



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

(11) PI 0709899-5 B1

(22) Data do Depósito: 05/04/2007

(45) Data de Concessão: 09/01/2018



* B R F I 0 7 0 9 8 9 9 B 1 *

(54) Título: MÉTODOS PARA DETERMINAR AS CONTRIBUIÇÕES DE POÇOS INDIVIDUAIS PARA A PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE POÇOS E DE UM OU MAIS SEGMENTOS DE UMA REGIÃO DE AFLUXO SEGMENTADA DE UM POÇO MULTIZONAL E/OU MULTILATERAL PARA A PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE SEGMENTOS DE UM POÇO MULTIZONAL E/OU MULTILATERAL E/OU DE UM GRUPO DE POÇOS

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

(30) Prioridade Unionista: 07/04/2006 EP 06112397.2, 10/04/2006 EP 06112438.4

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

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

“MÉTODOS PARA DETERMINAR AS CONTRIBUIÇÕES DE POÇOS INDIVIDUAIS PARA A PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE POÇOS E DE UM OU MAIS SEGMENTOS DE UMA REGIÃO DE AFLUXO SEGMENTADA DE UM POÇO MULTIZONAL E/OU MULTILATERAL PARA A PRODUÇÃO DE UM GRUPO DE SEGMENTOS DE UM POÇO MULTIZONAL E/OU MULTILATERAL E/OU DE UM GRUPO DE POÇOS”

Antecedentes da Invenção

A presente invenção se refere a um método para determinar as contribuições de poços individuais para a produção de um grupo de poços e/ou de segmentos de poço individuais para a produção de um poço e/ou um grupo de poços.

Tipicamente, correntes de fluido efluentes de poço produzidas por poços individuais de um grupo de poços são mescladas em um coletor (distribuidor) e encaminhadas via um conjunto de estabilização e separação de fluido (compreendendo um ou mais separadores de produção ou em massa). O fluido de efluente do poço é separado no separador de produção em correntes nominalmente monofásicas de óleo, água, e/ou outros fluidos (ou opcionalmente, uma fase líquida bruta compreendendo óleo e água, e uma fase gasosa). Os fluidos monofásicos separados são depois disso encaminhados para os condutos de saída do separador de produção para medição, transporte e vendas.

Um problema associado com a gestão de fluxo de fluido nas saídas do separador de produção é que este fluxo de fluido provém da produção mesclada (ou "escoamento") a partir de alguns ou todos os poços do grupo e à primeira vista os dados de medição não proporcionam informação a respeito da produção de óleo, água e gás (ou líquido e gás) pelos poços individuais. Medidores de efluentes de poço multifásicos são freqüentemente muito caros, têm um invólucro de operação muito restrito e são muito complexos para instalar em linhas de fluxo de poço individuais para permitir

que componentes individuais de óleo, água e gás da produção de poço sejam medidos continuamente em tempo real, particularmente porque a composição de efluente do poço e as características de fluxo associadas podem variar significativamente pela vida do poço. Além disso medidores de efluentes de poço multifásicos podem requerer calibração na partida e/ou tempos em tempos. Conseqüentemente, a produção de fluidos pelos poços individuais não é costumeiramente rastreada de modo precisamente contínuo, ou em tempo real ou instantaneamente. Costumeiramente, uma instalação de teste de poço é conseqüentemente tornada disponível para ser compartilhada entre um grupo de poços. As produções dos poços são encaminhadas individualmente de cada vez para a instalação de teste de poço em que os componentes individuais de óleo, água e gás da produção são determinados diretamente, sem interrupção da produção dos outros poços, e usados como representantes da produção do poço durante a produção normal.

Instalações de teste de poço e seus distribuidores de válvula de encaminhamento de produção de poço associados, apesar de serem compartilhadas por todos os poços no grupo de poços, são comumente encaradas como sendo caras, volumosas e difíceis de operar e manter. Em muitos casos, tais instalações de teste de poço não estão disponíveis.

No caso em que instalações de teste de poço não estão disponíveis, produções de poços individuais nominais podem ser estimadas convencionalmente por três métodos. O primeiro método (A) é o método simples de produzir cada poço individualmente de cada vez, enquanto todos os outros poços estão fechados para produção, resultando assim em uma postergação significativa da produção.

Uma segunda abordagem (B) é o “teste de acesso superposto”, ou seja, testando um poço e estabelecendo sua produção nominal, e em seguida pondo um segundo poço em produção, computando assim a produção nominal estimada do segundo poço por subtração da produção nominal do

primeiro poço da produção medida enquanto o segundo poço estava também produzindo e assim por diante.

Um terceiro método (C) é “teste por diferença” (“TBD”), a prática de obturar um poço e medir a diferença conseqüente na produção mesclada antes e depois da obturação do poço. A diferença dos níveis de produção é então uma estimativa da produção nominal do poço. O método (C) causa menos postergação de produção que os métodos (A) e (B), mas não obstante tem desvantagens, incluindo a postergação de produção do poço testado durante o período de teste.

O pedido de patente internacional WO03/046485 descreve um sistema de teste de poço e medição de produção, em que a produção acumulada de poços de todo um campo é medida a jusante de um separador de produção no qual as frações produzidas de óleo bruto, água, gás natural, sólidos e/ou condensados são separadas e o escoamento e as composição do óleo bruto produzido e/ou outras frações podem ser monitorados com precisão. Esta medição precisa da produção acumulada de poços de todo um campo é feita simultaneamente, e comparada com medidas menos precisas a montante de medições de fluxo efluente de poço que são tomadas simultaneamente em cada poço individual.

O pedido de patente Internacional PCT/EP2005/055680, depositado em dia 1 de novembro de 2005, “Method and system for determining the contributions of individual wells to the production of a cluster of well” descreve um método e sistema que são daqui por diante chamados de “Monitoramento em Tempo Real de Universo de Produção” (método PU RTM).

O método PU RTM permite estimativa precisa em tempo real das contribuições de poços individuais para a produção mesclada total de um grupo de óleo bruto, gás e/ou outros fluidos, com base em modelos de poço derivados de dados de teste de poço e atualizados regularmente usando dados

dinâmicos de produção mesclada.

No método PU RTM conhecido a partir do pedido de patente Internacional PCT/EP2005/055680 “modelos de estimativa de produção de poço” ou “impressões digitais” são feitos para identificar a produção de poços individuais sob de uma variedade de condições operacionais com base em “Testes de Poços Deliberadamente Perturbados” (“DDWTs”) usando poço instalações de teste de poço dedicadas. Os DDWTs são testes de poço nos quais o poço testado é encaminhados a uma instalação de teste de poço dedicada, e em seguida perturbado para ativar sua dinâmica intrínseca e para produzir a taxas de produção múltiplas por toda sua faixa operacional potencial. Os “modelos de estimativa de produção de poço” gerados são então usados em conjunto com um sistema de reconciliação dinâmico para estimar com precisão produções de produções de poços individuais continuamente em tempo real. Porém, em muitos casos, nenhuma instalação de teste de poço está disponível, e a interrupção da produção do resto dos poços em um grupo de poços, para medir diretamente a produção de um poço usando medições de produção a jusante do conjunto de separação (separador de produção) não é permissível devido à conseqüente postergação de produção.

É um objetivo da presente invenção prover um método e um sistema os quais permitem a determinação da contribuição um poço para a produção de um grupo de poços de que as correntes produzidas de efluentes de poço são mescladas e encaminhadas via um conjunto de separação em correntes pelo menos nominalmente separadas de óleo bruto, gás natural e água, com base em medições de produção feitas nas correntes nominalmente separadas de óleo bruto, gás natural e água a jusante do conjunto de separação (separador de produção e/ou de massa), e na ausência de uma instalação de teste de poço dedicada para a medição direta da produção a partir de um poço testado.

Sumário da Invenção

De acordo com um aspecto da invenção é previsto um método para determinar as contribuições de poços individuais para a produção de um grupo de poços cujas correntes de efluente de poço são mescladas e encaminhadas por um conjunto de separação de fluido em condutos de saída de fluido para transporte de correntes pelo menos parcialmente separadas de óleo bruto, gás e/ou outros fluidos, o método compreendendo:

5 a) prover medidores de fluxo para medir fluxo de fluido nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido, e prover equipamento de monitoramento de poço para monitorar uma ou mais 10 variáveis de produção, tais como de pressão e/ou outras características, relativas a corrente de efluente de poço de poços individuais;

b) testar sequencialmente poços do grupo de poços executando um teste de poço durante o qual a produção de um poço testado é variada;

15 c) monitorar durante a etapa b, uma ou mais variáveis de produção pelo equipamento de monitoramento e medir simultaneamente por meio dos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido qualquer variação do padrão de fluxo de efluentes produzidos pelo grupo de poços, incluindo os poço testados, e obter a partir 20 da variação medida uma estimativa da produção do poço testado durante o teste de poço;

d) derivar das etapas b e c, um modelo de estimativa de produção de poço para cada poço testado, modelo este que provê uma correlação entre variações de uma ou mais variáveis de produção monitoradas 25 pelo equipamento de monitoramento e a estimativa da produção do poço durante o teste de poço como medido pelos medidores de fluxo;

e) produzir óleo e/ou gás a partir do grupo de poços enquanto um padrão de fluxo de fluido dinâmico das correntes de efluente de poço acumuladas produzidos pelo grupo de poços é medido por meio dos

medidores de fluxo e uma ou mais variáveis de produção de cada poço é(são) monitorada(s) pelo equipamento de monitoramento de poço;

5 f) calcular durante a etapa e, uma contribuição estimada de cada poço para a produção de fluidos pelo grupo de poços com base nas variáveis de produção monitoradas pelo equipamento de monitoramento de poço e o modelo de estimativa de produção de poço derivado na etapa d;

10 g) calcular um padrão de fluxo dinâmico estimado nas saídas de fluido do conjunto de separação de fluido por um período de tempo selecionado acumulando as contribuições estimadas de cada um dos poços feitas de acordo com a etapa f pelo do período de tempo selecionado; e

15 h) ajustar iterativamente de tempos em tempos para cada poço, o modelo de estimativa de produção de poço para esse poço até que, através do período de tempo selecionado, o padrão de fluxo dinâmico estimado acumulado calculado de acordo com a etapa g, substancialmente se conjuga com o padrão de fluxo de fluido dinâmico monitorado que é monitorado pelos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido.

Opcionalmente, o grupo de poços compreende uma série de n poços i , de tal modo que $i = 1, 2, 3, \dots, n$ e a etapa h compreende as etapas de

20 - expressar o modelo de estimativa de produção de poço para cada poço i como $y_i(t) = f_i(u_{1i}(t), u_{2i}(t) \dots)$ onde $y_i(t)$ é o padrão de fluxo do efluente de poço do poço i como monitorado no tempo t , e u_{1i} , u_{2i} ... são variáveis de produção do poço i , tais como pressão e/ou outras características relativas à corrente de efluente de poço no poço monitorado durante o teste de poço durante a produção de poço normal pelo equipamento de monitoramento do poço i ;

-expressar o padrão de fluxo de fluido dinâmico estimado nas saídas de fluidos do conjunto de separação de fluido como

$$y(t)_{\text{estimado}} \cong \sum_{i=1}^n \gamma_i y_i(t),$$

em que γ . são coeficientes ponderais inicialmente desconhecidos que são uniformes através do período de tempo selecionado;

- expressar o padrão de fluxo de fluido monitorado que é medido pelos medidores de fluxo nos condutos de saída do conjunto de separação como $y(t)$ monitorado;

- comparar $y(t)$ monitorado com $y(t)$ estimado e

- estimar um valor de cada dos coeficientes ponderais γ por variando iterativamente os coeficientes ponderais γ até que $y(t)$ estimado iguala substancialmente $y(t)$ monitorado.

10 Em tal caso um processo de reconciliação matemático pode ser usado para obter o valor de cada dos coeficientes ponderais γ .

Cada um dos poços do grupo de poços pode ser testado para caracterização executando uma série de ações durante as quais a produção de um poço testado é variada, incluindo fechamento na produção do poço por um período de tempo, e então a produção do poço testado é iniciada em etapas de tal modo que o poço testado é induzido a produzir a taxas de produção múltiplas por uma faixa de operação potencial normal do poço, teste este que é chamado de teste de poço deliberadamente perturbado por diferença (DDWTBD).

20 Além disso, uma sequência de testes de poços pode ser executada de tal modo que sequencialmente cada um dos poços do grupo de poços é testado para caracterização fechando inicialmente em todos os poços no grupo, e subseqüentemente começando por um poço de cada vez, em seqüência, com poços individualmente iniciados em etapas para produzir a taxas de produção múltiplas pela faixa de operação potencial normal gama do poço, cuja sequência de testes de poço é chamada de teste de produção deliberadamente perturbado (DDPT) a partir de cujos testes de poço:

- uma estimativa da produção de um primeiro poço a ser iniciado é obtida diretamente do teste de poço do primeiro poço, e o modelo

de estimativa de produção de poço é calculado para esse poço

- a produção do segundo poço a ser iniciado é derivada da subtração da produção do primeiro poço usando o modelo de poço do primeiro poço já estabelecido e

5 - a produção e o modelo de estimativa de produção de poço do terceiro e qualquer poço subsequente iniciado são computados em seqüência de seus inícios, obtendo assim o modelo de estimativa de produção de poço de cada poço do grupo de poços.

10 Opcionalmente o modelo de estimativa de produção de poço para cada um dos poços é construído combinando dados provenientes de:

- executar um ensaio de teste por diferença (TBD), pelo que uma produção de poço base é estabelecida interrompendo a produção individual de poço por um período de tempo, enquanto se monitora por meio dos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de
15 separação de fluido, a variação do padrão de fluxo de efluentes produzidos pelo grupo de poços, obtendo assim uma estimativa da produção de poço base do poço testado, e

- executar um teste de produção deliberadamente perturbado prolongado (eDDPT) durante o qual as medidas pelos medidores de fluxo nos
20 condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido são registradas por um período de tempo juntamente com as quantidades mensuráveis em todos os poços;

- os modelos de estimativa de produção de poço para todos os poços do grupo de poços são construídos simultaneamente para prover um
25 melhor ajuste aos dados de TBD e de eDDPT coletados.

Cada modelo de estimativa de produção de poço pode ter uma parte estática e uma dinâmica e a parte estática é construída comparando o resultado de uma pluralidade de aproximações de ajuste de curva alternativas e a parte dinâmica é construída comparando o resultado de uma pluralidade de

aproximações de identificação dinâmicas alternativas.

Se dois ou mais conjuntos de dados de teste de poço acumulados durante um período de tempo estão disponíveis, então, opcionalmente os “modelos de estimativa de produção de poço” podem incorporar um “fator de declínio de poço” que vai ser uma função do tempo. O fator de declínio é computado como um melhor ajuste para permitir que os “modelos de estimativa de produção de poço” reflitam o declínio de produção de poço devido a uma diminuição inerente do potencial de poço como uma função da produção cumulativa do poço.

Os testes “DDPTBD” ou “TBD” mais “eDDPT” podem ambos ou em combinação, ser usados para gerar “modelos de estimativa de produção de poço” para cada poço em um grupo de poços com produção mesclada canalizada em um separador de produção com medições em seus fluxos de saída monofásicos. É notado que os dados de “eDDPT” não precisam ser obtidos a partir de teste dedicado, mas freqüentemente ser obtidos diretamente a partir do registro de produção histórico do grupo de poços.

É observado que os testes opcionais “DDWTBD”, “TBD” e/ou “eDDPT” se aplicam a dois casos especiais específicos porém economicamente importantes. O primeiro caso especial é aquele de poços de produção de óleo e gás que têm múltiplas zonas produtoras individuais, cada um com seus próprios dispositivos de controle de produção e medição. O segundo caso especial é aquele onde múltiplos poços submarinos compartilham um único oleoduto para se instalações de produção na superfície, e que não têm nenhuma instalação de teste de poço submarina ou oleoduto dedicado para encaminhar o fluxo a partir de poços individuais para instalações de teste de poço na superfície. Em ambos os casos acima, o método de acordo com a invenção é essencial para permitir poço a derivação de “modelos de estimativa de produção de poço (ou zona)” de cada poço individual no grupo de poços, a uma postergação aceitável de produção que

por sua vez permite o monitoramento de produção contínuo em tempo real de zonas de poço ou poços submarino individuais.

Opcionalmente os métodos (A), (B) e (C) acima, em particular os métodos (B) e (C), podem ser incorporados no método de acordo com a
5 invenção.

Em uma modalidade preferida da invenção, é feito uso de medições instantâneas ou em tempo real comumente disponíveis em cada superfície ou poço submarino ou zona de sub-superfície, preferivelmente uma ou mais das seguintes medições: pressões e temperaturas na cabeça da
10 tubulação do poço ou na cabeça do revestimento ou na linha de fluxo ou na tubulação furo abaixo ou na região anular; posições da válvula de estrangulamento de poço submarino, posições de válvula de controle de intervalo de zona de sub-superfície e medições de energia aplicada para sustentação artificial da produção de poço individual, incluindo fluxos de
15 injeção de gás de sustentação ou fluido hidráulico, potência de bomba elétrica submersível ou bomba de jato e assim por diante.

De acordo com outro aspecto da invenção é previsto um método para determinar as contribuições de um ou mais segmentos de uma região de afluxo segmentada de um poço multizonal e/ou multilateral para a
20 produção do poço multizonal e/ou multilateral e/ou de um grupo de poços.

Breve Descrição dos Desenhos

A fig. 1 mostra esquematicamente um sistema de produção de óleo bruto e/ou gás natural compreendendo um grupo de poços, mostrando particularmente um esquema de produção a partir de um grupo de poços para
25 um separador de produção.

Descrição Detalhada de Modalidades Preferidas da Invenção

Uma modalidade preferida da computação do “modelo de estimativa de produção de poço” seja a partir de “TBD” para cada poço, e um “eDDPT”, ou a partir de um conjunto de “DDWTBD” para cada poço, é

como segue:

- O grupo de poços pode compreender uma série de n poços de indexados $i = 1, 2, \dots, n$ e o método pode compreender as etapas de
 - expressar o “modelo de estimativa de produção de poço” para cada poço i como $y_i(t) = \alpha_i + f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$ em que o vetor $y_i(t)$ é o padrão de fluxo de fluido do efluente de poço do poço i como monitorado ao longo de todo o período de tempo t do teste de poço, $u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots$ são medições dinâmicas no poço i que são determinadas durante o teste de poço, e $\alpha_i + f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$ é o “modelo de estimativa de produção de poço” (alternativamente impressão digital dinâmica/função matemática) relacionando $y_i(t)$ com $u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots$ parameterizado pelos vetores α_i e β_i com $(\beta_i, \hat{u}_1, \hat{u}_{2i}, \dots)$ para todos β_i para algum conjunto nominal de medições operativas de poço $\hat{u}_1, \hat{u}_{2i}, \dots$. Nesta incorporação da matemática, $f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$ pode ser visto como o “ganho” do “modelo de estimativa de produção de poço” em torno do ponto operacional nominal $\hat{u}_1, \hat{u}_{2i}, \dots$ e α_i pode ser visto como a “polarização” ou “desvio” ou “âncora” em torno deste ponto operacional e a função $f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$ pode ser linear ou não linear mas em todo caso parameterizada pelo vetor β_i ;
 - computar α_i a partir de um “TBD” no poço i para poços, via um processo de subtração e rateio direto e computar depois disso β_i simultaneamente para todos os poços a partir de dados “eDDPT”, por exemplo, via um melhor ajuste matemático usando mínimos quadrados;
 - ou, opcionalmente, computar α_i e β_i a partir de um “DDWTBD” para cada poço, por exemplo, via um melhor ajuste matemático usando mínimos quadrados.

O procedimento precedente é explicado aqui abaixo.

O “modelo de estimativa de produção de poço” obtido a partir das etapas precedentes para cada poço individual pode ser inserido então em um método PU RTM.

A fig.1 mostra esquematicamente um sistema de produção de óleo bruto e/ou gás natural compreendendo um grupo de poços, incluindo poços 1 e 2. Nenhuma instalação de teste de poço dedicada onde a produção de um poço pode ser separadamente e diretamente medida, sem interrupção na produção dos outros poços, está disponível.

O poço 1 (típico para o poço 2, e os outros poços) 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 a partir da superfície até a formação subterrânea. O poço 1 inclui ainda uma cabeça de poço 10 dotada de equipamento de medição de poço, tipicamente um transmissor de pressão 13 para medir Pressão na Cabeça da Tubulação (THP). Opcionalmente, pode haver um transmissor de Pressão de Linha de Fluxo (FLP) 14, ou medição de fluxo de gás de sustentação 12, ou manômetros de sub-superfície e/ou outro equipamento de medição de produção furo abaixo disponível, por exemplo um Manômetro de Tubulação Furo Abaixo (DTP) 18, ou medidores de pressão diferencial de linha de fluxo, por exemplo medidores de gás úmido (não mostrados). O poço 1 também pode ter meios de ajustar produção, tal como um estrangulador 11 de controle de produção, um estrangulador regulador de fixo (não mostrado) e/ou válvulas 12 de injeção de gás de sustentação ou de controle de intervalo furo abaixo.

O sistema de produção inclui ainda linhas de fluxo de produção de poço 20 para efluente de poço, estendendo-se a partir das cabeças de poços 10 para um coletor de produção 21, 22, 23 e um separador de produção 25.

O separador de produção 25 é provido com saídas para água, óleo e gás 35, 36 e 37 respectivamente. Cada saída, 35, 36 ou 37, é provida com dispositivos de medição de fluxo, 45, 46 e 47 respectivamente. Opcionalmente, as saídas de água e óleo podem ser combinadas. A pressão do separador de produção 26 pode ser controlada (pela linha 27) regulando o

fluxo de gás a partir da saída de gás 37, afetando deste modo a pressão na linha de fluxo 14 e a produção dos poços individuais.

As medições de poço compreendendo pelo menos dados provenientes do transmissor de pressão (THP) 13 e opcionalmente do transmissor de pressão de linha de fluxo (FLP) 14, ou do manômetro (DTP) 18, da taxa de injeção de gás de sustentação proveniente de 12, da posição do estrangulador de produção 11, e assim por diante, são transmitidas continuamente a um sistema de controle e aquisição de dados de produção 50. Similarmente, as medições de produção mesclada 45, 46, 47 (FT) são continuamente transmitidas ao sistema de controle e aquisição de dados de produção 50. Os dados transferidos para o sistema de controle e aquisição de dados de produção 50 são armazenados para recuperação de dados em tempo real e subsequente para análise e construção de “modelo de estimativa de produção de poço” como revelado nesta invenção. Os trajetos de transmissão de dados típicos são ilustrados como 12a, 14a e 45a. Os dados no sistema de controle e aquisição de dados de produção 50 também são acessados por um método PU RTM em tempo real para uso junto com “modelos de estimativa de produção de poço” para a estimativa contínua em tempo real de produções individuais

Para “Testar por Diferença” (“TBD”) e “DDWT por Diferença” (“DDWTBD”), as medições de poço proveniente dos poços no grupo, particularmente as pressões na cabeça da tubulação 13 dos poços, e as medições de produção mesclada 45, 46, 47 são monitoradas inicialmente para confirmar um período de produção estável para todos os poços no grupo. O poço a ser testado por diferença, digamos poço 1, é então paralisado, por exemplo, fechando completamente sua válvula de estrangulamento de produção 11. As medições de fluxo de produção 45, 46, 47 são então monitoradas. As pressões na cabeça da tubulação para os outros poços são também monitoradas e preferivelmente se as pressões na cabeça da tubulação

dos outros poços variam substancialmente depois da paralisação do poço em teste, as válvulas de estrangulamento de produção dos outros poços, ou opcionalmente, a pressão do separador, devem ser ajustadas para devolver as pressões na cabeça da tubulação dos poços não em teste para as pressões antes da paralisação do poço em teste. Similarmente, como o poço em teste é graduado em etapas até sua produção normal como parte do “DDWTBD”, ajustes deveriam ser feitos para devolver as pressões na cabeça da tubulação dos poços não em teste para as pressões antes da paralisação do poço em teste.

Deve ser notado que um desafio fundamental para a caracterização de poços durante “TBD” ou “DDWTBD” é que a produção de linha base de outros poços pode aumentar durante o fechamento do poço sob teste. Isto é devido ao fenômeno de fluxo de “interação de poço” em que variações de produção mesclada no separador de produção ou no coletor de produção causará variações correspondentes na pressão do separador de produção ou pressão no coletor. O fenômeno é mais proeminente se os poços estiverem produzindo a baixas pressões de cabeça de tubulação com respeito às pressões de linha de fluxo, ou quando a pressão do separador de produção não é regulada em um ponto de ajuste, mas é deixada depender da pressão de saída de exportação de gás. Reciprocamente, o fenômeno é menos proeminente e desprezível se os poços estiverem todos produzindo a altas pressões de cabeça de tubulação com respeito às pressões de linha de fluxo, e quando a pressão do separador de produção é regulada em um ponto de ajuste.

Fazendo as medições de óleo, água e de fluxo de gás mesclados no separador de produção ser denotadas pelo vetor

$$S(t) = \sum_{i=1}^N \bar{y}_i(t),$$

onde $\bar{y}_i(t)$ são o correspondente vetor dos fluxos de produção de poço reais a partir do poço i . Fazendo $S_1 := \text{média}(s(t))$, $t \in T_1$ onde T_1 é o intervalo durante o fechamento do poço sob teste. A estimativa da produção do poço i através do intervalo T_2 do teste DDWTBD é então, $\bar{y}_i(t) := s(t) - S_1$, para $t \in T_2$. Dada a

estrutura modelo onde, $y_i(t) = \alpha_i + f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$, onde $y_i(t)$ a estimativa de produção do poço i no tempo t , então o processo de modelização reduz a um dentre minimizar uma norma matemática apropriada do erro de ajuste de modelização $y_i(t) - (s(t) - S_I)$ pelo do intervalo T_2 escolhendo vetores apropriados α_i e β_i .

Para “Teste de Produção Deliberadamente Perturbada” (“eDDPT”), é exigido que um “TBD” seja executado primeiro para todos os poços. Para cada poço i , um “TBD” é conduzido para estimar a produção do poço. Como para DDWTBD, as medições de poço provenientes dos poços no grupo, particularmente as pressões da tubulação de cabeça 13 dos poços, e as medições de produção mesclada 45, 46, 47 são inicialmente monitoradas para confirmar um período de produção estável para todos os poços no grupo. Faz-se $\hat{u}_{1i}, \hat{u}_{2i}, \dots$ ser então o conjunto nominal de medições operacionais de poço i no período inicial, T_0 , e faz-se $S_0 := \text{média}(s(t)), t \in T_0$. Assim se $S_I := \text{média}(s(t)), t \in T_I$ onde T_I é o intervalo durante o fechamento do poço i sob de teste, então $\alpha_i = S_0 - S_I$ pode ser visto como a “inclinação” ou “desvio” ou “âncora” em torno do ponto operacional $\hat{u}_{1i}, \hat{u}_{2i}, \dots$. O procedimento é repetido para todos os poços $i = 1, 2, \dots, n$ para os quais modelos precisam ser construídos via eDDPTs. Os dados “eDDPT” são então coletados por um período T_3 no qual todos os poços têm variações em torno de seus pontos de operação nominais. Usando os dados de medição de produção “eDDPT”, $s(t)$, então os vetores β_i para $i = 1, 2, \dots, n$ são computados para minimizar uma norma matemática apropriada do erro de ajuste de modelização

$$\mathbf{S}(\mathbf{t}) = \sum_{i=1}^N y_i(t) = \mathbf{S}(\mathbf{t}) - \sum_{i=1}^N \alpha_i + f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$$

pelo intervalo T_3 .

No caso onde conjuntos de dados múltiplos estão disponíveis por um período de tempo, então o “o modelo de estimativa de produção de poço” para cada poço i pode ser expresso como $y_i(t) = \alpha_i(t) + f_i(\beta_i, t, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)$ ou opcionalmente

$y_i(t) = d(t)[\alpha_i(t) + f_i(\beta_i, u_{1i}(t), u_{2i}(t), \dots)]$, onde uma função de declínio explícita $d(t)$ foi inserida. As computações para os modelos seguem então como antes. A aplicação o fator de declínio é importante no caso onde dados de teste foram acumulados por um longo período de tempo, ou se a duração T_3 no eDDPT é significativa.

A invenção tem aplicação importante e significativa em sistemas de produção de óleo, água e gás no caso em que um ou mais poços no grupo de poços têm, no nível de sub-superfície (ou furo abaixo), múltiplas zonas ou ramificações de produção de fluido. Na seqüência os detalhes são ilustrados por referência a um poço multizonal, mas os princípios são igualmente aplicáveis a um poço multi-ramificado ou multilateral.

A invenção pode ser utilizada em um poço multizonal com tubulação se estendendo para segmentos de poço, que formam três zonas de produção distintas. Cada zona tem meios de medir as variações de quantidades termodinâmicas dos fluidos dentro da zona à medida que a produção de fluido a partir da zona varia, e estes podem incluir medidores de pressão furo abaixo e medidores de pressão na região anular furo abaixo. Cada zona também pode ter um meio para ajustar remotamente a produção através da zona a partir da superfície, por exemplo, uma válvula de controle de intervalo, seja liga-desliga seja variável gradualmente ou variável continuamente. O poço multizonal inclui ainda (como mostrado na fig. 1) uma cabeça de poço 10 provida com medições de poço, por exemplo, “Pressão na Cabeça da Tubulação” 13 e “Pressão na Linha de Fluxo” 14. O poço também pode ter algum meio de ajustar produção na superfície, por exemplo um estrangulamento de controle de produção 11. O poço produz em uma linha de fluxo de efluente de poço 20, estendendo-se a partir do poço para um coletor de produção.

O poço multizonal podem ser parte de um grupo de poços produzindo para um separador de produção com ou sem uma instalação de

teste de poço dedicada, ou opcionalmente, o poço multizonal pode ter um medidor de efluente de poço dedicado que mede diretamente sua produção. Em todo caso, se mais de uma zona do poço está produzindo, a medição direta da produção a partir de uma das zonas não é possível sem interrupção da produção continuada a partir das outras zonas. Como tal, ambas as abordagens de:

- “DDWT por Diferença” (“DDWTBD”);
- “Teste por Diferença” (“TBD”) seguida por “Teste de Produção Estendida Deliberadamente Perturbada” (“eDDPT”);

são diretamente aplicáveis para a caracterização da produção das zonas individuais gerar Modelos de Estimativa de Produção por Zona que relacionam $z_j(t)$, o padrão de fluxo de fluido efluente de poço de zona j , onde $j = 1, 2, \dots, m$, para um poço com m zonas, no tempo t para $u_{1j}(t), u_{2j}(t), \dots$, como medições dinâmicas na zona j . Estimativas em tempo real contínuas de produção da zona j podem então ser geradas usando Modelos de Estimativa de Produção por Zona baseados nas medições $u_{1j}(t), u_{2j}(t), \dots$, continuamente disponível em tempo real.

Os Modelos de Estimativa de Produção por Zona podem ser parameterizados para ser da forma $z_j(t) = \alpha_j + f_j(\beta_j, u_{1j}(t), u_{2j}(t), \dots)$ com vetores α_j e β_j , e com $f_j(\beta_j, \hat{u}_1, \hat{u}_2, \dots) = 0$ para todos β_j para algum conjunto nominal de medições operacionais por zona $\hat{u}_1, \hat{u}_2, \dots$. Os vetores α_j e β_j são computados usando métodos de melhor ajuste baseados em DDWTBD ou TBD mais eDDPT como delineado acima.

Se a produção na superfície é então estimada ou medida como $y_{MZ}(t)$ então reconciliação dinâmica por período de tempo T_{MZ} pode ser usada para melhorar as estimativas contínuas em tempo real da produção a partir de cada zona. Isto pode ser alcançado computando o conjunto $\gamma_j, j = 1, 2, \dots, m$, de forma que

$$\sum_{j=1}^m \gamma_j z_j(t)$$

tenha o melhor ajuste para $y_{MZ}(t)$ pelo período de tempo T_{MZ} . As estimativas melhoradas para produção da zona j no tempo t são então determinadas por $\gamma_j z_j(t)$.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar as contribuições de poços individuais (1, 2) para a produção de um grupo de poços cujas correntes de efluente de poço são mescladas e transportadas por um conjunto de separação de fluido (25) em condutos de saída de fluido para transporte de correntes pelo menos parcialmente separadas de óleo bruto, gás e/ou outros fluidos, caracterizado pelo fato de que compreende

a) prover medidores de fluxo para medir fluxo de fluido nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25), e prover equipamento de monitoramento de poço (12, 13, 14, 18) para monitorar uma ou mais variáveis de produção, tais como de pressão e/ou outras características, relativas a corrente de efluente de poço de poços individuais (1, 2);

b) testar sequencialmente poços do grupo de poços executando um teste de poço durante o qual a produção de um poço testado é variada;

c) monitorar durante a etapa b, uma ou mais variáveis de produção pelo equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) e medir simultaneamente por meio dos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25) qualquer variação do padrão de fluxo de efluentes produzidos pelo grupo de poços, incluindo os poços testados, e obter a partir da variação medida uma estimativa da produção do poço testado durante o teste de poço;

d) derivar das etapas b e c, um modelo de estimativa de produção de poço para cada poço testado, modelo este que provê uma correlação entre variações de uma ou mais variáveis de produção monitoradas pelo equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) e a estimativa da produção do poço durante o teste de poço como medido pelos medidores de fluxo;

e) produzir óleo e/ou gás a partir do grupo de poços enquanto

um padrão de fluxo de fluido dinâmico das correntes de efluente de poço acumuladas produzidos pelo grupo de poços é medido por meio dos medidores de fluxo e uma ou mais variáveis de produção de cada poço é(são) monitorada(s) pelo equipamento de monitoramento de poço (12, 13, 14, 18);

5 f) calcular durante a etapa e, uma contribuição estimada de cada poço para a produção de fluidos pelo grupo de poços com base nas variáveis de produção monitoradas pelo equipamento de monitoramento de poço (12, 13, 14, 18) e o modelo de estimativa de produção de poço derivado na etapa d;

10 g) calcular um padrão de fluxo dinâmico estimado nas saídas de fluido do conjunto de separação de fluido (25) por um período de tempo selecionado acumulando as contribuições estimadas de cada um dos poços feitas de acordo com a etapa f pelo do período de tempo selecionado; e

h) ajustar iterativamente de tempos em tempos para cada poço, 15 o modelo de estimativa de produção de poço para esse poço até que, através do período de tempo selecionado, o padrão de fluxo dinâmico estimado acumulado calculado de acordo com a etapa g, substancialmente se conjuga com o padrão de fluxo de fluido dinâmico monitorado que é monitorado pelos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação 20 de fluido (25).

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o grupo de poços compreende uma série de n poços i , de tal modo que $i = 1, 2, 3, \dots, n$ e a etapa h compreende as etapas de

- expressar o modelo de estimativa de produção de poço para 25 cada poço i como $y_i(t) = f_i(u_{1i}(t), u_{2i}(t) \dots)$ onde $y_i(t)$ é o padrão de fluxo do efluente de poço do poço i como monitorado no tempo t , e u_{1i} , u_{2i} ... são variáveis de produção do poço i , tais como pressão e/ou outras características relativas à corrente de efluente de poço no poço monitorado durante o teste de poço durante a produção de poço normal pelo equipamento de monitoramento

(12, 13, 14, 18) do poço i ;

-expressar o padrão de fluxo de fluido dinâmico estimado nas saídas de fluidos do conjunto de separação de fluido (25) como

$$y(t)_{\text{estimado}} \cong \sum_{i=1}^n \gamma_i y_i(t),$$

5 em que γ_i são coeficientes ponderais inicialmente desconhecidos que são uniformes através do período de tempo selecionado;

- expressar o padrão de fluxo de fluido monitorado que é medido pelos medidores de fluxo nos condutos de saída do conjunto de separação como $y(t)$ monitorado;

10 - comparar $y(t)$ monitorado com $y(t)$ estimado e
 - estimar um valor de cada dos coeficientes ponderais γ_i por variando iterativamente os coeficientes ponderais γ_i até que $y(t)$ estimado iguala substancialmente $y(t)$ monitorado.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo
 15 fato de que um processo de reconciliação matemático é usado para obter o valor de cada um dos coeficientes ponderais γ_i .

4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo
 fato de que cada um dos poços do grupo de poços é testado para
 caracterização executando uma série de ações durante as quais a produção de
 20 um poço testado é variada, incluindo fechamento na produção do poço por um período de tempo, e então a produção do poço testado é iniciada em etapas de tal modo que o poço testado é induzido a produzir a taxas de produção múltiplas por uma faixa de operação potencial normal do poço, teste este que é chamado de teste de poço deliberadamente perturbado por diferença
 25 (DDWTBD).

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo
 fato de que uma sequência de testes de poço é executada de tal modo que
 sequencialmente cada um dos poços do grupo de poços é testado para
 caracterização fechando inicialmente em todos os poços no grupo, e

subseqüentemente começando por um poço de cada vez, em seqüência, com poços individualmente iniciados em etapas para produzir a taxas de produção múltiplas pela faixa de operação potencial normal gama do poço, cuja seqüência de testes de poço é chamada de teste de produção deliberadamente perturbado (DDPT) a partir de cujos testes de poço:

- uma estimativa da produção de um primeiro poço a ser iniciado é obtida diretamente do teste de poço do primeiro poço, e o modelo de estimativa de produção de poço é calculado para esse poço

- a produção do segundo poço a ser iniciado é derivada da subtração da produção do primeiro poço usando o modelo de poço do primeiro poço já estabelecido e

- a produção e o modelo de estimativa de produção de poço do terceiro e qualquer poço subseqüentemente iniciado são computados em seqüência de seus inícios, obtendo assim o modelo de estimativa de produção de poço de cada poço do grupo de poços.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os modelos de estimativa de produção são construídos combinando dados provenientes de:

- executar um ensaio de teste por diferença (TBD), pelo que uma produção de poço base é estabelecida interrompendo a produção individual de poço por um período de tempo, enquanto se monitora por meio dos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25), a variação do padrão de fluxo de efluentes produzidos pelo grupo de poços, obtendo assim uma estimativa da produção de poço base do poço testado, e

- executar um teste de produção deliberadamente perturbado prolongado (eDDPT) durante o qual as medidas pelos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25) são registradas por um período de tempo juntamente com as quantidades

mensuráveis em todos os poços;

- os modelos de estimativa de produção de poço para todos os poços do grupo de poços são construídos simultaneamente para prover um melhor ajuste aos dados de TBD e de eDDPT coletados.

5 7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o modelo de estimativa de produção de poço tem uma parte estática e uma dinâmica e a parte estática é construída comparando o resultado de uma pluralidade de aproximações de ajuste de curva alternativas e a parte dinâmica é construída comparando o resultado de uma pluralidade de
10 aproximações de identificação dinâmicas alternativas.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ele é aplicado a poços de produção de óleo e gás que têm múltiplas zonas produtoras individuais ou ramos sub-superficiais, cada um com seus próprios dispositivos de medida e controle de produção.

15 9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que ele é aplicado a um grupo e poços de produção de óleo e gás localizados submarinamente que compartilham uma única tubulação para instalações de produção na superfície e que não têm nenhuma instalação de teste de poço submarina ou tubulação dedicada para encaminhar fluxo a partir
20 de poços individuais (1, 2) para instalações de teste de poço na superfície.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que durante o teste de poço de acordo com a etapa b, a produção do poço testado é variada enquanto que a produção a partir de outros poços do grupo de poços é mantida substancialmente constante.

25 11. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os poços do grupo de poços atravessam uma única formação subterrânea contendo óleo e/ou gás.

12. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os poços do grupo de poços atravessam uma pluralidade de

formações contendo óleo e/ou gás e/ou zonas de produção que opcionalmente são sujeitas a diferentes condições de produção comerciais ou legais.

13. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) compreende meios para monitorar uma ou mais das seguintes variáveis de produção, tais como pressão, e/ou outras características relativas à corrente de efluente de poço:
- pressão na cabeça da tubulação do poço;
 - pressão na linha de fluxo do poço;
 - 10 - temperatura na cabeça da tubulação do poço;
 - temperatura na linha de fluxo do poço;
 - pressões diferenciais através de uma válvula de estrangulamento de produção do poço;
 - pressões diferenciais através de qualquer produtor de pressão de diferencial, tal como um venturi de gás úmido, em uma linha de fluxo de poço;
 - 15 - medidores de fluxo, tais como medidores de fluxo nominalmente apropriados somente para fluxo monofásico que são usados como entradas para modelos de estimativa de poço, mesmo quando poços têm
 - 20 fluxo multifásico;
 - abertura de válvula de estrangulamento de produção de poço;
 - estado ou posição de qualquer meio de fechamento reversível e controlado e abertura de um poço;
 - taxa de injeção de gás de sustentação do poço;
 - 25 - taxa de injeção de fluido hidráulico de bomba de jato do poço;
 - pressão no revestimento de produção do poço;
 - velocidade da bomba submersível elétrica (ESP) do poço;
 - pressão de entrada da ESP no poço;

- pressão de descarga da bomba ESP furo abaixo no poço;
- pressão diferencial no venturi da ESP furo abaixo no poço;
- potência da ESP no poço;
- corrente de fase no motor da ESP do poço;
- 5 - entrada de potencia do motor da bomba de haste do poço;
- velocidade do motor da bomba de haste do poço;
- deslocamento de curso da bomba de haste do poço;
- célula de carga da bomba de haste do poço;
- posição do eixo da caixa de engrenagem da bomba de
- 10 balancim;
- velocidade diferencial da bomba de haste do poço, incluindo deslizamento do motor/caixa de engrenagem;
- pressão da tubulação de poço furo abaixo;
- pressão da região anular do poço furo abaixo;
- 15 - temperatura da tubulação de poço furo abaixo, ou várias derivações da mesma a partir de sensores de temperatura distribuídos;
- temperatura da região anular do poço furo abaixo, ou várias derivações da mesma a partir de sensores de temperatura distribuídos;
- intervalo de poço furo abaixo ou abertura da válvula de
- 20 controle de segmento de poço,
- amplitude de uma seleção de frequências sonoras a partir de um ou sensores mais sonoros montados em uma linha de fluxo de poço;
- retardo de propagação de padrões sonoros correlatos a uma seleção de frequências a partir de dois ou mais sensores sonoros montados
- 25 dentro em uma direção a montante- a jusante na linha de fluxo do poço.

14. Método para determinar as contribuições de um ou mais segmentos de uma região de afluxo segmentada de um de um poço multizonal e/ou multilateral para a produção de um grupo de segmentos de um poço multizonal e/ou multilateral e/ou de um grupo de poços, em que correntes de

efluente de poço produzidas pelos segmentos do poço multizonal e/ou multilateral e opcionalmente por outros poços de produção de, óleo, gás e/ou outro fluido do grupo de poços, são mescladas e encaminhadas via um conjunto de separação de fluido (25) em condutos de saída de fluido para transporte de correntes pelo menos parcialmente separadas de óleo bruto, gás e/ou outros fluidos, o método caracterizado pelo fato de que compreende:

5 a) dispor um medidor de fluxo em cada conduto de saída fluido do conjunto de separação de fluido (25), e prover para cada um dos segmentos de poço para os quais são requeridas estimativas de produção em tempo real, equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) de segmento de poço para monitorar uma ou mais variáveis de produção de segmento de poço, tais como pressão e/ou outras características, relacionadas à corrente de efluente do segmento de poço;

10 b) testar sequencialmente segmentos do poço multizonal e/ou multilateral executando um teste de poço durante o qual a produção do segmento de poço testado é variada;

15 c) monitorar durante a etapa b, variações de uma ou mais variáveis de produção relativas à corrente de efluente do segmento de poço de poço pelo equipamento de monitoramento de poço (12, 13, 14, 18) e medir simultaneamente por meio dos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25) durante cada teste de poço, a variação do padrão de fluxo de efluentes produzidos pelo grupo de poços, incluindo o segmento de poço testado, e obter a partir das variações medidas uma estimativa da produção do segmento de poço testado durante o teste de segmento de poço;

20 d) derivar das etapas b e c, um modelo de estimativa de produção do segmento de poço para cada segmento de poço testado, modelo este que estabelece uma correlação entre variações da pressão e/ou outras características relativas à corrente de efluente do segmento de poço e a

estimativa da produção do segmento de poço durante o teste de poço como monitorado pelos medidores de fluxo;

5 e) produzir óleo e/ou gás a partir do grupo de poços enquanto que um padrão de fluxo de fluido dinâmico das correntes de efluente de poço acumuladas produzidas pelo grupo de poços é monitorado por meio dos medidores de fluxo nas saídas de fluido do conjunto de separação de fluido (25) e a uma ou mais variáveis de produção de segmento de poço são monitoradas pelo equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) de segmento de poço;

10 f) calcular durante a etapa e, uma contribuição estimada de cada segmento de poço para a produção de fluidos pelo grupo de poços com base na uma ou mais variáveis de produção relativas à corrente de efluente de segmento de poço monitorada pelo equipamento de monitoramento (12, 13, 14, 18) de segmento de poço e o modelo de estimativa de segmento de poço derivado na etapa d;

15 g) calcular um padrão de fluxo dinâmico estimado nas saídas de fluido do conjunto de separação de fluido (25) por um período de tempo selecionado acumulando as contribuições estimadas de cada segmento de poço feitas conforme etapa f pelo período de tempo selecionado; e

20 h) ajustar iterativamente de tempos em tempos para cada segmento de poço, o modelo de estimativa de produção de segmento de poço para esse segmento de poço até que, pelo período de tempo selecionado, padrão de fluxo dinâmico estimado acumulado calculado de acordo com a etapa g, substancialmente se conjuga com o padrão de fluxo de fluido dinâmico monitorado que é monitorado pelos medidores de fluxo nos condutos de saída de fluido do conjunto de separação de fluido (25).

25 15. Método de acordo com a reivindicação 1 ou 14, caracterizado pelo fato de que, se dois ou mais conjuntos de dados de teste de poço ou de segmento de poço acumulados por um período de tempo

prolongado estão disponíveis, qualquer diferença entre os “modelos de estimativa de produção de poço ou segmento de poço” derivada de dados de teste de poço ou segmento de poço antes e depois de um período de produção prolongado por um ou mais poços ou segmentos de poço proporciona uma

5 indicação de um “fator de declínio de poço ou segmento de poço” que é representado como uma função do tempo e o que é computado como um melhor ajuste para permitir qualquer diferença entre os “modelos de estimativa de produção de poço ou segmento de poço” para refletir qualquer declínio de produção de poço devido a uma diminuição inerente do potencial

10 de poço ou segmento de poço como uma função da produção cumulativa do poço ou do segmento de poço.

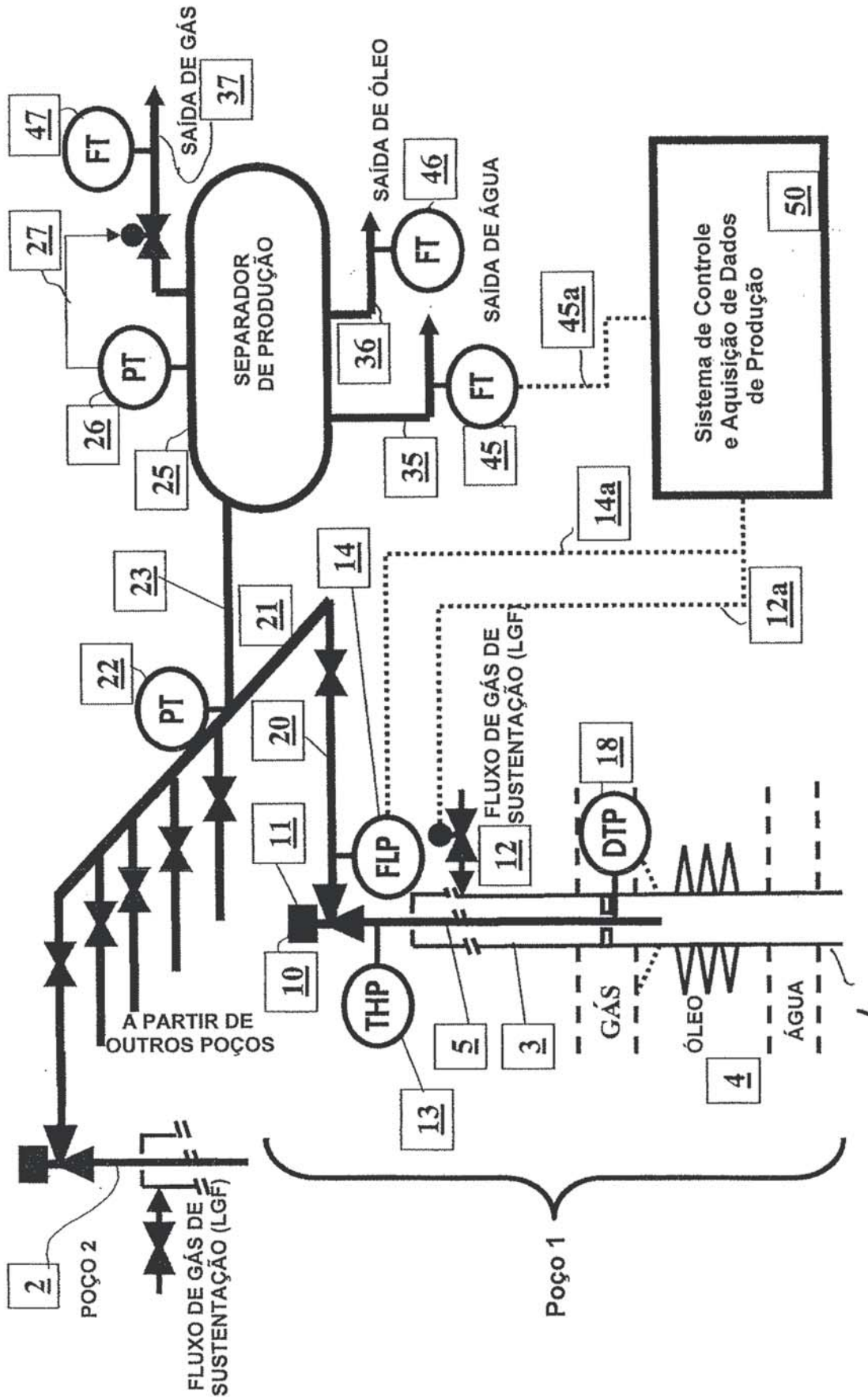


Fig 1: Produção a partir de um Grupo de poços para um Separador de Produção