



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

(11) PI 0708835-3 B1

(22) Data do Depósito: 05/04/2007

(45) Data de Concessão: 26/09/2017



(54) Título: MÉTODO PARA OTIMIZAR PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE POÇOS

(51) Int.Cl.: E21B 43/00; E21B 49/08; E21B 41/00; G01F 1/74; G01F 15/08

(30) Prioridade Unionista: 07/04/2006 EP 06112401.2, 10/04/2006 EP 06112440.0

(73) Titular(es): SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.

(72) Inventor(es): JAN JOZEF MARIA BRIERS; KEAT-CHOON GOH; CHARLES EDWARD MONCUR;
PETER OVERSCHEE

“MÉTODO PARA OTIMIZAR PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE POÇOS” FUNDAMENTO DA INVENÇÃO

A invenção é relativa a um método para otimizar a produção de um sistema de produção de hidrocarbonetos que compreende um grupo de poços de produção de hidrocarbonetos e um conjunto de separação de fluidos associado.

Tipicamente, correntes de fluidos produzidos por poços individuais de um grupo de poços são misturadas em correntes multifásicas em um ou mais condutos distribuidores de produção (cabeçote) e encaminhadas através de um conjunto de separação de fluidos (que compreende um ou mais separadores volumosos e/ou separadores de produção) para condutos de saída de fluidos para transporte e vendas de no mínimo correntes de líquidos separadas nominalmente, gás e/ou outros fluidos.

Um problema associado com a administração de escoamento de fluidos nas saídas do separador volumoso ou de produção, é que este escoamento de fluidos se origina do fluxo misturado a partir de todos os poços do grupo e não fornece informação a respeito da composição e fluxo de fluidos produzidos pelos poços individuais. Conseqüentemente, o fluxo individual de fluidos produzidos pelos poços individuais não pode ser costumeiramente rastreado de maneira precisa em tempo real ou instantaneamente. A incapacidade de rastrear as produções individuais de poço individual juntamente com a variabilidade e propriedades de produção de poço com o tempo, conduz imediatamente a incapacidade de caracterizar completamente os poços para a finalidade de predizer escoamentos se diversos ajustamentos de poço são feitos. Além disto, a produção a partir dos poços muitas vezes interage devido à capacidade limitada no distribuidor e separador para manipular as produções potenciais completas dos poços. Como um exemplo, superprodução de gás em um poço pode reduzir a produção total

de petróleo no grupo de poços.

Um outro problema com monitorar e controlar a produção de um poço de produção de hidrocarbonetos é que tal poço pode produzir uma mistura de petróleo bruto, gás, água e condensados, e que a produção pode conter golfadas irregulares de petróleo bruto, água sólidos e/ou condensados. Medidores de escoamento multifásicos são muitas vezes muito caros, têm envoltórias operacionais muito restritas. E são muito complexos para instalar em linhas de escoamento de poços individuais para permitir que componentes individuais petróleo, água e gás da produção do poço sejam medidos de maneira contínua em tempo real, particularmente quando as características de escoamento multifásicas do poço mudam de maneira significativa durante a vida do poço. Estes medidores de escoamento multifásico também requerem calibração na partida e/ou, daí em diante, de tempos em tempos. Conseqüentemente, na vasta pluralidade de casos, a produção de fluidos pelos poços individuais não é costumeiramente medida diretamente de maneira precisa, de forma continuada em tempo real.

O Pedido de Patente Internacional WO 03/046485 divulga um sistema de teste de poço e medição de produção no qual a produção acumulada de poços de todo um campo é medida a jusante de um separador volumoso no qual frações produzidas de petróleo bruto, água, gás natural, sólidos e/ou condensados são separadas, e o fluxo e composição do petróleo bruto produzido e/ou outras frações podem ser monitorados de maneira precisa. Esta medição precisa da produção acumulada de poços de todo um campo é feita de maneira simultânea e comparada com medições menos precisas a montante de medições de escoamento multifásico que são tomadas simultaneamente em cada poço individual.

O Pedido de Patente Internacional do Requerente PCT/EP2005/055680, depositado em 1 de novembro de 2005, "Method and system for determining the contributions of individual wells to the production

of a cluster of wells”, divulga um método e sistema chamado e daqui em diante referido como o “Production Universe Real Time Monitoring” (PU RTM). O método PU RTM permite estimativa precisa em tempo real das contribuições de poços individuais para a produção misturada total de um grupo de poços de produção de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos com base em modelos de poço derivados de dados de teste de poço e atualizados regularmente utilizando dados dinâmicos de produção misturada. O método PU RTM também não requer o desenvolvimento de medidores multifásicos em cada poço monitorado.

O objetivo da presente invenção é fornecer um método e sistema para otimizar a produção de um grupo de poços com base em uma estimativa das contribuições de poços individuais para a produção do grupo de poços, sob medida para as restrições particulares e requisitos de ambiente de produção de petróleo e gás. Os poços no grupo podem diferir em termos de natureza e fluxo de seus efluentes e/ou modo de operação, estimulação e/ou manipulação. Os poços podem também produzir a partir de diversas zonas de sub-superfície e/ou ramais. As cabeças de poço dos poços no grupo podem estar localizadas em terra ou costa afora, acima da superfície do mar ou no fundo do mar. O método de acordo com a invenção pode ser utilizado para gerar um ou mais modelos de otimização levando em consideração somente características e efeitos significativamente relevantes do sistema de produção e do poço.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

De acordo com a invenção é fornecido um método para otimizar produção de um grupo de poços do qual correntes efluentes de poço são misturadas e separadas em um conjunto de separação de fluidos em correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos, o método compreendendo:

a) realizar um teste de poço em cada um dos poços durante o

qual a produção a partir do poço testado é variada e uma ou mais variáveis de produção do poço individual são monitoradas;

b) derivar dos dados obtidos pelos testes de poço um modelo de estimativa para cada poço relacionando a variação do padrão de escoamento de efluentes produzidos pelo poço testado e das variáveis de produção monitoradas do poço;

c) colocar os poços em produção normal misturada de petróleo e/ou gás;

d) monitorar durante a etapa c) um padrão de escoamento de fluido dinâmico das correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos, por meio de medidores de escoamento arranjados nas correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos a jusante do conjunto de separação de fluido;

e) monitorar durante a etapa c) uma ou mais variáveis de produção do poço que relacionadas a características das correntes de escoamento multifásicas produzidas pelos poços individuais;

f) estimar de maneira repetida um padrão dinâmico de escoamento de fluido misturado do grupo de poços com base nos modelos de estimativa de acordo com a etapa b) e variáveis de produção monitoradas de acordo com a etapa e);

g) realizar um processo de reconciliação dinâmica no qual durante um período de reconciliação selecionado:

- é admitido que o padrão de escoamento dinâmico de fluido misturado estimado de acordo com a etapa f) é uma acumulação de ditos modelos de estimativa de produção de poço individual que são multiplicados por coeficiente de ponderação desconhecidos;

- os coeficientes de ponderação desconhecidos são estimados variando de maneira iterativa cada coeficiente de ponderação até que o padrão de escoamento dinâmico de fluido misturado estimado corresponda

substancialmente ao padrão de escoamento dinâmico de fluido monitorado; e

- melhores estimativas de escoamento da produção são fornecidas para o período de reconciliação selecionado, e utilizar os fatores de reconciliação de poço individual com os modelos de estimativa para estimar produção a partir de cada poço para o próximo período de reconciliação;

h) definir um objetivo de otimização operacional que consiste de um objetivo a ser otimizado com relação à produção de um ou mais poços e/ou do grupo de poços;

i) ajustar a produção de efluentes de poço do grupo de poços de tal modo que o objetivo de otimização seja aproximado; e

j) as etapas g) e i) são repetidas de tempos em tempos. Opcionalmente, o método de acordo com a invenção pode ainda compreender as etapas de:

- identificar para no mínimo um dos poços no grupo uma ou mais variáveis numéricas manipuladas que podem ser manipuladas diretamente para variar a produção do poço e daí em diante derivar a partir de dados obtidos pelos testes de poço e/ou durante produção misturada normal, e/ou do modelo de estimativa, um modelo de predição relacionado às variáveis manipuladas do poço para a variação do fluxo ou o padrão de escoamento e/ou outras características dos efluentes de poço produzidos. Poços sem variáveis manipuladas identificadas terão modelos de predição que são números constantes iguais às produções nominais estimadas de poços;

- somar os modelos de predição de todos os poços do grupo de poços para fornecer um modelo de predição de produção misturada global;

- ajustar a produção de efluentes de poço por meio das variáveis manipuladas do poço como guiadas pelos modelos de predição de poço individual e o modelo de predição de produção misturada global para alcançar o dito objetivo de otimização.

Opcionalmente, o método de acordo com a invenção pode

ainda compreender mais as etapas de:

- medir uma pressão(ões) de interação tal como uma pressão(ões) dentro de um ou mais distribuidores de produção nas linhas de escoamento que são conectadas às cabeças de poço dos poços do grupo de poços, em cujos distribuidores cujo fluxo a partir de uma pluralidade de linhas de escoamento de poço é misturado, cuja variação quando variam produções totais de poço, indica e articula interações entre correntes de efluentes a partir de diversos poços;
- obter dados dinâmicos relacionado a variações de pressão(ões) de interação para as variáveis medidas dos poços a partir de produção misturada normal e/ou durante períodos de perturbações de produção e/ou realizando uma série de testes de interação de poço durante os quais a pressão de interação é variada;
- obter a partir dos dados dinâmicos relacionados às variações de pressão(ões) de interação para as variáveis medidas dos poços modelos de predileção de poço relacionados às variações de variáveis manipuladas do poço e pressão(ões) de interação para a produção dos poços;
- obter dados dinâmicos relacionados às variações de pressão(ões) de interação para a produção misturada total a partir de períodos de produção misturada normal e/ou durante períodos de perturbações de produção e/ou realizando uma série de testes durante os quais a pressão de interação é variada, e daí em diante um ou mais modelos de interação de distribuidor relacionados à variação das pressões de interação com os escoamentos de produção misturada total que escoam através dos distribuidores;
- combinar os modelos de predição de poço com os modelos de pressão de interação para obter um modelo de predição de produção misturada global.

Opcionalmente, o método de acordo com a invenção pode

ainda compreender a etapa de repetir periodicamente o método de otimização alinhando os modelos de predição com os escoamentos correntes de modo que os modelos de previsão alinhados reflitam os escoamentos correntes como estimados pelo processo de reconciliação dinâmica.

5 O objetivo da otimização pode ser uma função de benefício que relaciona produção de poço acumulada ou combinada em média e/ou individual a benefício monetário bruto ou líquido, opcionalmente incluindo custos de produção associados.

10 O objetivo de otimização pode ser requerido ser alcançado ao mesmo tempo em que obedece a restrições de produção que consistem de limites nas variáveis manipuladas e/ou nas produções de poços individuais e/ou quantidades de produção de poço que incluem medições e/ou aquela de grupos de poços e/ou nas pressões de interação e/ou nas produções locais misturadas.

15 O método de acordo com a invenção pode ainda compreender a etapa de realizar uma otimização utilizando qualquer de uma pluralidade de algoritmos de otimização numéricos sobre as variáveis manipuladas com base no objetivo de otimização operacional, opcionalmente com restrições, e modelos de predição de produção misturada global e/ou de poço para produzir
20 um conjunto otimizado de variáveis manipuladas que alcança o objetivo de otimização operacional.

25 Opcionalmente, a produção de efluentes de poço dos poços podem ser variada ajustando a abertura de uma válvula de estrangulamento de produção na cabeça de poço dos poço ou em linhas de escoamento conectadas aos poços, ou de uma válvula de controle de escoamento em um sistema de injeção de gás de sustentação dos poços, por outros meios de estimular ou restringir a produção dos poços.

Opcionalmente, a produção de efluentes de poço dos poços pode ser variada ajustando a(s) pressão(ões) de interação do sistema de

produção por meio de reorientar a produção de poço através de condutos distribuidores de produção paralelos que são conectados entre distribuidores a montante e a jusante ou ajustando a pressão do conjunto ou conjuntos de separação de fluido.

5 Ajustamentos requeridos preditos pelo método de acordo com a invenção para alcançar os objetivos da otimização podem ser transmitidos automaticamente para os poços e para o sistema de produção, ou alternativamente, depois de validação por um operador humano.

10 Um ou mais dos modelos de estimativa e/ou de predição podem ser opcionalmente gerados em parte ou no todo a partir de caracterização teórica e/ou empírica física e/ou mecânica e/ou química dos poços e/ou do sistema de produção.

15 O objetivo da otimização pode ser ajustado em reação à e/ou em antecipação de mudanças aos requisitos de produção e/ou custos e/ou resultados e/ou infra-estrutura de produção e/ou estado dos poços e/ou o estado das instalações de produção; e opcionalmente seguida pela condução do processo de otimização, cujos resultados são implementados e/ou utilizados para análise e planejamento e/ou registrados para ação futura.

20 O método e sistema delineado aqui é ainda aplicável ao caso onde o objetivo de otimização é alcançado por dispositivo opcional para fechar de maneira temporária a produção em um ou mais poços do grupo de poços ou iniciar a produção de poços do grupo de poços que não estavam inicialmente em produção.

25 Um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição podem opcionalmente ser comparados e/ou avaliados contra caracterização teórica e/ou empírica física e/ou mecânica e/ou química dos poços e/ou do sistema de produção, para a finalidade de consertar e/ou diagnosticar e/ou para melhorar os modelos e/ou para a análise que conduz a gerenciamento de produção de maior horizonte de tempo e atividades de otimização.

Os métodos desta invenção se aplicam também quando um ou mais dos poços do grupo de poços são periodicamente ou intermitentemente operados ou são operados de tempos em tempos e a produção ou quantidades associadas a serem otimizadas e opcionalmente restringidas, são avaliadas, por exemplo feitas em média sobre períodos de tempo fixados maiores do que aquela característica de periodicidade ou operação intermitente.

Os métodos desta invenção também se aplicam quando um ou mais dos poços a partir do grupo de poços são periodicamente ou intermitentemente operados ou são operados de tempos em tempos e a duração de sua operação, como uma proporção de um período de tempo fixo é tomada (como) uma variável manipulada para o poço.

Os métodos desta invenção aplicam adicionalmente a um objetivo de otimização definido em poços do grupo de poços com duas ou mais zonas de sub-superfície. Neste caso, “modelos de estimativa de zona de produção” e “modelos de predição de zona de produção” são gerados a em adição aos “modelos de estimativa de produção de poço” e “modelos de predição de produção de poço”.

O método de acordo com a invenção permite a caracterização do comportamento de poços individualmente e dentro do contexto da instalação de produção global como uma função de variáveis que podem ser livremente manipuladas nos poços, e também para a instalação global. A caracterização dos poços e suas interações com a instalação permite diretamente a predição e otimização precisas em tempo real de produção de poço dentro do contexto da instalação de produção. O método de acordo com a invenção pode incluir consideração de restrições sobre a produção, que surgem ao mesmo tempo de interações entre poços devido às limitações nas instalações, bem como de restrições impostas externamente. O método de acordo com a invenção é também referido como “Production Universe Real Time Optimization (PU RTO).”.

O método “PU RTO” de acordo com a invenção tem diversas vantagens sobre métodos da técnica precedente, por exemplo, como delineado em PU RTM descrito no Pedido de Patente Internacional PCT/EP2005/055680. Em particular, o método “PU RTO” de acordo com a invenção pode ser utilizado para derivar diversas características de sistema de produção e de poço a partir de simples testes de poço é de produção no poço e na instalação de produção apenas, possibilitando a manutenção de modelo mais fácil e dispensando medições e quantidades não medidas continuamente, mas, não obstante, variáveis de maneira imprevisível durante períodos de tempo em um ambiente de produção, tal como rugosidade da superfície da tubulação, características e composição de fluidos pressão-volume- temperatura no reservatório, curvas de desempenho de equipamento e de poço, e similares. Em outras palavras, “PU RTO” é acionado por dados. Especificamente, o modelo de sistema de produção global e de poço do sistema de produção misturado de poço pode ser construído sem preconceitos quanto à sua natureza física subjacente diferente da utilização de relações básicas e fundamentais topológicas e físicas, e puramente a partir de dados medidos.

O método de acordo com a presente invenção pode ser utilizado para fornecer caracterização do sistema de produção e poço combinada, o que será de benefício adicionalmente para análise fora de linha e atividades de planejamento. Em outras palavras, é um outro benefício da presente invenção que ela possa fornecer um método e sistema para ligar características de produção corrente de poço em tempo real à análise fora de linha e modelagem para apoiar planejamento e otimização mais ampla semanal e mensal do potencial de um sistema de produção integrado constituído de diversos grupos de poços e instalações de produção associadas.

BREVE DESCRIÇÃO DOS PADRÕES

A invenção será descrita à guisa de exemplo em mais detalhe

com referência aos desenhos que acompanham, nos quais:

5 A figura 1 mostra, de maneira esquemática, um sistema de produção de acordo com a invenção, no qual uma mistura de fluidos multifásica que compreende petróleo bruto, água, gás natural e/ou outros fluidos é produzida por um grupo de diversos poços dos quais dois estão representados, e transportada através de tubulações de transporte de fluido multifásico para um separador volumoso;

10 A figura 2 mostra, de maneira esquemática, como os “modelos de predição de produção de poço alinhado” e “modelo de poço alinhado e predição de produção global” são gerados a partir de um conjunto de dados de teste de sistema de produção de poço; e

15 A figura 3 mostra, de maneira esquemática, o problema de “otimização operacional de produção de poço” e o problema de “otimização operacional de produção de instalação global” são formulados para solucionar os “pontos de ajuste otimizados” para os poços selecionados para otimização de poço individual e os “pontos de ajuste otimizados” para os outros poços e a instalação de produção global.

DESCRIÇÃO DETALHADA DE CONFIGURAÇÕES PREFERENCIAIS DA INVENÇÃO

20 É feita referência à figura 1. A figura 1 delinea uma configuração simples de um sistema de produção que compreende um grupo de poços dos quais efluentes são misturados em um distribuidor de produção e encaminhados para um separador de produção. O poço 1 é mostrado em detalhe, e pode ser tomado como representativo dos outros poços no grupo.

25 Os outros poços no grupo podem, contudo, diferir em termos de natureza e fluxo de seus efluentes e/ou modo de operação/estimulação/manipulação.

O poço 1 compreende um revestimento de poço 3 preso em um furo de sondagem na formação subterrânea 4 e uma tubulação de produção 5 que se estende desde a superfície até a formação subterrânea. O poço ainda

inclui uma cabeça de poço 10 dotada de equipamento de monitoramento, para fazer medições de poço, tipicamente para medir “pressão da cabeça de tubulação” (THP) 13 e “pressão da linha de escoamento” (FLP) 14. Opcionalmente pode haver equipamento de monitoramento furo abaixo, para
5 fazer medições de sub-superfície, por exemplo, pressão de tubulação furo abaixo 18, e/ou de sub-superfície e/ou de tubulação de superfície e/ou pressão de medidores de pressão diferencial de linha de escoamento, por exemplo, de medidores de gás úmido (não mostrado). Os poços também podem produzir a partir de diversas zonas de sub-superfície ou ramais. As cabeças de poço dos
10 poços no grupo podem ser localizadas em terra ou costa afora, acima da superfície do mar ou no fundo do mar.

O poço 1, como o poço 2, e alguns, porém não necessariamente todos os outros poços no grupo, também terão algum meio de ajustar produção, tal como: um estrangulamento de controle de produção
15 11 ou um afogador de estrangulamento fixo (não mostrado) e/ou um sistema de controle de injeção de gás de sustentação 12 ou válvulas de controle de intervalo furo abaixo (não mostrado) que controlam a produção a partir de uma ou mais regiões de entrada de escoamento do poço. Variáveis numéricas manipuladas são associadas com cada um destes dispositivos de ajustamento
20 de produção.

O sistema de produção ainda inclui uma pluralidade de linhas de escoamento de produção do poço 20, que se estendem desde as cabeças de poço 10 até um distribuidor de produção 21, uma tubulação de produção 23 e um dispositivo de separação do escoamento multifásico misturado, neste caso
25 um separador de produção 25. A medição de pressão do distribuidor de produção 22 e a medição de pressão dos separador de produção 26 muitas vezes estarão disponíveis no distribuidor de produção e no separador de produção, como mostrado. Haverá algum dispositivo para regular o nível do separador de produção e, opcionalmente sua pressão ou a diferença de pressão

entre o separador e suas saídas de fase única. Para simplicidade uma malha de controle de pressão 27 está mostrada na figura 1. Tipicamente a medição de pressão do distribuidor de produção 23 (alternativamente a medição de pressão do separador de produção 29) serão utilizadas como “pressão de interação”, cuja variação quando taxas de produção do poço são variadas, é um indicador do grau de interação entre os poços.

O separador de produção 25 é dotado de saídas para água, petróleo, gás 35, 36 e 37, respectivamente. Cada saída 35, 36 ou 37 é dotada de dispositivos de medição de escoamento 45, 46 e 47, respectivamente. Opcionalmente mais saídas de água e petróleo podem ser combinadas. A pressão do separador de produção pode, opcionalmente, ser controlada regulando o escoamento de gás a partir de 37, afetando com isto a pressão do distribuidor 26 e a pressão da linha de escoamento 14 e assim a produção dos poços individuais.

As medições de poço que compreendem no mínimo dados de 13 e opcionalmente de 14, 18, taxa de injeção de gás de sustentação de 12, posição do estrangulamento de produção 11, e outras medições como disponíveis, são transmitidas de maneira contínua para o “Sistema de aquisição e controle de dados de produção” 50. De maneira similar, as medições da produção misturada 45, 46, 47 são transmitidas de maneira contínua para o “Sistema de aquisição e controle de dados de produção” 50. Os trajetos de transmissão de dados típicos estão ilustrados como 14a e 45a. Os dados em 50 são armazenados e estão então, em seguida, disponíveis para a recuperação de dados não em tempo real para análise de dados e construção de modelo como delineado nesta Patente. Os dados no “Sistema de controle e aquisição de dados de produção” é também acessado pelo “PU RTM” em tempo real para utilização em conjunto com “modelos de estimativa de produção de poço” para a estimativa em tempo real contínua de produções de poço individual. Alguns controles de taxa de produção de poço também serão

ajustáveis a partir do “sistema de controle e aquisição de dados de produção”
 50 para ajustar de maneira remota e otimizar a produção de poço, por
 exemplo, a abertura do estrangulamento de produção ou a taxa de injeção de
 gás de sustentação e a linha de sinalização para controle de taxa de injeção de
 5 gás de sustentação está mostrada como 12a.

Uma instalação de teste de poço associada pode opcionalmente
 e preferivelmente estar disponível para teste individual e a caracterização dos
 poços. Na ausência de uma instalação de teste de poço, teste para a construção
 de modelo de poço pode ser conduzido utilizando medições 45, 46, 47 a partir
 10 do separador de produção.

Referência é feita agora à figura 2 que fornece uma
 configuração preferencial do processo de modelagem acionado por dados para
 esta invenção. A intenção é gerar modelos úteis de maneira sustentável
 ajustados para a finalidade da invenção levando em consideração somente
 15 características e efeitos significativamente relevantes do poço e sistema de
 produção. O procedimento que conduz à geração de “modelos de predição de
 produção de poço alinhado” e “modelo de predição de produção global e de
 poço alinhado” para um grupo de n poços indexados $i = 1, 2, \dots, n$, para o qual
 uma “variável manipulada” para cada poço foi identificada, e para o qual uma
 20 instalação de teste de poço dedicada estão disponíveis é descrito como a
 seguir:

- uma série de testes de poço são conduzidos, durante os quais
 a produção de cada poço é avaliada para caracterização do poço mudando a
 “variável manipulada” do poço. Os dados de teste de poço 60 são utilizados
 25 para gerar um “modelo de estimativa de produção de poço” 61 na forma $y_i =$
 $f_i(u_i, v_i)$, válida para uma faixa de u_i, v_i , dentro de um conjunto $U_i \times V_i$ no qual
 o vetor y_i é a produção de petróleo, água e gás do poço i , u_i é o vetor de
 medições no poço i , e v_i é a variável manipulada no poço i . O procedimento
 para construir o “modelo de estimativa de produção de poço” utilizando

instalações de teste de poço dedicadas é como delineado anteriormente em “PU RTM”. Em “PU RTM” não é feita distinção entre as variáveis medidas u_i e a variável manipulada v_i (que é também medida) mas a distensão é requerida para esta invenção;

5 - uma série de “testes de interação de instalações de produção e poços” são então conduzidos para obter “dados de testes de interação de facilidades de produção e poço” 62 ou, alternativamente, dados também podem ser derivados de “dados de produção” 63 que contém um registro de eventos dinâmicos durante produção normal, tal como quando poços
10 principais de produção de gás são incorporados.

 - um “modelo de interação e manipulação da produção de poços” 65 é então construído relacionando as variações de “variável manipulada” do poço e a “pressão de interação” com as medições na linha de escoamento do poço. A relação entre a “variável manipulada” e as medições
15 na linha de escoamento do poço podem ser derivadas de dados de teste de poço 60, por exemplo, DDWTs, ou a partir de “dados de produção” 63 ajustando a variável manipulada durante produção de poço normal é registrando as reações das medições na linha de escoamento do poço. De maneira similar, a relação entre “pressão de interação” e as medições na linha
20 de escoamento do poço é estabelecida a partir de dados de “testes de interação de instalações de produção e poço” 62 ou de “dados de produção” 63 que registram eventos dinâmicos durante produção normal.

 O “modelo de manipulação e interação de produção de poço” 65 terá a forma $u_i = g_i(v_i, w)$, para cada um dos poços $i = 1, 2, \dots, n$ onde w
25 pertencente a $w \in W$ é a “pressão de interação” comum que se situa no conjunto W , u_i é o vetor de medições no poço i e v_i é a variável manipulada no poço i como antes.

Um “modelo de predição de produção de poço” 66 para cada poço $i = 1, 2, \dots, n$ é então gerado a partir do “modelo de estimativa de

produção de poço” 61 e do “modelo de interação w manipulação de produção de poço” 65 como a seguir:

$$y_i = f_i(u_i, v_i) = f_i(g_i(v_i, w), v_i) = h_i(v_i, w),$$

de modo que a função $h_i(v_i, w)$ é relativa ao vetor y_i , a produção de petróleo, água e gás do poço i até o w , à “pressão de interação” comum e v_i a variável manipulada no poço i .

Dadas as características do poço 66, é agora requerido derivar a dependência de W_i , a “pressão de interação” no distribuidor de produção nesta configuração, para os escoamentos de produção misturados totais encaminhados através do distribuidor de produção e opcionalmente de variáveis v_w que são manipuladas em um nível de instalações globais que também afetam a “pressão de interação” por exemplo, o ponto de ajuste da pressão do separador de produção 27. Isto é alcançado utilizando os dados de “teste de interação de instalações de produção e poços” 62 para construir um “modelo de pressão de interação” 67, $w = k(\hat{y}, y_i, v_i, u_i, w, v_w)$ onde $\hat{y}$ é definido ser o vetor da soma da produção dos poços encaminhadas para o distribuidor de produção, neste caso

$$\hat{y} = \sum_{i=1}^n y_i.$$

Haverá casos onde dados a partir de teste ou produção do poço não estão disponíveis ou confiáveis para um poço particular ou partes do sistema global, por exemplo quando um poço ainda não foi trazido para produção. Em tais casos modelos baseados em caracterização teórica e/ou empírica física e/ou mecânica e/ou química dos poços e/ou do sistema de produção podem ser utilizados em lugar de 65 ou 67.

Uma vez que os “modelos de interação e manipulação de produção de poço” 66 e o “modelo de pressão de interação” 67 estejam desenvolvidos, o processo de otimização é implementado como pelo fluxo de trabalho na figura 2 e então como na figura 3. As formulações de otimização da produção desejada são também ajustadas como a seguir:

- Otimização de poço 78 para poço selecionados definida por um índice de ajuste I que é um subconjunto adequado de $1,2,...,n$, na forma

$$\max_{v_i} R_i(y_i, v_i)$$

sujeita a restrições $c_{i,j}(y_i, v_i, u_i) \geq 0, j=1,2,...,J_i$.

5 onde $R_i(y_i, v_i)$ é o objetivo ou a função benefício 76 para o poço i a ser maximizada variando v_i a variável manipulada no poço i, sujeitar a J_i restrições na produção de poço y_i, v_i, u_i , as variáveis manipuladas do poço e as variáveis medidas, respectivamente definidas pelas desigualdades de restrição $c_{i,j}(y_i, v_i, u_i) \geq 0, 77$.

10 - Otimização de produção global 83 para poços $i \notin I$ (que são poços não já otimizados como parte de 78), na forma

$$\max_{v_i, i \notin I, v_w} R(\hat{y}, v_i, u_i, w, v_w),$$

sujeitas às restrições $c_j(\hat{y}, y_i, v_i, u_i, w, v_w) \geq 0, j = 1, 2, ..., J_w$, onde $R_i(y_i, v_i)$ é a função objetivo ou benefício 81, a ser maximizada variando v_i , a variável manipulada nos poços $i \notin I$ submetidas a J_w restrições 82, $c_j(\hat{y}, y_i, v_i, u_i, w, v_w) \geq 0$ em $\hat{y}, w, v_w$, a produção misturada global, a pressão de interação e o

15 vetor opcional de variáveis que podem ser manipuladas em um nível de instalações globais respectivamente, e $y_i, v_i, u_i, i=1,2,3..n$, as produções de poço individuais, variáveis manipuladas do poço e variáveis medidas do poço para os poços $i=1,2,3..n$.

20 Com os poços em produção misturada normal “PU RTM” é operado em linha para produzir estimativas em tempo real contínuas de produção em cada poço individual 70. A estimativa “PU RTM” corrente de produção de poço individual $\tilde{y}_i$ e as medições correntes e valores de variável manipulada $\tilde{v}_i, \tilde{w}$ são utilizadas para alinhar os “modelos de interação e manipulação da produção de poço” $y_i = h_i(v_i, w)$ definindo um deslocamento

25 constante $d_i = \tilde{y}_i - h_i(\tilde{v}_i, \tilde{w})$ em $\tilde{y}_i, \tilde{v}_i, \tilde{w}$. Os “modelos de predição de produção de poço alinhado” 75 então têm a forma $y_i = h_i(v_i, w) + d_i$. O processo de alinhamento permite que o foco da otimização esteja em mudanças

incrementais na produção no poço e produção global de modo que se $\Delta v_i = v_i - \tilde{v}_i$, $\Delta w = w - \tilde{w}$ e $\Delta y_i = y_i - \tilde{y}_i$, então $\Delta y_i = 0_i$ se $\Delta v_i = 0$ e $\Delta w = 0$. Para finalidades ilustrativas o “modelo de predição de produção de poço alinhado” 75 para cada poço i pode ser fundida na forma “diferença separada” $\Delta y_i =$

5 $A_i \Delta v_i + B_i \Delta w_i$. Os símbolos A_i , B_i , podem ser vistos ou como matrizes ou funcionais que operam em Δv_i e Δw . Opcionalmente termos cruzados e termos de segunda ordem e de ordens mais elevadas em Δv_i e Δw podem ser inseridos sem perda de generalidade.

Para cada poço $i \in I$ que são poços para os quais uma

10 otimização de poço é desejada, dado seu “modelo de pressão de produção de poço alinhado” 75 e a função objetivo ou benefício 76 e restrições de otimização associadas 77, a otimização de poço 78, pode então ser conduzida para solucionar para o valor otimizado de v_i , 79 a variável manipulada no poço i . Observar que a otimização do poço assume necessariamente a variável

15 de interação de poço comum w , que é uma variável afetada pela produção coletiva dos poços e variáveis no nível de sistema de produção global, é imutável pela otimização de poço, ou tem efeito desprezível no resultado da otimização.

O “modelo de pressão de interação” 67 $w = k(\hat{y}, v_w)$ pode ser

20 alinhado definindo a constante $d_w = \tilde{w} - k(\tilde{y}, \tilde{v}_w)$, onde o “valor nominal corrente” das medições de produção misturada $\hat{y}$ é indicado por $\tilde{y}$. O “modelo de pressão de interação alinhada” é então da forma $w = k(\hat{y}, v_w) + d_w$. Além disto, admitimos que as estimativas $\tilde{y}_i$ foram completamente reconciliadas por “PU RTM” com as últimas medições de produção

25 misturadas globais nominais, de modo que

$$\tilde{y} = \sum_{i=1}^n \tilde{y}_i$$

Novamente, para finalidades ilustrativas o “modelo de pressão de interação alinhada” também pode ter a forma de “diferença separada” $\Delta w = K \Delta \hat{y} + L \Delta v_w$,

$$\Delta \hat{y} = \hat{y} - \tilde{y} = \hat{y} - \sum_{i=1}^n \tilde{y}_i$$

$$e \quad \Delta v_w = v_w - \tilde{v}_w.$$

Agora $\sum_{i=1}^n y_i$ é a estimativa de produção misturada total a partir dos “modelos de predição de produção de poço alinhado 75. Daí o “modelo de predição de produção global + poço alinhado 80 em forma “diferença” é então construído combinando “modelos de predição de produção de poço alinhado” 75 com o modelo de “pressão de interação alinhada”. A partir de

$$\Delta \hat{y} = \left(\sum_{i=1}^n y_i \right) - \tilde{y} = \sum_{i=1}^n \Delta y_i = \sum_{i=1}^n A_i \Delta v_i + B_i \Delta v_w = \sum_{i=1}^n A_i \Delta v_i + \left(\sum_{i=1}^n B_i \right) (K \Delta \hat{y} + L \Delta v_w)$$

obtemos

$$\Delta \hat{y} = \sum_{i=1}^n A_i \Delta v_i + \left(\sum_{i=1}^n B_i \right) (K \Delta \hat{y} + L \Delta v_w)$$

que é uma forma implícita do “modelo de pressão de produção global + poço alinhado” 80 relativa às variáveis $\Delta \hat{y}, \Delta v_i, \Delta v_w$, respectivamente a produção misturada total, as variáveis manipuladas nos poços, e as variáveis manipuladas no nível de sistema de produção global. Para dados valores de $\Delta v_i, \Delta v_w$, dependendo da forma dos funcionais

$$\sum_{i=1}^n A_i, \sum_{i=1}^n B_i, K, L,$$

a forma implícita de 80 pode ser resolvida $\Delta \hat{y}$ por uma pluralidade de métodos. No caso onde os componentes de interação

$$\sum_{i=1}^n B_i, K, L$$

matrizes de números reais, por exemplo, temos

$$\left[I - \left(\sum_{i=1}^n B_i \right) K \right] \Delta \hat{y} = \sum_{i=1}^n A_i \Delta v_i + \left(\sum_{i=1}^n B_i \right) L \Delta v_w,$$

que é solucionável para $\Delta \hat{y}$ dados valores de v_i, v_w , a menos, por exemplo, que o operador

$$\left[I - \left(\sum_{i=1}^n B_i \right) K \right]$$

não possa ser invertido.

Uma estimativa das variáveis manipuladas v_i, v_w requerida para otimizar a produção da instalação global é então obtida combinando o

“modelo de pressão de produção global + poço alinhado” 80 com a função objetivo ou benefício 81, e restrições de otimização associadas 82 para formar “otimização da produção operacional de instalação global” 83. A otimização é então conduzida para solucionar aquela para valores ótimos das variáveis manipuladas otimizadas v_i , v_w 84.

Dependendo da forma de 83, as variáveis otimizadas 84 podem ser computadas diretamente ou um procedimento de otimização numérico iterativo automatizado aplicado. Existe uma pluralidade de abordagens da otimização iterativa numérica automatizada que são aplicadas dependendo da forma de 83. Fazer referência por exemplo ao livro texto “Nonlinear Programming- theory and algorithms”, segunda edição, 1993, por M. Bazaraa, H.D. Sherali e C.M. Shetty, ou mais genericamente para diversos métodos rigorosos ou heurísticos “Global Optimisation”, ver por exemplo “Computers and Chemical Engineering 28 (2004) 1169-1218, “Part I – Retrospective on optimization”, e “Part II – Future perspective on optimization” por L.T. Biegler. I.E. Grossmann e referências nele. Para uma configuração preferencial onde as variáveis manipuladas são variáveis contínuas, e 83 é definido por modelo não linear suave contínuo e funções benefício e restrições de desigualdades, um programa quadrático seqüencial (SQP) com diversos pontos de partida é utilizado para a otimização iterativa automatizada para produzir as variáveis manipuladas otimizadas.

O conjunto de “variáveis manipuladas otimizadas” está então disponível para ação adicional. Opcionalmente as “variáveis manipuladas otimizadas” são relacionadas a operadores de instalação de produção para implementação nos poços e na instalação ou, alternativamente, transmitidas diretamente para o “sistema de controle de aquisição de dados de produção” 50 para implementação automatizada.

A computação e aplicação das variáveis manipuladas otimizadas é conduzida de tempos em tempos e controladas por um sistema

de iniciação de otimização 90. Preferivelmente a otimização de produção operacional de poço e a otimização de produção operacional de instalação global são iniciadas em uma base periódica, por exemplo, uma vez cada dia e/ou sob demanda, em antecipação a mudanças do estado da filosofia de gerenciamento dos poços ou do sistema de produção ou das restrições ou do objetivo de otimização. Em uma configuração, mudanças em disponibilidade de sustentação de gás irá iniciar automaticamente uma otimização.

Em uma configuração preferencial do método “PU RTO” de acordo com a invenção:

- 10 - Todos os modelos são validado e atualizados quando necessário utilizando os últimos dados de teste correntes e históricos.
- O “modelo de estimativa de produção de poço PU RTM” é verificado e atualizado periodicamente com verificação contra teste de poço normal.
- 15 - As variáveis de poço manipuladas são cicladas periodicamente durante produção de poço normal para permitir verificação e atualização dos “modelos de interação e manipulação de poço”.
- Os dados de produção são capturados durante operações normais para validar e atualizar, quando necessário, os “modelos de interação e manipulação de poço” e o “modelo de pressão de interação”.
- 20 - As “variáveis manipuladas otimizadas” são transmitidas depois da inspeção por um operador humano.
- A etapa de otimização computacional determina os poços que ou serão abertos para retomar a produção de poço individual ou fechados para parar a produção do poço individual ou comutados para diferentes separadores de produção, adição às “variáveis manipuladas otimizadas” para o poço enquanto em produção.
- 25

Neste caso as variáveis manipuladas v_i , v_w irão incluir valores binário 0 ou 1, e diversos métodos rigorosos e heurísticos estão disponíveis

para sua solução, dependendo da estrutura dos modelos e formulações de otimização utilizados.

- Os modelos de predição dos poços e o sistema de produção global, que refletem a realidade dos poço e do sistema de produção, deveriam ser periodicamente comparados e avaliados contra modelos teóricos físicos e mecânicos dos poços e/ou do sistema de produção se estes estão disponíveis. A avaliação e a comparação dos modelos derivados de desempenhos reais do poço como por esta invenção contra modelos teóricos, irá produzir informação para auxiliar em gerenciamento de produção de horizonte de tempo mais longo, e otimização de atividades.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para otimizar produção de um grupo de poços do qual correntes efluentes de poço são misturadas e separadas em um conjunto de separação de fluidos em correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos, caracterizado pelo fato de compreender:

a) realizar um teste de poço em cada um dos poços durante o qual a produção a partir do poço testado é variada e uma ou mais variáveis de produção do poço individual são monitoradas;

b) derivar dos dados obtidos pelos testes de poço um modelo de estimativa para cada poço relacionando a variação do padrão de escoamento de efluentes produzidos pelo poço testado e das variáveis de produção monitoradas do poço;

c) colocar o grupamento de poço em produção normal misturada de petróleo e/ou gás;

d) monitorar durante a etapa c) um padrão de escoamento de fluido dinâmico das correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos, por meio de medidores de escoamento arranjados nas correntes no mínimo parcialmente separadas de petróleo bruto, gás e/ou outros fluidos a jusante do conjunto de separação de fluido;

e) monitorar durante a etapa c) uma ou mais variáveis de produção do poço que relacionadas a características das correntes de escoamento multifásicas produzidas pelos poços individuais;

f) estimar de maneira repetida um padrão dinâmico de escoamento de fluido misturado do grupo de poços com base nos modelos de estimativa de acordo com a etapa b) e variáveis de produção monitoradas de acordo com a etapa e);

g) realizar um processo de reconciliação dinâmica no qual durante um período de reconciliação selecionado:

- é admitido que o padrão de escoamento dinâmico de fluido misturado estimado de acordo com a etapa f) é uma acumulação de ditos modelos de estimativa de produção de poço individual que são multiplicados por coeficiente de ponderação desconhecidos;

5 - os coeficientes de ponderação desconhecidos são estimados variando de maneira iterativa cada coeficiente de ponderação até que o padrão de escoamento dinâmico de fluido misturado estimado corresponda substancialmente ao padrão de escoamento dinâmico de fluido monitorado; e

10 - melhores estimativas de escoamento da produção são fornecidas para o período de reconciliação selecionado, e utilizar os fatores de reconciliação de poço individual com os modelos de estimativa para estimar produção a partir de cada poço para o próximo período de reconciliação;

15 h) definir um objetivo de otimização operacional que consiste de um objetivo a ser otimizado com relação à produção de um ou mais poços e/ou do grupo de poços;

i) ajustar a produção de efluentes de poço do grupo de poços de tal modo que o objetivo de otimização seja aproximado; e

j) as etapas g) e i) são repetidas de tempos em tempos.

20 2. Método de acordo com a reivindicação 1 caracterizado pelo fato de ainda compreende as etapas de:

25 - identificar para no mínimo um dos poços no grupo uma ou mais variáveis de produção numéricas manipuladas que podem ser manipuladas diretamente para variar a produção do poço, e daí em diante derivar a partir de dados obtidos pelos testes de poço e/ou durante produção misturada normal, e/ou do modelo de estimativa, um modelo de predição relacionado às variáveis manipuladas do poço para a variação do fluxo ou o padrão de escoamento e/ou outras características dos efluentes de poço produzidos, no qual quaisquer poços sem variáveis de produção manipuladas identificadas terão modelos de predição que são números constantes iguais a

uma produção nominal estimada dos poços;

- somar os modelos de predição de todos os poços do grupo de poços para fornecer um modelo de predição de produção misturada global;

5 - ajustar a produção de efluentes de poço por meio das variáveis manipuladas do poço como guiadas pelos modelos de predição de poço individual e o modelo de predição de produção misturada global para alcançar o dito objetivo de otimização.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de ainda compreender as etapas de:

10 - medir uma ou mais pressões de interação tal como uma pressão dentro de um ou mais distribuidores de produção em linhas de escoamento de poço que são conectadas às cabeças de poço dos poços do grupo de poços, em cujos distribuidores o fluxo a partir de uma pluralidade de linhas de escoamento de poço é misturado, a variação de cuja pressão de
15 interação quando variam produções totais de poço, indica e articula interações entre correntes de efluentes a partir de diversos poços;

 - obter dados dinâmicos relacionado a variações de pressões de interação para as variáveis medidas dos poços a partir de produção misturada normal e/ou durante períodos de perturbações de produção e/ou realizando
20 uma série de testes de interação de poço durante os quais a pressão de interação é variada;

 - obter a partir dos dados dinâmicos relacionados às variações de pressões de interação para as variáveis medidas dos poços modelos de predição de poço relacionados às variações de variáveis manipuladas do poço
25 e pressões de interação para a produção dos poços;

 - obter dados dinâmicos relacionados às variações de uma ou mais pressões de interação para a produção misturada total a partir de períodos de produção misturada normal e/ou durante períodos de perturbações de produção e/ou realizando uma série de testes durante os quais a pressão de

interação é variada, e daí em diante um ou mais modelos de interação de distribuidor relacionados à variação de uma ou mais das pressões de interação com os escoamentos de produção misturada total que escoam através dos distribuidores;

- 5 - combinar os modelos de predição de poço com os modelos de pressão de interação para obter um modelo de predição de produção misturada global.

4. Método de acordo com as reivindicações 2 e 3, caracterizado pelo fato de ainda compreender:

- 10 repetir periodicamente o método de otimização alinhando os modelos de predição com os escoamentos correntes de modo que os modelos de predição alinhados reflitam os escoamentos correntes como estimados pelo processo de reconciliação dinâmica.

- 15 5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-4, caracterizado pelo fato do objetivo da otimização ser uma função de benefício que relaciona produção de poço acumulada ou combinada em média e/ou individual a benefício monetário bruto ou líquido, opcionalmente incluindo custos de produção associados.

- 20 6. Método de acordo com a reivindicação 5 caracterizado pelo fato do objetivo da otimização dever ser alcançado ao mesmo tempo em que obedece a restrições de produção que consistem de limites das variáveis manipuladas e/ou nas produções de poços individuais e/ou quantidades de produção de poço que inclui medições, e/ou aquelas de grupos de poços e/ou em uma ou mais pressões de interação e/ou na produção total misturada do grupo de poços.

- 25 7. Método de acordo com as reivindicações 5 ou 6, caracterizado pelo fato de ainda compreender a etapa de realizar uma otimização utilizando qualquer de uma pluralidade de algoritmos numéricos de otimização sobre as variáveis manipuladas com base no objetivo de

otimização operacional, opcionalmente com restrições e/ou modelos de predição de produção misturada global e/ou de poço, para produzir um conjunto de variáveis manipuladas otimizadas que alcançam o objetivo de otimização operacional.

- 5 8. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-7, caracterizado pelo fato da produção dos efluentes de poço dos poços ser variada ajustando a abertura de uma válvula de estrangulamento de produção na cabeça de poço dos poços, ou em linhas de escoamento conectadas aos poços, ou de uma válvula de controle de escoamento em um sistema de
- 10 injeção de gás de sustentação dos poços ou por outro dispositivo de estimulação ou de restrição da produção dos poços, tal como qualquer dispositivo de fechamento e abertura reversível e controlada de um poço, um ponto de ajuste de uma malha de controle no poço com a válvula de estrangulamento de produção como um atuador, um ponto de ajuste de uma
- 15 malha de controle de pressão ou taxa de injeção de gás de sustentação do poço, duração de desligamento de injeção de gás de sustentação do poço, duração da injeção de gás de sustentação do poço, taxa de injeção de gás de sustentação do poço, um ponto de ajuste de uma malha de controle na linha de injeção de fluido hidráulico da bomba de jato do poço, velocidade da bomba
- 20 submersível elétrica do poço (ESP), velocidade do motor da bomba de haste do poço, duração do desligamento da bomba de haste do poço e/ou a abertura da válvula de controle no intervalo furo abaixo do poço.

9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-8, caracterizado pelo fato da produção de efluentes de poço dos poços ser
- 25 variada ajustando uma ou mais pressões de interação do sistema de produção por meio de re- encaminhamento da produção do poço através de condutos de distribuidores de produção paralelos que são conectados entre distribuidores a montante e a jusante e/ou ajustando a pressão do conjunto de separação de fluido e/ou ajustando as válvulas para o encaminhamento de efluentes de poço

para um ou mais distribuidores que misturam a produção ou que encaminham a produção misturada para um ou mais separadores de produção e/ou ajustando a velocidade de um compressor em um conduto de saída do conjunto de separação de fluido.

5 10. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-9, caracterizado pelo fato de ajustamentos requeridos preditos para conseguir os objetivos da otimização serem transmitidos automaticamente para os poços e para o sistema de produção, opcionalmente depois de validação por um operador humano.

10 11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-10, caracterizado pelo fato de um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição poderem ser opcionalmente gerados em parte ou no todo a partir de caracterização teórica e/ou empírica física e/ou mecânica e/ou química dos poços e/ou do sistema de produção.

15 12. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-11, caracterizado pelo fato do objetivo da otimização ser ajustado em reação a e/ou em antecipação a mudanças aos requisitos de produção e/ou custos e/ou benefício e/ou infra-estrutura de produção e/ou estado dos poços e/ou estado das instalações de produção; e opcionalmente seguida pela condução do
20 processo de otimização cujos resultados são implementados e/ou utilizados para análise e planejamento e/ou registrados para ação futura.

 13. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-12, caracterizado pelo fato do objetivo da otimização ser alcançado por dispositivo opcional de fechamento temporário de produção em um ou mais
25 poços do grupamento de poços, ou a iniciação de produção de poços no grupo de poços que inicialmente não estavam em produção.

 14. Método de acordo com as reivindicações 2 e 3, caracterizado pelo fato de um ou mais da estimativa e/ou modelos de predição poder opcionalmente ser comparado e/ou avaliado contra caracterização

teórica e/ou empírica física e/ou mecânica e/ou química dos poços e/ou do sistema de produção; para a finalidade de solucionar e/ou diagnosticar e/ou para melhorar os modelos e/ou para a análise que conduz a gerenciamento de produção de horizonte de tempo mais longo e atividades de otimização.

5 15. Método de acordo com as reivindicações 1-13, caracterizado pelo fato de um ou mais dos poços do grupo de poços serem periodicamente ou intermitentemente operados ou serem operados de tempos em tempos, e a produção ou quantidades associadas serem otimizadas e opcionalmente restringidas e avaliadas por exemplo feitas a média, sobre
10 períodos de tempo fixados maiores do que aquela característica da periodicidade ou operação intermitente.

 16. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de um ou mais dos poços do grupo de poços ser periodicamente ou intermitentemente operado ou serem operados de tempos em tempos e a
15 duração de sua operação como uma proporção de um período de tempo fixado ser tomada como a variável manipulada para o poço.

 17. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-13, caracterizado pelo fato do método ser aplicado adicionalmente a um objetivo de otimização definido em poços no grupo de poços com duas ou
20 mais zonas de influxo de sub-superfície, caso em que “modelos de estimativa de zona de produção” e “modelos de predição de zona de produção” são gerados em adição aos “modelos de estimativa de produção de poço” e “modelos de predição de produção de poço”.

 18. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado
25 pelo fato de as variáveis de produção de poço, tais como pressão e/ou outras características de escoamento de fluido das correntes de efluentes de poço individuais incluírem uma ou mais das seguintes variáveis: pressão de cabeça da tubulação de poço, pressão da linha de escoamento de poço, temperatura da cabeça da tubulação de poço, temperatura da linha de escoamento de poço,

pressões diferenciais através da válvula de estrangulamento da produção do poço, pressões diferenciais através de qualquer produtor de pressão diferencial que inclui um venturi de gás úmido, na linha de escoamento de poço, medidores de escoamento nominalmente adequados somente para

5 escoamento de fase única que são adequados para serem utilizados para fornecer uma entrada para os modelos de estimativa de poço mesmo se o poço tem escoamento multifásico, estado ou posição de abertura de válvula de estrangulamento da produção de poço estado ou posição de abertura de qualquer dispositivo de fechamento e abertura reversível e controlada do

10 poço, taxa de injeção de gás de sustentação do poço, taxa de injeção de fluido hidráulico da bomba de jato de poço, pressão no revestimento de produção do poço (ESP), velocidade da bomba submersível elétrica de poço, pressão de admissão da bomba ESP de poço, pressão de descarga da bomba furo abaixo ESP de poço, pressão diferencial do venturi furo abaixo ESP do poço,

15 consumo de energia ESP do poço, corrente da fase do motor ESP do poço, entrada de potência do motor da bomba de haste do poço, velocidade do motor da bomba de haste do poço, deslocamento do curso da bomba de haste do poço, célula de carga da bomba de haste do poço, posição do eixo da caixa de engrenagens da bomba de viga, velocidade diferencial da bomba de haste

20 do poço, deslizamento do motor/caixa de engrenagem, pressão da tubulação furo abaixo do poço, pressão do anel furo abaixo do poço, temperatura do anel ou tubulação furo abaixo do poço ou diversas derivações deles, monitoradas por sensores de temperatura distribuídos, a abertura de válvula de controle do intervalo furo abaixo, amplitude de uma seleção de frequências

25 de som de um ou mais sensores de som montados em linha de escoamento do poço, atraso de propagação de perfis de som correlacionados em uma seleção de frequências a partir de dois ou mais sensores de som montados em uma direção a montante-jusante em uma linha de escoamento de poço.

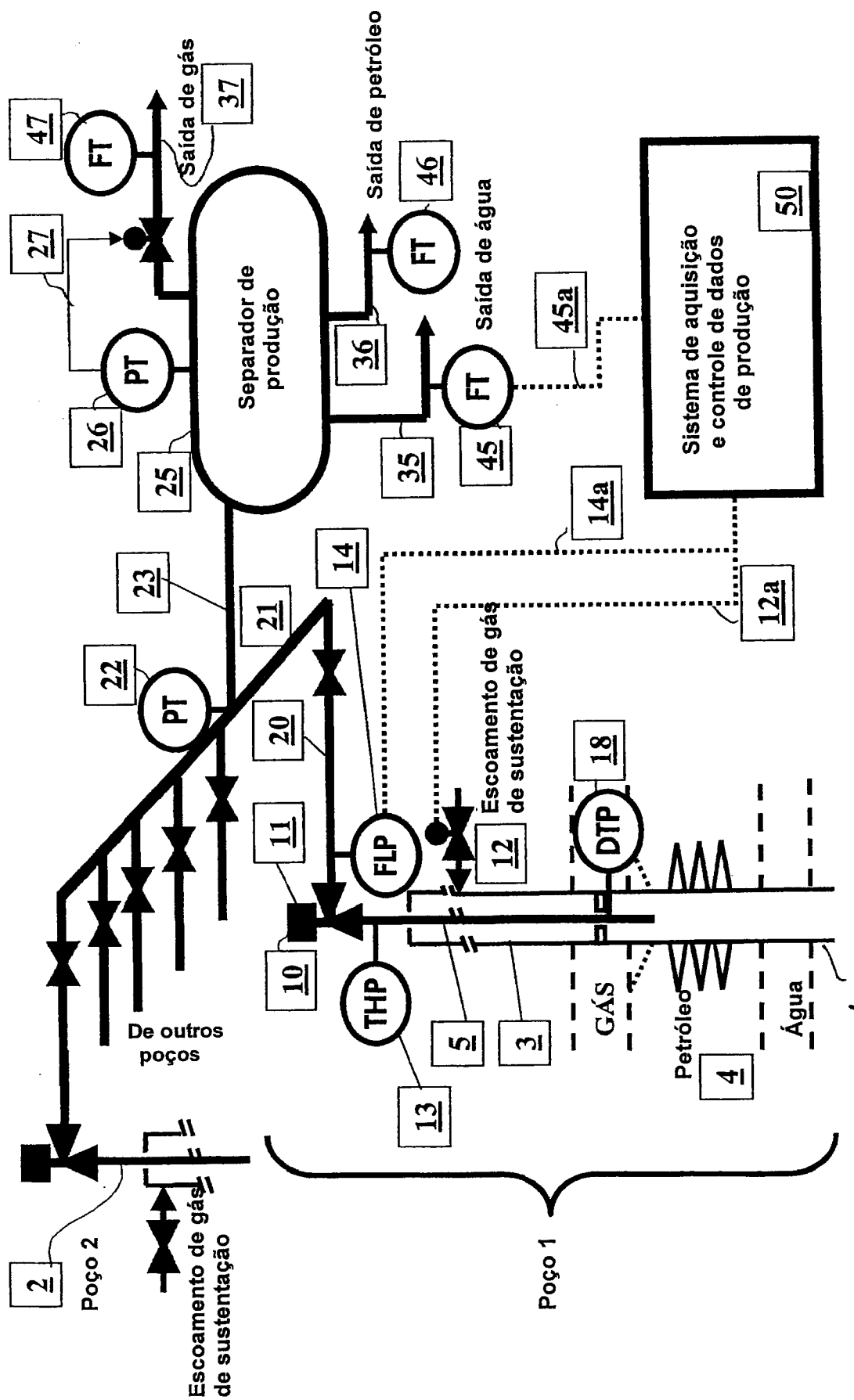


Fig 1: Produção de um grupo de poços para um separador de produção

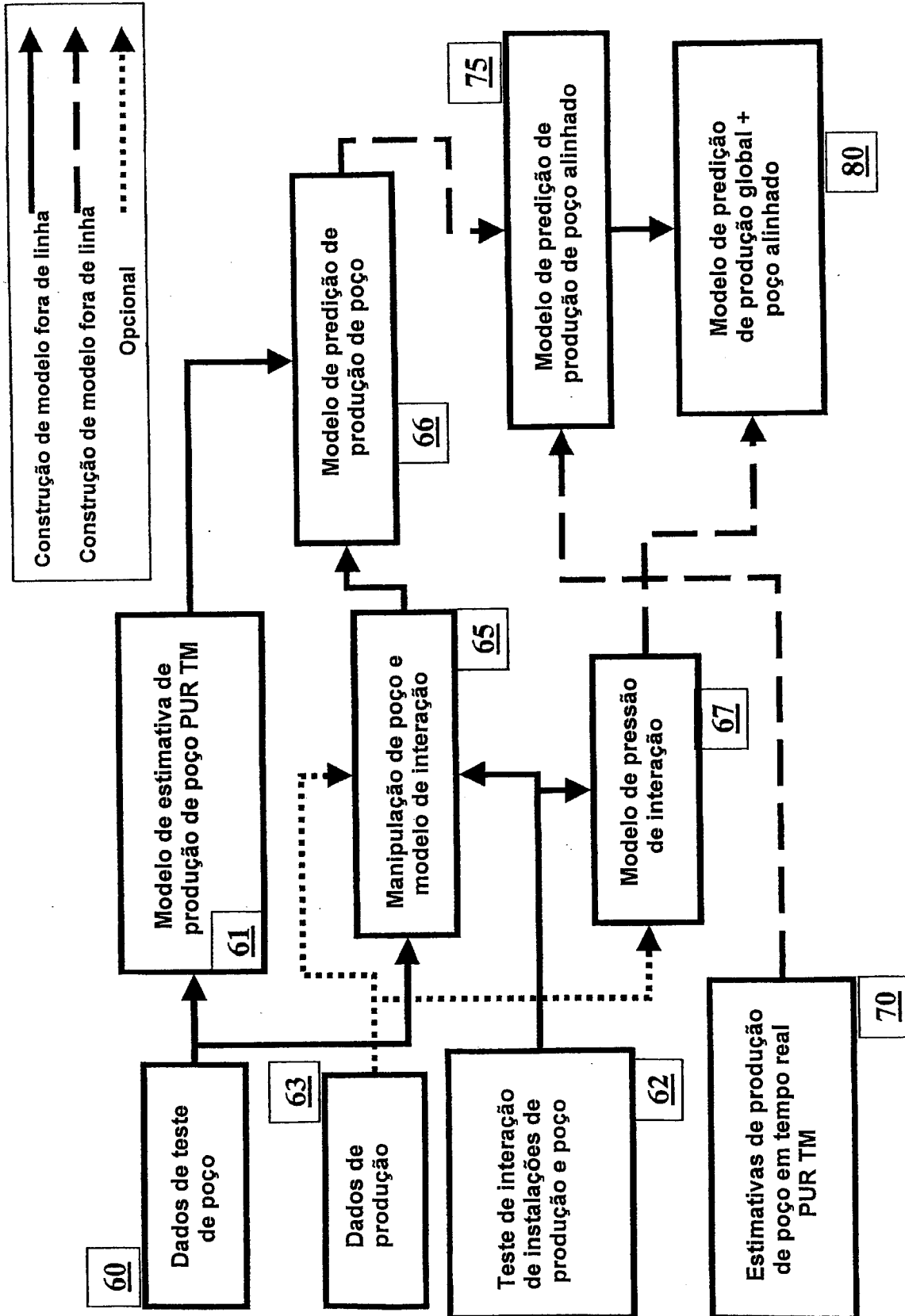


Fig 2: Estabelecimento de poço + modelos de previsão de produção global

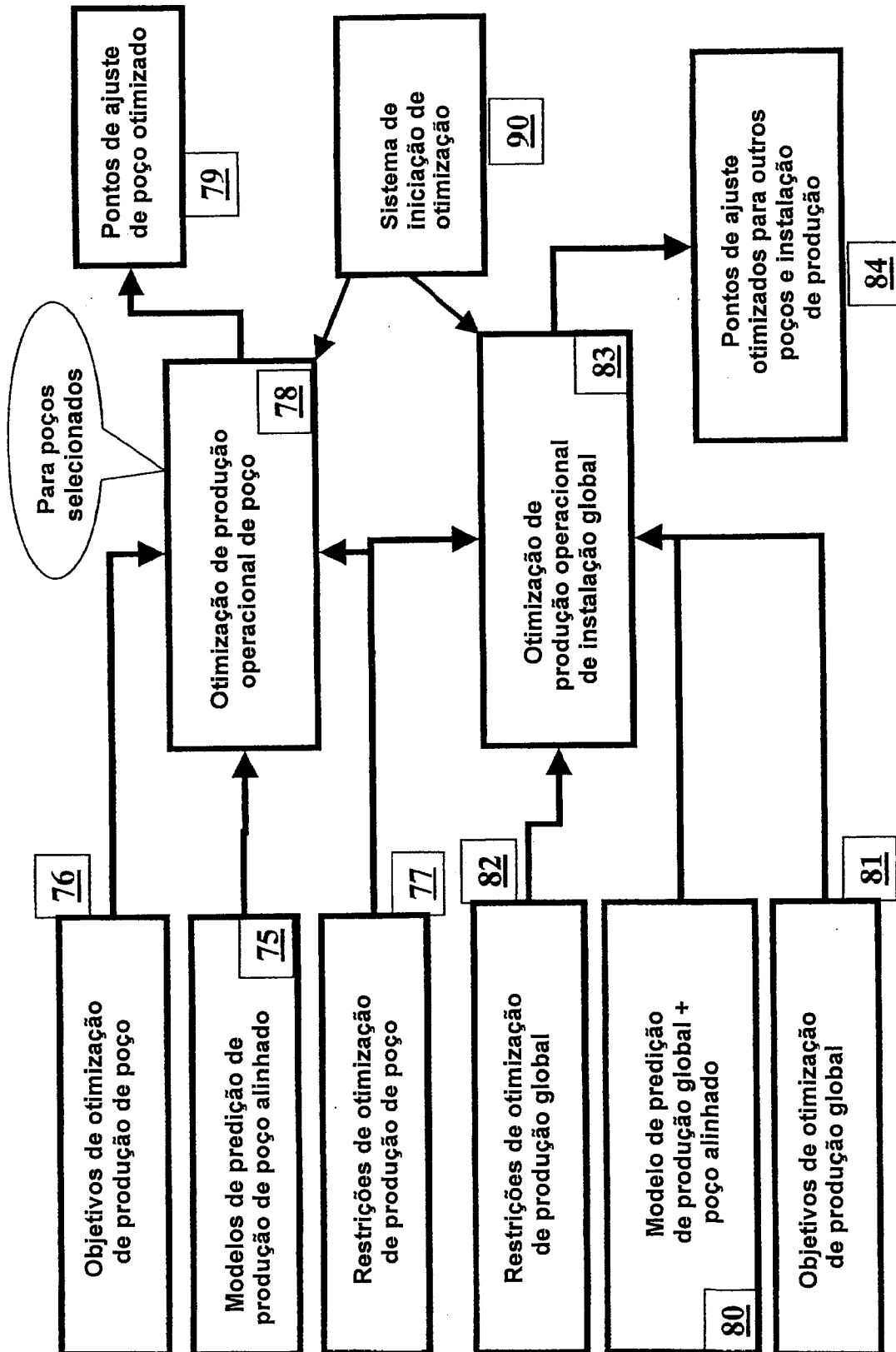


Fig 3: Procedimento para otimização