



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

(11) PI 0815539-9 B1

(22) Data do Depósito: 15/08/2008

(45) Data de Concessão: 16/10/2018



(54) Título: MÉTODO PARA CONTROLAR O FLUXO DE ENTRADA DE PETRÓLEO BRUTO, GÁS NATURAL E/OU DE OUTROS EFLUENTES.

(51) Int.Cl.: E21B 43/14; E21B 47/06; E21B 49/00; E21B 49/08; E21B 43/12

(30) Prioridade Unionista: 17/08/2007 EP 07114565.0

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

(72) Inventor(es): JON JOZEF MARIA BRIERS; KEAT-CHOON GOH; CHRISTOPHE LAUWERYS;
PETER STEFAAN LUTGARD VAN OVERSCHEE; HENRK NICO JAN POULISSE

(85) Data do Início da Fase Nacional: 12/02/2010

“MÉTODO PARA CONTROLAR O FLUXO DE ENTRADA DE PETRÓLEO BRUTO, DE GÁS NATURAL E/OU DE OUTROS EFLUENTES”

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

5 A invenção se refere a um método para a correção e controle da produção e das pressões furo abaixo de um poço de produção de hidrocarboneto compreendendo dois ou mais ramais ou zonas de subsuperfície, a partir do qual efluentes de poço são produzidos.

Poços com contato de reservatório estendido (e, possivelmente, múltiplo) ou “expandidos” estão sendo mais comumente implantados para a produção mais eficiente de petróleo e gás a partir de reservatórios fragmentados. Poços de alcance estendido são, tipicamente, segmentados em múltiplas zonas ou ramais (ou laterais). Tipicamente, as correntes de fluido produzidas pelos ramais ou zonas individuais de um poço são misturadas na subsuperfície de correntes de fases múltiplas dentro do poço. No estado corrente da técnica, as zonas e ramais de subsuperfície individuais de um poço são equipados com indicadores de pressão furo abaixo, obturadores de isolamento zonal e dispositivos de controle de fluxo de entrada, que permitem o controle dos fluidos a partir de diferentes partes do reservatório ou de diferentes reservatórios para dentro das zonas ou ramais individuais. Os fluidos de poço, então, fluem para a superfície, onde eles são direcionados para um ou mais condutos de distribuição e, adicionalmente, misturados com a produção a partir de outros poços. Os fluidos misturados são, então, direcionados via uma montagem de separação de fluido (compreendendo um ou mais separadores de volume e/ou separadores de produção) para dentro de condutos de saída de fluido para transporte e vendas de correntes pelo menos nominalmente separadas de petróleo, gás e/ou outros fluidos.

O conceito de equipar poços de alcance estendido com

indicadores de pressão furo abaixo, obturadores de isolamento zonais e dispositivos de controle de fluxo de entrada, e outro equipamento de sensoramento e controle furo abaixo adicional, que será referido como “Poços Inteligentes” na continuação, foi examinado em um grande número de patentes e outras publicações, por exemplo, a patente internacional WO 92/08875 (cessionário Framo Developments (UK) Ltd.) de 1992, e a patente US 6.112.817 (cessionário Baker Hughes Inc.) de 2000, e os documentos da SPE, SPE103222 (McCracken et al.), SPE90149 (Brouwer et al.), SPE100880 (Obendrauf et al.), SPE79031 (Yeten et al.), SPE102743 (Sun et al.), e assim por diante, todos os quais foram publicados em 2006 ou mais tarde.

Algumas das publicações acima lidam, principalmente, com hardware e um conjunto extensivo de equipamento de completação, por exemplo, o pedido de patente internacional WO 92/008875, que inclui sensores de completação furo abaixo para registrar e reportar não apenas pressões e temperaturas, mas também taxas de fluxo e composições. O corrente estado da técnica é o de que dispositivos de furo abaixo que reportam, mesmo aproximadamente, taxas de fluxo e composições são amplamente considerados complexos, não práticos, não confiáveis e muito prováveis de falhar prematuramente sob as condições de subsuperfície. Especificamente, o desafio operacional prático de gerenciar a produção dos poços usando somente dados de produção de pressão e temperatura de furo abaixo não é tratado na referência de técnica anterior WO 92/08875.

Outras publicações se focalizam nos métodos para operar o Poço Inteligente para obter máximo benefício, por exemplo, a patente US 6.112.817 e os documentos SPE citados. Todos eles fazem amplas suposições sobre a operabilidade dos poços, em particular, que as taxas e fases de produção a partir de cada zona estão disponíveis. Essa suposição não é prática e o desafio operacional de rastrear a produção dos poços usando somente dados de produção de pressão e temperatura de furo abaixo não é tratado. Por

exemplo, a patente US 6.112.817 supõe que as taxas de fluxo e fases (petróleo, água, gás) a partir de cada uma das zonas sejam conhecidas ou possam ser calculadas a partir dos sensores e de outros dispositivos localizados furo abaixo (coluna 4, linhas 27, 67, coluna 5, linhas 1, 43, coluna 6, linha 26). A patente US 6.112.817 também supõe algum mecanismo para atualizar os modelos de reservatório subjacente (coluna 2, linha 49, coluna 5, linha 2) como um pré-requisito para computar a estratégia de controle exigida. Entretanto, nenhum dispositivo ou algoritmo de medição de fluxo de fases múltiplas de furo abaixo específico é sugerido para a computação prática dos fluxos e fases a partir das zonas individuais ou para atualizar a parte pertinente do modelo de reservatório.

Um problema associado ao gerenciamento do fluxo de fluido nas saídas de um “Poço Inteligente” compreendendo dois ou mais ramais ou zonas a partir dos quais efluentes de poço são produzidos é que esse fluxo de fluido se origina a partir do fluxo misturado proveniente de duas ou mais zonas ou ramais do poço e não provêm informação sobre a composição e fluxo dos fluidos produzidos via zonas ou ramais individuais. Consequentemente, na operação convencional, o fluxo individual dos fluidos produzidos pelas zonas ou ramais individuais não pode ser alocado precisamente a zonas ou ramais, ou ser rastreado, ou ser controlado em tempo real ou em um período de tempo. Além disso, devido às interações de pressão e fluxo entre as zonas ou ramais individuais, é difícil controlar as pressões ou a produção em ramais ou zonas, mesmo com os dispositivos de controle de fluxo de entrada, particularmente, na medida em que os dispositivos permitem somente uma variação limitada de posições e transições entre posições. A incapacidade de rastrear as produções de zona ou ramal individual ou para controlar as pressões de zona ou ramal, junto com a variabilidade e a incerteza das propriedades de produção de reservatório a de zona ou ramal no tempo, conduz imediatamente a dificuldades no gerenciamento dos poços de alcance

estendido para otimizar a produção de efluente dos poços ou a recuperação final dos efluentes a partir do reservatório ou reservatórios que o poço de alcance estendido drena. Como um exemplo, a sobreprodução de fluidos em uma zona ou ramal de um poço pode resultar em sobreprodução a partir de outras zonas ou mesmo de fluxo cruzado a partir de zonas fortes para zonas fracas, e reduz o petróleo total final recuperado no poço. No presente estado da técnica, os dispositivos de medição de fluxo de fases múltiplas de subsuperfície são, frequentemente, muito caros, têm um envelope operacional muito restrito e são muito complexos de instalar em zonas ou ramais de subsuperfície de poço individuais para permitir que componentes de petróleo, água e gás individuais das zonas ou ramais de subsuperfície de poço individuais sejam medidas continuamente e de modo confiável em tempo real, particularmente, na medida em que as características e propriedades de fluxo de fases múltiplas mudam significativamente durante a vida do poço.

O documento SPE 102743 trata da exigência crítica para avaliar a produção de furo abaixo a partir de cada zona propondo algoritmos computacionais com base em fórmulas sobre termodinâmica, leis de mecânica de fluido ou correlações pré-computadas. Essa abordagem baseada em rigorosos modelos físicos e de fluxo exige muitas caracterizações, medições e parâmetros significativos, não disponíveis de modo prático ou economicamente durante a vida de produção de um poço de alcance estendido, no ambiente de produção de petróleo e gás. Adicionalmente, essa aplicação também exige correções de sintonia ad hoc manuais de tempo em tempo para relatar os modelos resultantes para a realidade observada. É um objetivo da presente invenção prover um método sustentável prático com base em dados de teste de poço empíricos para a estimativa e, depois disso, o gerenciamento da produção a partir dos Poços Inteligentes, livre das suposições de modelos físicos e de fluxo rigorosos das publicações como o SPE102743.

Neste relatório descritivo e nas reivindicações, o termo “zonas” significa “zonas e ramais e ou laterais ou qualquer outra parte claramente definida do poço em contato com um reservatório de fluido de subsuperfície e isolada de outras zonas ou ramais e ou laterais em contato com o mesmo, ou, um diferente reservatório de fluido”.

Neste relatório descritivo e nas reivindicações, o termo Dispositivo de Controle de Fluxo de entrada (ICD) deve significar uma Válvula de Controle de Fluxo de entrada (ICV) e/ou outros meios de restringir ou realçar o fluxo do fluido de produção a partir de uma seção de poço para a superfície. Além disso, a produção coletiva de efluentes de poço do poço pode ser estimulada ou restrita por vários meios, por exemplo, ajustando-se a abertura de uma válvula de estrangulamento de produção (FCV) na cabeça de poço do poço, ou ajustando-se um ou mais ajustes de quaisquer mecanismos de elevação artificiais associados, como a taxa de injeção de gás de elevação de superfície ou a velocidade de válvula submersível elétrica furo abaixo ou a injeção de gás de elevação, ou ajustando-se a pressão dentro de uma linha de fluxo. Neste relatório descritivo e nas reivindicações, o termo válvula de estrangulamento de produção ou a abreviação “FCV” deve se referir à válvula de estrangulamento de produção e/ou a outros meios para estimular ou restringir a produção coletiva dos efluentes de poço do poço.

O pedido de patente internacional PCT/EP2005/055680 do requerente, 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” revela um método e um sistema nomeados e aqui referidos como “Monitoramento em Tempo Real de Universo de Produção” (PU RTM). O método e o aparelho de PU RTM permitem a estimativa em tempo real precisa das contribuições dos poços individuais para a produção misturada total de um grupamento de poços de produção de petróleo bruto, gás e/ou outro fluido, com base nos dados de medição de poço em tempo real, como

pressões de poço, em combinação com modelos de poço derivados a partir de dados provenientes de uma instalação de teste de poço compartilhada para o teste individual dos poços, e dinamicamente conciliados regularmente com os dados de produção misturados totais.

5 O pedido de patente internacional PCT/EP2007/053345 do requerente, depositado em 5 de abril de 2007, “Method for determining the contributions of individual wells and/or well segments to the production of a cluster of wells”, revela um método e um sistema nomeados e referidos aqui como “PU RTM DDPT”. O PU RTM DDPT, usado em associação com o
10 método de PU RTM, permite a estimativa em tempo real precisa das contribuições dos poços ou zonas de poço individuais para a produção misturada total de um agrupamento de poços de produção de petróleo bruto, gás e/ou outro fluido, com base nos dados de poço em tempo real, em combinação com os modelos de poço ou zona com base nos dados derivados
15 unicamente a partir da medição dos fluxos de produção misturados. O método de PU RTM DDPT é aplicável e necessário, especificamente, para a aplicação dos métodos dirigidos por dados de PU RTM nas instalações de teste de poço compartilhadas para o teste individual dos poços.

 O pedido de patente internacional PCT/EP2007/053348 do
20 requerente, depositado em 5 de abril de 2007, “Method and system for optimizing the production of a cluster of wells” revela um método e um sistema nomeados e referidos aqui como “PU RTO”. O PU RTO, usado em associação com o método de PU RTM, provê um método e um sistema para otimizar diariamente a produção de um agrupamento de poços com base em
25 uma estimativa das contribuições dos poços individuais para a produção misturada medida continuamente do agrupamento de poços, talhado para as restrições e exigências particulares do ambiente de produção de petróleo e gás. Entretanto, as limitações da abordagem “PU RTO” aplicada ao controle das zonas de subsuperfície de um poço de alcance estendido incluem:

a. Sua referência principal sendo a produção misturada continuamente medida do agrupamento dos poços sob otimização, enquanto para o poço com zonas de subsuperfície, frequentemente, a exigência-chave é controlar as pressões zonais para se conseguir pressões de anel de zona iguais, e o fluxo total a partir do poço, inversamente, não é medido continuamente;

b. Supor uma pressão de coletor comum que caracteriza as interações de poço, enquanto nos poços de alcance estendido, existem uma topologia de fluxo de efluente e um padrão de interação diferentes;

c. O PU RTO supõe um nível baixo de interação entre poços ou zonas individuais, enquanto nos poços de alcance estendido as componentes de interação são significativas e mesmo o fluxo de retorno para dentro de zonas fracas é possível.

d. O PU RTO supõe valores contínuos das variáveis manipuladas, enquanto no corrente estado da técnica os ajustes de ICD de zona de poço de zonas múltiplas são restritos a um conjunto discreto de valores, e permite somente transições limitadas entre posições, por exemplo, somente aberturas progressivas passo a passo, e somente fechando para a posição de fechamento total.

Portanto, é um objetivo da presente invenção prover um método e um sistema que suportem a alocação e o controle das zonas individuais de um poço de alcance estendido via ajustes de posição apropriados dos ICDs de zona individual para otimizar a produção do poço diariamente, tratando das limitações em a, b, c, d acima.

Além disso, é notado que a abordagem delineada aqui para computar os ajustes de válvula de controle exigidos é de “circuito aberto”, pelo fato de que ela usa os modelos de produção e pressão de poço e zonal subjacentes para computar os ajustes exigidos. Não é prático, dado o presente estado da técnica, particularmente devido ao item d acima, gerenciar os ajustes de válvula de controle usando um algoritmo de controle de

retroalimentação multivariável.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

- De acordo com a invenção, é provido um método para controlar o fluxo de entrada de petróleo bruto, de gás natural e/ou de outros efluentes para dentro de zonas de fluxo de entrada de um poço compreendendo uma pluralidade de zonas de fluxo de entrada distintas através das quais o petróleo bruto e/ou o gás natural e/ou outro efluentes são produzidos, zonas que são providas, cada uma, com um dispositivo de controle de fluxo de entrada (ICD) para controlar o fluxo de entrada de fluido através da zona para dentro do poço, o método compreendendo:
- a) avaliar o fluxo de petróleo bruto, gás natural, água e/ou outros efluentes a partir do poço;
 - b) monitorar as variáveis de produção, incluindo a posição de cada ICD, uma pressão de fluido em cada zona de fluxo de entrada a montante de cada ICD, uma pressão de fluido em um tubular de poço a jusante e na vizinhança de cada ICD e/ou outras características do efluente escoando através do poço;
 - c) realizar um teste de poço durante a qual a produção a partir do poço é variada ajustando-se sequencialmente a posição de cada um dos ICDs, de preferência, para uma variedade de configurações operacionais comumente encontradas, e o fluxo de petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes de poço é avaliado de acordo com a etapa a;
 - d) monitorar, durante a etapa c, as variáveis de produção de acordo com a etapa b;
 - e) derivar, a partir das etapas c, d e e, um modelo de estimativa de produção para cada zona de fluxo de entrada do poço; e
 - f) ajustar cada ICD para controlar o fluxo de entrada do petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes para dentro de cada zona de fluxo de entrada com base nos dados derivados a partir do modelo de

estimativa de produção zonal para cada zona de fluxo de entrada do poço;

g) repetir as etapas c, d, e e f de tempo em tempo, onde a etapa c pode ser, opcionalmente, repetida com um nível reduzido de variação de ICD.

5 Durante a etapa b, outras variáveis de produção também podem ser monitoradas, como a pressão de cabeça de tubulação de superfície, a abertura da válvula de estrangulamento de produção (FCV) de superfície e/ou a temperatura dos efluentes de poço produzidos.

10 O modelo de estimativa de produção zonal pode prover uma correlação entre as variações de uma ou mais variáveis de produção e a produção do poço de cada uma das zonas durante o teste de poço de acordo com a etapa c.

15 Opcionalmente, depois de testar o poço de acordo com a etapa c, o petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes são produzidos através do poço durante um período prolongado, enquanto uma ou mais variáveis de produção são gravadas depois de intervalos selecionados de tempo, onde, para cada intervalo de tempo, a contribuição estimada de cada zona é calculada com base no modelo de estimativa zonal derivado na etapa e.

20 Além disso, opcionalmente, o método do PCT/EP2005/055680 pode ser usado para conciliar os fluxos de saída zonais avaliados com uma estimativa de modelo de poço de superfície do fluxo de saída de poço acumulado, com a estimativa tanto zonal quanto de modelo de poço de superfície do fluxo de saída acumulado tendo precedência. No evento de medições de superfície do fluxo de saída de poço acumulado estarem
25 disponíveis, então, o método do PCT/EP2005/055680 pode ser usado para conciliar os fluxos de saída zonais estimados com as medições de superfície do fluxo de saída de poço acumulado.

O método de acordo com a invenção pode compreender adicionalmente:

h) derivar, a partir das etapas c e d, um modelo de predição de produção e pressão de poço e zonal relativo aos ajustes de ICD para as pressões e fluxo de saída para cada zona de fluxo de entrada do poço,

5 i) definir um alvo de otimização operacional para as zonas e o poço em geral, consistindo de um alvo a ser otimizado e várias restrições sobre os fluxos ou pressões zonais e de poço ou outras variáveis de produção monitoradas de acordo com a etapa b ou estimadas de outro modo;

10 j) computar, a partir dos modelos da etapa g, correções para os ajustes da válvula de estrangulamento de produção (FCV) e ICDs zonais, de modo que o alvo de otimização da etapa i seja abordado;

k) ajustar os ajustes da válvula de estrangulamento de produção e os ICDs zonais com base nas computações feitas de acordo com a etapa i; e

l) as etapas h, i, j e k serem repetidas de tempo em tempo.

15 O método de acordo com a invenção pode compreender, adicionalmente, a etapa de realizar a modelagem e solução do sistema de poço integrado e uma otimização, opcionalmente, com restrições, usando qualquer uma de uma pluralidade de algoritmos de solução e otimização de equação simultâneos numéricos sobre as variáveis desconhecidas e manipuladas para
20 produzir um conjunto de ajustes de variável manipulada otimizado (ajustes de ICD) que alcance o alvo de otimização operacional, opcionalmente, incluindo considerações de horizonte de tempo mais longo, como alvos de recuperação final e linhas guias de produção para o poço, o agrupamento de poços e quaisquer mecanismos de recuperação de petróleo realçados relacionados no
25 lugar, o plano de desenvolvimento de campo de petróleo e gás geral e otimização de nível mais alto em andamento.

Opcionalmente, a produção de efluentes de poço do poço e das zonas individuais pode ser variada, adicionalmente, ajustando-se a abertura de uma válvula de estrangulamento de produção (FCV) na cabeça de poço do

poço, ou por meio de qualquer outro meio de estimulação ou restrição da produção coletiva do poço, incluindo ajustar um ou mais ajustes de quaisquer mecanismos de elevação artificial associados, como a taxa de injeção de gás de elevação de superfície ou a velocidade de válvula submersível elétrica furo
5 abaixo ou a injeção de gás de elevação, ou ajustar a pressão dentro da linha de fluxo de poço.

Opcionalmente, na ausência ou falha de uma ou mais medições zonais, o modelo de estimativa de superfície pode ser usado em conjunto com os modelos de estimativa e medições zonais disponíveis para,
10 adicionalmente, inferir as pressões ou produções zonais das zonas afetadas pela ausência temporária ou falha de uma ou mais de suas medições.

As correções exigidas previstas pelo método de acordo com a invenção para alcançar o alvo de otimização são automaticamente transmitidas aos poços e zonas ou, alternativamente, depois da validação por
15 um operador humano.

Um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição podem ser gerados, opcionalmente, em parte ou completamente, a partir de caracterização física e/ou mecânica e/ou química teórica e/ou empírica do poço, de suas zonas e do sistema de reservatório adjacente.

20 O alvo de otimização é ajustado em reação, e/ou, em antecipação às mudanças para as exigências de produção e/ou custos e/ou receitas e/ou infraestrutura de produção e/ou estado dos poços e/ou o estado das instalações de produção associadas; e, opcionalmente, acompanhado pela condução do processo de otimização, cujos resultados são implementados e/ou
25 usados para análise e planejamento e/ou gravados para ação futura.

Um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição podem ser, opcionalmente, comparados e/ou avaliados contra a caracterização física e/ou mecânica e/ou química teórica e/ou empírica dos poços e/ou do sistema de produção, com o propósito de reparação e/ou diagnóstico e/ou para

aperfeiçoar os modelos e/ou para análises conduzindo a atividades de gerenciamento e otimização de produção de horizonte de tempo mais longo.

O método de acordo com a invenção também pode ser aplicado quando um ou mais dentre as zonas do poço ou o poço completo são periodicamente, ou intermitentemente, operados, ou são operados de tempo em tempo, e a produção ou as quantidades associadas a serem otimizadas e, opcionalmente, restritas, são avaliadas, por exemplo, pela média, em períodos fixos de tempo maiores que aqueles característicos da periodicidade ou operação intermitente e, opcionalmente, da duração de sua operação, à medida que uma proporção de um período fixo de tempo é tomada como uma variável de produção manipulada para o poço.

O método de acordo com a invenção também será referido neste relatório descritivo e nas reivindicações como “Vigilância e Otimização de Zonas Múltiplas de Universo de Produção” (PU MZSO).

O método “PU MZSO” de acordo com a invenção tem diversas vantagens sobre os métodos da técnica anterior, semelhantes àquelas, por exemplo, delineadas nos pedidos de patente internacionais relacionados PCT/EP2005/055680, PCT/EP2007/053345, PCT/EP2007/053348. Em particular, o método “PU MZSO” de acordo com a invenção pode ser usado para derivar várias características de zona e poço a partir de simples testes de zona e poço sozinhos, capacitando a manutenção e distribuição de modelo direto com medições e quantidades não medidas continuamente, mas, apesar disso, imprevisivelmente variáveis em períodos de tempo em um ambiente de produção, como aspereza de superfície de tubulação, características e composição de fluido de fluxo de entrada e de pressão-volume-temperatura de reservatório, curvas de desempenho de equipamento e poço, e semelhante, e a resultante necessidade de sintonia de especialista periódica das configurações de poço resultantes.

Em outras palavras, “PU MZSO” é “conduzido por dados” e o

“modelo de sistema zonal e de poço geral” do sistema de produção de poço de alcance estendido pode ser construído por meio de extensões padrão para a prática convencional e operacionalmente bem estabelecida dos testes de poço, e sem pré-concepções sobre sua natureza física subjacente diferentes das relações topológicas e físicas fundamentais básicas de uso, e, puramente, a partir dos dados medidos.

Adicionalmente, como notado anteriormente, no estado da técnica da presente invenção, os dispositivos de medição de fluxo de fases múltiplas têm clara limitação de sua disposição para vigilância de produção zonal de subsuperfície em um ambiente operacional, durante a vida de um poço.

Esses e outros modos de realização, vantagens e características do método de acordo com a invenção são descritos nas reivindicações anexas, no resumo e na descrição detalhada a seguir de um modo de realização preferido do método de acordo com a invenção, na qual é feita referência aos desenhos anexos.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A invenção será descrita, a título de exemplo, em maior detalhe, com referência aos desenhos anexos, nos quais:

a fig. 1 mostra esquematicamente um sistema de produção de acordo com a invenção, no qual uma mistura de fluido de fases múltiplas compreendendo petróleo bruto, água, gás natural e/ou outros fluidos é produzida por um agrupamento de múltiplos poços, dos quais dois são representados, e transportada via tubulações de transporte de fluido de fases múltiplas para um separador de volume;

a fig. 2 mostra esquematicamente um poço sendo direcionado para um aparelho de teste de poço, neste caso, um Separador de Teste de Poço, como parte de um Processo de Teste de Poço;

a fig. 3 ilustra um poço de zonas múltiplas com segmentos que

formam diferentes regiões de fluxo de entrada;

a fig. 3a ilustra, adicionalmente, uma configuração opcional na qual as zonas de injeção superior e inferior se ramificam via tubulação concêntrica a partir de um único ponto;

5 a fig. 4 mostra esquematicamente como os dados a partir do teste de poço são usados para construir os modelos de PU MZSO e como as estimativas em tempo real são geradas;

a fig. 5 ilustra esquematicamente etapas-chave no uso dos dados para gerar pontos de ajuste para o controle das produção e pressões zonais.

DESCRIÇÃO DETALHADA DOS MODOS DE REALIZAÇÃO ILUSTRADOS DA INVENÇÃO

É feita referência à fig. 1. A fig. 1 ilustra um modo de realização comum de um sistema de produção compreendendo um agrupamento de poços cujos efluentes são misturados em um distribuidor de produção e direcionados para um separador de produção. O poço 1 é mostrado em detalhe, e pode ser tomado como representativo de outros poços no agrupamento. Os outros poços no agrupamento podem, entretanto, 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 poço na formação de subsolo 4 e tubulação de produção 5 se estendendo a partir da superfície para a formação de subsolo. O poço 1, adicionalmente, inclui uma cabeça de poço 10 provida com equipamento de monitoramento para fazer medições de poço, tipicamente, para medir a Pressão de Cabeça de Tubulação (THP) 13 e a Pressão de Linha de Fluxo (FLP) 14. Opcionalmente, pode haver medições de pressão diferenciais de tubulação de superfície e/ou linha de fluxo, por exemplo, medições de gás úmido (não mostradas). Este pedido se aplica àqueles poços que são poços de

alcance estendido com configurações de subsuperfície que incluem múltiplas zonas de produção distintas, monitoradas e controladas separadamente, ver fig. 3. As cabeças de poço dos poços em um agrupamento podem ficar localizadas em terra ou fora da costa, acima da superfície do mar ou sobre o leito do mar.

O poço 1 também terá alguns meios de ajustar a produção, como uma válvula de estrangulamento de produção 11 e/ou um sistema de controle de injeção de gás de elevação 12 ou válvulas de controle de intervalo furo abaixo (ver fig. 3), que controlam a produção a partir de uma ou mais regiões de fluxo de entrada do poço.

O sistema de produção de superfície, adicionalmente, inclui uma pluralidade de linhas de fluxo de produção de poço 20, se estendendo a partir das cabeças de poço 10 para um distribuidor de produção 21, uma tubulação de produção 23 e um meio de separação do fluxo de fases múltiplas misturado, neste caso, um separador de produção 25. A medição de pressão de distribuidor de produção 22 e a medição de pressão de separador de produção 26, frequentemente, estarão disponíveis no distribuidor de produção e no separador de produção, como mostrado. Haverá alguns meios de 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. Por simplicidade, um circuito de controle de pressão 27 é mostrado na fig. 1.

O separador de produção 25 é provido com saídas para água, petróleo e gás 28, 29 e 30, respectivamente. Cada saída é provida com dispositivos de medição de fluxo 45, 46 e 47, respectivamente. Opcionalmente, as saídas de água e petróleo podem ser combinadas. Os poços na fig. 1 podem, cada um, ser direcionados individualmente para um aparelho de teste de poço compartilhado, como ilustrado na fig. 2, como parte de um Processo de Teste de Poço. A fig. 2 mostra um Separador de Teste de Poço 34, opcionalmente, um medidor de fluxo de fases múltiplas. O Separador de

Teste de Poço, opcionalmente, medidor de fluxo de fases múltiplas, terá meios de medir separadamente o fluxo de petróleo 42, o fluxo de água 41 e o fluxo de gás 40 a partir do poço sob teste.

Uma configuração de subsuperfície de poço de zonas múltiplas típica é mostrada na fig. 3, que ilustra um poço de zonas múltiplas 60 com a tubulação 5 se estendendo para os segmentos de poço, os quais formam três zonas de produção 62, 63, 64 distintas. Cada zona tem meios para medir as variações das quantidades termodinâmicas dos fluidos dentro da zona à medida que a produção de fluido a partir da zona varia, e estes podem incluir indicadores de pressão de tubulação de furo abaixo 66 e indicadores de pressão de anel furo abaixo 65. Cada zona também pode ter um meio para ajustar remotamente, a partir da superfície, a produção através da zona, por exemplo, uma válvula de controle de intervalo 67, tanto variável por liga-desliga ou passo a passo quanto continuamente variável. O poço de zonas múltiplas 60, adicionalmente, inclui uma cabeça de poço 10 provida com medições de poço, por exemplo, “Pressão de Cabeça de Tubulação” 13 e “Pressão de Linha de Fluxo” 14, com o indicador de pressão de tubulação de furo abaixo mais a jusante correspondendo ao item 18 na fig. 1. O poço 60 produz dentro de uma linha de fluxo de efluente de poço de fases múltiplas 20, se estendendo a partir do poço para um coletor de produção (já ilustrado na fig. 1). A fig. 3a ilustra outra variante de configuração de poço de alcance estendido opcional com um poço de duas zonas (Zona A 62, e Zona B 63, separados por obturadores 6). A tubulação 5 se ramifica para dentro de dois caminhos de fluxo concêntricos separados a partir da Zona A e da Zona B, controlados via válvulas de controle de intervalo ICD A e ICD B, 67. Há um indicador de pressão de tubulação de furo abaixo 66 compartilhado e indicadores de pressão de anel furo abaixo 65 separados para cada zona.

As medições de poço compreendendo pelo menos os dados a partir de 13, 65 e 66 e, opcionalmente, a partir de 14, a taxa de injeção de gás

de elevação a partir de 12, a posição da válvula de estrangulamento 11, e outras medições, quando disponíveis, são continuamente transmitidas ao “Sistema de Aquisição e Controle de Dados de Produção” 50. De modo semelhante, as medições de produção de superfície e de teste de poço 5 misturadas 40, 41, 42, 45, 46, 47 são continuamente transmitidas ao “Sistema de Aquisição e Controle de Dados de Produção” 50. Os caminhos de transmissão de dados típicos são ilustrados como 14a e 45a. Os dados recebidos em 50 são armazenados em um Historiador de Dados de Processo 51 e ficam, então, subsequentemente, disponíveis para recuperação de dados 10 não em tempo real para análise de dados, construção de modelo e gerenciamento de produção. Os dados em 51 também são acessados pelo “PU MZSO” em tempo real para o uso em conjunto com os modelos de estimativa de produção de superfície e zona para a estimativa em tempo real contínua das produções de zona e poço individuais. Alguns controles de taxa de 15 produção de poço também serão ajustáveis a partir de 50 para ajustar e otimizar remotamente a produção de poço e zona, e a linha de sinal para o controle de taxa de injeção de gás de elevação é mostrada como 12a.

Agora é feita referência à fig. 4, que ilustra um modo de realização do método para esta invenção, cuja intenção é gerar modelos uteis 20 sustentáveis aptos para o intento da invenção, levando em conta somente as características e efeitos de sistema de poço e produção significativamente relevantes.

O procedimento que conduz à geração das estimativas em tempo real da produção zonal, e aos “Modelos de Produção e Predição de 25 Superfície e Zona” para um poço com n zonas indexadas $i = 1, 2, \dots, n$, é descrito como segue:

É conduzido um teste de poço durante o qual o poço de zonas múltiplas é direcionado para o aparelho de teste de poço 34 e a produção a partir de cada zona é variada mudando-se o ICD das zonas, bem como o

estrangulamento de produção de superfície 11. Os dados de teste de poço zonais
 70 acumulados no Historiador de Dados de Produção 51 são usados para gerar
 os “modelos de subsuperfície” 71, bem como o “modelo de estimativa de
 produção de superfície” 72. Opcionalmente, o teste de poço de superfície 73 no
 5 qual o poço é testado a uma taxa fixa, ou somente a válvula de estrangulamento
 de produção é variada, em um “DDWT” descrito no pedido de patente
 internacional PCT/EP2005/055680 de PU RTM anterior, pode ser conduzido. O
 “modelo de estimativa de produção de superfície” de um poço é da forma $Y = f_s$
 (u_s, v_s, v, t), válida para uma variação de u_s, v_s, v dentro de um conjunto de
 10 números reais $U_s \times V_s \times V \times T$, onde o vetor Y é a produção de petróleo, água e
 gás do poço, ou, opcionalmente, a taxa de produção de massa de efluente de
 fases múltiplas combinado do poço, u_s é o vetor das medições no poço, v_s é a
 variável manipulada de superfície, v é opcional e é o vetor das variáveis
 manipuladas de subsuperfície, e t é o tempo. Em um modo de realização
 15 preferido, u_s pode ser a pressão de cabeça de tubulação 13 e a pressão de
 tubulação de furo abaixo 18, ou, alternativamente, a pressão de cabeça de
 tubulação 13 e a pressão de linha de fluxo 14. De modo semelhante, v_s pode ser a
 taxa de fluxo de gás de elevação ou a abertura de válvula de estrangulamento de
 produção. A informação de ICD de subsuperfície v é exigida, particularmente,
 20 em casos onde o GOR ou corte de água das zonas é significativamente
 diferenciado. A função f_s é construída usando os dados de teste de poço a partir
 dos dados de teste zonal 70 e, opcionalmente, de teste de poço de superfície 73,
 usando instalações de teste de poço dedicadas é anteriormente delineada no “PU
 RTM”. A partir de testes múltiplos em diferentes momentos, uma variação de
 25 tempo pode ser inserida no modelo para levar em conta quaisquer mudanças
 observadas, por exemplo, no corte de água, no tempo. Deve ser notado que, no
 caso de u_s ser a pressão de cabeça de tubulação 13 e a pressão de tubulação de
 furo abaixo 18, então, a função f_s está relacionada ao desempenho de elevação
 vertical do poço. Além disso, se Y representar a taxa de produção de massa de

efluente de fases múltiplas do poço, então, Y pode ser relacionado às medições do petróleo, água e gás a partir do aparelho de teste por meio das densidades indicativas das fases individuais.

Os “Modelos de Subsuperfície” 71 são, de preferência, de três partes, “Modelos de ICD Zonal” 71a, (ii) “Modelo de Fluxo de entrada Zonal” 71b, e (iii) “Modelos de Atrito de Tubulação” 71c. O “Modelos de ICD Zonal” serão na forma $y_i = k_i(u_i, v_i, t)$, válida para uma variação de u_i, v_i, t dentro de um grupo $U_i \times V_i \times T$, onde o vetor y_i é a produção de petróleo, água e gás da zona i , u_i é o vetor das medições na zona i , mais comumente os indicadores de pressão de anel e tubulação 65 e 66 na fig. 3, e v_i é a variável manipulada na zona i , a abertura de ICD. Os “Modelos de ICD Zonal”, na realidade, caracterizam o fluxo através dos ICDs a várias aberturas de ICD e pressões de tubulação e anel zonais.

O “Modelo de Fluxo de entrada Zonal” será na forma $y_i = l_i(u_i, p_{Ri}, t)$, válida para uma variação de u_i, p_{Ri}, t dentro de um conjunto $U_i \times P_{Ri} \times T$, onde o vetor, onde o vetor y_i é a produção de petróleo, água e gás da zona i , ou, opcionalmente, um escalar representando a taxa de produção de massa de efluente de fases múltiplas combinadas da zona, u_i é o vetor das medições na zona i , em particular, os indicadores de pressão de anel 65 na fig. 3, e P_{Ri} é a pressão de reservatório subjacente para a zona i , que é obtida a partir da pressão de anel furo abaixo 65 quando a zona é fechada durante um período de tempo. Pode-se esperar que A característica de fluxo de entrada zonal l_i e a pressão de reservatório P_{Ri} declinem com o tempo t . Finalmente, os “Modelos de Atrito de Tubulação” estarão na forma $y_{ij} = m_{ij}(u_{ij})$, válida para uma variação de u_{ij} dentro de um conjunto U_{ij} , onde o vetor y_{ij} é o fluxo de petróleo, água e gás entre a zona i e a zona j , ou, opcionalmente, um escalar representando a taxa de fluxo de massa de efluente de fases múltiplas combinadas entre a zona i e a zona j , u_{ij} é o vetor das medições na zona i e na zona j , em particular, os indicadores de pressão de tubulação de furo abaixo 66 na fig. 3. Os “Modelos de Atrito de

Tubulação” 71 são exigidos devido à configuração de encadeamento em margarida dos poços de alcance estendido. No mencionado acima, se as taxas de fluxo de massa forem usadas, então, as taxas de fluxo de massa estão relacionadas às medições de petróleo, água e gás a partir do aparelho de teste por meio das densidades indicativas das fases individuais.

Conhecidos os dados de teste de poço de zonas múltiplas 70, os procedimentos para construir os “Modelos de ICD Zonal”, os “Modelos de Fluxo de entrada Zonal” e os “Modelos de Atrito de Tubulação” são delineados anteriormente no “PU RTM” e no “PU DDPT”.

Durante o modo de produção normal, como ilustrado na fig. 1, quando o poço está produzindo para dentro do separador de produção 25 junto com outros poços no agrupamento, dados os “Modelos de ICD Zonal” 71a e os dados de subsuperfície em tempo real a partir do Sistema de Aquisição e Controle de Dados 50, estimativas em tempo real dos fluxos de posição zonais podem ser computadas 74. Os “Modelos de Fluxo de entrada Zonal” 71b também podem ser usados para computar 74. De modo semelhante, dado o modelo de superfície 72, a taxa de produção de superfície em tempo real pode ser estimada 76.

Quando o total das produções zonais se igualar à produção de superfície, a estimativa de produção zonal pode ser conciliada com a estimativa de produção de superfície durante um período de tempo, usando os métodos de “PU RTM” delineados no pedido de patente internacional PCT/EP2005/055680, para dar o item 77 na fig. 4. Pode ser dada precedência tanto às produções zonais quanto à produção de superfície. De modo semelhante, a estimativa de produção a partir do poço de alcance estendido de zonas múltiplas pode ser combinada com as produções estimadas a partir de outros poços no agrupamento, e conciliada com as medições de produção de fase única misturadas 45, 46, 47 na fig. 1, para dar o item 79 na fig. 4.

Dados os modelos de superfície e subsuperfície, $Y = f_s(u_s,$

$v_s, t)$, $y_i = k_i(u_i, v_i, t)$, $y_i = l_i(u_i, p_{Ri}, t)$, $y_{ij} = m_{ij}(u_{ij})$, $i = 1, 2, \dots, n$, e as condições de fronteira das pressões de reservatório zonais p_{Ri} , o tempo t , e a pressão de linha de fluxo 14, e a relação $Y = \sum_{i=1}^n y_i$, deve ficar claro para alguém experiente na técnica que o problema é um problema análise de rede ou nodal e é capaz de ser resolvido por $Y, y_i, i = 1, 2, \dots, n$ para as combinações dadas de $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$, supondo as funções suficientemente bem comportadas $f_s(\cdot)$, $k_i(\cdot)$, $l_i(\cdot)$, m_{ij} . Desse modo, as relações acima constituem, coletivamente, o “Modelo de Predição de Produção e Pressão Zonal e de Superfície” 90, da fig. 4. De preferência, na medida em que as posições das válvulas e as pressões de superfície de furo abaixo, $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n, u_s, u_i, i = 1, 2, \dots, n$ são conhecidas em tempo real, a forma de diferença das relações de 90 pode ser usada:

$$\Delta Y = \hat{f}_{s, u_s, v_s}(\Delta u_s, \Delta v_s), \quad \Delta Y = \sum_{i=1}^n \Delta y_i, \quad \Delta y_i = \hat{k}_{i, u_i, v_i}(\Delta u_i, \Delta v_i), \quad \Delta y_i = \hat{l}_{i, u_i}(\Delta u_i),$$

$$\Delta y_{ij} = \hat{m}_{ij, u_{ij}}(\Delta u_{ij}), \quad i = 1, 2, \dots, n, \text{ onde } \Delta Y \text{ assinala mudanças}$$

diferenciais para Y , e $\hat{f}_{s, u_s, v_s}$ assinala a aproximação de primeira ordem de f_s em relação às variáveis diferenciadas nos valores de u_s, v_s medidos no tempo, ou em média durante um período de tempo precedendo imediatamente a instância da inicialização da computação, e, de modo semelhante, para as funções $\hat{k}_{i, u_i, v_i}(\cdot)$, $\hat{l}_{i, u_i}(\cdot)$ e $\hat{m}_{ij, u_{ij}}(\cdot)$. A forma diferenciada permite a consideração de mudanças somente como resultado de mudanças nas variáveis manipuladas, e os resultados da computação consistentes com o estado corrente do poço de zonas múltiplas medido em tempo real em termos das posições de válvula e pressões furo abaixo e de superfície medidas correntes, $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n, u_s, u_i, i = 1, 2, \dots, n$.

Uma vez que o “Modelo de Predição de Produção e Pressão de Superfície e Zonais” 90 esteja disponível, o controle da produção e pressões de poço é implementado de acordo com o fluxo de trabalho na fig. 5. Se os pontos de ajuste de controle de FCV e ICD exigidos $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$ forem continuamente variáveis, então, com base nos níveis de produção e pressão zonais e de superfície desejados, o conjunto ótimo ou mais adequado de ajustes de FCV e ICD $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$ pode ser computado usando um

framework de otimização 95 como segue:

$$\max_{v_s, v_i} R(Y, u_s, v_s, u_i, v_i, i = 1, 2, \dots, n)$$

sujeito a restrições $c_i(Y, u_s, v_s, u_i, v_i, i = 1, 2, \dots, n) \geq 0, j = 1, 2, \dots, J$, onde R é a função de objetivo ou rendimento 91 para o poço multizonal a ser maximizado variando-se $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$, as variáveis manipuladas no poço e suas zonas sujeitas às restrições de J em $Y, u_s, v_s, u_i, v_i, i = 1, 2, \dots, n$, a produção de poço e zona, as variáveis manipuladas de poço e zona e as variáveis medidas de poço e zona, respectivamente, 92. Entretanto, como notado anteriormente, é correntemente o estado da técnica que as posições de ICD de subsuperfície, $v_i, i = 1, 2, \dots, n$, pode variar somente um número limitado de posições, digamos, N . O controle de produção de superfície também pode ser restrito ao mesmo número de posições. Desse modo, visto que o número de zonas por poço de alcance estendido é limitado até esta data a $n \leq 4$, há somente N^{n+1} combinações possíveis para $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$, e é a abordagem preferida para enumerar a inteira variação de possibilidades para produzir uma Tabela de Enumeração 92. Dada a enumeração com base nas N^{n+1} combinações possíveis para $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$, e o modelo de predição de superfície e zonal 90, é natural filtrar a tabela 93 de acordo com as restrições 92 e classificar as alternativas restantes usando a função de objetivo 91 para obter uma lista de escolhas de ponto de ajuste filtradas e classificadas. O melhor conjunto de pontos de ajuste para $v_s, v_i, i = 1, 2, \dots, n$ pode, portanto, ser selecionado 99.

O conjunto de “pontos de ajuste otimizados” está, então, disponível para ação adicional. Pode ser feita referência ao pedido de patente internacional PCT/EP2007/053348, do requerente, para uma variedade de ações possíveis para adequar as exigências operacionais seguindo a computação dos pontos de ajuste.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para controlar o fluxo de entrada de petróleo bruto, de gás natural e/ou de outros efluentes (20) para dentro de zonas de fluxo de entrada de um poço (1) compreendendo uma pluralidade de zonas de fluxo de entrada distintas através das quais o petróleo bruto e/ou o gás natural e/ou outro efluentes (20) são produzidos, zonas que são providas, cada uma, com um dispositivo de controle de fluxo de entrada (ICD) para controlar o fluxo de entrada de fluido através da zona para dentro do poço (1), o método compreende:

10 a) avaliar o fluxo de petróleo bruto, gás natural, água e/ou outros efluentes (20) a partir do poço (1);

b) monitorar as variáveis de produção, incluindo a posição de cada ICD e/ou a pressão de fluido em cada zona de fluxo de entrada a montante de cada ICD e/ou a pressão de fluido em um tubular de poço a jusante e na vizinhança de cada ICD e, opcionalmente, incluindo adicionalmente a pressão de fluido e/ou outras características do efluente escoando através de tubulares de superfície ou poço conectados a uma cabeça de poço (1) do poço (1) e/ou a posição de uma ou mais válvulas arranjadas no poço (1) e/ou próximas à cabeça de poço (1), como a posição de uma válvula de estrangulamento de produção (FCV) (11) na, ou, próxima à cabeça de poço (1);

caracterizado pelo fato de que adicionalmente compreende:

c) realizar um teste de poço durante a qual a produção a partir do poço (1) é variada ajustando-se sequencialmente a posição de cada um dos ICDs e o fluxo de petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes de poço (20) é avaliado de acordo com a etapa a;

d) monitorar, durante a etapa c, as variáveis de produção de acordo com a etapa b;

e) derivar, a partir das etapas c e d, um modelo de estimativa

de produção para cada zona de fluxo de entrada do poço (1); e

f) ajustar cada ICD para controlar o fluxo de entrada do petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes (20) para dentro de cada zona de fluxo de entrada com base nos dados derivados a partir do modelo de estimativa de produção zonal para cada zona de fluxo de entrada do poço (1);

g) repetir as etapas c, d, e e f de tempo em tempo;

h) derivar, a partir das etapas c e d, um modelo de predição de produção e pressão de poço e zonal relativo aos ajustes de ICD para as pressões e fluxo de saída para cada zona de fluxo de entrada do poço (1),

i) definir um alvo de otimização operacional para as zonas e o poço (1) em geral, consistindo de um alvo a ser otimizado e várias restrições sobre os fluxos ou pressões zonais e de poço ou outras variáveis de produção monitoradas de acordo com a etapa b ou avaliadas de outro modo;

j) computar, a partir dos modelos da etapa h, correções para os ajustes da válvula de estrangulamento de produção (FCV) (11) e ICDs zonais, de modo que o alvo de otimização da etapa i seja abordado;

k) ajustar os ajustes da válvula de estrangulamento de produção (11) e os ICDs zonais com base nas computações feitas de acordo com a etapa j; e

l) as etapas h, i, j e k serem repetidas de tempo em tempo.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a etapa c é repetida com um nível reduzido de variação de ICD.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o modelo de estimativa de produção zonal provê uma correlação entre as variações de uma ou mais variáveis de produção e a produção do poço (1) de cada uma das zonas durante o teste de poço de acordo com a etapa c.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que, depois de testar o poço (1) de acordo com a etapa c, o petróleo

bruto, gás natural e/ou outros efluentes (20) são produzidos através do poço (1) durante um período prolongado, enquanto diversas variáveis de produção são gravadas depois de intervalos selecionados de tempo, em que, para cada intervalo de tempo, a contribuição estimada de cada zona é calculada com base no modelo de estimativa zonal derivado na etapa e.

5. Método de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente:

- conciliar os fluxos de saída zonais estimados com uma estimativa de modelo de poço de superfície do fluxo de saída de poço acumulado, com a estimativa tanto zonal quanto de modelo de poço de superfície do fluxo de saída acumulado tendo precedência.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender, adicionalmente, a etapa de realizar a modelagem e solução do sistema de poço integrado e uma otimização, opcionalmente, com restrições, usando qualquer uma de uma pluralidade de algoritmos de solução e otimização de equação simultâneos numéricos sobre as variáveis desconhecidas e manipuladas para produzir um conjunto de ajustes de variável manipulada otimizado (ajustes de ICD) que alcance o alvo de otimização operacional, opcionalmente, incluindo considerações de horizonte de tempo mais longo, como alvos de recuperação final e linhas guias de produção para o poço (1), o agrupamento de poços e quaisquer mecanismos de recuperação de petróleo realçados relacionados no lugar, o plano de desenvolvimento de campo de petróleo e gás geral e otimização de nível mais alto em andamento.

7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a produção de efluentes de poço (20) do poço (1) e das zonas de fluxo de entrada individuais é variada, adicionalmente, ajustando-se a abertura de uma válvula de estrangulamento de produção (FCV) (11) na cabeça de poço (1) do poço (1), ou por meio de qualquer outro meio de

estimulação ou restrição da produção dos poços, incluindo ajustar um ou mais ajustes de quaisquer mecanismos de elevação artificial associados, como a taxa de injeção de gás de elevação de superfície ou a velocidade de válvula submersível elétrica furo abaixo ou a injeção de gás de elevação, ou ajustar a pressão dentro de uma linha de fluxo conectada à cabeça de poço (1).

8. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que, na ausência temporária ou falha de uma ou mais medições zonais, o modelo de estimativa de superfície é usado em conjunto com os modelos de estimativa e medições zonais disponíveis para, adicionalmente, inferir as pressões ou produções zonais das zonas afetadas pela ausência temporária ou falha de uma ou mais de suas medições.

9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que:

- os ajustes preditos pelo método de acordo com a invenção para alcançar o alvo de otimização são automaticamente transmitidos aos poços (1) e zonas ou, alternativamente, depois da validação por um operador humano; e/ou

- um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição são gerados, em parte ou completamente, a partir de caracterização física e/ou mecânica e/ou química teórica e/ou empírica do poço (1), de suas zonas e do sistema de reservatório adjacente; e/ou

- o alvo de otimização é ajustado em reação, e/ou, em antecipação às mudanças para as exigências de produção e/ou custos e/ou receitas e/ou infraestrutura de produção e/ou estado dos poços (1) e/ou o estado das instalações de produção associadas; e, opcionalmente, é acompanhado pela condução do processo de otimização, cujos resultados são implementados e/ou usados para análise e planejamento e/ou gravados para ação futura.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado

pelo fato de que um ou mais dos modelos de estimativa e/ou predição são comparados e/ou avaliados contra a caracterização física e/ou mecânica e/ou química teórica e/ou empírica dos poços (1) e/ou do sistema de produção.

5 11. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a mencionada comparação é feita com o propósito de reparação e/ou diagnóstico e/ou para aperfeiçoar os modelos e/ou para análises conduzindo a atividades de gerenciamento e otimização de produção de horizonte de tempo mais longo.

10 12. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que um ou mais dentre as zonas do poço ou o poço (1) completo são periodicamente, ou intermitentemente, operados, ou são operados de tempo em tempo, e a produção ou as quantidades associadas a serem otimizadas e, opcionalmente, restritas, são avaliadas, por exemplo, pela média, em períodos fixos de tempo maiores que aqueles característicos da
15 periodicidade ou operação intermitente e, opcionalmente, da duração de sua operação, à medida que uma proporção de um período fixo de tempo é tomada como uma variável de produção manipulada para o poço (1).

20 13. Método de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender:
medir o fluxo de saída de poço acumulado na superfície terrestre; e conciliar os fluxos de saída zonais estimados com a medição de superfície do fluxo de saída de poço acumulado.

25 14. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os ICDs são Válvulas de Controle de Fluxo de entrada (ICVs) (11) e durante a etapa c) é realizada uma série de testes de poço dinamicamente perturbados durante os quais, sequencialmente, um ICV é fechado e os outros ICVs são gradualmente abertos em uma sequência de etapas e o fluxo de petróleo bruto, gás natural e/ou outros efluentes de poço (20) é avaliado de acordo com a etapa a.

Fig.1

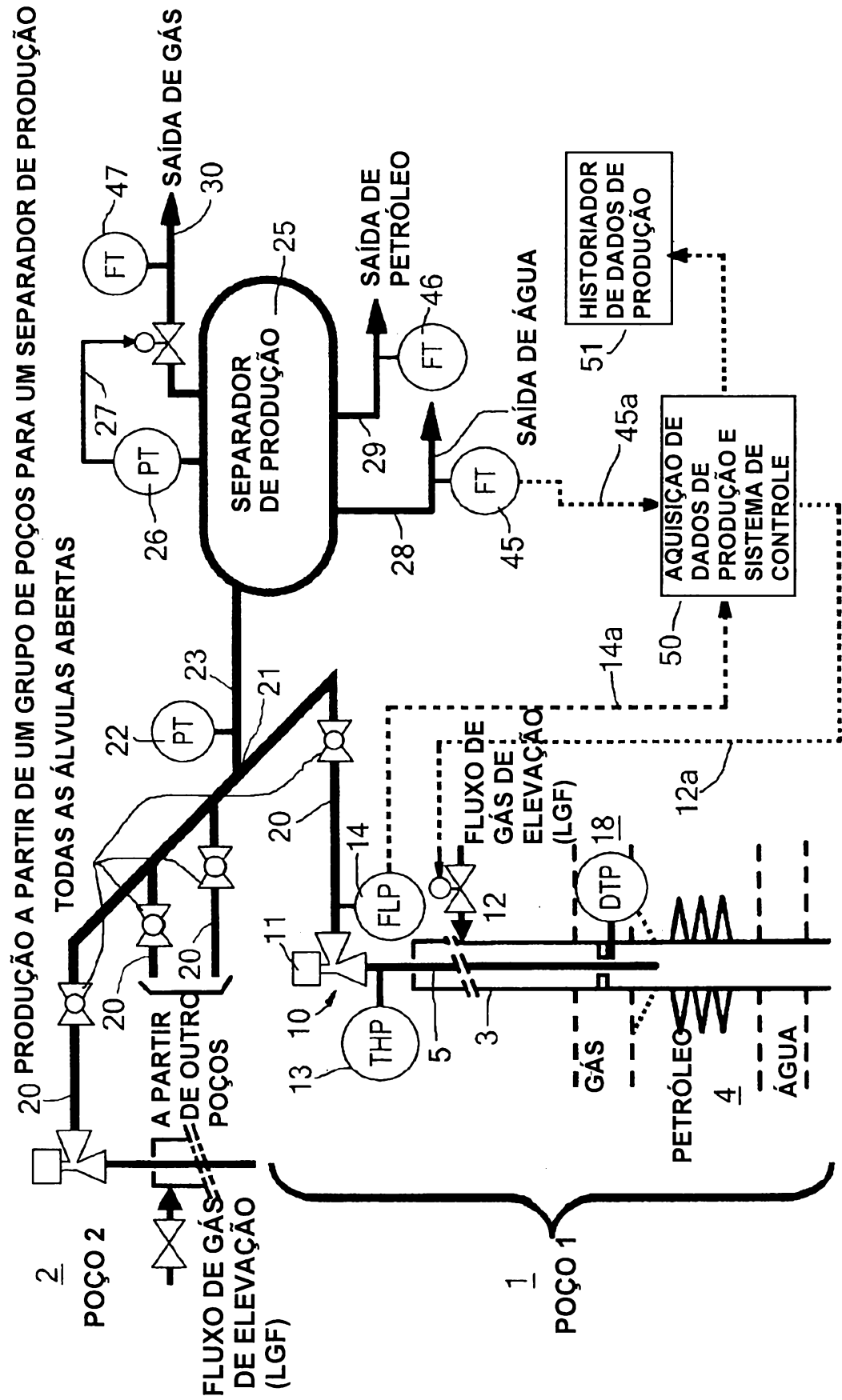


Fig.5

GERENCIAMENTO DE PRESSÃO E PRODUÇÃO ZONAL

