, fornecer pressão e promover um deslocamento do fluido residente, no caso hidrocarbonetos, ocupando o espaço deste último com o fluido injetado.

[0007] Em escala mundial, é seguro dizer que em torno de 70% das operações de recuperação secundária são realizadas empregando água como fluido. A expressão "água circulada" é utilizada como significado para a quantidade de água injetada e produzida em um reservatório ao longo de uma operação de recuperação secundária e será usada no presente relatório daqui por diante.

[0008] A água circulada é responsável por grandes problemas de ordem técnica e operacional, econômicos e ambientais na indústria do petróleo. Os problemas mais comuns de ordem técnica e operacional envolvem as incrustações, a ocorrência de precipitação de hidratos que causam oclusões nas tubulações, existência de gás sulfídrico, H_2S , por exemplo. Os problemas de ordem econômica envolvem o aumento do consumo de energia, a necessidade de instalações maiores ou passíveis de expansão, e o aumento da quantidade de insumos. Em termos ambientais o aumento de resíduos é preocupante.

[0009] Com o passar do tempo e visando a manutenção da pressão e do deslocamento do óleo, maiores quantidades de água são injetadas até que a quantidade de água injetada confrontada com a quantidade de óleo recuperado deixe de ser economicamente viável. Normalmente esse ponto crítico é atingido por heterogeneidade da rocha do reservatório ou pela alta viscosidade do óleo que, como fase a ser deslocada, faz forte oposição à água, que seria a fase responsável pelo deslocamento.

[0010] Com o objetivo de aumentar a quantidade total de óleo retirado de um reservatório, a técnica avançou para um próximo estágio, conhecido como Recuperação Terciária ou Recuperação Avançada de Petróleo.

[0011] Como já foi mencionada mais acima, a recuperação de petróleo é baseada, na maioria das vezes, em uma fase injetada com o objetivo de deslocar o óleo, e o fator de recuperação final é uma função de duas eficiências desta fase deslocadora: a primeira delas é eficiência de varrido que está intimamente ligada às forças viscosas, e a segunda, é a eficiência de deslocamento do óleo da área varrida, neste caso, ligada às forças capilares.

[0012] A recuperação avançada, embora empregue a injeção de fluidos, tal como a recuperação secundária, devido à característica do fluido injetado, promove modificações na natureza físico-química e/ou termodinâmica dos fluidos, assim como modificações nas interações entre fluidos e reservatório. Os principais grupos de métodos utilizados são: térmicos, miscíveis, químicos e microbiológicos.

[0013] Dentro do grupo de métodos químicos encontra-se a injeção de soluções de polímeros hidrossolúveis sintéticos ou naturais. O objetivo deste tipo de injeção é aumentar a viscosidade da água de injeção (fase deslocadora) no sentido de aproximá-la da viscosidade do óleo (fase deslocada) e, desta forma, obter uma razão de mobilidade favorável entre essas fases.

[0014] Esta razão de mobilidade favorável entre essas duas fases acarreta em uma maior eficiência de varrido e um consequente aumento na quantidade de óleo recuperado. Para que tal aconteça, a solução contendo o polímero deve percorrer a formação desde o poço injetor até o poço produtor.

[0015] A seguir serão apresentados alguns exemplos de documentos que mostram a aplicação desta técnica e variações da mesma.

[0016] O documento US 3,822,746 é exemplo de um método de

recuperação secundária que propõe a injeção em um poço injetor de uma formulação compreendendo um agente viscosificante e um surfactante, baseado nos princípios fundamentais de aumento de viscosidade com o aumento de concentração de forma a incrementar a eficiência de varrido e a redução de tensão interfacial água-óleo e, por consequência, incrementar a eficiência de deslocamento.

[0017] Já o documento WO 2013/017838, apresenta uma metodologia baseada também nos princípios do aumento de viscosidade e da redução da tensão interfacial água-óleo, no entanto empregando uma formulação composta por mais de um tipo de polímero. Este método, contudo, está restrito a uma profundidade de até 20m com um alcance máximo de 50m.

[0018] O documento CN 102911655 propõe um emprego de polímeros hidrofobicamente associados. Esses polímeros contêm grupos hidrofóbicos em suas cadeias, os quais promovem uma associação entre si quando em solução. Como consequência, esses polímeros exibem alto poder espessante e maior resistência às degradações salina e mecânica. A interação física entre esses polímeros é rompida quando ocorre um aumento nas forças de cisalhamento, no entanto, ao diminuir essa força de cisalhamento, a interação física entre eles retorna e, desta forma, é possível evitar uma degradação mecânica que ocorre em polímeros de alto peso molecular quando submetidos a altos cisalhamentos. O princípio deste método também é o aumento da viscosidade pela concentração e associação entre micelas.

[0019] Em reservatórios que se encontram em elevado estado de depleção, nos quais os canais preferenciais à água já estão formados, o que se observa é que a solução polimérica tende a seguir esses canais preferenciais e ocorre uma diluição do polímero pela água de formação contida nestas zonas, que reduz gradualmente a viscosidade. Em cenários onde existem características de salinidade alta e dureza das águas de formação, a redução da viscosidade é drástica.

[0020] O que pode ser observado diante do que existe é que o processo atual de injeção de polímero para correção de mobilidade apresenta ainda muitos desafios, tais como:

- restrições quanto a abrangência, ou seja, reservatórios que não atendem aos requisitos mínimos descritos na técnica não são indicados, como por exemplo, os reservatórios muito heterogêneos, com água de alta salinidade e dureza e óleos viscosos;
- utilização de elevada quantidade de produtos químicos;
- desempenho ainda considerado modesto, principalmente nas condições adversas e em avançado estágio de depleção.

[0021] Desta forma, a técnica se ressentida de um método que envolva injeção de polímero, mas que promova uma contenção de água circulada e que não tenha como princípio fundamental de controle de mobilidade o parâmetro viscosidade.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[0022] É objetivo da invenção um método para aumento da eficiência de recuperação de óleo de uma formação subterrânea, particularmente, para reservatórios que estejam em elevado estado de depleção. Preferencialmente aumentar o volume da formação subterrânea contatada pela água na recuperação de óleo. Promover uma redução seletiva, de longo alcance e duradoura na permeabilidade à água. Especialmente reduzir os canais preferenciais e melhorar a eficiência de deslocamento, decorrente do deslocamento do óleo trapeado pela partícula polimérica expandida e redução da água circulada.

[0023] O objetivo é alcançado por meio de um método que promove a correção de mobilidade baseada na injeção de polímero para a redução seletiva de permeabilidade à água de longo alcance (extensão entre o poço injetor e produtor), e eficiência duradoura, porque a redução permanece com a injeção de água.

[0024] A redução de permeabilidade neste método é promovida pela

retenção mecânica e hidrodinâmica das partículas poliméricas no interior do poro, por meio da expansão lenta, gradual e controlada do raio hidrodinâmico polimérico.

[0025] O método compreende resumidamente as seguintes etapas:

- selecionar o campo apropriado;
- caracterizar a distribuição de tamanho de poros na rocha;
- escolher o polímero, preparar a dispersão polimérica e avaliar a distribuição de tamanho da macromolécula polimérica em função da concentração;
- identificar os regimes de concentração;
- testar em fluxo a solução/macromolécula selecionada;
- ajustar e definir por meio de parâmetros de fluxo a concentração e volume da solução;
- calcular a massa adsorvida por meio do balanço mássico da massa polimérica injetada e efluente;
- dimensionar a aplicação de campo considerando as condições termodinâmicas e a saturação do reservatório;
- injetar a dispersão polimérica na formação subterrânea;
- injetar a água de injeção na formação.

BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS

[0026] A Figura 1 é uma representação de um gráfico referente a perfis de concentração de poliacrilamida e pressão, referentes a um teste de acordo com a presente invenção.

[0027] A Figura 2 é uma representação de um gráfico referente a perfis de concentração de poliacrilamida em um teste de fluxo de solução polimérica de acordo com a presente invenção.

[0028] A Figura 3 é uma representação de um gráfico referente a testes de fluxo de dispersões poliméricas em meios porosos segundo a presente invenção.

[0029] A Figura 4 é uma representação de um gráfico referente a perfis

de pressão em função do volume poroso injetado em um teste da presente invenção.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

[0030] Refere-se a presente invenção a um método para aumento da eficiência de recuperação de óleo de uma formação subterrânea, particularmente para poços que estejam em elevado estado de depleção com os seguintes objetivos:

- a) Preferencialmente aumentar o volume da formação subterrânea contatada pela água na recuperação de óleo.
- b) Promover uma redução seletiva, de longo alcance e duradoura na permeabilidade à água.
- c) Preferencialmente reduzir os canais preferenciais e melhorar a eficiência de deslocamento, decorrente do deslocamento do óleo trapeado pela partícula polimérica expandida e promover uma contenção da água circulada.

[0031] Antes da descrição detalhada do presente método serão explicados alguns conceitos necessários à perfeita compreensão da invenção.

[0032] Por definição, o chamado fator de recuperação expressa a fração ou porcentagem do volume original de petróleo de uma jazida economicamente viável de extração através da tecnologia disponível.

[0033] Como já foi abordado anteriormente, após a fase da recuperação primária, quando a energia do reservatório não é mais suficiente para fazer o óleo escoar até o poço produtor, injeta-se água ou gás (recuperação secundária) para suplementar a energia original do reservatório e assim alongar o processo de recuperação.

[0034] Este procedimento consegue recuperar no máximo 1,0 ou 2,5 vezes o volume de petróleo produzido na recuperação primária. Assim, cerca de 70% do volume de óleo original local (VOIP) permanece retido na jazida.

[0035] A eficiência da recuperação secundária depende de vários fatores, tais como: permeabilidade, molhabilidade, espessura da formação, saturação de água e viscosidade do óleo.

[0036] Desta forma, o volume de petróleo passível de recuperação de uma jazida (N_p), em termos das eficiências individuais do processo de recuperação, pode ser expressa pela Equação 1, ou pela Equação 2, a seguir:

$$N_p = VOIP \times FR \quad (1)$$

onde:

N_p = volume de óleo recuperado;

VOIP = volume de óleo original local;

FR = fator de recuperação.

$$FR = E_v \times E_D = (E_{VV} \times E_{VA}) \times E_D \quad (2)$$

onde:

FR = fator de recuperação;

E_v = eficiência de varrido volumétrica;

E_D = eficiência de deslocamento;

E_{VV} = eficiência de varrido vertical;

E_{VA} = eficiência de varrido areal.

[0037] A eficiência de deslocamento possui uma dimensão microscópica e traduz a capacidade do fluido deslocador em reduzir a saturação de óleo nos poros da zona varrida pelo mesmo. Ela é uma função direta do Número Capilar que, por sua vez, representa o balanço entre as forças viscosas e capilares atuantes nos poros de rocha durante o escoamento. Ele é expresso pela equação 3 a seguir:

$$N_c = \mu v / \tau \quad (3)$$

onde:

μ = viscosidade do fluido deslocador;

v = velocidade intersticial no meio poroso;

τ = tensão interfacial entre os fluidos deslocador e deslocado.

[0038] A eficiência volumétrica traduz a fração do volume poroso invadido ou varrido pelo fluido deslocador e, portanto, possui uma dimensão macroscópica.

[0039] A mobilidade (λ) de um fluido é definida como a relação entre sua permeabilidade efetiva (k) na rocha reservatório e a sua viscosidade (μ). A mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o/\mu_o$ e a da água (fluido injetado) por $\lambda_w = k_w/\mu_w$. A razão de mobilidade (M) em um escoamento bifásico é definida pela razão entre as mobilidades dos fluidos deslocador e deslocado λ_w/λ_o de acordo com a equação 4 a seguir, na qual os índices "w" e "o" referem-se respectivamente à água e ao óleo:

$$M = \lambda_w/\lambda_o = (k_w / \mu_w) / (k_o / \mu_o) \quad (4)$$

[0040] De acordo com a equação 4 acima, quanto menor a razão de mobilidade, maior será a recuperação de óleo. O fator de recuperação em um procedimento de recuperação com água depende basicamente da razão de mobilidade e da heterogeneidade do reservatório. Heterogeneidade de um reservatório é representada pelo coeficiente de *Dykstra-Parsons*, um parâmetro adimensional que expressa o grau de variação da permeabilidade absoluta da rocha, sendo "zero" representativo de um reservatório homogêneo e "um" o grau máximo de heterogeneidade.

[0041] Polímeros têm sido usados com frequência para o aumento da eficiência de varrido atuando na correção da razão de mobilidade (M). A correção de mobilidade com uso de polímero pode ser alcançada através da redução da permeabilidade relativa à água ou através do aumento da viscosidade da água.

[0042] Para este último caso, o polímero aumenta a viscosidade da água e em alguns casos reduz a permeabilidade da fase aquosa

promovendo a redução da razão de mobilidade e o aumento da eficiência de varrido. Em geral, acredita-se que o polímero não atua na saturação residual de óleo, mas pode ajudar a alcançá-la em menor tempo. O efeito na redução da mobilidade após a passagem de polímero, por causa da limitação operacional na medida da permeabilidade efetiva da formação à solução polimérica, que durante o seu percurso altera a permeabilidade da rocha em função da retenção das macromoléculas nas gargantas de poros, e à viscosidade efetiva da solução, que é dependente do cisalhamento (degradação mecânica), é expressa na prática pelo fator de resistência residual (F_{rr}).

[0043] Este parâmetro é definido pela razão entre a mobilidade da água antes e depois da passagem da solução polimérica, ou simplificada pela razão entre as pressões de fluxo após a passagem do banco polimérico (P_d) e da água (antes do polímero), (P_a) de acordo com a equação (6) a seguir:

$$F_{rr} = \lambda_{wa}/\lambda_{wd} = (K_{wa}/\mu_w) \times (\mu_w/K_{wd}) = K_{wa}/K_{wd} = P_d/P_a \quad (6)$$

onde:

F_{rr} = fator de resistência residual;

λ_{wa} = mobilidade da água antes do polímero, mD/mPa.s;

λ_{wd} = mobilidade da água depois do polímero, mD/mPa.s;

K_{wa} = permeabilidade da água antes do polímero, mD;

K_{wd} = permeabilidade da água depois do polímero, mD;

μ_w = viscosidade da água, mPa.s;

P_d = pressão durante o fluxo de água antes da passagem do polímero, psi;

P_a = pressão durante o fluxo de água depois da passagem do polímero, psi.

[0044] As degradações, principalmente a mecânica e a química são uma restrição à manutenção da viscosidade da solução polimérica nas condições de reservatório. A injeção de dispersões poliméricas com

concentração e viscosidade muito elevadas por vezes compromete a injetividade.

[0045] Taxas de injeção suficientes para projetos econômicos, sem a degradação do polímero é um desafio quando soluções de viscosidade muito elevada são utilizadas (> 100 cP), principalmente quando são usados polímeros de maior peso molecular, até 40 MM. A quantidade de polímero utilizada é tão elevada que grande parte (até $2/3$) do polímero injetado no reservatório é produzida nos poços produtores, em concentrações tão altas quanto 700 mg/L.

[0046] Esta quantidade de polímero no efluente dos poços produtores dificulta a separação água-óleo nos hidrociclones e flotadores e implica em custos adicionais também nesta fase.

[0047] A maior parte das aplicações de campo contemplam reservatórios com condições favoráveis em termos de: salinidade (3000 a 7000 mg/L), viscosidade do óleo (6 a 9 mPa.s) e heterogeneidade (fator *Dykstra Parson* $< 0,8$).

[0048] Os campos onde a água de formação apresenta salinidade e dureza elevadas representam grande desafio aos polímeros mais usados e menos onerosos. Nestas condições são necessários: quantidades maiores de polímeros e/ou utilização de polímeros especiais mais resistentes à salinidade e dureza; utilização de água especial, doce ou tratada, sem íons danosos para dissolução e/ou injeção de um volume de sacrifício (pré-flush). Tais alternativas além de aumentar os custos do processo, em geral, são apenas paliativos.

[0049] Reservatórios com óleos muito viscosos ainda apresentam um grande desafio ao processo porque, para que ocorra uma melhora significativa na correção da mobilidade, é necessário um aumento acentuado da viscosidade da água, em nível nem sempre possível para a injeção no reservatório. Nestes casos, são utilizadas soluções poliméricas de concentrações tão altas quanto 5000 mg/L.

[0050] A poliacrilamida parcialmente hidrolisada é o polímero que apresenta um menor custo, logo, o mais usado no processo de correção de mobilidade. Contudo, a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA), utilizada na maior parte das aplicações, com alta massa molar pode ser irreversivelmente degradada pelas elevadas taxas de cisalhamento vigentes nas bombas de injeção, e no próprio reservatório nas proximidades do poço de injeção, onde as velocidades são maiores. Quando isto acontece, a massa molar é reduzida pela quebra da cadeia da molécula causando a redução irreversível da viscosidade.

[0051] O grau de redução da permeabilidade está associado à adsorção/retenção do polímero. A fração de polímero retida no meio poroso reduz os efetivos diâmetros hidrodinâmicos dos poros e os tamanhos das gargantas de poro. Se a permeabilidade do meio poroso for muito baixa pode haver o bloqueio de poros pequenos e gargantas de poro, logo no início da injeção. Por conseguinte, o fluxo de qualquer fluido subsequente ao polímero é restringido através de passagens menores, como também parte do volume de poro fica inacessível.

[0052] Apesar da sua contribuição na redução da permeabilidade, de uma forma geral, o nível de adsorção/retenção do polímero na rocha é crítico para a viabilidade econômica do processo ao exigir quantidades excessivas de produto.

[0053] Para o caso no qual um reservatório está submetido à injeção de água, no entanto, encontra-se em elevado estágio de depleção, é fato que os canais preferenciais à água já estão formados, que a solução polimérica injetada tende a seguir esses canais e reduzir gradualmente a viscosidade por meio de sua diluição com a água de formação contida nestas zonas. Por outro lado a redução da viscosidade é drástica devido à salinidade e a dureza, que são características das águas de formação subterrâneas.

[0054] A correção da mobilidade neste cenário depende da redução da

permeabilidade efetiva do meio poroso, que é função das interações rocha-fluidos que podem estar ligados à relação de tamanho de partícula polimérica/meio poroso.

[0055] Os objetivos da invenção agora proposta são alcançados por meio de um método que promove a correção de mobilidade baseada na injeção de polímero para a redução seletiva de permeabilidade à água de longo alcance (extensão entre o poço injetor e produtor), e eficiência duradoura, porque a redução permanece com a injeção de água.

[0056] A redução de permeabilidade neste método é promovida pela retenção mecânica e hidrodinâmica das partículas poliméricas no interior do poro, por meio da expansão lenta, gradual e controlada do raio hidrodinâmico polimérico (R_H), fundamentado pela equação 7 de Stokes-Einstein a seguir:

$$D = kT/f = kT/6\pi\eta R_H \quad (7)$$

onde:

D = coeficiente de difusão;

k = constante de Boltzmann;

T = temperatura;

f = coeficiente friccional para uma esfera maciça no meio viscoso;

η = viscosidade média;

R_H = raio hidrodinâmico.

[0057] O volume hidrodinâmico de uma cadeia polimérica em dispersões poliméricas depende do solvente e da concentração do soluto.

[0058] Em um solvente ideal, a cadeia polimérica mantém o seu volume em um estado não perturbado em todas as concentrações. Em dispersões diluídas com bons solventes o "novelo" polimérico tem seu volume expandido. O efeito do solvente e da concentração afeta o comportamento viscoelástico.

[0059] Com o que foi exposto, pode ser dito que, independentemente da viscosidade, o método da presente invenção promove a correção de

mobilidade em função do mecanismo identificado, expansão e retenção das macromoléculas em função do seu tamanho com a diluição "in situ" da solução polimérica injetada associado à:

- seleção apropriada do polímero e suas características, como por exemplo: tipo, massa molar, grau de hidrólise, polidispersão;
- adequação da dispersão (concentração e massa injetada) às características da formação (tamanho e distribuição de tamanho de garganta de poros);
- estratégia de injeção (massa e concentração polimérica injetada) no caso da recuperação de petróleo, contém a água injetada no interior dos poros e controla o avanço da razão água-óleo.

[0060] O conjunto destas características têm como resultado a viabilidade técnica e econômica da aplicação de injeção de polímeros em reservatórios em estágio avançado de depleção e sujeitos à injeção de água, que apresentem elevada heterogeneidade, como por exemplo, um fator de *Dijkstra-Parson* acima de 0,8 e acentuadas salinidade e dureza visto que dispensa o tratamento prévio de água de injeção empregada na dissolução do polímero ou em injeção de "bancos" de sacrifício; possibilita o uso de polímeros de menor custo, o emprego de menor quantidade de polímero do que os métodos convencionais; promove uma contenção da água de circulação; permite que macromoléculas de polímero substituam o lugar antes ocupado pelo óleo; reduz o volume poroso varrido pela água; reduz de forma duradoura a permeabilidade nas áreas varridas; reduz a heterogeneidade do meio poroso e promove uma efetiva correção de mobilidade.

[0061] O método compreende as seguintes etapas:

- selecionar o campo apropriado;
- caracterizar a distribuição de tamanho de poros na rocha;
- escolher o polímero, preparar a dispersão polimérica e avaliar a distribuição de tamanho da macromolécula polimérica em função

da concentração;

- identificar os regimes de concentração;
- testar em fluxo a solução/macromolécula selecionada;
- ajustar e definir por meio de parâmetros de fluxo a concentração e volume da solução;
- calcular a massa adsorvida por meio do balanço mássico da massa polimérica injetada e efluente;
- dimensionar a aplicação de campo considerando as condições termodinâmicas e a saturação do reservatório;
- injetar a dispersão polimérica na formação subterrânea;
- injetar água de injeção na formação.

[0062] O campo apropriado é, preferencialmente, uma formação petrolífera subterrânea em fase de recuperação secundária, na qual a permeabilidade da matriz rochosa pode ser até 20 Darcy, preferencialmente menor, e pelo menos 10 mD, com reservatórios heterogêneos ou muito heterogêneos (*Dykstra Parson* > 0,8) em estágio avançado de depleção, com altas salinidade e dureza, com óleos leve ($^{\circ}\text{API} > 33$) a pesado ($^{\circ}\text{API} < 27$) e profundidades a partir de 150m até a profundidade na qual a temperatura interfira na estabilidade térmica do polímero empregado.

[0063] O polímero pode ser escolhido entre um polímero natural e um polímero sintético, onde o biopolímero natural pode ser uma goma xantana, por exemplo, e o polímero sintético, composto por unidades repetitivas do tipo CH_2CHR^* , onde R^* é um grupo pendente, como por exemplo, derivado do ácido acrílico, acrilamida, polivinilálcool, vinilpirideno, polimetilviniléter, polivinilpiridona, óxido de polietileno.

[0064] Preferencialmente o polímero é uma poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA) e/ou modificada com as seguintes características: comportamento reológico pseudoplástico com índice de comportamento na

faixa de valores entre 0,4 e 0,7, viscoelasticidade na faixa de cisalhamento na faixa de valores entre 1 s^{-1} e 1000 s^{-1} , massa molar na faixa de valores entre 200.000 Daltons e 40.000.000 Daltons, preferencialmente entre 4.000.000 Daltons e 12.000.000 Daltons, mais especificamente 5.000.000 Daltons, grau de hidrólise compreendido na faixa de valores entre 10% e 40%, preferencialmente 30%.

[0065] A dispersão polimérica preferencialmente é aquosa, na qual a água de dissolução pode ser escolhida entre: uma água deionizada, potável, água do mar, água de aquíferos, água efluente da recuperação de óleo (água produzida), as quais podem conter íons mono e divalentes, concentração salina de até 200.000 mg/L, com aproximadamente 10% da salinidade em concentrações de cátions divalentes.

[0066] A diferença de tamanho de partícula polimérica entre os regimes de concentração é acentuada, pelo menos 10 vezes, preferencialmente mais que 20 vezes e a menor concentração de medida está em torno de 10 mg/L para uma massa polimérica de massa molar em torno de 5.000.000 Daltons.

[0067] A concentração da solução polimérica injetada está compreendida entre valores de regime semidiluído e concentrado na faixa de concentração entre 10 mg/L a 2500 mg/L, preferencialmente entre 100 mg/L a 1000 mg/L, para que, quando ocorrer a injeção de água, a concentração da solução polimérica injetada seja reduzida a concentrações do regime diluído.

[0068] A viscosidade da solução polimérica injetada em condições de cisalhamento de 10 s^{-1} e temperatura de 25°C , está com valores compreendidos na faixa entre 0,9 cP a 200 cP, preferencialmente menor que 100 cP.

[0069] A concentração mínima da dispersão polimérica na injeção é a concentração crítica que separa os regimes diluído e semidiluído e para uma poliácridamida de 5.000.000 Daltons de massa molar e grau de

hidrólise 30%, apresenta concentração crítica nas concentrações 30 mg/L (água destilada e temperatura de 25°C) e 100 mg/L (solução 30000 mg/L sal e temperatura de 50°C).

[0070] O valor máximo da concentração da dispersão polimérica injetada deve ser, preferencialmente, menor que 1000 mg/L para que, com a injeção posterior da água, a dispersão polimérica alcance o poço produtor numa concentração mínima, próxima de zero.

[0071] A massa total injetada na formação subterrânea é dimensionada em função da saturação de água e do volume poroso do reservatório e tal que, diluída no volume correspondente à saturação de água da formação, resulte numa concentração média inferior à concentração crítica da solução polimérica nas condições da aplicação, temperatura e íons dissolvidos.

[0072] O dimensionamento da aplicação de campo levando em consideração as condições termodinâmicas (pressão e temperatura) e a saturação do reservatório para o ajuste final da concentração e volume injetados da solução é realizado de forma tal, que a quantidade final de polímero retido no meio poroso seja aquela necessária e suficiente para maximizar o efeito da redução da permeabilidade da zona varrida.

[0073] Desta forma, o produto mais adequado ao processo, deixa de ser o que apresenta a maior viscosidade nas condições do reservatório, para o que apresenta uma distribuição de raio hidrodinâmico compatível com a distribuição de tamanho de poro da rocha-reservatório alvo, inferidos a partir valores adequados do fator de resistência e da resistência residual (controle da mobilidade pela redução de permeabilidade à água) com uma menor massa polimérica injetada e adsorvida.

EXEMPLO 1

[0074] Foi realizado um teste de fluxo empregando a metodologia laboratorial convencional de seleção de polímero, e os perfis de concentração da poliacrilamida e de pressão podem ser acompanhados

com o auxílio da Figura 1, onde: (A) é referência para uma curva que representa um perfil ideal de concentração (C/C_0); (B) é referência para uma curva que representa um perfil real de concentração (C/C_0); (C) é referência para uma curva que representa a Pressão/ Pressão inicial.

[0075] O teste foi realizado em rocha natural de aplicação de campo. Foram injetados 3 volumes porosos da dispersão 1000 mg/L poliacrilamida parcialmente hidratada na amostra saturada e, após, 3 volumes porosos de água de injeção abrandada com o sistema sob temperatura de 50°C.

[0076] O que pode ser observado no gráfico é que a curva de pressão aumenta com a injeção da solução polimérica e cai praticamente junto com a redução da concentração. A pressão final, após a injeção de dispersão de polímero e da água, é levemente maior que a pressão inicial somente com a injeção de água (primeiro volume poroso injetado), indicando um fator de resistência residual baixo 3,0 (referência (D) na Figura 1).

[0077] O fator de resistência residual traduz a modificação que o banco de polímero causa na permeabilidade do meio poroso e é mais acentuado quanto menor a permeabilidade do meio para um mesmo fluido polimérico injetado. A adsorção do polímero, quantificada pela diferença da massa de polímero injetada e aquela presente no total do efluente, 31 µg/g (micrograma de polímero por grama de rocha) está dentro da faixa aceitável. A concentração final do efluente, após a passagem dos três volumes porosos de água foi inferior a 50 mg/L, que é a precisão do método de dosagem de concentração.

EXEMPLO 2

[0078] Um teste de fluxo foi realizado em uma amostra natural do afloramento Rio Bonito. Foi realizada uma injeção de 6 volumes porosos de água e, a seguir, injetados 2 volumes porosos de solução de poliacrilamida (PHPA) de 50 mg/L, dissolvida diretamente em 38.000 mg/L de cloreto de sódio e, em sequência, mais 3 volumes porosos da mesma água.

[0079] A redução da concentração de polímero teve como objetivo alcançar um valor de concentração remanescente no meio poroso bem abaixo dos valores obtidos no teste convencional executado no Exemplo 1 acima.

[0080] Com o auxílio da Figura 2, acompanhando os perfis de concentração da poliacrilamida (PHPA) onde nesta Figura 2, (A) é a curva que representa um perfil de concentração real; (B) a de um perfil de concentração ideal, (C) é um segmento de curva que representa os valores de pressão antes da injeção do polímero; (D) é um segmento de curva que representa os valores de pressão durante a injeção do polímero; e (E) é um segmento de curva que representa os valores de pressão após a injeção do polímero, observa-se que após a injeção do polímero, a injeção de água resultou num aumento imediato e crescente da pressão. Enquanto que o efeito oposto seria esperado, ou seja, a redução da pressão com a diluição in situ e continuada da solução polimérica com a injeção de água. Por outro lado, o aumento da pressão pode ser explicado pelo mecanismo proposto de expansão do raio hidrodinâmico polimérico com a redução da concentração, na faixa do regime diluído.

[0081] O resultado do cálculo da adsorção na amostra porosa foi de 6,3 µg/g. Se houvesse uma dessorção resultaria em uma concentração de 80 mg/L, concentração do regime diluído nas condições vigentes de salinidade e temperatura. Durante a passagem do banco polimérico a pressão estabilizou num patamar. A partir da injeção de água, a pressão subiu de forma imediata e crescente, embora a massa retida (adsorção/retenção total), neste caso, seja bastante pequena e bem inferior ao teste anterior. Este aumento foi decorrente do aumento do volume hidrodinâmico da molécula de poliacrilamida durante a diluição in situ.

[0082] O aumento de pressão na injeção de água foi muito superior ao aumento da pressão do teste do Exemplo 1, embora:

- a concentração polimérica injetada fosse bem menor ($50 \ll 1000 \text{mg/L}$);
- o volume de água injetado após o polímero fosse muito maior ($5 > 3$ volume poroso).

[0083] Outro ponto importante a ser considerado antes da reinjeção de água é que a pressão durante a passagem de polímero estava praticamente estável, o que demonstra que não estava ocorrendo retenção mecânica. Isto é, esta só aconteceu após a diluição e consequente aumento de tamanho de partícula polimérica.

EXEMPLO 3

[0084] Foram realizados dois testes de fluxo de dispersões poliméricas em meios porosos metálicos: um primeiro teste (Figura 3 curva A) submetido à alta concentração polimérica, 1000 mg/L de PHPA, em baixa salinidade, 500 mg/L, e um segundo teste (Figura 3 curva B), a baixa concentração polimérica, 10 mg/L de PHPA, e alta concentração de sal, 30.000 mg/L.

[0085] Na Figura 3 a curva (A) é representativa do perfil de pressão referente ao primeiro teste e a curva (B) é representativa do perfil de pressão referente ao segundo teste. As etapas de injeção são referenciadas da seguinte forma:

- | | |
|---------|-------------------------------------|
| Etapa 1 | (X) = água + 38000 mg/L de NaCl |
| Etapa 2 | (Y) = polímero + 38000 mg/L de NaCl |
| Etapa 3 | (Z) = água + 38000 mg/L de NaCl |

[0086] Pode ser observado que durante a passagem da solução polimérica a pressão maior foi obtida durante a injeção da solução mais concentrada, de acordo com a Lei de Darcy, proporcional a viscosidade. Entretanto a pressão residual, após a passagem da solução polimérica, mostrou-se mais alta no meio poroso que recebeu a solução mais diluída.

[0087] Como visto anteriormente, volume hidrodinâmico maior é esperado para a concentração mais diluída, ou seja, com maior probabilidade de retenção mecânica devido a menor razão entre os

tamanhos de partícula e de poro. Isto mostra que a alteração no volume hidrodinâmico devido à variação da concentração polimérica pode ser mais significativa no comportamento de fluxo em meios porosos do que o efeito da viscosidade em função da concentração.

[0088] Assim, o maior fator de resistência residual foi obtido com uma menor concentração polimérica.

EXEMPLO 4

[0089] Foi realizado um teste em um meio poroso Berea, com uma permeabilidade de 1000 mD, de modo a que fosse observado o comportamento de um fluxo de fluido polimérico na transição entre regimes de concentração.

[0090] Para tal, uma solução concentrada de 1000 mg/L de PHPA foi injetada nas mesmas condições dos testes convencionais, ou seja: 3 volumes porosos de PHPA e 3 volumes porosos de água. O resultado obtido foi semelhante aos resultados encontrados na técnica para esse tipo de teste.

[0091] Durante o teste o que se observou foi que o comportamento da pressão aumentou com a viscosidade/concentração polimérica e reduziu de forma proporcional, conforme pode ser visto no intervalo de curva referenciado com a letra (A) no gráfico da Figura 4.

[0092] Em geral, os testes convencionais são interrompidos nesta fase, no entanto, neste experimento em especial a injeção de água foi continuada e essa injeção foi plotada no gráfico da Figura 4 como um intervalo de curva referenciado com a letra (B). Este intervalo de curva (B) mostra o comportamento da pressão em função da redução continuada da concentração provocada pela injeção de água.

[0093] Nota-se que ao final da curva há um acréscimo de pressão, a qual foi interpretada como sendo o aumento do raio hidrodinâmico em função da mudança de regime de concentração para diluído.

[0094] Os testes realizados acima permitem afirmar que em condições

adversas, a correção da mobilidade não é alcançada a partir da correção da viscosidade, uma vez que a viscosidade "*in situ*" da solução reduz drasticamente em função da degradação mecânica, diluição, salinidade e dureza das águas dos reservatórios.

[0095] No entanto, independentemente da viscosidade, a correção da mobilidade é alcançada em função do mecanismo identificado, expansão e aprisionamento nas gargantas de poros (retenção mecânica) das macromoléculas em função da variação do seu tamanho com a diluição "*in situ*" da solução injetada, conforme proposta da invenção.

[0096] Embora a presente invenção tenha sido descrita em sua forma de realização preferida, o conceito principal que norteia a presente invenção que é um método para a produção de petróleo em poços produtores que já foram submetidos às fases de recuperação primária e recuperação secundária, nos quais a razão água injetada e óleo recuperado são tão altas que aproxima-se eminentemente para a inviabilidade econômica da produção e que empregam a injeção de polímeros e água de injeção, se mantém preservado quanto ao seu caráter inovador, onde aqueles usualmente versados na técnica poderão vislumbrar e praticar variações, modificações, alterações, adaptações e equivalentes cabíveis e compatíveis ao meio de trabalho em questão, sem, contudo se afastar da abrangência do espírito e escopo da invenção, que estão representados pelas reivindicações que se seguem.

REIVINDICAÇÕES

1 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA, para a produção de petróleo em poços produtores que já foram submetidos às fases de recuperação primária e recuperação secundária, **caracterizado por** compreender as seguintes etapas:

- selecionar o campo apropriado;
- caracterizar a distribuição de tamanho de poros na rocha;
- escolher o polímero, preparar a dispersão polimérica e avaliar a distribuição de tamanho da macromolécula polimérica em função da concentração;
- identificar os regimes de concentração;
- testar em fluxo a solução/macromolécula selecionada;
- ajustar e definir por meio de parâmetros de fluxo a concentração e volume da solução;
- calcular a massa adsorvida por meio do balanço mássico da massa polimérica injetada e efluente;
- dimensionar a aplicação de campo considerando as condições termodinâmicas e a saturação do reservatório;
- injetar a dispersão polimérica na formação subterrânea;
- injetar água de injeção na formação.

2 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado por** o campo apropriado ser, preferencialmente, uma formação petrolífera subterrânea em fase de recuperação secundária, na qual a permeabilidade da matriz rochosa é de até 20 Darcy, preferencialmente menor a, pelo menos, 20 mD, com reservatórios muito heterogêneos, Dykstra Parson > 0,8, em estágio avançado de depleção, com altas salinidade e dureza, com óleos leve (33 >°API) a pesado (°API < 27) e profundidades a partir de 150m até a

profundidade na qual a temperatura interfira na estabilidade térmica do polímero empregado.

3 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por o polímero ser escolhido entre um polímero natural e um polímero sintético, onde o biopolímero natural é uma goma xantana, e o polímero sintético, composto por unidades repetitivas do tipo CH_2CHR^* , onde R^* é um grupo pendente, derivado do ácido acrílico, acrilamida, polivinilálcool, vinilpirideno, polimetilvinileter, polivinilpiridona, óxido de polietileno.

4 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por preferencialmente o polímero ser uma poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA), modificada com as seguintes características: comportamento reológico pseudoplástico com índice de comportamento na faixa de valores entre 0,4 e 0,7, viscoelasticidade na faixa de cisalhamento na faixa de valores entre 1 s^{-1} e 1000 s^{-1} , massa molar na faixa de valores entre 200.000 Daltons e 40.000.000 Daltons, preferencialmente entre 4.000.000 Daltons e 12.000.000 Daltons, mais especificamente 5.000.000 Daltons, grau de hidrólise compreendido na faixa de valores entre 10% e 40%, preferencialmente 30%.

5 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a dispersão polimérica preferencialmente ser aquosa, na qual a água de dissolução é escolhida entre: uma água deionizada, potável, água do mar, água de aquíferos, água efluente da recuperação de óleo (água produzida), as quais podem conter íons mono e divalentes, faixa de concentração salina até 200.000 mg/L, com aproximadamente 10% da salinidade em concentrações de

cátions divalentes.

6 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a diferença de tamanho de partícula polimérica entre os regimes de concentração ser acentuada, pelo menos 10 vezes, preferencialmente mais que 20 vezes e a menor concentração de medida estar em torno de 10 mg/L para uma massa polimérica de massa molar em torno de 5.000.000 Daltons.

7 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a concentração da solução polimérica injetada estar compreendida na faixa de valores dos regimes semidiluído e concentrado, 10mg/L a 25000 mg/L, preferencialmente entre 100 mg/L e 1000 mg/L, e a viscosidade da solução polimérica ter valores compreendidos na faixa entre 0,9 cP a 2400 Cp, preferencialmente menor que 100 cP.em condições como cisalhamento de $10s^{-1}$ e temperatura de 25°C.

8 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a concentração mínima da dispersão polimérica na injeção ser a concentração crítica que separa os regimes diluído e semidiluído e para uma poliacrilamida de 5.000.000 Daltons de massa molar e grau de hidrólise 30%, apresentar concentração crítica nas concentrações 30 mg/L (água destilada e temperatura de 25°C) e 100 mg/L (solução 30000 mg/L sal e temperatura de 50°C) e a dispersão polimérica ser injetada em concentrações inferiores a 2500 mg/L, preferencialmente até 1000 mg/L para que, com a injeção posterior da água, a dispersão polimérica alcance o poço produtor numa concentração mínima, próxima a zero.

9 - MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS

DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado por** a massa total injetada na formação subterrânea ser dimensionada em função da saturação de água e do volume poroso do reservatório e tal que, diluída no volume correspondente a saturação de água da formação, resulte numa concentração média inferior a concentração crítica da solução polimérica nas condições da aplicação, temperatura e íons dissolvidos.

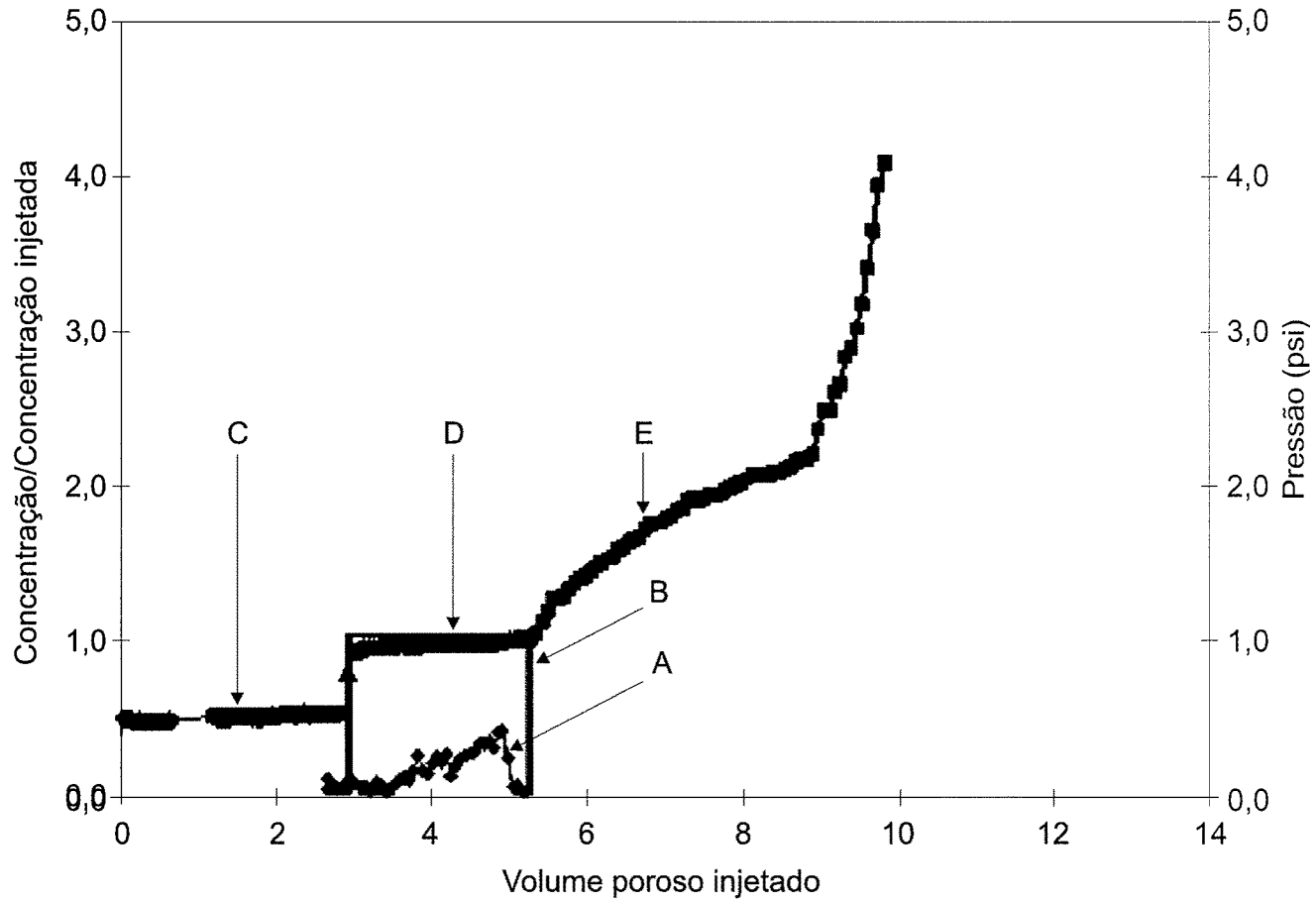


FIG. 2

3/4

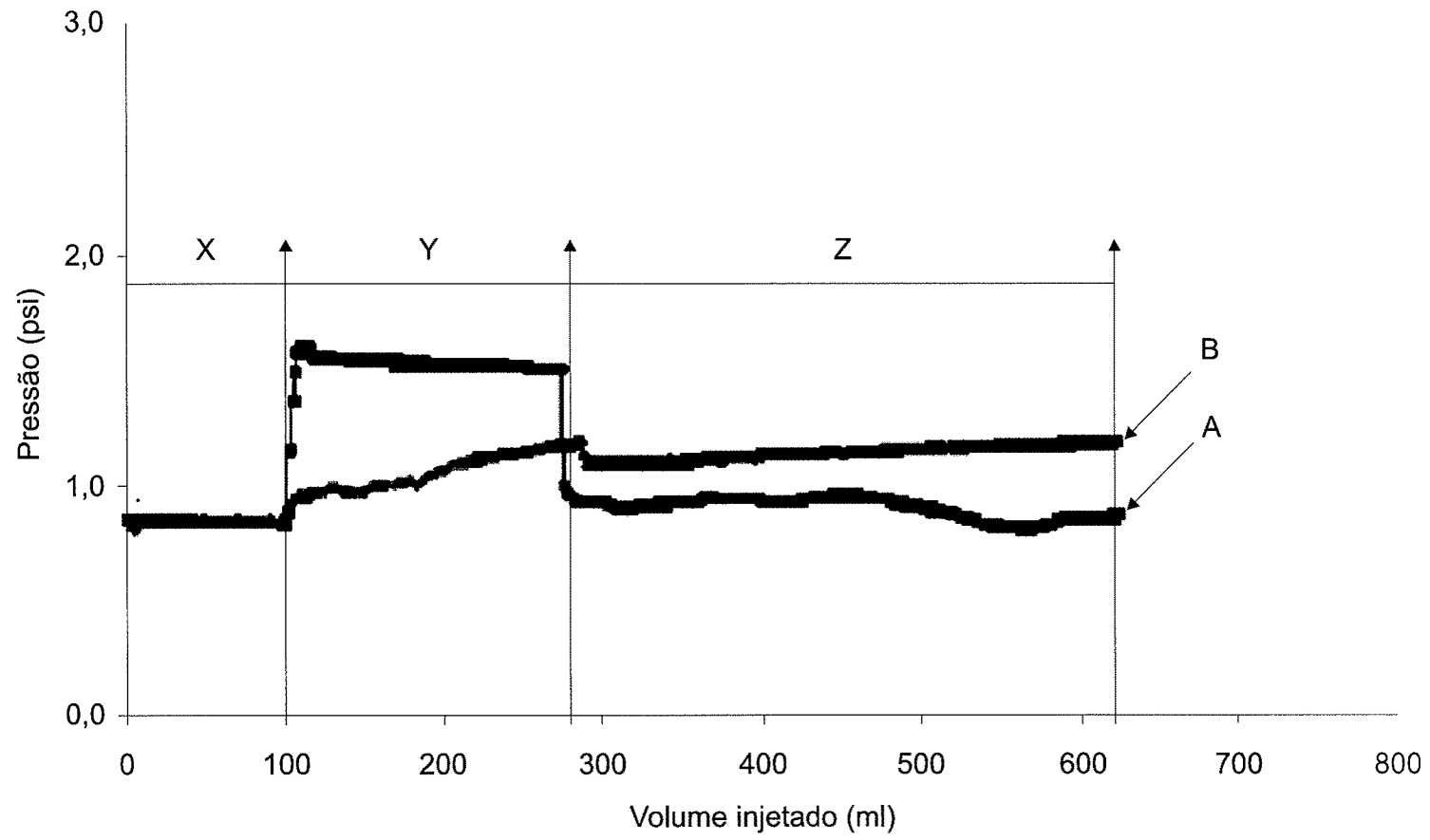


FIG. 3

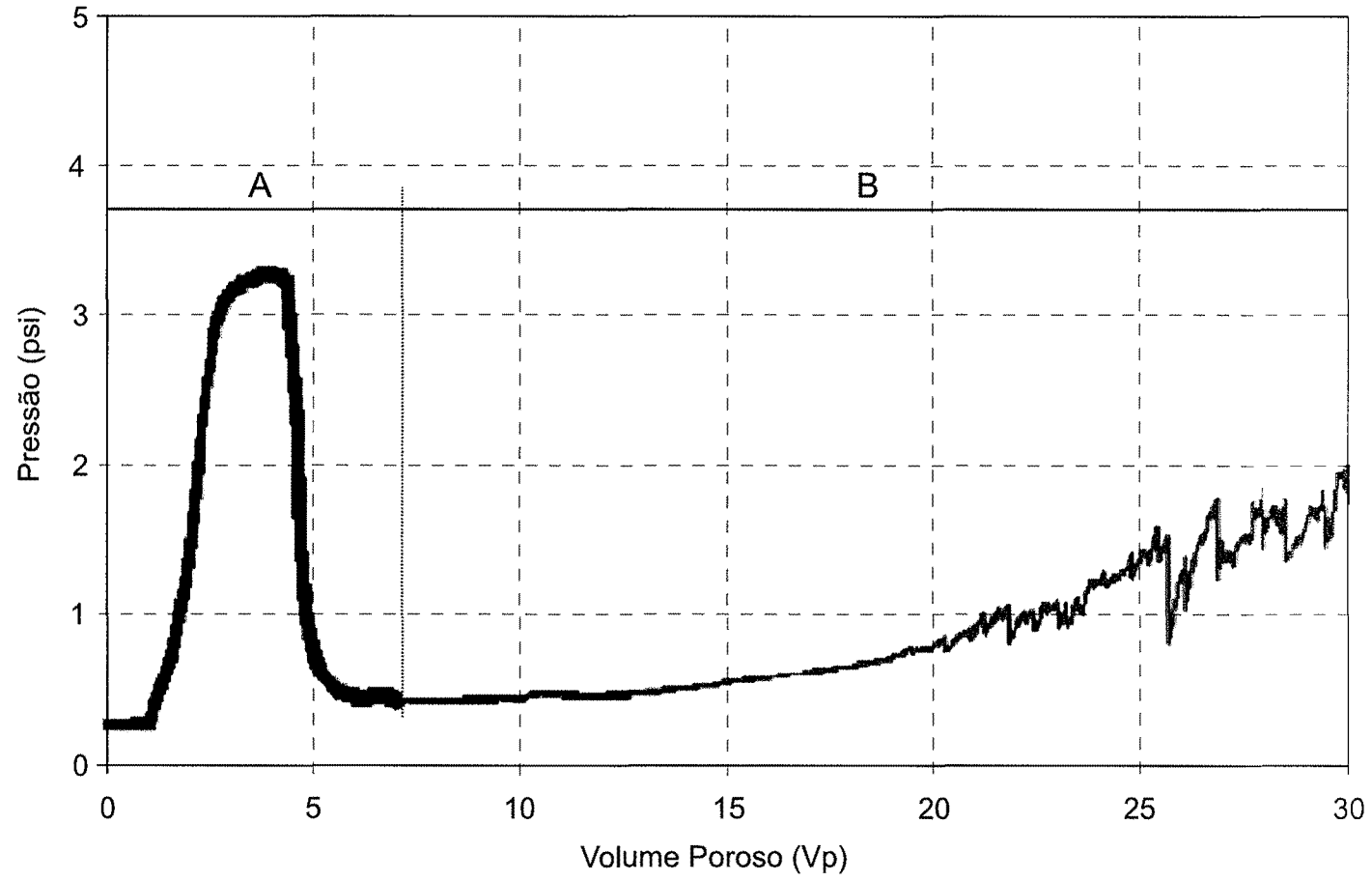


FIG. 4

RESUMO**MÉTODO PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIOS
DEPLETADOS COM CONTENÇÃO DE ÁGUA CIRCULADA**

É relatado um método para aumento da eficiência de recuperação de óleo de uma formação subterrânea, particularmente para poços que estejam em elevado estado de depleção. Preferencialmente para aumentar o volume da formação subterrânea contatada pela água na recuperação de óleo e promover uma redução seletiva, de longo alcance e duradoura na permeabilidade à água. Preferencialmente para reduzir os canais preferenciais e melhorar a eficiência de deslocamento, decorrente do deslocamento do óleo trapeado, pela partícula polimérica expandida e promover uma contenção da água circulada.