



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

(11) PI 1011708-3 BI

(22) Data do Depósito: 26/05/2010

(45) Data de Concessão: 24/11/2020



(54) Título: MÉTODO E SISTEMA PARA CONFIGURAÇÃO DE DESLOCAMENTO DE ÓLEO BRUTO

(51) Int.Cl.: E21B 43/20.

(30) Prioridade Unionista: 03/06/2009 EP 09251481.9.

(73) Titular(es): BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED.

(72) Inventor(es): IAN RALPH COLLINS; STEPHANIE JANE HOUSTON; KEVIN JOHN WEBB.

(86) Pedido PCT: PCT GB2010001038 de 26/05/2010

(87) Publicação PCT: WO 2010/139932 de 09/12/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 05/12/2011

(57) Resumo: MÉTODO E SISTEMA PARA CONFIGURAÇÃO DE DESLOCAMENTO DE ÓLEO CRU É fornecido um método implantado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto. O sistema de deslocamento de óleo bruto está disposto pra injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa. O sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa. O método implantado por computador compreende, como etapas receber dados de medição associados a uma ou mais características químicas do fluido de deslocamento e uma ou mais características químicas do fluido da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do um ou mais reservatórios, e inserir os dados de medição e os dados que representam um volume predeterminado de óleo em um modelo preditivo implantado por computador. O modelo preditivo é operado de modo a gerar dados preditivos indicativos de uma quantidade adicional prevista de óleo, comparada ao volume predeterminado de (...).

MÉTODO E SISTEMA PARA CONFIGURAÇÃO DE DESLOCAMENTO DE ÓLEO**BRUTO**Campo da Invenção

A presente invenção refere-se a um método implantado
5 por computador e um sistema para determinar um ou mais
modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo
bruto. O método usa várias características químicas de um
ambiente de reservatório de óleo e de um fluido de
deslocamento de óleo bruto em um modelo preditivo para
10 determinar o um ou mais modos operacionais.

Antecedentes da Invenção

Há muito se sabe que apenas uma porção do óleo bruto
total presente em um reservatório pode ser recuperado
durante um processo de recuperação primário, em que esse
15 processo primário resulta no óleo sendo recuperado sob a
energia natural do reservatório. O reservatório está sob a
forma, tipicamente, de uma formação rochosa subterrânea que
contém óleo que tem porosidade e permeabilidade suficiente
para armazenar e transmitir fluidos, e com a qual o óleo
20 está associado, por exemplo, sendo mantido em poros ou
entre grãos da formação rochosa. As denominadas técnicas de
recuperação secundárias são usadas para forçar o óleo
adicional para fora do reservatório, o método mais simples
para isto é através da substituição direta por outro meio
25 sob a forma de um fluido de deslocamento, usualmente água
ou gás. As técnicas de recuperação de óleo (EOR) melhoradas
também podem ser usadas. O propósito de tais técnicas de
EOR não é apenas restaurar ou manter a pressão de
reservatório, mas também aprimorar o deslocamento de óleo
30 no reservatório, minimizando assim a saturação de óleo

residual do reservatório, ou seja, o volume de óleo presente no reservatório. Onde a pressão de reservatório inicial está próxima ao ponto de ebulição do óleo bruto, técnicas de recuperação de óleo secundárias ou melhoradas
5 podem ser usadas mais cedo na vida de um campo, por exemplo, pode não ocorrer a recuperação primária.

A "inundação artificial" é um dos métodos de recuperação secundários usados com mais sucesso e de forma extensiva. É injetada água, sob pressão, em formações
10 rochosas de reservatório através de poços de injeção. A água injetada atua para ajudar a manter a pressão de reservatório, e arrasta o óleo deslocado diante disto através da rocha na direção dos poços de produção a partir dos quais o óleo é recuperado. A água usada na inundação
15 artificial é geralmente água salina de uma fonte natural como água do mar ou pode ser uma água produzida (isto é, água que é separada do óleo bruto em uma instalação de produção).

Sabe-se também que o uso de uma água de injeção com
20 teor de salinidade inferior durante a inundação artificial pode aumentar a quantidade de óleo recuperado comparado ao uso de uma água com teor de salinidade superior. Sabe-se também que reduzir o conteúdo de cátion multivalente de uma água de injeção com teor de salinidade inferior pode ter um
25 impacto na recuperação de óleo. No entanto, as águas com teor de salinidade inferior, como água potável, não estão frequentemente disponíveis em um sítio de poço, por exemplo, em campos petrolíferos em alto-mar, e devem ser feitas através da redução da concentração de sal dissolvido
30 total (TDS) e/ou da concentração de cátions multivalentes

de uma água de fonte com o uso de técnicas de dessalinização como osmose reversa ou osmose progressiva. As águas de fonte que são conhecidas por serem tratadas desta maneira incluem água do mar, água salobra, água
5 produzida e água de aquífero.

A água com teor de salinidade "inferior" ou "baixa" se destina, doravante, a definir água que tem um conteúdo de sólidos dissolvidos totais (TDS) na faixa de 200 a 15.000 ppmv, de preferência, 500 a 12.000 ppmv. Onde a
10 rocha da formação contém argilas de intumescência, em particular, argila de esmectita, um TDS relativamente elevado para a água com teor baixo de salinidade é exigido a fim de estabilizar as argilas, evitando assim o risco de dano à formação. Desta forma, onde a rocha da formação
15 contém uma quantidade de argilas de intumescência suficiente para resultar em dano à formação, a água com teor baixo de salinidade tem, de preferência, um conteúdo de sólidos dissolvidos totais (TDS) na faixa de 8.000 a 15.000 ppmv, em particular, 8.000 a 12.000 ppmv. Onde a
20 formação compreende quantidades de argilas de intumescência que não resultam em dano à formação, o TDS da água de fonte está, tipicamente, na faixa de 200 as 8.000 ppmv, de preferência 500 a 8.000 ppmv, por exemplo, 1.000 a 5,000 ppmv. Conforme discutido acima, a água com teor baixo de
25 salinidade também tem uma concentração baixa de cátions multivalentes de tipicamente 40 ppmv ou menos, de preferência, menor que 35 ppmv, mais preferencialmente, menor que 30 ppmv, por exemplo, menor que 25 ppmv. No entanto, é preferencial que a água com teor baixo de
30 salinidade contenha pelo menos alguns cátions

multivalentes. Desta forma, um conteúdo de cátion multivalente da água com teor baixo de salinidade na faixa de 5 a 40 ppmv, de preferência, 10 a 40 ppmv é aceitável.

5 A água presente no espaço de poro de uma rocha, doravante denominada "água da formação", pode variar na composição. Onde um fluido de deslocamento é injetado sem realização da recuperação primária ou imediatamente após a recuperação primária, a água da formação compreenderá tipicamente água conata, e onde um fluido de deslocamento é
10 injetado após uma inundação artificial anterior, a água da formação compreenderá tipicamente uma mistura de água conata e uma água previamente injetada como água do mar ou água produzida.

Os fatores que controlam as interações entre o óleo
15 bruto, a formação rochosa, o fluido de deslocamento ou injeção e a água da formação, e seu efeito na molhabilidade e recuperação de óleo, envolvem mecanismos complexos e, às vezes, conflitantes. Também foi verificado que um fator na melhora da recuperação de óleo durante uma inundação de
20 água com teor baixo de salinidade é o uso de uma água de injeção de um conteúdo inferior de cátion multivalente ou concentração que o da água da formação. Desta forma, é alcançada uma recuperação de óleo mais satisfatória quando a razão entre o conteúdo total de cátion multivalente do
25 fluido de deslocamento com teor baixo de salinidade aquoso e o conteúdo total de cátion multivalente da água da formação for menor que 1, por exemplo, menor que 0,9. De modo geral, quanto menor for a razão entre o conteúdo total de cátion multivalente do fluido de deslocamento com teor
30 baixo de salinidade aquoso e o conteúdo total de cátion

multivalente da água da formação (doravante "razão de cátion multivalente para o fluido de deslocamento aquoso com teor baixo de salinidade"), maior a quantidade de óleo que será recuperada de uma formação particular. Desta
5 forma, a razão entre o cátion multivalente e o fluido de deslocamento aquoso com teor baixo de salinidade é, de preferência, menor que 0,8, mais preferencialmente, menor que 0,6, ainda mais preferencialmente, menor que 0,5, e especialmente menor que 0,4 ou menor que 0,25. A razão
10 entre o cátion multivalente e o fluido de deslocamento aquoso com teor baixo de salinidade pode ser pelo menos 0,001, de preferência, pelo menos 0,01, com máxima preferência, pelo menos 0,05, em particular, pelo menos 0,1. As faixas preferenciais para a razão entre o cátion
15 multivalente e o fluido de deslocamento aquoso com teor baixo de salinidade são 0,01 a 0,9, 0,05 a 0,8, mas especialmente 0,05 a 0,6 ou 0,1 a 0,5.

Também é possível injetar uma lama de água com teor baixo de salinidade de volume de poro de reservatório de
20 óleo controlado, PV. O termo "volume de poro" é usado no presente documento para significar o volume varrido entre um poço de injeção e um poço de produção e pode ser prontamente determinado por métodos conhecidos pelo versado na técnica. De modo geral, o volume de poro (PV) da lama de
25 água com teor baixo de salinidade tem pelo menos 0,2 PV, como uma lama de volume de poro inferior tende a dissipar na formação e pode não resultar em produção de óleo incremental apreciável. Também foi verificado que, onde o volume de poro da água de injeção amolecida tem pelo menos
30 0,3, de preferência, pelo menos 0,4, a lama tende a manter

sua integridade na formação (não dispersa na formação) e, portanto, continua a varrer o óleo deslocado na direção de um poço de produção. Desta forma, a recuperação de óleo incremental para uma formação particular aborda um valor
5 máximo com uma lama de pelo menos 0,3 PV, de preferência, pelo menos 0,4 PV, com uma pequena recuperação de óleo incremental adicional com lamas de volume de poro superior.

Embora seja possível continuar a injetar a água com teor baixo de salinidade em uma formação, tipicamente, o
10 volume de poro da lama de água com teor baixo de salinidade é minimizado já que pode haver capacidade de injeção limitada para a água com teor baixo de salinidade devido à necessidade de descarte da água produzida. Além disso, pode haver disponibilidade limitada de uma água com teor baixo
15 de salinidade de ocorrência natural ou onde a água com teor baixo de salinidade é produzida com o uso de técnicas de dessalinização, a capacidade do equipamento de dessalinização pode ser limitado devido aos custos operacionais e às considerações de peso (onde a usina de
20 dessalinização está situada em uma plataforma ou instalação de produção, de armazenamento e descarga flutuante (FPSO)). Desta forma, o volume de poro da água com teor baixo de salinidade é, de preferência, menor que 1, mais preferencialmente menor que 0,9 PV, com máxima preferência, menor que 0,7 PV, em particular, menor que 0,6 PV, por
25 exemplo, menor que 0,5 PV. Tipicamente, a lama de água com teor baixo de salinidade tem um volume de poro na faixa de 0,2 a 0,9, de preferência, 0,3 a 0,6, e especialmente, 0,3 a 0,45. Após injeção de um volume de poro da água com teor
30 baixo de salinidade que chega próximo à recuperação de óleo

incremental máxima (de preferência, uma lama de água de injeção amolecida que tem um volume de poro menor que 1), uma água de acionamento (ou pós-lavagem) água de conteúdo de cátion multivalente superior e/ou TDS superior, usualmente ambos, pode ser injetada na formação (por exemplo, água do mar ou uma água produzida com teor elevado de salinidade) assegurando assim que a lama de água de injeção amolecida (e, por conseguinte, o óleo liberado) seja varrida através da formação para o poço de produção.

Além disso, a injeção da água de pós-lavagem pode ser exigida para manter a pressão no reservatório. Após injeção de um volume de poro da água com teor baixo de salinidade que chega próximo à recuperação de óleo incremental máxima, a água com teor baixo de salinidade pode ser injetada em uma formação que possui hidrocarboneto diferente do reservatório de óleo ou em uma formação que possui hidrocarboneto de um diferente reservatório de óleo.

Também foi verificado que a recuperação de óleo melhorada com o uso de água com teor baixo de salinidade depende da natureza da formação que contém o óleo bruto e a água da formação. Desta forma, é preferencial que a formação compreenda uma rocha de arenito e pelo menos um mineral que tenha um potencial zeta negativo sob as condições da formação.

Atualmente, os testes de inundação de núcleo em laboratório (onde uma amostra de rocha é removida de um reservatório, antes da produção de óleo começar ou durante a recuperação primária, e é, então, colocada sob as condições do reservatório para teste no laboratório) ou teste de traçador químico de poço único (onde um fluido

marcado com os traçadores químicos apropriados é injetado em uma formação através de um poço de injeção e produzido de volta do mesmo poço) são aplicados a fim de determinar a saturação de óleo residual da formação seguinte à inundação de água com teor baixo de salinidade, e com base nos resultados, pode ser tomada uma decisão se vale a pena, ou não, uma a inundação artificial com o uso de água com teor de salinidade inferior. Esses testes tomam tempo e os resultados não estão disponíveis, com frequência, durante o estágio de planejamento de um desenvolvimento de campo petrolífero. Consequentemente, na ausência de resultados de testes que mostram recuperação de óleo melhorada com o uso de uma inundação de água com teor baixo de salinidade, pode haver uma relutância ao incluir equipamento de dessalinização no projeto para a instalação de produção.

Sumário da Invenção

De acordo com um aspecto da presente invenção, é fornecido um método implantado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, the sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa,

em que o método compreende as etapas de:

receber dados de medição associados a uma ou mais

características químicas do fluido de deslocamento e uma ou mais características químicas da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do um ou mais reservatórios;

inserir os ditos dados de medição e dados que
5 representam um volume predeterminado de óleo em um modelo preditivo implantado por computador;

operar o modelo preditivo de modo a gerar dados preditivos indicativos de uma quantidade adicional prevista de óleo, comparada ao volume predeterminado de óleo, que
10 será deslocado através da configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar dito fluido de deslocamento que tem as ditas características químicas no um ou mais reservatórios; e

determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais
15 ditos modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto.

De acordo com o aspecto acima, a invenção fornece, ainda, um sistema para configuração de um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de
20 deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação
25 rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa, em que o sistema compreende:

meio de recebimento de dados disposto para receber dados de medição com base em uma ou mais características
30 químicas do fluido de deslocamento e uma ou mais

características químicas da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do um ou mais reservatórios;

meio de previsão para gerar, com base nos dados de medição e nos dados que representam um volume
5 predeterminado de óleo, dados preditivos indicativos de uma quantidade adicional prevista de óleo, comparada ao volume predeterminado de óleo, que será deslocado através da configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar dito fluido de deslocamento que tem as ditas
10 características químicas medidas no um ou mais reservatórios; e

meio de determinação de modo operacional disposto para determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo
15 bruto.

O uso do modelo preditivo ou modelo de "deslocamento" minimiza ou evita, no geral, as etapas de teste referenciadas acima; adicionalmente, fornece uma previsão da quantidade de óleo incremental ou adicional, comparada a
20 um volume predeterminado de óleo, que poderia ser potencialmente produzido através da inundação artificial da formação com uma água com teor baixo de salinidade (conforme definido acima) em oposição a, por exemplo, uma água com teor elevado de salinidade, com base nas
25 características químicas do ambiente de reservatório, incluindo aquelas da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação, e nas características químicas do fluido de deslocamento aquoso (isto é, a água com teor baixo de salinidade).

30 De acordo com um aspecto adicional da presente

invenção, é fornecido um método implantado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa,

em que o método compreende as etapas de:

receber dados de medição associados a uma ou mais características químicas de cada um dentre a formação rochosa, o óleo bruto e a água da formação do um ou mais reservatórios;

inserir os ditos dados de medição, os dados que representam um volume predeterminado de óleo e um valor limiar predeterminado de uma quantidade adicional exigida de óleo deslocado comparada ao volume predeterminado de óleo, em um modelo preditivo implantado por computador;

operar o modelo preditivo de modo a gerar dados preditivos indicativos de uma ou mais características químicas previstas do fluido de deslocamento; e

determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais ditos modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto.

De acordo com o aspecto adicional, a invenção fornece, ainda, um sistema para configuração de um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de

deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa, em que o sistema compreende:

meio de recebimento de dados disposto para receber dados de medição com base em uma ou mais características químicas de cada um dentre a formação rochosa, o óleo bruto e a água da formação do um ou mais reservatórios;

meio de previsão para gerar, com base nos dados de medição, os dados que representam um volume predeterminado de óleo e um valor limiar predeterminado de uma quantidade adicional exigida de óleo deslocado comparada ao volume predeterminado de óleo, dados preditivos indicativos de uma ou mais características químicas previstas do fluido de deslocamento; e

meio de determinação de modo operacional disposto para determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto.

Ao incluir um valor indicativo de uma quantidade exigida de óleo incremental deslocado nas características de entrada, as características químicas do fluido de deslocamento a ser injetado para deslocar essa quantidade de óleo incremental, como aquelas relacionadas à salinidade do fluido de deslocamento, podem ser previstas.

Com base nos dados preditivos gerados pelo modelo, um

modo operacional do sistema de deslocamento de óleo bruto pode ser determinado. Por exemplo, pode ser determinado que a água de uma salinidade relativamente baixa poderia ser usada em uma inundação artificial, ou pode ser determinado
5 que isso compense apenas através da realização de uma inundação artificial com o uso de água do mar ou uma água produzida com teor elevado de salinidade. Recursos e vantagens adicionais da invenção se tornarão evidentes a partir da seguinte descrição das modalidades preferenciais da invenção, dada a título de exemplo apenas, que é feita
10 com referência aos desenhos em anexo.

Breve Descrição dos Desenhos

A Figura 1 é um diagrama esquemático que mostra um sistema de deslocamento de óleo bruto que é configurável em
15 conjunção com as modalidades da invenção;

A Figura 2 mostra um sistema para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, de acordo com uma modalidade da presente invenção;

20 A Figura 3 mostra as etapas executadas em um método para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, de acordo com uma primeira modalidade da invenção;

A Figura 4a mostra três reservatórios que podem ser
25 injetados com um fluido de deslocamento de acordo com um ou mais modos operacionais determinados por uma modalidade do método e sistema da presente invenção;

A Figura 4b mostra as etapas executadas em um método de acordo com uma modalidade da invenção em relação aos
30 reservatórios da Figura 4a;

A Figura 5a mostra duas seções de um reservatório, que pode ser injetado com um fluido de deslocamento de acordo com um ou mais modos operacionais determinados por uma modalidade do método e sistema da presente invenção, em
5 que cada seção tem características químicas diferentes;

A Figura 5b mostra as etapas executadas em um método de acordo com uma modalidade da invenção com relação às seções de reservatório da Figura 5 a; e

A Figura 6 mostra as etapas executadas em um método
10 para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, de acordo com uma segunda modalidade da invenção.

Descrição Detalhada da Invenção

A Figura 1 é um diagrama de bloco esquemático que
15 mostra uma representação simplificada de um sistema de recuperação de óleo bruto 100 para um campo petrolífero em alto-mar. Nessa Figura, uma pluralidade de poços de produção 1a a 1d é usada para drenar pelo menos uma formação rochosa que constitui um reservatório de óleo 3.
20 Cada poço de produção 1a, 1b, 1c, 1d tem uma tubagem de produção 5a, 5b, 5c, 5d disposta nisto e é dotado de uma cabeça de poço 9a, 9b, 9c, 9d, respectivamente. Consequentemente, a tubagem de produção de cada poço de produção serve para transportar fluidos, incluindo óleo
25 bruto, produzido do reservatório 3 para a cabeça de poço. A partir da cabeça de poço 9a, 9b, 9c, 9d, os fluidos produzidos passam em uma linha de fluxo 7a, 7b, 7c, 7d que conecta a uma linha de fluxo principal 11 que transfere os fluidos produzidos para uma instalação de produção 13
30 situada em uma plataforma ou instalação de produção,

armazenamento e descarga flutuante (FPSO) através de *riser* 17. Além disso, um reservatório de óleo adicional (ou único ou múltiplos reservatórios de óleo, em que cada reservatório tem uma pluralidade de poços de produção),
5 como geralmente mostrado por meio da parte 15, pode ser unido à linha de fluxo principal 11. O sistema de recuperação de óleo bruto 100 também inclui pelo menos um, de preferência, uma pluralidade de poços de injeção 10 para injetar um fluido de deslocamento aquoso na formação
10 rochosa do reservatório de óleo 3 (de modo similar, o(s) reservatório(s) de óleo adicional da parte 15 são, cada um, dotados de pelo menos um poço de injeção, de preferência, uma pluralidade de poços de injeção). A primeira linha de injeção principal 12 para uma água com teor elevado de
15 salinidade pressurizada (como água do mar ou uma água produzida que é separada do óleo bruto na instalação de produção 13) e uma segunda linha de injeção principal 14 para uma água com teor baixo de salinidade pressurizada (produzida com o uso de equipamento de dessalinização
20 localizado na plataforma ou FPSO) se estendem da instalação de produção 13 até uma tubulação submarina 16 para o reservatório 3. A(s) linha(s) de injeção dedicada(s) 18 se estendem da tubulação submarina 16 até o(s) poço(s) de injeção para o reservatório 3. Além disso, a primeira e a
25 segunda linha de injeção principal 12, 14 podem levar a uma ou mais tubulação(s) adicional(s) 20 para cada um do(s) reservatório(s) de óleo adicional da parte 15. Um controlador (não mostrado) é fornecido para operar válvulas da(s) tubulação(s) 16, 20 de tal modo que a(s) linha(s) de
30 injeção dedicada(s) 18 possa ser comutada entre receber

água com teor baixo de salinidade pressurizada e água com teor elevado de salinidade pressurizada.

Cada reservatório 3 compreende pelo menos uma formação rochosa, que é porosa e permeável, como arenito, e
5 que compreende pelo menos um mineral que tem um potencial zeta negativo (isto é, uma carga elétrica de superfície negativa) sob condições de reservatório . Esse mineral pode ser uma argila, por exemplo, argila do tipo caulinita ou esmectita.

10 Um sistema de deslocamento de óleo bruto do sistema de recuperação 100 compreende geralmente equipamento disposto para injetar um fluido de deslocamento, de preferência, um fluido de deslocamento aquoso como água do mar, no um ou mais reservatórios que possuem óleo bruto 3.

15 Por exemplo, o sistema de deslocamento compreende tipicamente um ou mais poços de injeção de fluido de deslocamento 10 (conforme mostrado na Figura 1), uma ou mais linhas de injeção para o fluido de deslocamento, e um controlador disposto para controlar a injeção de fluido. O
20 sistema de deslocamento também pode compreender equipamento associado ao tratamento do fluido de deslocamento em preparação para injeção, como equipamento de dessalinização.

O fluido de deslocamento aquoso é injetado através do
25 equipamento de injeção do sistema de deslocamento de óleo bruto no(s) poço(s) de injeção 10 do mesmo. O fluido de deslocamento aquoso atravessa, então, a rochosa na qual o óleo bruto e a água da formação estão presentes, resultando no deslocamento do óleo bruto de um espaço de poro da
30 formação rochosa. O óleo pode, então, ser varrido através

da formação para um poço de produção Ia a Id separado do poço de injeção 10, do qual é recuperado.

A fim de determinar ajustes ideais dos vários componentes do sistema de recuperação de óleo 100, o sistema é simulado por meio de um ou mais modelos, conforme mostrado na Figura 2, cada um dedicado a uma parte específica do sistema de recuperação 100. Um modelo de reservatório 221, que, conforme conhecido na técnica, é uma construção tridimensional conceitual de um reservatório que é construído de dados incompletos com muito do espaço no meio do poço estimado de dados obtidos de poços próximos ou de dados sísmicos, pode ser empregado. Em conjunção com isso, uma simulação de reservatório, ou seja, um modelo de computador que prevê o fluxo de fluidos através do meio poroso (e é, portanto, com base no modelo de reservatório) pode ser empregada. Um modelo preditivo 211 de acordo com modalidades da invenção, conforme descrito adicionalmente abaixo, pode prever a quantidade de óleo incremental deslocada do reservatório rock. Com o uso do modelo de reservatório 221, o estímulo de reservatório pode usar informação como o volume e formato do reservatório 3 (incluindo a disposição de formações rochosas sobrejacentes e os locais de qualquer falha ou fratura nas formações rochosas), a porosidade das formações rochosas que contém óleo, a permeabilidade da(s) formação(s) rochosa(s) que contém óleo em diferentes direções (incluindo as permeabilidades relativas a óleo e água), a saturação de óleo inicial da(s) formação(s) rochosa(s) que contém óleo, o local do(s) poço(s) de produção Ia a Id e do(s) poço(s) de injeção 10, a varredura prevista (o volume do

reservatório varrido por um fluido de deslocamento que é injetado de forma descendente para o(s) poço(s) de injeção 10), em combinação com os resultados do modelo preditivo 211, para fornece uma indicação o quanto do óleo deslocado previsto pode ser recuperado nos poço(s) de produção 1a a Id. Adicionalmente, pode haver um modelo associado ao sistema de recuperação de óleo 100 (que acopla inclusivamente o reservatório 3 aos componentes do sistema de deslocamento e aos componentes da instalação de produção 10 13). Alternativamente, pode haver um modelo associado ao sistema de deslocamento e um modelo 223 associado à instalação de produção 13. O(s) modelo(s) adicional(s) permite o cálculo da vazão e pressões em qualquer ponto no sistema de recuperação de óleo com base nas características 15 de operação pré-definidas dos componentes que constituem o sistema de recuperação 100 e condições de operação especificadas.

Em uma disposição, referindo-se à Figura 2, o modelo preditivo 211 (também referido como um modelo de 20 deslocamento) da invenção e, opcionalmente, o modelo de reservatório 221 associado ao reservatório 3 e o modelo de produção 223 associado à instalação de produção 13, são executados através de um sistema de processamento 200, por exemplo, um sistema de controle em uma plataforma, que pode 25 compreender um sistema operacional convencional e componentes de armazenamento como um barramento de sistema que conecta uma unidade de processamento central (CPU) 205, um disco rígido 203, uma memória de acesso aleatório (RAM) 201, adaptadores de rede e I/O 207 que facilitam a conexão 30 com dispositivos de entrada/saída de usuário e interconexão

com outros dispositivos em uma rede N1. A Memória de Acesso Aleatório (RAM) 201 contém software de sistema operacional 231 que controla, de maneira conhecida, operação de nível baixo do sistema de processamento 200. O RAM de servidor 5 201 contém os modelos 211, 221, 223 durante execução disto. Cada modelo é configurável com dados de medição e/ou predeterminados armazenados em um banco de dados ou outro componente de armazenamento que está acoplado de modo operativo ou conectado ao sistema de processamento 200; no 10 sistema da Figura 2, o componente de armazenamento DB1 armazena todos estes dados relacionados ao modelo preditivo 211 e é acessível através dos mesmos, enquanto o componente de armazenamento DB2 armazena todos os outros dados para uso pelos outros componentes do sistema 200. Um motor de 15 otimização 225 pode ser fornecido conforme descrito abaixo com referência à Figura 6.

Os dados de medição recebidos através de meios do sistema 200 são baseados nas características químicas medidas do ambiente do reservatório de óleo 3 e do fluido 20 de deslocamento aquoso, conforme explicado adicionalmente abaixo. Os dados de medição podem compreendem valores químicos medidos específicos conforme medido diretamente através de equipamento de medição adequadamente posicionado 22, ou razões entre valores de características químicas, ou 25 podem compreender valores derivados de inúmeras medições de característica química separada, de acordo com técnicas conhecidas. Portanto, as características químicas medidas em bruto podem, se for necessário ou preferencial, ser manipuladas por software apropriado, executado pela CPU 205 30 do sistema 200, a fim de gerar dados de medição que são

adequados para inserir no modelo preditivo 211. Tal manipulação pode compreender simplesmente uma conversão de unidade de medição ou a criação de uma razão exigida de valores medidos.

5 O modelo preditivo pode ser populado com dados que estão relacionados à recuperação de óleo incremental conhecida seguinte à inundação artificial com as características químicas do ambiente de reservatório de óleo e do fluido de deslocamento aquoso.

10 A quantidade de óleo incremental ou adicional que é prevista pelo modelo preditivo 211 está em uma quantidade, em termos de, por exemplo, um percentual, fração ou volume, de óleo que será deslocada ou recuperada comparada com um volume predeterminado de óleo, que é inserido no modelo
15 preditivo 211. O volume predeterminado de óleo pode compreender um volume de deslocamento de óleo "base" (ou recuperação), que é calculado ao executar uma estimulação de uma "inundação artificial base" com o uso do modelo de reservatório 221. Esse valor base reflete o óleo que ou
20 poderia ser recuperado ou deslocado (ambos os cálculos são possíveis pelo modelo de reservatório) com base nos parâmetros físicos do fluido de deslocamento aquoso (como pressão de injeção, volume do fluido de deslocamento, e taxa de injeção) e nos parâmetros físicos do(s)
25 reservatório(s) particular(s) (como pressão de reservatório, porosidade e permeabilidade da rocha da formação). Desta forma, o valor calculado da estimulação da "inundação artificial base" não depende do deslocamento químico referido acima e, portanto, as características
30 químicas do fluido de deslocamento aquoso (como salinidade

e/ou conteúdo de cátion multivalente) e as características químicas do reservatório rock são irrelevantes para os propósitos deste cálculo. Tipicamente, essa quantidade de óleo incremental ou adicional é expressa como um percentual ou fração do valor base predeterminado. Alternativamente, o volume incremental ou adicional de óleo pode ser calculado com o uso do modelo preditivo com base em um volume predeterminado de óleo que representa o volume original de óleo calculado ou estimado para estar no lugar no reservatório antes de qualquer deslocamento ou recuperação de óleo (antes da recuperação primária), ou imediatamente antes da injeção proposta do fluido de deslocamento (por exemplo, após a recuperação primária ou após recuperação secundária com um fluido de deslocamento diferente). Alternativamente, o volume predeterminado de óleo pode ser uma quantidade de óleo que foi anteriormente recuperada do(s) reservatório(s) em questão; se for exigido, o modelo de reservatório 221 pode ser usado para calcular ou estimar o volume de óleo deslocado com base naquele recuperado (já que não é provável que 100% de todo o óleo deslocado seja recuperado durante uma inundação artificial), para fornecer uma comparação mais precisa com a quantidade adicional prevista de óleo deslocado.

O sistema 200 é, de preferência, conectado de modo operativo a um controlador 233 do sistema de deslocamento de óleo bruto, por exemplo, através da rede N1. O controlador 233 do sistema de deslocamento é automaticamente configurado com o um ou mais modos operacionais determinados pelo sistema 200, em que o controlador 233 está disposto para aplicar o um ou mais

modos operacionais.

Referindo-se à Figura 3, são mostradas as etapas envolvidas em uma primeira modalidade de um método implantado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para o sistema de deslocamento de óleo bruto.

Na etapa S301, os dados de medição associados a medições de uma ou mais características químicas do fluido aquoso proposto para a injeção e uma ou mais características químicas da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do reservatório 3 em questão são recebidos. As características químicas da formação rochosa podem ser determinadas a partir de amostras da formação rochosa como cascalhos de rocha, ou um testemunho da parede lateral ou através da medição direta da rocha presente no reservatório 3. As amostras de areia produzida também podem ser usadas para determinar características químicas da formação rochosa. As características químicas do fluido de deslocamento aquoso proposto podem ser determinadas através de medição direta do fluido de deslocamento aquoso. As características químicas do óleo bruto e da água da formação podem ser determinadas através de medição direta dos fluidos presentes no reservatório 3 ou através da medição de amostras dos fluidos retiradas do reservatório. Por exemplo, as características químicas para a formação rochosa, o óleo bruto e a água da formação podem ser determinadas mediante uma avaliação inicial ou verificação de um reservatório 3 ao desenvolver um novo campo petrolífero. Conforme discutido acima, essas medições de uma ou mais características químicas do fluido de deslocamento aquoso, e uma ou mais características químicas

da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do reservatório são determinadas com o uso de técnicas de análise química padrão que são bem conhecidas pelo versado na técnica.

5 Na etapa S302, os dados de medição são inseridos em um modelo preditivo implantado por computador 211, que inclui software de análise estatística, e estão descritos adicionalmente abaixo. Os dados que representam o volume predeterminado de óleo, conforme descrito acima, também são
10 inseridos no modelo. O modelo preditivo 211 é, então, executado na etapa S303, e gera, na etapa S304, os dados preditivos indicativos de uma quantidade prevista de óleo incremental que será deslocado através da configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar o
15 fluido de deslocamento aquoso que tem as características químicas medidas no reservatório 3. A quantidade prevista de óleo incremental deslocada pode ser fornecida pelo modelo preditivo 211 como um valor que representa um valor percentual do volume predeterminado de óleo.

20 Opcionalmente, com o uso dos resultados do modelo preditivo 211 e com a execução do modelo de reservatório 221 para simular a recuperação do óleo deslocado nos poços de produção, o modelo de reservatório prevê uma saturação de óleo residual que será alcançada através de inundação
25 artificial do reservatório 3 com o uso do fluido de deslocamento aquoso proposto e compara essa saturação de óleo residual a um óleo saturação do reservatório que seria alcançada com o uso de uma água com teor de salinidade superior conforme determinado pelo modelo de reservatório,
30 fornecendo assim uma previsão da recuperação de óleo

incremental. O modelo preditivo 211 e o modelo de reservatório 221 também podem ser usados para comparar as recuperações de óleo incremental previstas que serão alcançadas com o uso de fluidos de deslocamento aquosos que
5 têm diferentes características químicas medidas, identificando assim a composição química ideal para o fluido de deslocamento aquoso para o ambiente de reservatório. Um valor mínimo aceitável do óleo incremental previsto deslocado ou recuperado (por exemplo, <1% de
10 recuperação de óleo incremental ou <0,5% de recuperação de óleo incremental), abaixo do qual o desalinhamento da água de injeção não é considerado válido, pode ser aplicado. Tal valor mínimo aceitável depende de fatores como o volume do reservatório, os recursos disponíveis e/ou considerações
15 econômicas.

Na etapa S305, os dados preditivos são usados para determinar um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto. O modo operacional pode representar uma instrução ou ajuste sugerido para o sistema
20 de deslocamento, que pode, subsequentemente, ser aplicado ao sistema de deslocamento. A determinação inclui, de preferência, uma etapa de comparação, de acordo com um ajuste predeterminado de regras conforme descrito adicionalmente abaixo, dos dados preditivos e um valor
25 limiar predeterminado de óleo incremental armazenado no banco de dados DB1. Por exemplo, a determinação pode ser baseada em um valor limiar predeterminado de uma quantidade exigida de óleo incremental deslocado, ou baseada em um valor limiar predeterminado, em termos de uma quantidade ou
30 um percentual, através da qual o óleo deslocado aumenta

quando comparado a uma quantidade de óleo recuperado anteriormente do um ou mais reservatórios 3.

Uma vez que o modelo preditivo é realizado e dados preditivos são gerados, o software executado pela CPU 205 do sistema 200 determina, com base nos dados preditivos, o um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto. O próprio modelo preditivo 211 pode ser configurado para determinar o(s) modo(s) operacional(ais) mediante a geração dos dados preditivos, ou um componente de software separado 213 pode ser fornecido. Os dados de medição e/ou predeterminados, como o valor limiar predeterminado de uma quantidade exigida de óleo incremental deslocado, podem ser armazenados e acessados a partir das bases de dados DB1 e DB2 conforme necessário.

Por exemplo, o modo operacional pode compreender uma instrução para prosseguir ou não com a injeção de um fluido de deslocamento aquoso de baixa salinidade, sendo essa determinação baseada em uma quantidade limiar predeterminada de óleo deslocado incremental previsto para o qual esta é avaliada como sendo compensadora, realizando a injeção do fluido de deslocamento. Alternativa ou adicionalmente, o modo operacional pode compreender um ou mais ajustes de configuração específicos para o sistema de deslocamento, como um volume específico de fluido de deslocamento a ser injetado. A determinação do modo operacional pode ser feita com base em um valor predeterminado através do qual uma quantidade exigida de óleo deslocado deve aumentar comparada a uma quantidade de óleo previamente recuperado a partir de um ou mais reservatórios 3.

O modelo preditivo 211 ou o componente de software separado 213 para determinar o modo operacional, é configurado para usar um conjunto de regras predeterminado em conjunto com dados de entrada como os limiares
5 especificados relevantes e/ou valores predeterminados e os dados preditivos, com a finalidade de determinar o modo operacional. Essas regras são armazenadas em e acessíveis a partir da base de dados DB1 e DB2 conforme necessário.

O método implantado por computador pode incluir
10 adicionalmente uma etapa opcional, S306, de aplicação ou inserção do modo operacional determinado em um controlador do sistema de deslocamento. O modelo preditivo pode compreender um pacote de software estatístico como aquele fornecido por SAS® JMP®. Os dados relevantes são
15 compilados, por exemplo, em uma planilha eletrônica da Microsoft Office Excel, que é aberta com o uso do pacote SAS® JMP®. Uma série de plotagens cruzadas de dados característicos químicos específicos em relação a um valor para o benefício obtido (por exemplo, o percentual de óleo
20 incremental) é produzida com o uso da função "Analisar, Ajustar Y por X", por exemplo, uma plotagem cruzada de percentual de óleo incremental em relação ao óleo API, ou percentual de óleo incremental em relação à concentração de cálcio da água injetada. As plotagens cruzadas são, então,
25 usadas para construir uma gravura de alto nível da qual características químicas são mais relevantes (isto é, produzir as melhores correlações). Uma ferramenta de software que aplica análise de componente de principal nos dados pode ser usada para determinar que características
30 químicas inserir em uma função "Modelo de Ajuste".

Alternativamente, uma escolha de características químicas pode ser feita manualmente. Os dados do percentual de óleo incremental são, então, adicionados a "variáveis Y" e outras características químicas escolhidas são adicionadas aos "efeitos do modelo de construto". Os resultados de modelo são, então, exportados para um programa como Microsoft Office Excel e um ajuste de teste pode ser aplicado com os dados existentes a fim de verificar o modelo. Conforme descrito acima com referência à Figura 3, a fim de que o modelo preditivo 211 gere indicativo de dados de uma quantidade prevista de óleo incremental deslocado que será alcançado pela configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar o fluido de deslocamento que tem as características químicas medidas no reservatório 3, os dados de medição associados a determinadas características químicas do fluido de deslocamento aquoso, formação rochosa, água da formação e óleo bruto devem ser inseridos no modelo 211. Essas características químicas incluem: todo o conteúdo de argila de rocha da rocha de reservatório, que pode ser determinado por difração de raios X (XRD), microscopia eletrônica de varredura (SEM) ou contagem de ponto de cintilação infravermelha; o conteúdo mineral da fração de argila da rocha, em particular, argilas do tipo esmectita (como montmorilonita), tipo pirofilita, tipo caolinita, tipo illita e tipo glauconita, que pode ser determinado por difração de raios X (XRD) ou microscopia eletrônica de varredura (SEM); a gravidade (densidade relativa) do óleo de acordo com o American Petroleum Institute (API); o número de ácido total (valor TAN, uma medição de acidez) do

óleo; o conteúdo de asfalto e componentes de resina do
óleo; o conteúdo de sólidos dissolvidos totais (TDS) da
água da formação, a concentração de cátions multivalentes
da água da formação; a concentração de cátions
5 multivalentes do fluido de deslocamento aquoso proposto; e
o conteúdo de TDS (indicando a salinidade) do fluido de
deslocamento aquoso proposto.

Outras características químicas preferenciais ou mais
específicas que podem ser medidas para fornecer a entrada
10 de dados de medição no modelo são: toda a análise XRD de
rocha da formação rochosa, incluindo todos os tipos
minerais na rocha de reservatório (incluindo argilas, e
compostos metálicos de transição, como óxidos e carbonatos,
por exemplo, óxido de ferro, siderita e feldspatos
15 plagioclásio); o potencial zeta da rocha; o número base do
óleo; uma análise SARA de óleo total (SARA significa
saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos e é uma
avaliação completa de quanto de cada tipo de componente do
óleo está presente em uma amostra); a viscosidade de óleo
20 na pressão de reservatório e temperatura; a viscosidade do
óleo bruto de tanque estoque (o óleo que foi separado na
instalação de produção) em condições padrão (por exemplo, a
medição de viscosidade pode ser feita a 20 °C, 25 °C e 30
°C); a concentração de magnésio, cálcio, bário e/ou ferro
25 da água da formação; o pH da água da formação; a
concentração de magnésio, cálcio, bário e/ou ferro do
fluido de deslocamento aquoso; e o pH do fluido de
deslocamento.

Os parâmetros adicionais podem ser levados em
30 consideração quando exigidos a fim de configurar o modelo

5 preditivo 211. Alguns parâmetros adicionais que podem ser considerados são: temperatura de ponto de derramamento do óleo ($^{\circ}\text{C}$); temperatura de ponto de turvação do óleo ($^{\circ}\text{C}$); densidade do óleo a 15°C (g/ml) ou em alguma outra temperatura padrão; distribuição de ponto de ebulição do óleo (% em peso); distribuição de ponto de ebulição do óleo ($^{\circ}\text{C}$); conteúdo de nitrogênio total do óleo (peso em ppm); conteúdo de nitrogênio básico do óleo (peso em ppm); tensão de superfície do óleo (mN/m); óleo/tensão interfacial de água salgada (mN/m); e óleo/tensão interfacial de água potável (mN/m).

15 Os dados relacionados à natureza dos testes usados pelo equipamento de medição 22 na derivação dos dados de medição, e quaisquer dados relacionados aos testes usados na validação do modelo preditivo 211, também podem ser considerados. Esses dados, juntamente com os próprios dados de medição, são armazenados na base de dados DB1 e/ou DB2 e lidos no modelo preditivo 211 conforme solicitado.

20 O modelo preditivo 211 pode ser povoado com dados obtidos com o uso de dados de submersão de testemunhos existentes e dados de teste de traçador químico de poço único (SWCT) que são usados para validar o modelo. Os dados relacionados aos testes de campo também podem ser usados na validação do modelo. Desse modo, o modelo preditivo 211
25 será povoado com várias características químicas de vários fluidos de deslocamento aquosos usados nos testes de submersão de testemunho, testes de SWCT ou testes de campo, e com várias características químicas da formação rochosa, o óleo bruto e a água da formação para vários reservatórios
30 para os quais os testes de submersão de testemunho, testes

SWCT ou testes de campo foram realizados, enquanto que o modelo de reservatório 221 pode ser povoado com dados de saturação de óleo residual conhecidos para vários reservatórios seguindo uma inundação artificial (com base em testes de submersão de testemunho ou testes SWCT ou testes de campo) com vários fluidos de deslocamento aquosos que têm vários valores característicos químicos e podem, portanto, determinar estimativas de valores de deslocamento de óleo correspondentes. O software de sistema, então, determina correlações entre as características químicas e o óleo deslocado e usa essas correlações para prever o deslocamento de óleo do espaço de poro da rocha de formação de um reservatório modelado 3 e, se executado em conjunto com o modelo de reservatório 221, recupera o óleo incremental para o reservatório modelado 3. O método implantado por computador é vantajoso em inúmeras aplicações, algumas das quais são descritas em detalhe abaixo.

O uso do modelo preditivo 211 minimiza ou evita no geral as etapas de teste e/ou inundação artificial usando uma com alto teor de salinidade como água do mar ou uma água produzida antes com o uso de um fluido de deslocamento aquoso de salinidade inferior, e fornece a previsão do óleo incremental que poderia ser potencialmente recuperado seguindo a inundação artificial com uma água com baixo teor de salinidade, com base nas características químicas medidas. Baseado nos dados preditivos, que indicam preferencialmente um valor para o deslocamento de óleo incremental como um percentual do volume de óleo indicado pela entrada de dados no modelo preditivo 211, o sistema

200 pode determinar um modo operacional excelente ou
sugerido e, tipicamente, considerar dados adicionais ao
realizar o mesmo. Esses dados adicionais podem incluir
dados com relação ao volume necessário de fluido de
5 deslocamento que pode ser fornecido e injetado no
reservatório 3 através do poço de injeção de fluido 10, e
quaisquer restrições técnicas ou exigências de recurso que
possam afetar a previsão do fluido de deslocamento, como a
exigência do uso de equipamento de dessalinização para
10 produzir o volume necessário de fluido de deslocamento. Em
geral, um fluido de deslocamento aquoso de baixa salinidade
é passado continuamente na formação ou uma pasta aquosa do
fluido de deslocamento aquoso de baixa salinidade de volume
de poro controlado (PV) é passada na formação. Conforme
15 discutido acima, o "volume de poro" é conhecido por um
elemento versado na técnica para significar o volume
varrido entre um poço de injeção 10 e um poço de produção
Ia, Ib, Ic, Id.. O volume de poro pode ser prontamente
determinado por métodos conhecidos, incluindo técnicas de
20 modelagem de software.

O modelo preditivo 211 pode ser executado com dados
de medição relacionados aos fluidos de deslocamento de
salinidade diferente e é, portanto, um método eficiente
para prever se é vantajoso ou não realizar um processo de
25 recuperação secundário usando um fluido de deslocamento
aquoso de uma salinidade inferior e/ou conteúdo de cátion
multivalente no lugar daquele de uma água de salinidade
superior como água do mar ou uma água produzida.

Vantajosamente, qualquer teste de laboratório de
30 submersão de testemunho e/ou testes de traçador químico de

poço único podem ser minimizados ou evitados no geral, economizando tempo, esforços e recursos na determinação do excelente curso de ação. Onde os testes de laboratório de submersão de testemunho e/ou testes de traçador químico de poço único são executados para um reservatório, os resultados desses testes podem ser inseridos no modelo preditivo, desse modo, validando ou refinando adicionalmente o modelo.

Visto que as características químicas necessárias podem ser medidas mediante avaliação inicial de um reservatório 3, uma determinação como para se um equipamento de dessalinização deve ser ou não incluído na instalação de produção de um campo petrolífero em alto-mar, pode ser feita com base no modo operacional determinado no estágio de planejamento inicial, novamente economizando tempo, esforços e recursos ao evitar a necessidade de retroajuste de tal equipamento em uma base ad-hoc, uma vez que a recuperação de óleo tenha iniciado.

O método também fornece uma certeza maior do que as atuais abordagens de "teste e erro" para a inundação artificial.

Os dados de medição e, por conseguinte, os dados preditivos gerados pelo modelo preditivo 211, podem incluir dados relacionados a medições das características químicas de um ou mais reservatórios 3 e, portanto, o modelo preditivo 211 pode ser executado para determinar um modo operacional para o sistema de deslocamento que afeta uma pluralidade de reservatórios. Por exemplo, o ponto de operação pode compreender uma instrução para injetar o fluido de deslocamento em uma pluralidade de reservatórios

3a, 3b e 3c, conforme mostrado na Figura 4a. Cada um dos reservatórios 3a a 3c é conectado de modo operativo ao óleo sistema de deslocamento que tem a configuração descrita na Figura 1. De preferência, cada reservatório terá uma pluralidade de poços de produção e uma pluralidade de poços de injeção. A Figura 4a ilustra um sistema de deslocamento onde os reservatórios 3a, 3b e 3c têm, cada um, pelo menos um poço de produção 1a a 1c, e pelo menos um poço de injeção 10a a 10c. Com referência à Figura 4b, as etapas S401 a S403 correspondem geralmente àquelas do método de Figura 3, com dados de medição associados a características químicas medidas sendo recebidos para cada um dos reservatórios 3a a 3c na etapa S401. O modelo preditivo é executado com os dados de medição como entrada, e os dados preditivos do modelo preditivo 211 associados a cada um dos reservatórios 3a a 3c são determinados (etapa S404) e podem ser ordenados (etapa S405) com base na quantidade prevista de óleo incremental que será deslocado. O um ou mais pontos operacionais são determinados (etapa S406) com base nos resultados ordenados.

Essa aplicação do sistema e método implantado por computador é vantajosa onde um suprimento limitado de fluido de deslocamento aquoso de ocorrência natural que tem uma salinidade excelente ou exigida e/ou conteúdo de cátion multivalente excelente ou exigido está presente, e/ou qualquer equipamento de dessalinização produz um suprimento limitado de fluido de deslocamento aquoso que tem uma salinidade excelente ou exigida e/ou um conteúdo de cátion multivalente excelente ou exigido. A aplicação do sistema e método implantado por computador também é vantajosa onde o

volume do ótimo fluido de deslocamento que pode ser injetado em um ou mais reservatórios é limitado devido à necessidade de descartar água produzida pela injeção da água produzida no(s) reservatório(s).

5 Por exemplo, na execução do modelo preditivo 211 com os dados de medição de cada um dos reservatórios 3a a 3c da Figura 4a, onde um volume limitado de uma água com baixo teor de salinidade para uso como fluido de deslocamento está disponível ("água com baixo teor de salinidade" é
10 conforme definido acima), os dados preditivos gerados pelo modelo 211 podem indicar que o reservatório 3a é previsto para render uma recuperação de óleo incremental de 8% com base no óleo original local no reservatório, enquanto que valores de 12% e 4% são previstos para reservatórios 3b e
15 3c, respectivamente. O software de sistema pode ser configurado para ordenar ou classificar os reservatórios em ordem de prioridade com base nesses resultados, e o modelo preditivo 211 ou outro software de sistema (como o modelo de reservatório 221) usado na determinação do modo
20 operacional pode considerar fatores como a saturação de óleo inicial de cada reservatório (óleo inicial local), um volume disponível da água com baixo teor de salinidade para uso como fluido de deslocamento e o volume de pasta aquosa necessário para deslocar o óleo incremental para cada
25 reservatório 3a a 3c. Será apreciado que um valor percentual inferior de uma quantidade de óleo inicial superior local pode resultar em mais óleo sendo deslocado e/ou recuperado do que um percentual superior de uma quantidade de óleo inicial inferior local, e isso pode
30 influenciar as classificações dos reservatórios. Se é

suposto que cada um dos reservatórios 3a a 3c tem saturações de óleo inicial similares, o modo operacional pode, com base nisso, compreender uma instrução para injetar a água com baixo teor de salinidade no reservatório 3b, ou para injetar a água com baixo teor de salinidade no reservatório 3b seguido pelo reservatório 3a, seguido pelo reservatório 3c ou se uma quantidade suficiente de água com baixo teor de salinidade estiver disponível, para injetar a água com baixo teor de salinidade em ambos os reservatórios 3a e 3b seguidos pelo reservatório 3c. Opcionalmente, um valor limiar de óleo incremental a ser deslocado pode ser aplicado, abaixo do qual o reservatório não deve ser inundado por motivos de eficiência; no exemplo acima, onde um limiar de óleo incremental deslocado de 5% é aplicado, o modo operacional compreende uma instrução para inundar os reservatórios 3b e 3a, mas não o reservatório 3c. O sistema previsto pode apresentar essa instrução a um usuário ou pode ser acoplado de modo operacional a um controlador do sistema de deslocamento de óleo bruto de tal modo que o controlador seja automaticamente configurado com o(s) modo(s) operacional(ais), por exemplo, para executar imediatamente a(s) injeção(ões).

Onde existe uma exigência para re-injetar a água produzida, o modelo preditivo também pode ser usado para prever o deslocamento de óleo incremental para cada reservatório se a água produzida for usada como fluido de deslocamento ou uma mescla de água produzida e água com baixo teor de salinidade for usada como fluido de deslocamento. O software de sistema pode ser configurado para ordenar ou classificar os reservatórios em ordem de

prioridade para a re-injeção de água produzida com base nesses resultados, considerando o volume de água produzida que é desejado para a re-injeção. O software de sistema também pode ser configurado para fornecer uma classificação modificada dos reservatórios que consideram o deslocamento de óleo incremental que poderia ser alcançado com o uso da água com baixo teor de salinidade como fluido de deslocamento, e o deslocamento de óleo incremental que poderia ser alcançado com o uso da água produzida como fluido de deslocamento (ou uma mescla da água com baixo teor de salinidade e água produzida), considerando o volume disponível da água com baixo teor de salinidade de injeção e o volume de água produzida que é desejado para a re-injeção.

Com referência à Figura 5a, um exemplo adicional de uma aplicação do sistema e método implantado por computador será descrito. É conhecido que as propriedades químicas ou características de formações rochosas, óleo e água da formação podem variar espacialmente no interior de um único reservatório (tanto em uma direção vertical quanto transversal). Desse modo, onde o reservatório compreende duas ou mais sobreposições de formações rochosas que contêm óleo (doravante no presente documento referidas como seções de sobreposição de um reservatório), essas seções de sobreposição podem ter características químicas diferentes (devido a diferenças nas características químicas das formações rochosas, ou a diferenças nas características químicas do óleo bruto ou da água da formação contida no interior dos poros das formações rochosas). As seções de sobreposição do reservatório podem ter saturações de óleo

inicial diferentes (também chamado como óleo inicial local). Também, as propriedades químicas ou características de uma formação rochosa, óleo e água da formação podem variar ao longo de uma camada de um reservatório de tal modo que propriedades químicas diferentes ou características possam ser medidas em locais diferentes. A saturação de óleo inicial também pode variar ao longo de uma camada de um reservatório. Considerando um reservatório que tem uma pluralidade de poços de injeção em posições diferentes no reservatório, o método implantado por computador pode determinar um modo operacional que compreende uma indicação de quais dos poços o fluido de deslocamento, que têm características químicas medidas com base em quais dados de medição foram inseridos no modelo preditivo 211, deve ser injetado a fim de maximizar o óleo incremental deslocado e, por conseguinte, potencialmente recuperado. Desse modo, o modelo preditivo pode incluir medições das características químicas da rocha de reservatório, óleo e água da formação em camadas de sobreposição diferentes de um reservatório, bem como incluindo medições de tais características químicas em diferentes locais no interior de uma camada do reservatório.

A Figura 5a mostra um reservatório 3 que tem duas seções de sobreposição diferentes, referidas como seções 3x e 3y, sendo que a seção 3x é uma seção de reservatório superior e a seção 3y é uma seção de reservatório inferior. Pode ser observado que as seções do reservatório 3 desviam-se para baixo, que pode ocorrer, por exemplo, devido a uma dobra na formação rochosa. As duas seções são mostradas

adjacentes entre si, mas também podem ser separadas por uma camada de rocha que não contém nenhum óleo. Dois poços de injeção de fluido 10 (poço 10d e poço 10e) são fornecidos no reservatório 3 conforme mostrado. As duas seções 3x, 3y

5 do reservatório 3 podem compreender diferentes características químicas de formação rochosa, características químicas de óleo e/ou características químicas água da formação e também podem ter diferentes saturações de óleo inicial; pelo menos um desses tipos de

10 características varia de tal modo que quando os dados de medição relacionados a esses parâmetros são inseridos no modelo preditivo 211 juntamente com dados de medição relacionados a características químicas medidas de um fluido de deslocamento proposto, dados preditivos

15 diferentes são gerados para cada seção 3x, 3y do reservatório 3; isto é, a quantidade prevista de óleo incremental que será deslocado e potencialmente recuperado, através da configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar o fluido de deslocamento, se difere

20 para cada seção. Será apreciado que qualquer número de seções que tem características químicas medidas variáveis e qualquer número de poços de injeção 10 podem ser considerados.

Com referência à Figura 5b, as etapas S501 a S504

25 correspondem geralmente àquelas dos métodos de Figuras 3 e 4b, com dados de medição associados a características químicas medidas sendo recebidos para cada uma das seções do reservatório na etapa S501, e dados que indicam uma quantidade prevista de óleo deslocado sendo gerados para

30 cada seção do reservatório na etapa S504.

Na etapa S505, um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento são determinados com base nos dados preditivos. Por exemplo, se for determinado na etapa S506 que o óleo incremental deslocado previsto da seção 3x, com base nos dados de medição do mesmo, será maior do que aquele previsto para ser deslocado da seção 3y, o sistema pode determinar (etapa S507) que o poço 10e deve ser injetado com o fluido de deslocamento antes ou, ao invés disto, o poço 10d. Isso é porque, devido ao posicionamento do poço e das seções que estão em contato, uma proporção maior dessa seção de "rendimento superior" será inundada e, por conseguinte, uma quantidade de óleo maior será deslocada, através da inundação do poço 10e. A disponibilidade do fluido de deslocamento proposto pode ser considerada dessa determinação, bem como diferenças nas saturações de óleo inicial para as seções. Em contraste, se for determinado na etapa S506 que o óleo incremental deslocado previsto da seção 3y, com base nos dados de medição do mesmo, será maior do que aquele previsto para ser deslocado a partir da seção 3x, o sistema pode determinar (etapa S508) que o poço 10d deve ser injetado com o fluido de deslocamento antes ou, ao invés disso, o poço 10e.

O sistema e método implantado por computador conforme aplicado no exemplo da Figura 5a é particularmente vantajoso onde, por exemplo, uma água com baixo teor de salinidade para uso como fluido de deslocamento está em suprimento limitado, e o modelo preditivo 211 pode ser empregado conforme descrito acima para ordenar ou classificar os poços em ordem de prioridade. O modelo

preditivo 211 ou outro software de sistema 213 usado na determinação do modo operacional pode usar regras predeterminadas para considerar fatores como o volume disponível de fluido de deslocamento e o volume de pasta aquosa necessário para deslocar esse óleo incremental para cada seção do reservatório no qual as características químicas da água de formação e/ou óleo medidas variam.

Embora a Figura 5a mostre seções de sobreposição de reservatório que têm diferentes características químicas, conforme discutido acima, as características químicas podem variar ao longo de uma seção do reservatório. Em conformidade, o modelo preditivo pode ser usado para classificar poços de injeção que estão dispostos em locais diferentes no reservatório e que penetram na seção do reservatório. O modelo preditivo 211 pode, portanto, determinar um modo operacional onde a água com baixo teor de salinidade é usada como fluido de deslocamento para um ou mais, mas não para todos os poços de injeções que penetram na seção do reservatório.

As modalidades adicionais da invenção são contempladas. As etapas envolvidas em uma segunda modalidade do método implantado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para o sistema de deslocamento de óleo bruto são mostradas na Figura 6. As etapas S601 a S605 são geralmente similares às etapas S301 a S305 da Figura 3. Contudo, no lugar de inserir dados de medição relacionados a quaisquer características químicas do fluido de deslocamento, um valor limiar predeterminado de uma quantidade exigida de óleo incremental deslocado, comparada ao volume predeterminado de óleo, é inserido

(etapa S602) no modelo preditivo implantado por computador 211, juntamente com os dados de medição recebidos a partir de uma medição de uma ou mais características químicas da formação rochosa, e uma ou mais características químicas do 5 óleo bruto e da água da formação, e mediante a execução do modelo (etapa S603) de dados preditivos indicativos de uma ou mais características químicas previstas do fluido de deslocamento gerado (etapa S604). Por exemplo, os dados preditivos gerados podem se referir a conteúdo de sólidos 10 dissolvidos totais (TDS) e/ou conteúdo de cátion multivalente do fluido de deslocamento necessário para deslocar pelo menos o valor limiar predeterminado de óleo incremental deslocado que foi inserido no modelo preditivo 211. Então, as características químicas do fluido de 15 deslocamento aquoso que é exigido para deslocar uma quantidade exigida de óleo incremental podem ser previstas.

Na etapa S605, os dados preditivos são usadas para determinar um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto com base nos dados preditivos 20 gerados. O modo operacional pode representar uma instrução ou ajuste sugerido para o sistema de deslocamento, que pode ser subsequentemente aplicado ao sistema de deslocamento. Por exemplo, o modo operacional pode ser uma instrução para prosseguir ou não com a injeção, sendo essa determinação 25 baseada na facilidade técnica e/ou recursos exigidos para obter e injetar um fluido de deslocamento que tem as características previstas. Alternativa ou adicionalmente, o modo operacional pode compreender um ou mais ajustes de configuração específicos para o sistema de deslocamento. 30 Nesse aspecto, os meios de dessalinização, como uma planta

de osmose reversa, podem ser considerados por compreender parte do sistema de deslocamento, e o modo operacional pode se referir a uma instrução para prosseguir com a dessalinização e/ou alterar um ou mais ajustes para os
5 meios de dessalinização a fim de que o fluido de deslocamento processado, por meio disto, tenha um nível de salinidade e/ou nível de cátion multivalente igual a, ou dentro de uma faixa aceitável de, um nível de salinidade e/ou nível de cátion multivalente associado às
10 características previstas.

Novamente, o método implantado por computador pode incluir adicionalmente uma etapa opcional, S606, de aplicação ou inserção do modo operacional determinado em um controlador do sistema de deslocamento.

15 O método implantado por computador também pode incluir uma etapa opcional de controle de uma operação de mescla através da qual a água com baixo teor de salinidade que ocorre naturalmente ou que é produzida com o uso do equipamento de dessalinização é mesclada com a água
20 produzida que é separada do óleo bruto na instalação de produção, facilitando assim o descarte da água produzida, e a fim de produzir uma água modificada com baixo teor de salinidade que é capaz de alcançar o deslocamento de óleo incremental desejado. Deste modo, o modelo preditivo pode
25 determinar a quantidade máxima de água produzida que pode ser mesclada com a água com baixo teor de salinidade e ainda alcançar o deslocamento de óleo incremental desejado.

De acordo com a modalidade descrita em relação à Figura 6, ao incluir um valor de uma quantidade exigida de
30 óleo de deslocamento incremental nas características de

entrada, as características químicas do fluido de deslocamento a ser injetado para deslocar essa quantidade de óleo, como as características químicas relacionadas à salinidade do fluido de deslocamento, podem ser previstas.

5 Novamente, as vantagens acima de aquisição de uma previsão precisa dessa informação se aplicam a um estágio anterior.

As características químicas como os sólidos dissolvidos totais (TDS), que se referem à salinidade do fluido de deslocamento, e/ou o conteúdo de cátion multivalente do fluido de deslocamento, podem ser previstas
10 pelo modelo preditivo 211, e o uso de tais dados preditivos gerados pode ser otimizado com o uso do software de otimização adicional 225 (conforme mostrado na Figura 2) para determinar um modo operacional ideal para o
15 equipamento de dessalinização que faz parte do sistema de deslocamento de óleo bruto.

Sabe-se que os fluidos de deslocamento aquosos que tem um teor de TDS muito baixo pode resultar em dano da formação, ocorrendo, por exemplo, a partir do
20 intumescimento ou mobilização de argilas de esmectita de tal modo que as argilas bloqueiem os poros da formação; tal recurso pode limitar a otimização da salinidade do fluido de deslocamento aquoso e, por conseguinte, tais dados são, de preferência, incorporados aos dados de medição inseridos
25 no modelo preditivo 211 ou nos dados inseridos no software de otimização. Por exemplo, a composição de argila de esmectita da formação rochosa, junto com o volume da formação e outras características relacionadas, pode ser inserida no modelo. O modelo pode ser configurado de tal
30 modo que, se a concentração esmectita estiver acima de um

certo valor predeterminado, um valor limiar de recorte superior é aplicado para o TDS do fluido de deslocamento, por exemplo, um limiar de recorte superior de 8.000 ppmv. Os dados relacionados às características de dano à formação medido anteriores também podem ser inseridos como parte dos dados de medição inseridos no modelo preditivo 211. Referindo às Figuras 1 e 2 e à descrição correspondente disto acima, o modelo de reservatório 221 ou uma simulação de reservatório pode ser usado em combinação com o modelo preditivo 211 descrito acima para fornecer informação valiosa adicional. Essa informação também pode ser usada para prever quando e onde a recuperação ideal do óleo irá ocorrer. Com base nos dados preditivos, os locais ideais para poços de injeção e/ou poços de produção podem ser previstos, permitindo que o esboço de um reservatório ou mesmo todo o campo petrolífero seja planejado a fim de permitir eficácia ideal na recuperação de óleo. Novamente, o modelo de reservatório usa um conjunto de regras predeterminado em conjunção com os dados de entrada relevante para gerar os dados de saída exigidos.

Opcionalmente, um valor limiar predeterminado para a recuperação de óleo incremental ou um valor limiar predeterminado para a saturação de óleo residual (isto é, um valor máximo aceitável de volume de óleo residual após deslocamento de óleo) do reservatório 3 pode ser inserido no sistema de processamento 200 quando o modelo preditivo 211 é executado em conjunção com o modelo de reservatório 221. O modelo de reservatório pode, então, calcular a quantidade de óleo limiar correspondente deslocada para uso pelo modelo preditivo na previsão das características

químicas do fluido de deslocamento conforme descrito acima.

Enquanto as modalidades descritas acima envolvem a geração de dados preditivos indicativos de uma quantidade de óleo adicional comparado a um volume predeterminado de
5 óleo, como um aumento percentual no óleo deslocado acima do volume predeterminado, deve ser compreendido que o modelo preditivo pode ser modificado para emitir uma quantidade de óleo absoluta deslocada através da configuração do sistema de deslocamento de modo a injetar o fluido de deslocamento
10 em questão, evitando assim a necessidade de inserção de dados que representam um volume predeterminado de óleo no modelo preditivo. De modo similar, em relação à segunda modalidade, os dados de medição podem ser inseridos juntos com um valor limiar predeterminado de uma quantidade de
15 óleo deslocado absoluta exigida, a fim de prever as características químicas do fluido de deslocamento. Para cada modalidade, uma etapa comparativa pode ser realizada separadamente pelo software de sistema, se for exigido.

Deve-se compreender que qualquer recurso descrito em
20 relação a qualquer modalidade pode ser usado sozinho, ou em combinação com outros recursos descritos, e também pode ser usado em combinação com um ou mais recursos de qualquer outra modalidade, ou qualquer combinação de outras modalidades. Além disso, equivalentes e modificações não
25 descritas acima também podem ser empregadas sem se distanciar do escopo da invenção, que é definido nas reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método implementado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios (3), em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água de formação são contidos em um espaço de poro da formação rochosa, em que o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa, em que o método compreende configurar pelo menos um processador e pelo menos uma memória incluindo um código de programa de computador para executar as etapas de:

receber dados de medição associados a uma ou mais características químicas do fluido de deslocamento e uma ou mais características químicas da formação rochosa, do óleo bruto e da água de formação do um ou mais reservatórios;

inserir os ditos dados de medição e dados que representam um volume predeterminado de óleo em um modelo preditivo implementado por computador (211) armazenado na pelo menos uma memória;

operar o modelo preditivo de modo a gerar dados preditivos indicativos de uma quantidade adicional prevista de óleo, comparada ao volume predeterminado de óleo, que será deslocado do espaço de poro de uma ou mais formações rochosas de modo a injetar o dito fluido de deslocamento, em que os ditos dados preditivos são gerados com base nas ditas características químicas; e

determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais dos ditos modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto;

em que, se for determinado com base nos dados
5 preditivos que a quantidade adicional prevista de óleo que será deslocado de uma primeira seção de um dito reservatório que será maior do que o previsto para ser deslocado de uma segunda seção do reservatório, a primeira seção é injetada com fluido de deslocamento antes, ou ao
10 invés de, da dita segunda seção, **caracterizado** pelo fato de que, se for determinado com base nos dados preditivos que a quantidade adicional prevista de óleo será deslocado de uma segunda seção de um dito reservatório será maior do que o previsto para ser deslocado de uma primeira seção de um
15 dito reservatório, a segunda seção é injetada com fluido de deslocamento antes, ou ao invés de, da dita primeira seção.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que a etapa de determinar o um ou mais modos operacionais inclui comparar os dados
20 preditivos e um valor limiar predeterminado de óleo.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o modo operacional compreende uma instrução para injetar o fluido de deslocamento em um ou mais dentre os reservatórios (3).

25 4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato que o sistema de deslocamento de óleo bruto está disposto para injetar um fluido de deslocamento em uma pluralidade de reservatórios (3), em que o método inclui adicionalmente pelo menos um
30 processador e pelo menos uma memória incluindo um código de

programa de computador para executar as etapas de: ordenar os dados preditivos associados aos reservatórios com base na quantidade prevista de óleo deslocado; e determinar um ou mais ditos modos operacionais com base nos resultados ordenados.

5 5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que as características químicas do fluido de deslocamento incluem uma ou mais dentre a concentração de componentes de cátion multivalente e os sólidos dissolvidos totais (TDS) do fluido de deslocamento.

10 6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que as características químicas da formação rochosa incluem um ou mais dentre o conteúdo mineral e o conteúdo de argila da formação rochosa.

15 7. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que as características químicas do óleo bruto incluem um ou mais dentre a gravidade API, o valor de número de ácido total (TAN) e os asfalteno e componentes de resina do óleo.

20 8. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que as características químicas do fluido de formação incluem a concentração de componentes de cátion multivalente.

25 9. Método implementado por computador para determinar um ou mais modos operacionais para um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios (3), em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água

30

de formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa, em que o método compreende configurar pelo menos um processador e pelo menos uma memória incluindo um código de programa de computador para executar as etapas de:

receber dados de medição associados a uma ou mais características químicas de cada um dentre a formação rochosa, o óleo bruto e a água de formação do um ou mais reservatórios;

inserir os ditos dados de medição, dados que representam um volume predeterminado de óleo e um valor limiar predeterminado de uma quantidade adicional exigida de óleo para ser deslocado do espaço de poro da uma ou mais formações rochosas comparada ao volume predeterminado de óleo, em um modelo preditivo implementado por computador (211) armazenado na pelo menos uma memória;

operar o modelo preditivo de modo a gerar dados preditivos indicativos de uma ou mais características químicas previstas do fluido de deslocamento, em que os dados preditivos são gerados com base nas ditas características químicas; e

determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais ditos modos de injeção do sistema de deslocamento de óleo bruto;

caracterizado pelo fato de, se for determinado com base nos dados preditivos que a quantidade adicional prevista de óleo que será deslocado de uma primeira seção de um dito reservatório será maior que o previsto para ser

deslocado de uma segunda seção do reservatório, a primeira seção é injetada com fluido de deslocamento antes, ou ao invés de, da dita segunda seção, e em que, se for determinado com base nos dados preditivos que a quantidade adicional prevista de óleo que será deslocado de uma segunda seção de um dito reservatório será maior que o previsto para ser deslocado de uma primeira seção do dito reservatório, a segunda seção é injetada com fluido de deslocamento antes, ou ao invés de, da dita primeira seção.

10 10. Método, de acordo com a reivindicação 9, **caracterizado** pelo fato de que o valor limiar predeterminado de uma quantidade exigida de óleo deslocado compreende um percentual do óleo recuperado em uma recuperação de óleo anterior.

15 11. Meio legível por computador não transitório **caracterizado** pelo fato de compreender um conjunto de instruções, em que, quando executados por um computador (200), ou um conjunto de computadores, fazem o computador ou conjunto de computadores a executar as etapas conforme
20 definidas na reivindicação 1.

12. Sistema (200) para configuração de um sistema de deslocamento de óleo bruto, em que o sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios,
25 em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da
30 formação rochosa, em que o sistema compreende: meio de

recebimento de dados disposto para receber dados de medição com base em uma ou mais características químicas do fluido de deslocamento e em uma ou mais características químicas da formação rochosa, do óleo bruto e da água da formação do um ou mais reservatórios; meio de previsão (211) para gerar, com base nos dados de medição e nos dados que representam um volume predeterminado de óleo, **caracterizado** pelo fato de que os dados preditivos indicativos de uma quantidade adicional prevista de óleo, comparados ao volume predeterminado de óleo, que será deslocado através da configuração do sistema de deslocamento de óleo bruto de modo a injetar o dito fluido de deslocamento que tem as ditas características químicas medidas no um ou mais reservatórios; e meio de determinação (211, 213) de modo operacional disposto para determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto.

13. Sistema para configuração de um sistema de deslocamento de óleo bruto, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado** pelo fato de que o sistema de deslocamento de óleo bruto é disposto para injetar um fluido de deslocamento aquoso em um ou mais reservatórios, em que cada reservatório compreende uma formação rochosa porosa e permeável, sendo que o óleo bruto e a água da formação estão contidos em um espaço de poro da formação rochosa, o dito sistema de deslocamento de óleo bruto é para uso no deslocamento de óleo bruto do espaço de poro da formação rochosa, em que o sistema compreende: meio de recebimento de dados disposto para receber dados de medição com base em uma ou mais características químicas de cada um

dentre a formação rochosa, o óleo bruto e a água da formação do um ou mais reservatórios; meio de previsão para gerar, com base nos dados de medição, em que os dados que representam um volume predeterminado de óleo e um valor
5 limiar predeterminado de uma quantidade adicional exigida de óleo deslocado comparada ao volume predeterminado de óleo, dados preditivos indicativos de uma ou mais características químicas previstas do fluido de deslocamento; e meio de determinação de modo operacional
10 disposto para determinar, com base nos dados preditivos, um ou mais modos operacionais do sistema de deslocamento de óleo bruto.

14. Sistema (200), de acordo com a reivindicação 12 ou 13, **caracterizado** pelo fato de que o sistema está
15 conectado de modo operativo a um controlador (233) do sistema de deslocamento de óleo bruto de tal modo que o controlador do sistema de deslocamento seja automaticamente configurado com o um ou mais modos operacionais determinados pelo sistema, em que o controlador está
20 disposto para aplicar o um ou mais modos operacionais.

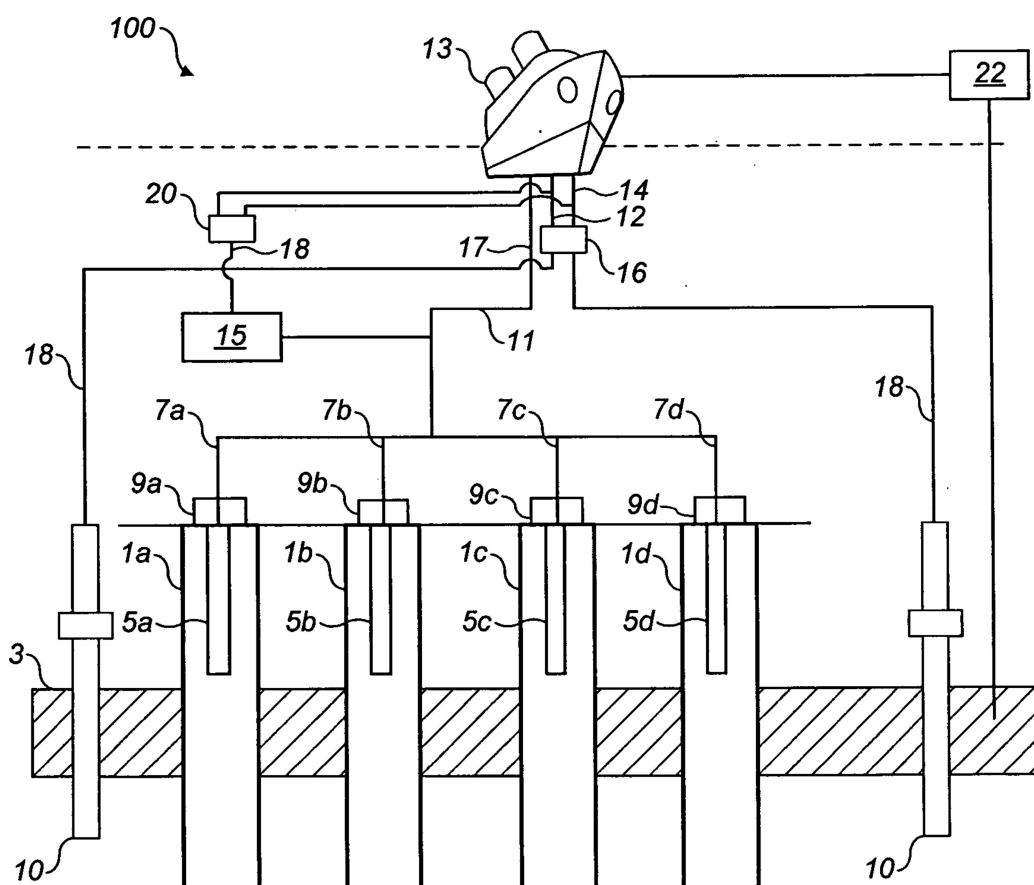


FIG. 1

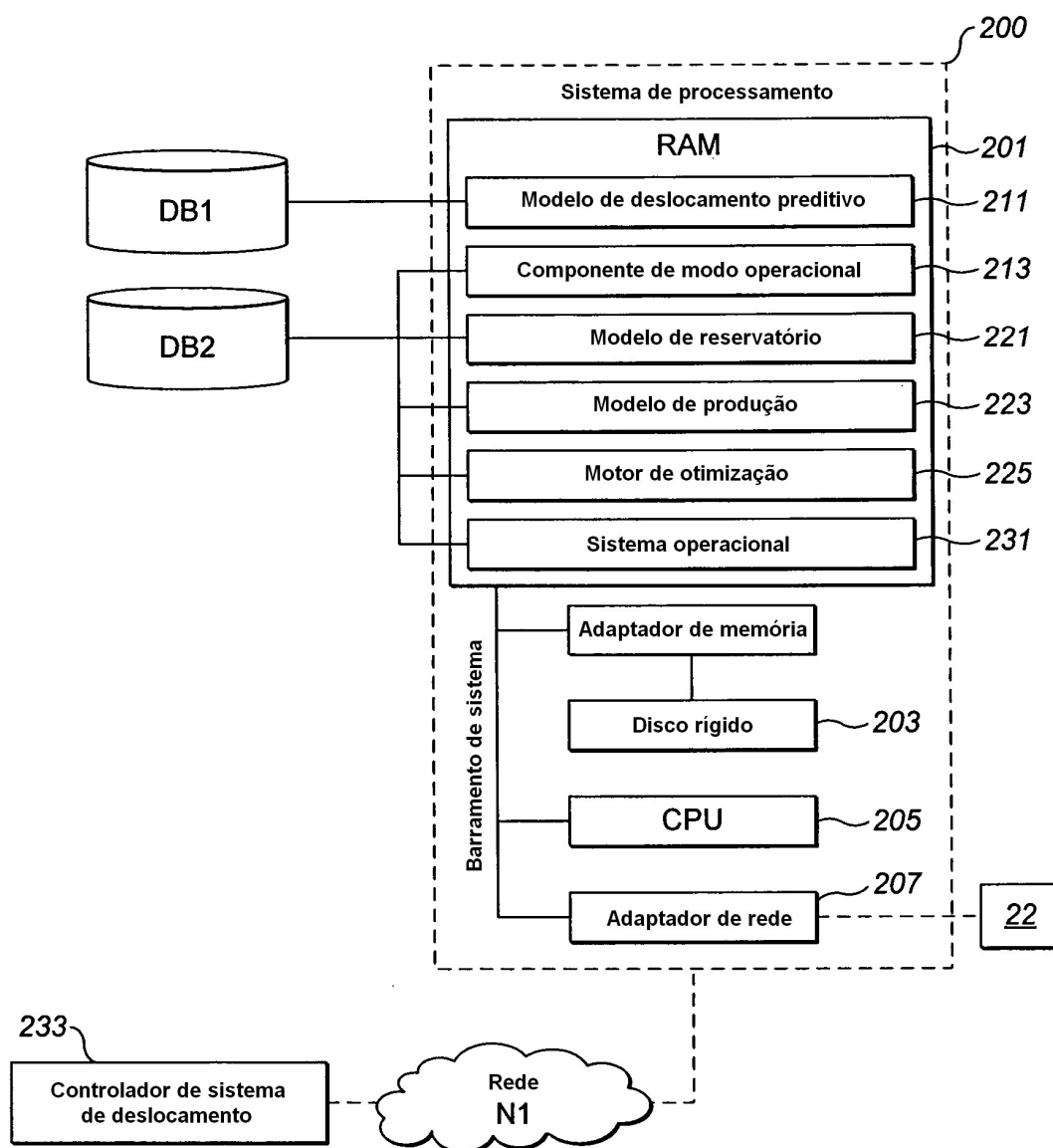
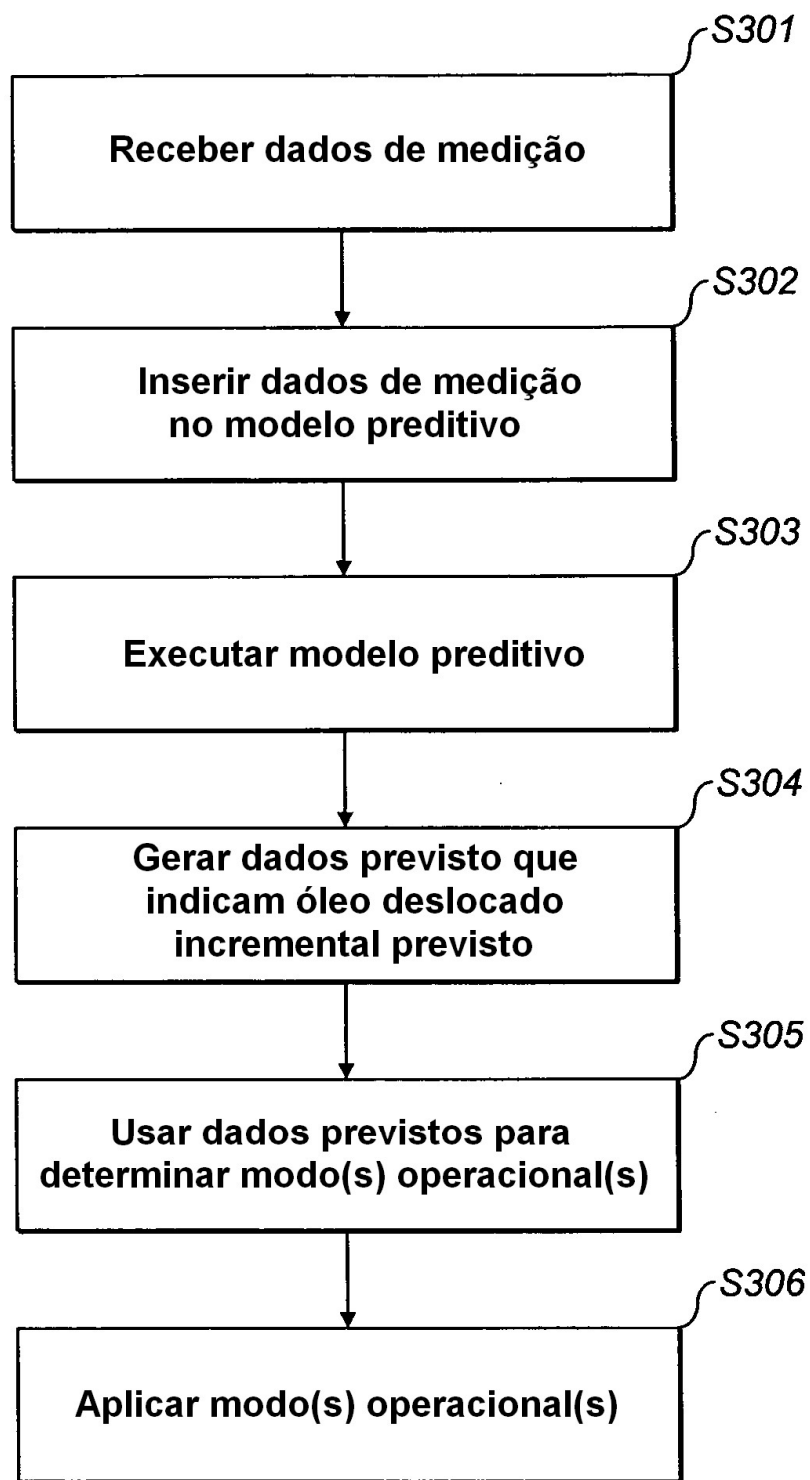


FIG. 2

**FIG. 3**

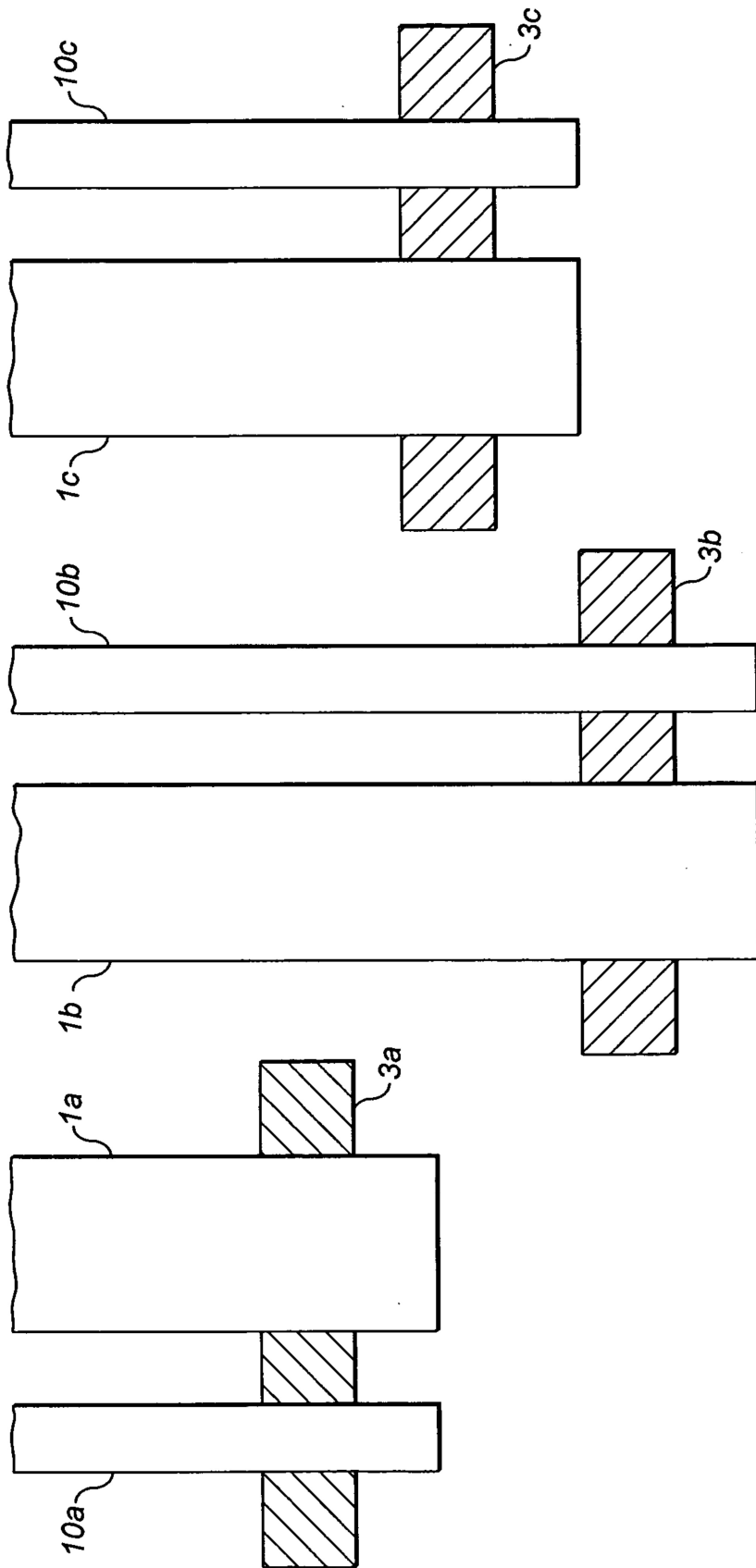
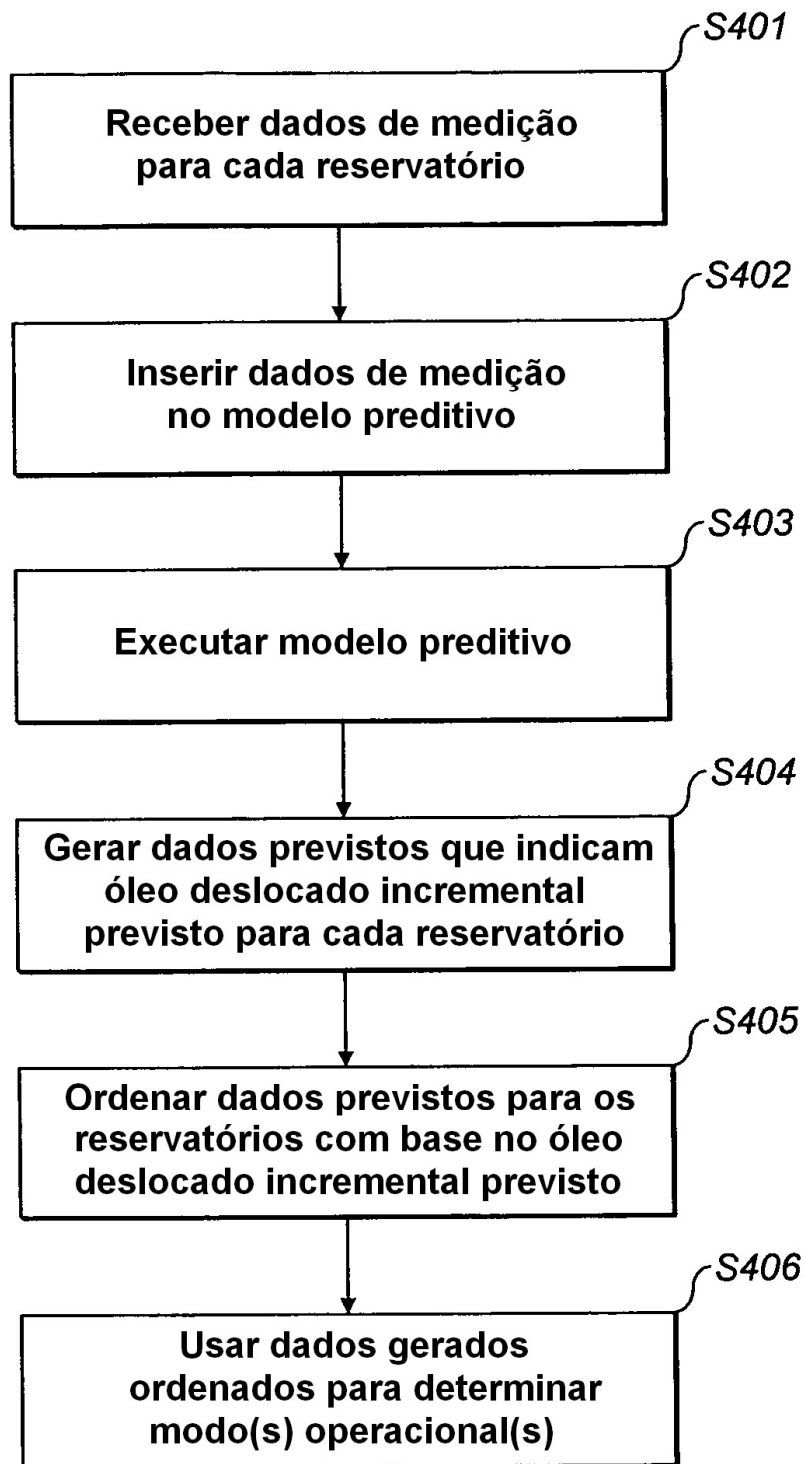


FIG. 4a

*FIG. 4b*

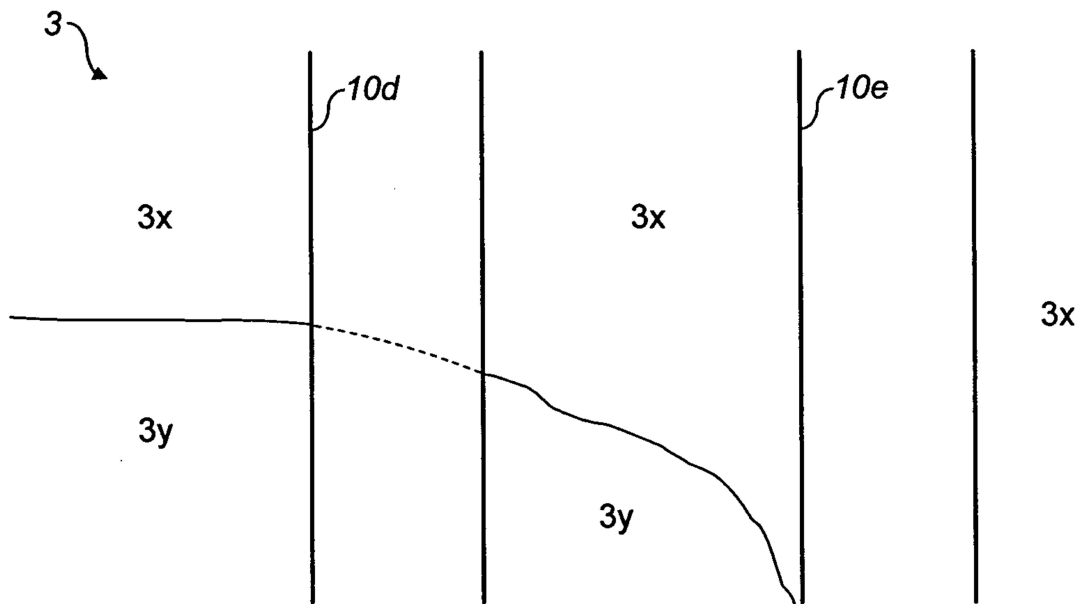


FIG. 5a

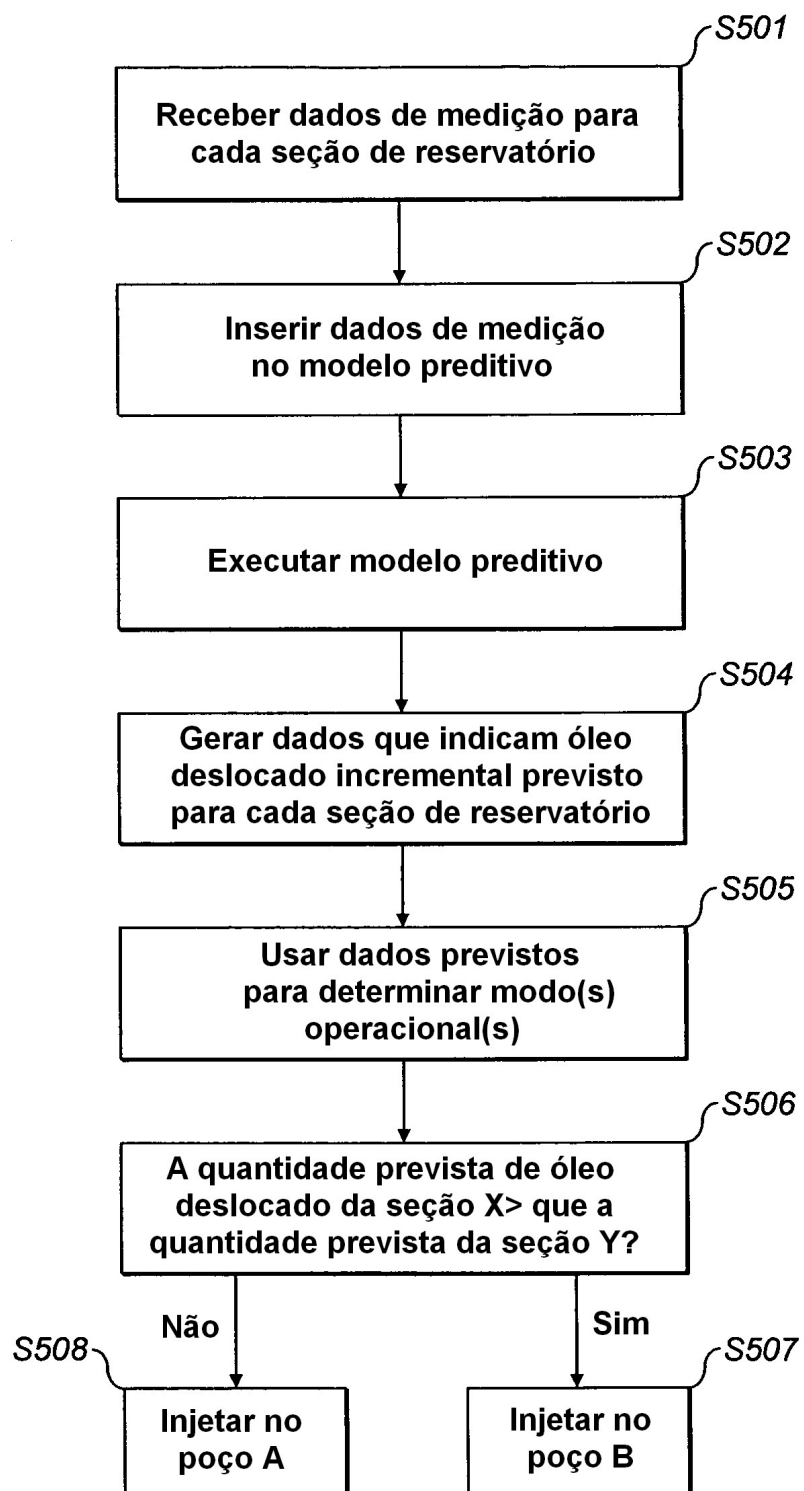
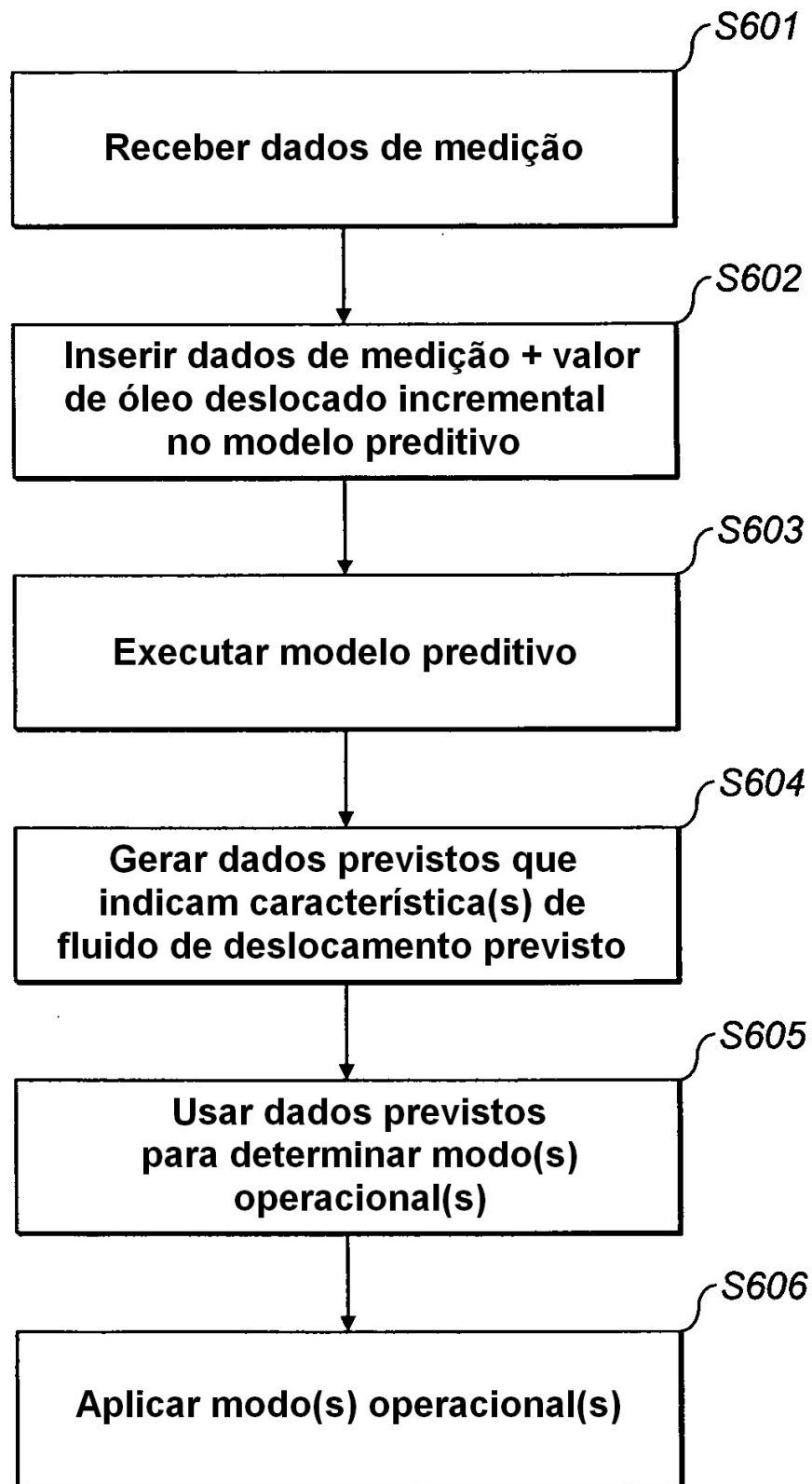


FIG. 5b

**FIG. 6**