



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

(11) PI 0811027-1 B1



(22) Data do Depósito: 23/04/2008

(45) Data de Concessão: 21/01/2020

(54) Título: MÉTODO PARA REMOÇÃO DE PELO MENOS UMA PARTE DE LAMA À BASE DE ÓLEO OU DE LAMA DE BASE SINTÉTICA (O/SBM) DE UMA CAVIDADE DE POÇO

(51) Int.Cl.: C09K 8/52; C09K 8/524.

(30) Prioridade Unionista: 22/04/2008 US 12/107,185; 25/04/2007 US 60/913,969.

(73) Titular(es): BAKER HUGHES INCORPORATED.

(72) Inventor(es): LIRIO QUINTERO; CHAD F. CHRISTIAN; ALEXANDER J. MCKELLAR; CRISTINA TORRES; DAVID E. CLARK; THOMAS A. JONES.

(86) Pedido PCT: PCT US2008061209 de 23/04/2008

(87) Publicação PCT: WO 2008/134332 de 06/11/2008

(85) Data do Início da Fase Nacional: 23/10/2009

(57) Resumo: MÉTODO PARA REMOÇÃO DE PELO MENOS UMA PARTE DE LAMA À BASE DE ÓLEO OU DE LAMA DE BASE SINTÉTICA (O/SBM) DE UMA CAVIDADE DE POÇO A presente invenção refere-se a sistemas de nanoemulsões, de miniemulsões, de microemulsão com excesso de óleo ou de água ou de ambos (Winsor III) ou microemulsões em fase única (Winsor IV) que podem ser formadas in situ durante operações de recuperação de hidrocarboneto depois da perfuração com OBM ou SBM que usa uma ou mais bolas fluidas. Os sistemas de nanoemulsões, de miniemulsões, de microemulsão com excesso de óleo ou de água ou de ambos ou as microemulsões em fase única removem o óleo e os sólidos do poço e das superfícies da cavidade de poço. Em uma modalidade não-limitativa, uma microemulsão em fase única (SPME) ou outro fluido formado in situ pode ser criado partindo de uma fase polar, de uma fase não-polar, de pelo menos um viscosificante e de pelo menos um tensoativo.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA REMOÇÃO DE PELO MENOS UMA PARTE DE LAMA À BASE DE ÓLEO OU DE LAMA DE BASE SINTÉTICA (O/SBM) DE UMA CAVIDADE DE POÇO"**.

5 Campo Técnico

A presente invenção refere-se a métodos e a composições para a remoção ou para a limpeza de fluidos à base de óleo para perfuração (OBM) ou de fluidos de base sintética para perfuração (SBM) de uma cavidade de poço depois da perfuração de um poço de petróleo e mais particularmente refere-se, em uma modalidade não-limitativa, a metodos e composições para a remoção ou para a limpeza de OBM, SBM e de outros contaminantes de uma cavidade de poço que utilizam sistemas de nanoemulsão, miniemulsões, microemulsões em equilíbrio com excesso de óleo ou de água ou de ambos (Winsor III) ou microemulsões em fase única (Winsor IV) formados in situ em uma bola fluida.

15 Antecedentes da Invenção

São bem conhecidos fluidos para perfuração usados na perfuração de poços subterrâneos de óleo e de gás juntamente com outras aplicações de fluido de perfuração e procedimentos de perfuração. Na perfuração com rotação há uma variedade de funções e características que são esperadas de fluidos para perfuração, também conhecidos como lamas para perfuração ou simplesmente "lamas". O fluido para perfuração devia conter restos e outros particulados de debaixo da broca, transportá-los através do espaço anular e permitir a sua separação na superfície enquanto ao mesmo tempo a broca giratória é resfriada e limpa. Também se pretende que uma lama para perfuração reduza o atrito entre a coluna de perfuração e os lados do orifício enquanto mantém a estabilidade de seções não revestidas do poço. O fluido de perfuração é formulado para evitar influxos indesejados de fluidos de formação provenientes de rochas permeáveis penetradas. O fluido de perfuração pode também ser usado para coletar e interpretar a informação disponível provenientes dos rejeitos de perfuração, núcleos e blocos de madeira elétricos. Será considerado que dentro do âmbito da invenção aqui reivindicada, o termo fluido de perfuração também abrange "fluidos de perfuração" e "fluidos de finalização".

Os fluidos de perfuração são tipicamente classificados de acordo com o seu fluido base. Em lamas à base de água, as partículas sólidas estão suspensas em água ou em salmoura. O óleo pode ser emulsificado na água. Não obstante, a água é a fase contínua. Os fluidos de perfuração à base de salmoura, evidentemente são uma lama à base de água (WBM) em que o componente aquoso é a salmoura. As lamas à base de óleo (OBM) são o oposto ou inverso. As partículas sólidas estão suspensas em óleo e a água ou a salmoura está emulsificada no óleo e, portanto o óleo é a fase contínua. As lamas à base de óleo podem ser todas macroemulsões à base de óleo ou de água em óleo, que são também denominadas emulsões invertidas. Na lama à base de óleo, o óleo pode consistir de qualquer óleo que pode incluir, porém não é limitado a, diesel, óleo mineral, ésteres ou alfa-olefinas. Se o óleo for sintetizado comparado ao fato de ser produzido por técnicas de refinação convencionais, a lama é uma lama de base sintética ou SBM. As lamas não-aquosas podem ser citadas como uma classe pela forma abreviada O/SBM.

É evidente para aqueles que selecionam ou que usam um fluido de perfuração para exploração de petróleo e/ou gás que um componente essencial de um fluido selecionado é que ele seja equilibrado de modo apropriado para se conseguir as características necessárias para a aplicação final específica. Porque os fluidos de perfuração são requeridos para realizar um número de tarefas simultaneamente, este equilíbrio desejável nem sempre é fácil de se conseguir.

Um fluido espaçador é um líquido usado para separar fisicamente um líquido com uma finalidade especial de um outro. Os líquidos com uma finalidade especial são tipicamente sujeitos a contaminação, assim é usado um fluido espaçador compatível com cada um é usado entre os dois. Um fluido espaçador comum é simplesmente água, porém espaçadores à base de solvente e espaçadores que contêm um grande número de solventes mútuos também são típicos. No entanto, outras substâncias químicas também são frequentemente adicionadas para melhorar o desempenho do fluido para a operação em particular. Os espaçadores são usados principalmente quando

se trocam os tipos de lama ou quando se troca a lama para um fluido de finalização. Nos primeiros, um fluido à base de óleo deve ser mantido separado de um fluido à base de água. O outro uso comum de espaçadores é para separar a lama de cimento durante operações de cimentação. Para cimentação, um espaçador aquoso tratado quimicamente ou sequência de espaçadores usualmente separa a lama de perfuração da pasta de cimento bombeada no fundo do poço. Os espaçadores para limpeza também são usados extensivamente para limpar a cobertura, o tubo de elevação e outro equipamento depois da perfuração de uma seção de cavidade de poço. Os espaçadores para limpeza não apenas removem o fluido de perfuração restante da cavidade de poço, mas também rejeitos de perfuração, partículas de agente de aumento de peso, por exemplo, barita e outros resíduos oleosos e contaminantes.

Evidentemente, o deslocamento da perfuração ou do fluido de perfuração para se tornar salmoura transparente na cavidade de poço tornou-se um processo muito importante no programa global de finalizações da cavidade de poço que levam à recuperação otimizada de hidrocarboneto. Um fraco deslocamento pode levar a taxas de produção menores do que planejadas devido a danos de formação em virtude de depósitos de resíduo de lama deixados nas superfícies da cavidade de poço, inclusive de metal e/ou de formação de faces. Outras consequências de um deslocamento ineficiente incluem compactadores fixos, problemas de ajuste de ferramenta de finalização, aumento da plataforma e do tempo de filtração, maiores custos de operação de descarte e maior corrosão em pontos. Os fluidos de deslocamento e os espaçadores tipicamente contêm pelo menos um tensoativo, opcionalmente pelo menos um viscosificante e são projetados para estar tão próximos a um "escoamento empistonado" ("plug flow") ou a um escoamento laminar quando possível. Por outro lado, alguns espaçadores são projetados para fornecer um escoamento turbulento para eliminar o óleo de resíduos oleosos. Eles podem ser usados para deslocar tanto O/SBM quanto WBM.

Seria desejável se as composições e os métodos pudessem ser desenvolvidos para ajudar e melhorar a capacidade de limpar OBM, SBM residuais e quaisquer resíduos ou outros contaminantes e para removê-los

mais completamente, sem provocar danos de formação adicionais.

Sumário

É fornecido, em uma forma não-limitativa, um método para a remoção de pelo menos uma parte de lama à base de óleo ou de lama de base sintética (O/SBM) de uma cavidade de poço que envolve a perfuração de uma cavidade de poço em um reservatório de hidrocarbonetos com uma O/SBM. Uma bola fluida é bombeada para dentro da cavidade de poço, quando a bola fluida contiver pelo menos um tensoativo, opcionalmente pelo menos um viscosificante e água ou salmoura. A densidade necessária da bola é obtida pela adição de um espessante, tal como barita. Uma vez bombeada a bola para o fundo do poço e entra em contato com a OBM, o óleo e os componentes oleosos da OBM são emulsificados para dentro do espaçador que forma uma emulsão *in situ* na cavidade de poço. A emulsão entra em contato com a O/SBM e remove substancialmente a mesma da cavidade de poço. Particulados e outros resíduos também podem ser removidos por este método. Espera-se que o método, neste caso, encontre um uso especial na formação de bolas aperfeiçoadas para limpeza de coberturas, de tubos de elevação e de outro equipamento do fundo do poço, fluidos espaçadores, fluidos de deslocamento e similares, além de preparação para uma operação de cimentação.

Em uma modalidade não-limitativa, são usadas pelo menos duas bolas bombeadas em série. Uma primeira bola fluida é bombeada para dentro da cavidade de poço, em que a primeira bola fluida é um espaçador de direcionamento pesado que contenha pelo menos um agente de aumento de peso, pelo menos um tensoativo, pelo menos um viscosificante e água ou salmoura. A salmoura é definida neste caso como água que contém um ou mais sais; o termo "salmoura" é definido como incluindo água do mar. Uma segunda bola fluida é bombeada para dentro da cavidade de poço subsequente à primeira bola fluida. A segunda bola fluida inclui pelo menos um tensoativo, água ou salmoura (ou seja, água contendo um sal, por exemplo, água do mar). Novamente quando estas bolas entram em contato com a O/SBM, é formada uma emulsão *in situ* na cavidade de poço com a OBM residual encontrada na cavidade de poço. A primeira e/ou a segunda bola

fluida também pode conter um cotensoativo opcional. O tensoativo na segunda bola fluida pode ser o mesmo ou diferente do tensoativo na primeira bola fluida. Um atributo adicional das duas bolas é que elas variem a molhabilidade da superfície de úmida de óleo para úmida com água.

- 5 É fornecida adicionalmente em uma modalidade alternativa uma microemulsão em fase única termodinamicamente estável, macroscopicamente homogênea, (SPME) que inclui uma fase polar, uma fase não-polar, um tensoativo, em um caso não-limitativo um tensoativo éster de poliglicerol e pelo menos um viscosificante.

10 Breve Descrição das Ilustrações

A figura 1 é um gráfico de limite de escoamento como uma função da composição para misturas de uma lama à base de óleo com Espaçador de Deslocamento A a duas temperaturas diferentes e

- 15 A figura 2 é uma série de oito fotografias de um bécher de vidro usado para simular uma parede de um poço revestido com uma lama de base sintética em que dois fluidos espaçadores diferentes são adicionados e removidos para apresentar os seus efeitos.

Descrição Detalhada

- 20 Foram descobertos métodos e composições para o deslocamento e a limpeza de fluidos de perfuração à base de óleo ou de base sintética, juntamente com outros contaminantes na cavidade de poço provenientes do poço e das superfícies da cavidade de poço, inclusive resíduos oleosos residuais, que usam uma emulsão gerada *in situ*, particularmente uma microemulsão. A cavidade de poço é limpa por um sistema de uma ou mais bola fluidas ou espaçadores bombeados em série que formem *in situ* uma emulsão, 25 uma miniemulsão, uma microemulsão ou uma nanoemulsão. Em uma modalidade não-limitativa, foi descoberto que as miniemulsões, as microemulsões, as nanoemulsões e as emulsões em fase única são particularmente úteis.

- 30 Em um sistema de duas bolas bombeadas em série ou espaçadores, a primeira bola fluida é um espaçador de direcionamento pesado que tem um único tensoativo ou uma embalagem de tensoativo, agente de aumento de peso, viscosificante e água doce ou salmoura (por exemplo, água do

mar). Em uma versão não-restritiva, embalagem de tensoativo pode incluir um alquil poliglicosídeo e um éster de poliglicerol, em um exemplo não-restritivo. A segunda bola fluida pode ser um espaçador para limpeza que tenha um único tensoativo ou uma embalagem de tensoativo e água ou salmoura. O tensoativo único ou a embalagem de tensoativo da segunda pode ser o mesmo ou diferente do tensoativo único ou da embalagem de tenso da primeira bola fluida. Na modalidade em que é usada somente uma bola, a bola pode conter um único tensoativo ou uma embalagem de tensoativo, opcionalmente pelo menos um viscosificante e água doce ou salmoura (por exemplo, água do mar). Podem ser usadas duas ou mais bolas bombeadas em série.

Uma outra aplicação opcional dos espaçadores descritos é o deslocamento de um fluido de perfuração do espaço anular em uma cavidade de poço adiante de uma pasta de cimento, por exemplo, como uma pré-purga. Os espaçadores aquosos principais podem ser formulados para minimizar a mistura entre o fluido de perfuração deslocado e uma pasta de cimento, assim como para eliminar os contaminantes do espaço anular e tornar a superfícies da cavidade de poço molhadas com água pela geração da emulsão *in situ*.

Mais especificamente, o contato da O/SBM com uma fase polar (tipicamente, água) a os tensoativos converte a OBM ou a SBM em uma nanoemulsão, uma miniemulsão, uma microemulsão (Winsor III) e/ou em uma microemulsão em fase única (SPME), tal como Winsor IV ou química similar, como será descrito com mais detalhe. As microemulsões em fase única podem ser definidas como bicontínuas, de óleo em água (O/W) ou de água em óleo (W/O). Em uma explicação não-limitativas do fenômeno da invenção, uma SPME O/W entra em contato com a lama à base de óleo e forma uma microemulsão contínua em água (de óleo em água). Este contato pode ser realizado por circulação no poço em uma maneira normal ou convencional, pela qual se entende fluido de bombeamento através de todo o sistema fluido ativo, inclusive o poço BOREHOLE e todos os tanques de superfície que constituem um sistema principal. Em algumas modalidades não-limitativas, podem ser conseguidas vantagens sem circulação no poço ou sem circula-

ção no poço sem substancialmente circulação no poço, porém é de se esperar que em muitos casos a circulação no poço possa melhorar os resultados globais. Como observado, também foi descoberto que a microemulsão, a miniemulsão ou a nanoemulsão podem ser formadas no fundo do poço *in situ*. Isto é, não é necessário formar a microemulsão sobre a superfície e bombeá-la para o fundo do poço.

Com mais particularidade, os métodos e as composições neste caso envolvem a utilização de um fluido formado *in situ*, tal como uma microemulsão para a remoção da lama à base de óleo (OBM) ou da lama à base de óleo sintético (SBM), que inclui resíduos oleosos formados por estas lamas e outros contaminantes, tais como agente de aumento de peso barita e reversão da molhabilidade de umedecida com óleo para umedecida com água destas superfícies e de partículas e remoção ou minimização de danos na cavidade de poço em poços de petróleo perfurados com SBMs ou OBMs. O fluido *in situ* (por exemplo, microemulsão, nanoemulsão etc.) pode ser formado quando pelo menos um tensoativo e uma fase polar (usualmente, porém não-limitada à água) entra em contato com a OBM ou com a SBM e solubiliza o material não-polar da O/SBM. Deve ser entendido neste caso que o termo OBM abrange SBMs.

Um dos benefícios da formação de fluido *in situ* é que o fluido para limpeza não requer óleo nem solvente na formulação, o que fornece uma maior capacidade para incorporação de óleo ou capacidade de limpeza quando em contato com a OBM ou com a SBM no fundo do poço. Um outro benefício é que as partículas sólidas e outros contaminantes, se presentes, são convertidos de umedecida com óleo para umedecida com água. Como a OBM (ou a SBM) estão em contato e os particulados e os resíduos são convertidos de umedecida com óleo para umedecida com água durante a formação *in situ* de um fluido, tal como uma microemulsão ou uma nanoemulsão, o tensoativo ou a mistura de tensoativos e uma fase polar (por exemplo, água) também pode conter um ou mais viscosificantes. Em muitos casos, o tensoativo pode ser uma mistura de tensoativos e muitas vezes uma mistura de tensoativo-cotensoativo, em que o cotensoativo é uma substância anfifíli-

ca encurtada, tal como um álcool (em exemplos não-limitativos, propanol, butanol, pentanol seus diferentes isômeros), assim como glicóis e álcoois ou fenóis etoxilados e propoxilados.

Será considerado que não é necessário que toda a OBM ou a
 5 SBM ou que todas as partículas contaminantes sejam removidas pelo método da invenção e as suas composições para que este seja considerado bem sucedido. O sucesso é obtido se mais partículas de O/SBM e outra contaminação forem removidas usando-se o fluido *in situ* (por exemplo, microemulsão em fase única) do que se isto não for usado. Alternativamente, os métodos e as composições neste caso podem ser considerados bem-sucedidos
 10 se pelo menos uma parte da O/SBM, resíduos e outra contaminação for removida. Em uma modalidade não-limitativa, pelo menos uma grande maioria (> 50 %) da O/SBM, dos resíduos e/ou de outros contaminantes é removida - isto é considerado remoção substancial neste contexto. Em geral, evidentemente, é desejável remover tanto quando possível das OBM/SBM, da contaminação e dos resíduos.
 15

Os métodos e as composições neste caso têm as vantagens de danos potenciais reduzidos ao poço, evitando o entupimento do equipamento de finalização (telas que permanecem em pé sozinhas, telas expansíveis,
 20 pacotes de pedras etc.) por resíduos e conseqüentemente maior recuperação de hidrocarbonetos e/ou maior taxa de injeção de água, comparado com um método de outra maneira idêntica e composição ausente do fluido *in situ* (por exemplo, SPMEs). As microemulsões são misturas termodinamicamente estáveis, macroscopicamente homogêneas de pelo menos três compo-
 25 nentes: uma fase polar e uma fase não-polar (usualmente, porém não-limitadas a, água e fase orgânica) e pelo menos um tensoativo, muitas vezes mais do que um tensoativo, por exemplo, com um cotensoativo tal como um álcool, um glicol ou um fenol ou seus derivados de alcóxi, particularmente quando forem usados tensoativos iônicos, como mencionado na referência:
 30 J. L. Salager e R. E. Anton, "Ionic Microemulsions", Capítulo 8, em P. Kumar e K. L. Mittal, ed. Handbook of Microemulsion Science and Technology, Marcel Dekker Inc. Nova York 1999, pp. 247-280. As microemulsões se formam

espontaneamente e diferem acentuadamente das macroemulsões termodinamicamente instáveis, que dependem de energia de mistura intensa para a sua formação. As microemulsões são bem conhecidas na técnica e a atenção é respeitosamente dirigida a S. Ezrahi, A. Aserin e N. Garti, "Capítulo 7: Aggregation Behavior in One-Phase (Winsor IV) Microemulsion Systems", em P. Kumar e K. L. Mittal, ed., *Handbook of Microemulsion Science and Technology*, Marcel Dekker, Inc., Nova York, 1999, pp. 185-246.

Os capítulos citados descrevem os tipos de formulações de fase de microemulsão definidos por Winsor: Winsor I, Winsor II e Winsor III. Um sistema ou uma formulação é definido como: Winsor I quando este contém uma microemulsão em equilíbrio com um excesso de fase oleosa; Winsor II quando ele contém uma microemulsão em equilíbrio com excesso de água e Winsor III quando ele contém uma microemulsão em fase média em equilíbrio com excesso de água e excesso de óleo. O autor também descreve Winsor IV como uma microemulsão em fase única, sem excesso de óleo nem excesso de água. Embora não se deseje ficar limitado a qualquer teoria, acredita-se que as microemulsões formadas nos métodos e nas composições do presente método sejam do tipo Winsor IV, que significa que substancialmente todo o sistema espaçador é uma fase em microemulsão. Por "substancialmente" entende-se em uma modalidade não-limitativa mais do que 50 % do sistema espaçador e alternativamente em uma outra versão não-restritiva, mais do que 50 % do sistema espaçador. A microemulsão de Winsor IV A em fase única termodinamicamente estável e podiam evoluir para uma variação na formulação ou na composição para a formação de uma miniemulsão ou de uma nanoemulsão, que é um sistema em duas fases com gotículas de tamanho do submicron que podiam ser estáveis durante um longo período de tempo, mas não permanentemente estáveis como uma microemulsão, como explicado na referência J. L. Salager, "Emulsion Phase Inversion Phenomena" em *Emulsions and Emulsion Stability*, J. Sjöblöm Ed., 2ª. Edição, Cap. 4, pp. 185-226, Taylor e Francis, Londres (2006).

Os tensoativos adequados para criar os fluidos *in situ* (por exemplo, microemulsões em fase única) que usam estes métodos neste caso

incluem, mas não estão necessariamente limitados a tensoativos não-iônicos, aniônicos, catiônicos e anfóteros e, em particular, misturas dos mesmos. Os cossolventes ou cotensoativos tais como álcoois, são aditivos opcionais usados na formulação da microemulsão. Os tensoativos não-

5 iônicos adequados incluem, mas não estão necessariamente limitados a, alquil poliglicosídeos, ésteres de sorbitano, ésteres de metil glicosídeo, etoxilatos de álcool ou ésteres de poliglicol. Em uma versão não-restritiva, os ésteres de poliglicol são particularmente adequados. Os tensoativos catiônicos adequados incluem, porém não são necessariamente limitados a, metil ésteres de arginina, alcanolaminas e alquilenodiamidas. Os tensoativos aniônicos

10 adequados incluem, mas não estão necessariamente limitados a, sulfatos de alquila de metal alcalino, sulfonatos de alquila ou alquilarila, sulfatos e sulfonatos de éter de alquila, sulfatos de álcool polipropoxilados e/ou polietoxilados, dissulfonatos de alquila ou alquilarila, dissulfatos de alquila, sulfosuccinatos de alquila, sulfatos de éter de alquila, sulfatos de éter lineares e ramificados e misturas dos mesmos. Em uma modalidade não-limitativa podem ser usados pelo menos dois tensoativos em uma mistura para criar microemulsões em fase única *in situ*, assim como os outros fluidos *in-situ*. Os

15 tensoativos adequados também podem incluir tensoativos que contenham uma extensão central de braço espaçador não-iônico e um grupo polar iônico ou não-iônico. A extensão central de braço espaçador não-iônico pode ser o resultado de polipropoxilação, polietoxilação ou de uma mistura das duas, em modalidades não-limitativas.

Outros tensoativos adequados para os métodos e para as composições neste caso incluem, porém não estão limitados àqueles discutidos

25 em: M. J. Rosen, *Surfactants and Interfacial Phenomena, Segunda Edição*, John Wiley & Sons Inc., 1989; and K. Holmber, "Novel Surfactants" em *Surfactants Science Series*, Vol. 74, Marcel Dekker Inc, Nova York, 1998.

Em uma outra modalidade não-restritiva neste caso, a formulação fluida *in situ* (por exemplo, macroemulsão, nanoemulsão etc.) pode con-

30 ter um cotensoativo que pode ser um álcool que tenha de desde aproximadamente 3 até aproximadamente 10 átomos de carbono, em uma outra mo-

dalidade não-limitativa desde aproximadamente 4 até aproximadamente 6 átomos de carbono. Um exemplo específico de um cotensoativo adequado inclui, porém não está necessariamente limitado a butanol. Estes cotensoativos podem ser alcoxilados, por exemplo, etoxilados e/ou propoxilados, embora na maioria dos casos devesse estar presente uma etoxilação suficiente para realizar as finalidades dos métodos. Em uma modalidade não-restritiva, o número de unidades etóxi fica na faixa de desde aproximadamente 3 até aproximadamente 15, alternativamente desde aproximadamente 6, independentemente até aproximadamente 10.

Em uma versão não-restritiva, pode ser empregado um cotensoativo opcional. A proporção de cotensoativo a ser usada com o tensoativo é difícil de se especificar antecipadamente e em geral e pode ser influenciada por alguns fatores interrelacionados que incluem, porém não estão necessariamente limitados à natureza do tensoativo, à natureza do cotensoativo, ao tipo de fluido de perfuração que está sendo removido, deslocado ou então afetado, das condições da cavidade de poço e similares. Em uma modalidade não-limitativa, um fluido espaçador adequado inclui uma mistura de tensoativos de poliglicosídeo e de éster de poliglicerol (tal como o PG 8-10 éster disponível pela Oleon N.V.) que tem uma proporção molar de OH livre / OH esterificado de 3,4/1, opcionalmente com um etoxilado de álcool alquílico com 7,5 ou mais EO.

Em uma outra modalidade não-limitativa, o fluido *in situ* (por exemplo, a microemulsão em fase única) contém um líquido não-polar, que pode incluir um fluido sintético que inclui, porém não necessariamente limitado a, fluidos éster; parafinas (tais como fluidos PARA-TEQ™ da Baker Hughes Drilling Fluids) e olefinas isomerizadas (tais como ISO-TEQ™ da Baker Hughes Drilling Fluids). No entanto, óleos diesel e minerais, tais como ESCAID 110 (da Exxon) ou óleos EDC 99-DW (da TOTAL) também podem ser usados como um líquido não-polar na preparação dos sistemas fluidos neste caso. Outros líquidos não-polares adequados incluem, porém não estão necessariamente limitados a, limoneno, xileno, solventes mútuos e similares. Como observado anteriormente, uma vantagem de formação dos fluidos (por

exemplo, em nanoemulsão, em microemulsão em fase única etc.) *in situ* é que precisa ser usado menos líquido não-polar (comparado com uma microemulsão pré-formada), pois o líquido não-polar é encontrado na própria OBM (ou na SBM). Isto fornece uma maior capacidade para que a microemulsão, por exemplo, absorva o óleo.

No caso não-limitativo em que são usadas sequencialmente duas bolas fluidas, a primeira bola pode ser um espaçador de direcionamento pesado que contenha um ou mais agentes de aumento de peso. Os agentes de aumento de peso são materiais de gravidade alta específica e materiais sólidos finamente divididos usados para aumentar a densidade. Os agentes de aumento de peso adequados incluem, porém não estão necessariamente limitados a, barita, hematita, ilemita, siderita e similares.

As bolas fluidas neste caso, o espaçador de direcionamento pesado e outras bolas também podem conter pelo menos um viscosificante. Um viscosificante é um componente que aumenta a viscosidade da bola fluida. Os viscosificantes adequados incluem, porém não estão necessariamente limitados a, polissacarídeos hidratáveis, tais como goma de xantano (que possa estar ou não reticulada), hidroxietilcelulose (HEC), ou carboximetilcelulose (CMC), tensoativos viscoelásticos, polímeros sintéticos, tais como poliacrilamidas, copolímeros de ácido acrílico e acrilamida, poliacrilatos, argilas, tais como bentonita, sepiolita e atapulgita e similares e misturas dos mesmos.

Será considerado que a quantidade de fluido *in situ* a ser criada ou formada e as quantidades de componentes de formação *in situ* (componente polar e um tensoativo e um cotensoativo, se presente) a ser adicionada ou incluída são difíceis de se determinar e prever em geral e antecipadamente com grande precisão, pois elas são dependentes de alguns fatores interrelacionados inclusive, porém não necessariamente limitadas, ao tipo de salmoura; ao tipo de O/SBM; à temperatura da formação; ao tensoativo ou à mistura de tensoativos em particular usados; ao cotensoativo em particular usado, se presente; etc. Não obstante, para fornecer alguma idéia das quantidades usadas, em uma modalidade não-limitativa, a proporção de componentes não-aquosos no fluido *in situ* (por exemplo, microemulsão em fase

única) pode estar na faixa de desde aproximadamente 1 até aproximadamente 50 % em volume e em uma outra modalidade não-limitativa pode estar na faixa de desde aproximadamente 5 independentemente até aproximadamente 20 % em volume.

5 É de se esperar que a salmoura seja um componente comum do fluido *in situ* (por exemplo, SPME) e espera-se que qualquer uma das salmouras comumente usadas e dos sais para a obtenção das mesmas sejam adequados nas composições e nos métodos aqui divulgados. Embora se espere que a água seja o líquido polar usado para se fazer as microemul-
10 sões *in situ*, será apreciado que outros líquidos polares, tais como álcoois e glicóis, sozinhos ou juntos com água, possam ser usados.

 Com maior especificidade, os métodos e as composições deste caso podem se referir a espaçadores para limpeza em uma etapa projetados para mudar fisicamente uma OBM (por exemplo, uma emulsão invertida). O
15 método da invenção muda fisicamente a natureza da O/SBM; quaisquer componentes de óleo resultantes ou resíduos que estejam incorporados à SPME (por exemplo) formação *in situ* e sejam então, ainda microemulsificados ou absorvidos. Com a conversão do óleo externo a óleo interno emulsificado em água, além da conversão de partículas úmidas com óleo em partí-
20 culas úmidas com água, a maior parte da O/SBM e de quaisquer resíduos ou contaminantes sejam removidos ou micro particulados até a extensão de que somente uma quantidade mínima ou reduzida de componentes prejudiciais permaneçam sobre uma face do reservatório.

 Em uma outra modalidade não-limitativa, os sais adequados
25 para uso na obtenção da salmoura incluem, porém não estão necessariamente limitados a, cloreto de sódio, cloreto de potássio, cloreto de cálcio, brometo de sódio, brometo de cálcio, brometo de zinco, formiato de sódio, formiato de potássio, formiato de cério e combinações dos mesmos. A densidade das salmouras pode estar na faixa de desde aproximadamente 1 até
30 aproximadamente 2 kg/litro (8,4 libras/galão até aproximadamente 17 libras/galão), embora outras densidades possam ser fornecidas em outro local naquele caso.

O tratamento do fluido *in situ* (por exemplo, microemulsão em fase única) pode ser composto de diferentes misturas de salmoura e óleo. A composição depende da densidade necessária e da formulação dos fluidos espaçadores usados.

- 5 Esta tecnologia não requer de discrimina contra qualquer emulsão invertida. Em outras palavras, a microemulsão em fase única pode ser aplicada ao deslocamento ou à limpeza para qualquer sistema de OBM sem levar em conta o tipo de óleo ou o emulsificante usado para formular a lama. Esta versatilidade permite que a flexibilidade do operador formule o fluido de
- 10 perfuração baseado nas necessidades de cavidade de poço. Este não é o caso em alguns métodos anteriores em que são necessários emulsificantes de amina altamente específicos porque eles requerem protonação com ácido para reverter a molhabilidade. Em uma modalidade não-limitativa, os métodos e as composições são praticados na ausência de emulsificantes de amina, tais como resinas de aminas e/ou emulsificantes de amina de fórmula $R-N-[(CH_2CH_2R'A)_xH]_2$.
- 15

- Um outro aspecto importante relativo à outra OBM ou métodos de remoção de emulsão invertida é que a fase oleosa da emulsão de OBM é solubilizada na microemulsão em fase única (ou em outro fluido *in situ*, tais como em nanoemulsão, miniemulsão ou em outra formação em emulsão). O
- 20 processo de tratamento da invenção reduz a energia necessária para que se forme a microemulsão quando comparado a processos anteriores. Esta eficiência reduz o número de obstruções nos tubos e diminui o tempo necessário para completar o poço.

- 25 A invenção será agora discutida ainda em relação à implementação real da invenção nos exemplos com os quais se pretende limitar a invenção, porém simplesmente para ilustrar melhor ainda a mesma. Novamente, embora o fluido *in situ* possa ser denominado "microemulsão" ou "microemulsão em fase única", devia ser considerado que se espera que os processos e as composições se apliquem a outros fluidos *in situ* inclusive, porém não-limitados a miniemulsões, nanoemulsões e todos os tipos de microemulsões.
- 30

Exemplos

A tecnologia da microemulsão (SPME in-situ) foi desenvolvida para formular produtos espaçadores muito eficientes aqui designados como Fluido Espaçador A. A tecnologia da microemulsão dos métodos e das composições neste caso usa a combinação de tensoativos com água/salmoura e óleo que elimina facilmente o óleo, os produtos de lama de óleo e os sólidos da cobertura, das ferramentas e de outros componentes do equipamento. Os aditivos A e B são misturas de tensoativos como descritas acima projetadas sob encomenda para formular um espaçador fluido para limpar os resíduos de lama sintética ou à base de óleo da cobertura e dos tubos de elevação e umedecer as suas superfícies. Estes sistemas não contêm solventes orgânicos ou solventes hidrocarbonetos (pelo menos até que a emulsão seja formada *in situ*) e são à base de água.

Procedimentos de deslocamento

15 Aditivo a

Este aditivo é projetado para ser usado em um fluido espaçador para empurrar ou eliminar a O/SBM da cobertura e iniciar o processo de limpeza sem o uso de solventes. O deslocamento de um sistema fluido de uma cavidade de poço é mais bem realizado pela utilização de uma alta taxa de bombeamento, rotação do tubo e um espaçador viscoso, pesado. A alta viscosidade ajuda a manter a integridade do espaçador permitindo que este permaneça em escoamento "empistonado" ou laminar a altas taxas de bombeamento. O espaçador pode ser suficientemente grande para permitir um tempo de contato de 5 a 10 minutos baseado na taxa de bombeamento. A rotação do tubo ajuda a romper os bolos gelificados de lama que possam se acumular em algumas seções do espaço anular, especialmente cavidades de poço altamente desviadas. O espaçador bombeado em escoamento laminar ou turbulento irá remover a O/SBM e os sólidos residuais contaminados com óleo. Em uma modalidade não-limitativa, cada espaçador é circulado na cavidade de poço para entrar em contato com a SBM da OBM e recobrir pelo menos desde 152 até 305 metros (de 500 a 1000 pés) do espaço anular em seu diâmetro maior.

- A densidade deste espaçador de impulso viscoso é habitualmente de 0,02 kg/litro (0,2 libra/ galão) em relação à densidade do fluido de perfuração. A viscosidade pode ser aumentada usando-se o viscosificante XAN-PLEX® D até em torno de 1,5 do Limite de Escoamento do fluido de perfuração para minimizar a mistura dos dois fluidos. (O viscosificante XAN-PLEX® D é uma polissacarídeo goma de xantano de alto peso molecular disponível pela Baker Hughes Drilling Fluids.)

Aditivo B

- O Aditivo B pode ser usado em um fluido espaçador que é um fluido quase Newtoniano que pode ser bombeado em turbulência para limpar e umedecer com água toda as superfícies de metal. O fluido espaçador que inclui o aditivo B é um espaçador traseiro projetado para remover todos os resíduos e qualquer óleo ou fluido sintético residual solúveis que permaneçam na cobertura e em outros componentes da plataforma.

- O aditivo B pode ser adicionado diretamente ao recipiente de mistura e agitado cuidadosamente com uma fonte de luz ou um misturador de pás. O volume está baseado na configuração do orifício - normalmente 152 a 305 metros (500 pés até 1000 pés) do maior volume anular e é habitualmente de 8 até 16 m³ (50 até 100 barris).

- As sequências de espaçador para deslocar a SBM estão resumidas na Tabela I.

O agente de aumento de peso de grande pureza MIL-BAR® ou MIL-CARB está disponível pela Baker Hughes Drilling Fluids.

Tabela I

- Sequência de Espaçador para o Deslocamento de Lama de Base Sintética (SBM)

1	Espaçador fluido A: espaçador de deslocamento	Aditivo A, água de reposição, XANPLEX-D, MIL-BAR	YP 1,5 - 5 x lama Densidade 0,02 - 0,12 kg/litro (0,2 - 1,0 libra/galão) Tempo de contato 5 - 10 minutos
2	Espaçador fluido B: espaçador de limpeza	Aditivo B, salmoura de reposição	Volume anular 152 a 305 m (500 - 1000 pés) Tempo de contato 5 - 10 minutos

Compatibilidade Reológica

Os testes de compatibilidade reológica foram conduzidos para o Fluido Espaçador A a 4°C e 66°C (40°F e 150°F). O Procedimento Experimental é fornecido a seguir e os resultados são fornecidos nas tabelas II e III e comparadas graficamente na figura 1.

Procedimento Experimental

1. 1,4 kg/litro (12,0 libras/galão) de lama O/SBM foi adicionado a cubas cônicas de aço inoxidável que medem 0 % em volume (0 mL), 10 % em volume (40 mL), 40 % em volume (160 mL), 70 % em volume (280 mL), 90 % em volume (360 mL) e 100 % em volume (400 mL) em um cilindro graduado.
2. Cada cuba cônica foi cheia até um volume total de 400 mL do fluido espaçador que está sendo testado.
3. Cada amostra foi misturada a 6000 rpm em um misturador Hamilton Beach durante 15 minutos.
4. A amostra de fluido foi dividida em amostras de 200 mL.
5. Para testagem a 4°C (40°F), as amostras pré-resfriadas e então despejadas em uma camisa de resfriamento a uma temperatura de $1,7^{\circ}\text{C} \pm 2,8^{\circ}\text{C}$ ($35 \pm 5^{\circ}\text{F}$).
6. Para testagem a 66°C (150°F), as amostras pré-aquecidas e então despejadas em uma termo-cuba, com a temperatura regulada por um termopar até $66 \pm 2,8^{\circ}\text{C}$ ($150 \pm 5^{\circ}\text{F}$).
7. Enquanto o fluido espaçador estava esfriando ou aquecendo, o viscosímetro Fann 35 foi mantido a 300 rpm para misturação.
8. Quando o espaçador foi resfriado até 4°C (40°F) ou aquecido até 66°C (150°F), foram realizadas leituras de Fann (valores de 600, 300, 200, 100, 6, 3 rpm).
9. Foram registrados géis de dez segundos e de dez minutos.

Tabela II

Fluido Espaçador A com 1,4 kg/litro (12,0 libras/galão) de SBM a 4°C (40°F)

OBM, % em vol.	0%	10%	40%	70%	90%	100%
Espaçador de Deslocamento A, % em vol	100%	90%	60%	30%	10%	0%
600 rpm	108	117	104	125	141	119
300 rpm	79	87	64	71	84	67
200 rpm	72	68	51	51	65	47
100rpm	55	49	34	30	39	26
6 rpm	25	19	10	6	12	4
3 rpm	22	16	8	6	11	3
Viscosidade Plástica, cP	29	30	40	54	57	52
Limite de Escoamento N/m ² (libra/100 pés quadrados)	50 (24)	57 (28)	24 (12)	17 (8,3)	27 (13)	15 (7,3)
Géis, 10 segundos / 10 minutos	21/26	17/22	11/13	8/11	19/27	4/8

TABELA III

Fluido espaçador A com 1,4 kg/litro (12,0 libra/galão) de SBM a 66°C (150°F)

OBM, % em volume	0%	10%	40%	70%	90%	100%
Espaçador de Deslocamento A, % em volume	100%	90%	60%	30%	10%	0%
600 rpm	64	62	50	45	62	37
300 rpm	52	50	37	27	39	22
200 rpm	44	42	27	19	30	15
100rpm	36	34	19	13	21	9
6 rpm	20	17	8	4	15	3
3 rpm	17	13	5	4	15	3
Viscosidade Plástica, cP	12	12	13	18	23	15
Limite de escoamento, N/m ² (libra/100 pés quadrados)	40 (19)	48 (23)	24 (11)	9 (4,4)	16 (7,8)	7 (3,4)
Géis, 10 segundos / 10 minutos	18/23	17/21	8/9	5/8	18/21	5/8

figura 1, não apresentam aumento notável nas propriedades reológicas na variação das proporções mescladas de SBM/Espaçador relativas à reologia da SBM a 100 %. Estas propriedades indicam, desse modo, que o espaçador deslocaria eficazmente a SBM da cavidade de poço.

- 5 Como o Fluido Espaçador B tem viscosidade similar à água, a avaliação reológica apresentou uma viscosidade plástica e um limite de escoamento muito baixos. Isto confere fluxo turbulento na perfuração do poço.

Eficiência dos Espaçadores de Fluido - Teste em Bécher

- 10 Foi usado um bécher de vidro transparente para simular uma parede do poço em um teste para se observar como os Espaçadores de Fluido e B removeram a lama da superfície dos mesmos. O procedimento experimental é fornecido a seguir e as fotografias que mostram cada estágio são apresentadas na figura 2. Foi descoberto que ambos os Espaçadores de Fluido são eficazes para remover a lama do bécher. Observe a transparência do bécher nas duas últimas fotografias em comparação com a primeira fotografia.

Procedimento Experimental para o Teste do Bécher

1. Pesar um bécher de 400 ml e revestir o bécher com 2 gramas de uma SBM convencional.
- 20 2. Adicionar o Fluido Espaçador A no bécher revestido com SBM e processar durante 10 minutos a 100 rpm em um viscosímetro Fann.
3. Descartar o Fluido Espaçador A.
4. Colocar o Fluido Espaçador B no bécher e processar durante 10 minutos a 100 rpm.
- 25 5. Remover o Fluido Espaçador B. Enxaguar muito cuidadosamente o bécher com água deionizada e etanol.
6. Secar em uma estufa a vácuo durante 30 minutos a 24°C (75°F).
7. Pesar de novo o bécher para determinar a quantidade de SBM removida. Este teste foi realizado tanto a 4 como a 55°C (40°F e 150°F).
- 30

No relatório descritivo anterior, a invenção foi descrita com refe-

rência a modalidades específicas do mesmo, e foi sugerido como eficaz para fornecer métodos e composições eficazes para a remoção de lamas à base de óleo e de base sintética de uma cavidade de poço de hidrocarbonetos. No entanto, será evidente que várias modificações e mudanças podem ser

5 feitas sem sair do âmbito mais amplo da invenção, como apresentado nas reivindicações anexas. Consequentemente, o relatório descritivo precisa ser considerado de uma maneira ilustrativa e não no sentido restritivo. Por exemplo, combinações específicas de componentes que formam microemul-

10 são em fase única de outros componentes para a formação de fluidos *in situ*, tais como tensoativos, solventes, líquidos não-polares etc. e proporções dos mesmos que estejam dentro dos parâmetros reivindicados, porém não especificamente identificados ou experimentados em uma composição em particular para melhorar a remoção de lamas à base de óleo e de base sintética neste caso, são percebidos dentro do escopo desta invenção.

15 A presente invenção pode adequadamente compreender, consistir ou consistir essencialmente dos elementos divulgados e podem ser realizados na ausência de um elemento não-divulgado.

As palavras "compreendendo" e "compreende" como usadas em todas as reivindicações devem ser interpretadas como "incluindo, porém

20 não-limitado a".

REIVINDICAÇÕES

1. Método para remoção de pelo menos uma parte de lama à base de óleo ou de lama de base sintética (O/SBM) de uma cavidade de poço, caracterizado pelo fato de que compreende:

5 perfurar uma cavidade de poço em um reservatório de hidrocarboneto com uma O/SBM, sendo que a perfuração forma contaminantes e restos oleosos residuais na cavidade de poço;

 bombear uma bola fluida para dentro da cavidade de poço, sendo que a bola fluida compreende uma composição selecionada do grupo
10 consistindo em:

 uma composição compreendendo:

 pelo menos um tensoativo; e

 água ou salmoura;

 sendo que o dito método forma ainda uma microemulsão Winsor
15 IV *in situ* na cavidade de poço, e

 uma composição de emulsão Winsor IV compreendendo:

 pelo menos um tensoativo;

 pelo menos uma fase não-polar; e

 água ou salmoura; e

20 contatar contaminantes e restos oleosos residuais de O/SBM com a microemulsão Winsor IV e remover pelo menos uma parte de contaminantes e restos oleosos residuais de O/SBM com a microemulsão Winsor IV da cavidade de poço; e

 sendo que a dita emulsão Winsor IV é uma microemulsão em fase
25 única (SPME).

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que pelo menos um tensoativo é selecionado do grupo que consiste em tensoativos não-iônicos, tensoativos aniônicos, tensoativos catiônicos e tensoativos anfóteros, tensoativos que contenham uma extensão central de
30 braço espaçador não-iônico e um grupo polar iônico ou não-iônico e misturas dos mesmos.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo

fato de que:

os tensoativos não-iônicos são selecionados do grupo que consiste em alquil poliglicosídeos, ésteres de sorbitano, ésteres de metil glicosídeo, etoxilatos de álcool e ésteres de poliglicol;

5 os tensoativos aniônicos são selecionados do grupo que consiste em sulfatos de alquila de metal alcalino, sulfonatos de alquila ou alquilarila, sulfonatos e sulfatos de éter de alquila lineares ou ramificados, sulfatos de álcool polipropoxilados e/ou polietoxilados, dissulfonatos de alquila ou alquilarila, dissulfatos de alquila, sulfossuccinatos de alquila, sulfatos de éter
10 de alquila, sulfatos de éter lineares e ramificados; e

os tensoativos catiônicos são selecionados do grupo que consiste em metil ésteres de arginina, alcanolaminas e alquilenodiamidas e misturas dos mesmos.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado
15 pelo fato de que a água na bola fluida compreende salmoura selecionada do grupo que consiste em salmouras de halogenetos, salmouras de formiato e misturas das mesmas.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado
pelo fato de que a microemulsão Winsor IV é uma mistura macroscopicamente
20 homogênea de pelo menos três componentes,

sendo que os três componentes compreendem uma fase polar proveniente da água ou da salmoura, uma fase não-polar da O/SBM, e pelo menos um tensoativo.

6. Método, de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo
25 fato de que compreende ainda bombear uma pasta fluida de cimento para dentro da cavidade de poço subsequente a bombear a bola fluida para dentro da cavidade de poço.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado
pelo fato de que a bola fluida é uma primeira bola fluida, que é um espaçador
30 de direcionamento pesado que compreende:

pelo menos um agente de aumento de peso;

pelo menos um tensoativo;

pelo menos um viscosificante; e

a água ou salmoura;

sendo que o dito método compreende ainda bombear uma segunda bola fluida para dentro da cavidade de poço subsequente à primeira

5 bola fluida, sendo que a segunda bola fluida compreende:

pelo menos um tensoativo; e

água ou salmoura.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, caracterizado pelo fato de que a primeira bola fluida e/ou segunda bola fluida compreende ainda
10 pelo menos um cotensoativo álcool alcoxilado.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a bola fluida compreende ainda pelo menos um viscosificante.



FIG. 1

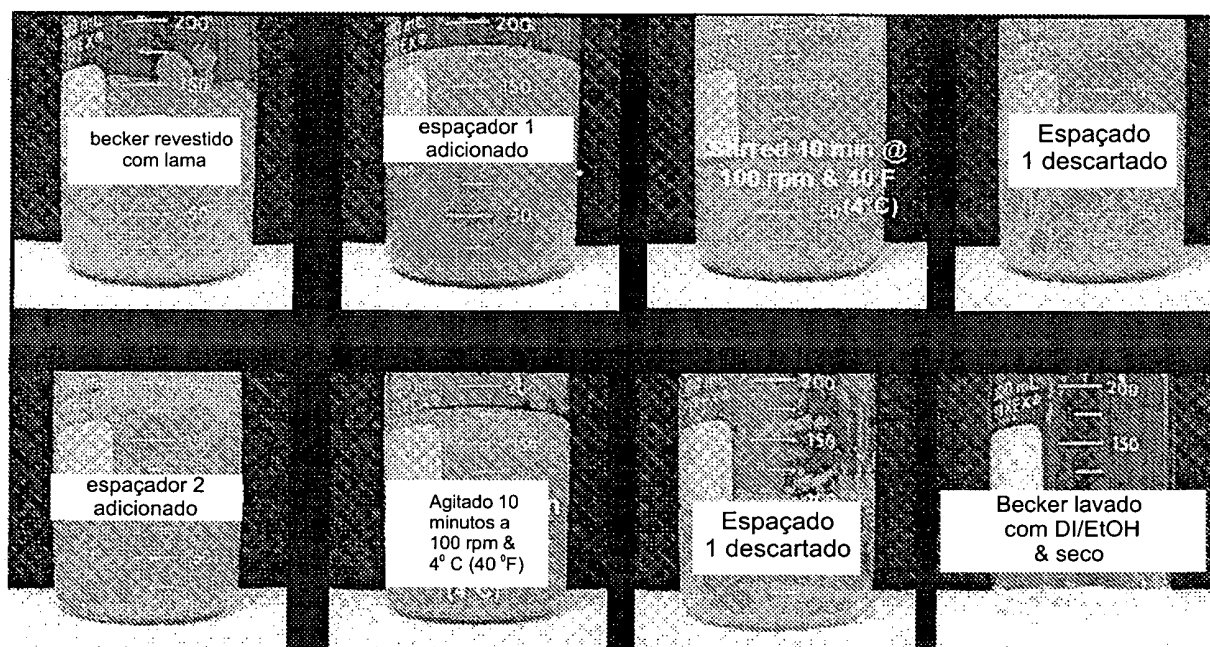


FIG. 2