



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

(11) PI 1003712-8 B1



(22) Data do Depósito: 22/10/2010

(45) Data de Concessão: 10/09/2019

(54) Título: MÉTODO DE DETERMINAR UMA TAXA DE FLUXO DE UM FLUIDO ESCOANDO EM UMA TUBULAÇÃO USANDO UM MEDIDOR DE FLUXO, E TUBULAÇÃO INSTRUMENTADA

(51) Int.Cl.: G01F 1/44; G01F 1/50; G01F 15/00.

(52) CPC: G01F 1/44; G01F 1/50; G01F 15/005.

(30) Prioridade Unionista: 29/10/2009 EP 09174406.0.

(73) Titular(es): PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT LIMITED.

(72) Inventor(es): CHRISTIAN CHOUZENOUX; YANN DUFOUR; CÉCILE LIONNET.

(57) Resumo: MÉTODO E DETERMINAR UMA TAXA DE FLUXO DE UM FLUIDO ESCOANDO EM UMA TUBULAÇÃO USANDO UM MEDIDOR DE FLUXO, E TUBULAÇÃO INSTRUMENTADA Uma taxa de fluxo (Q) de um fluido (19) escoando em uma tubulação (17) é determinada usando um medidor de fluxo (10) O medidor de fluxo (10) mede um valor (P) relativo à taxa de fluxo (Q) A tubulação (17) tem uma válvula (18) para controlar o fluido (19) escoando através do medidor de fluxo (10) O método de determinação de taxa de fluxo compreende: fechar (102, 104) a válvula (18) e medir um primeiro valor de taxa de fluxo zero em um primeiro tempo (P(TN1)) e um segundo valor de taxa de fluxo zero em um segundo tempo (P(TN)); estimar (105) um erro (E) da medida do valor com base no primeiro e no segundo valores de taxa de fluxo zero (P (TN1) , (B (TN)) abrir a válvula e medir o valor (P) do fluido em escoamento (19); e aplicar (106) uma correção de erro ao valor medido do fluido em escoamento e calcular (106) uma taxa de fluxo corrigida (QJ com base no valor corrigido do fluido em escoamento (19)

MÉTODO DE DETERMINAR UMA TAXA DE FLUXO DE UM FLUIDO
ESCOANDO EM UMA TUBULAÇÃO USANDO UM MEDIDOR DE FLUXO, E
TUBULAÇÃO INSTRUMENTADA

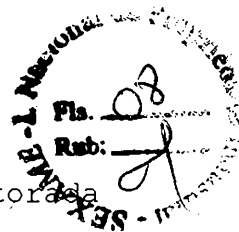
CAMPO DA INVENÇÃO

5 Um aspecto da invenção se refere a um método para
determinar uma taxa de fluxo de um fluido escoando em uma
tubulação usando um medidor de fluxo e, em particular, mas
não exclusivamente, por meio de um medidor de fluxo tipo
Venturi instalado em um furo de um poço de hidrocarbonetos.

10 FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

Durante as operações de completação, os
equipamentos de completação/produção como packers,
tubulações de produção, válvulas, vários sensores ou
aparelhos de medição, etc. são instalados dentro do poço.
15 Posteriormente, as operações de produção podem começar. É
conhecido o lançamento de sensores permanentes para medir
vários parâmetros relativos ao reservatório, ao poço, ao
fluido escoando para o poço, etc. Estes sensores são usados
para monitorar as zonas do reservatório dentro do poço e
20 controlar a produção de hidrocarboneto.

Uma importante medição no monitoramento e controle
de produção de reservatórios é a taxa de fluxo. Por
exemplo, a taxa de fluxo da mistura de fluidos escoando em
várias tubulações se estendendo das zonas de reservatório



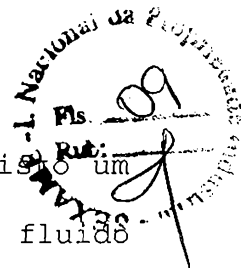
dentro do poço em direção à superfície pode ser monitorada continuamente.

A taxa de fluxo pode ser medida por medidor de fluxo, tal como medidor de fluxo de pistão, medidor de
5 fluxo de jatos múltiplos, medidor de fluxo Venturi, medidor de fluxo de massa térmico, medidor de fluxo ultra-sônico, etc. Tipicamente, os medidores de fluxo não medem estritamente a taxa de fluxo, mas derivam uma estimativa da taxa de fluxo com base na medição de um parâmetro
10 característico correlacionado à taxa de fluxo, a saber, número de rotações em um medidor de fluxo de pistão, velocidade em medidor de fluxo de jatos múltiplos, pressão em medidor de fluxo Venturi, transferência de calor em medidor de fluxo de massa térmico, tempo de trânsito em
15 medidor de fluxo ultra-sônico, etc.

As medições do medidor de fluxo, em particular medidores de fluxo Venturi, tendem a se afastar com o tempo. A fim de obter uma estimativa precisa da taxa de fluxo é necessário corrigir o efeito do afastamento no
20 parâmetro característico.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

É um objeto da invenção propor um método de determinar uma taxa de fluxo de um fluido escoando para uma tubulação ou um medidor de fluxo que supere uma ou mais das
25 limitações dos métodos de determinação de taxa de fluxo ou dos medidores de fluxo existentes.



De acordo com um aspecto da invenção é previsto um método de determinar uma taxa de fluxo de um fluido escoando em uma tubulação usando um medidor de fluxo, o dito medidor de fluxo medindo um valor relativo à taxa de fluxo, em que a tubulação tem uma válvula para controlar o fluido escoando através do medidor de fluxo, em que o método compreende:

fechar a válvula e medir um primeiro valor de taxa de fluxo zero em um primeiro tempo e um segundo valor de taxa de fluxo zero em um segundo tempo;

estimar um erro da medida do valor com base no primeiro e no segundo valores de taxa de fluxo zero;

abrir a válvula e medir o valor do fluido em escoamento; e

aplicar uma correção de erro ao valor medido do fluido em escoamento e calcular uma taxa de fluxo corrigida com base no valor corrigido do fluido em escoamento.

De acordo com um aspecto opcional, a correção de erro é uma combinação de uma correção de desvio e uma correção de afastamento.

As etapas de fechar a válvula e estimar o erro podem ser conduzidas periodicamente.

Vantajosamente, o medidor de fluxo é um medidor de fluxo Venturi e o valor é uma pressão absoluta, o medidor de fluxo Venturi compreendendo um gargalo, uma tomada de pressão a montante e uma tomada de pressão no gargalo



medindo uma primeira pressão absoluta e uma segunda absoluta, respectivamente. O erro é estimado determinando o desvio e o afastamento com base em uma pressão diferencial entre a tomada de pressão a montante e a tomada de pressão no gargalo no primeiro e no segundo tempo do fechamento de válvula. A taxa de fluxo corrigida é calculada com base em uma equação Venturi levando em consideração o erro estimado.

O fechamento de válvula pode ser comandado por uma unidade eletrônica do medidor de fluxo ou por um equipamento de superfície.

De acordo com outro aspecto, é prevista uma tubulação instrumentada compreendendo um medidor de fluxo para medir uma taxa de fluxo de um fluido escoando na tubulação e uma válvula para controlar o fluido escoando através do medidor de fluxo. O medidor de fluxo mede um valor correlacionado à taxa de fluxo e compreende uma unidade eletrônica. A unidade eletrônica compreende um processador que implementa o método de determinação de taxa de fluxo de acordo com a invenção.

Vantajosamente, o medidor de fluxo é um medidor de fluxo Venturi compreendendo um gargalo, uma tomada de pressão a montante e uma tomada de pressão no gargalo.

O uso da medição de pressão em fechamentos de válvula periódicos para deduzir o afastamento diferencial e desvios de pressões e aplicar a correção ao próximo período



de tempo permite aperfeiçoar a precisão do medidor de
fluxo.

O método e a tubulação instrumentada são simples,
confiáveis ao longo do tempo e econômicos. Eles podem ser
5 usados em aplicações permanentes enquanto permitem um
impacto mínimo na completação do poço. Com efeito, a sua
miniaturização torna a tubulação instrumentada adequada
para colocação no poço e a sua confiabilidade permite
função duradoura de acordo com as especificações
10 determinadas em ambientes dentro do poço severos (alta
pressão e/ou temperatura). Além disso, eles são
particularmente interessantes para a permanente medição de
taxa de fluxo dentro do poço, pois, a intervenção direta
nos sensores de pressão do medidor de fluxo Venturi e nos
15 eletrônicos associados não é possível.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A presente invenção é ilustrada como exemplo e não
é limitada pelas Figuras em anexo, nas quais referências
similares indicam elementos similares.

20 Figura 1 mostra esquematicamente uma locação de
poço de hidrocarbonetos em terra ilustrando exemplos de
lançamento da tubulação instrumentada e do medidor de fluxo
da invenção.

Figura 2 é uma vista em seção transversal frontal
25 em uma formação geológica mostrando esquematicamente um
medidor de fluxo em uma tubulação instrumentada de acordo



com a invenção em um poço não revestido.

Figura 3 é uma vista em seção transversal frontal parcial mostrando esquematicamente em detalhes um medidor de fluxo Venturi de acordo com a invenção.

5 Figura 4 ilustra esquematicamente o afastamento linear de um medidor de fluxo Venturi.

Figura 5 ilustra esquematicamente o método de corrigir afastamento e desvio de acordo com a invenção.

Figura 6 ilustra esquematicamente o efeito de
10 afastamento dinâmico e correção de desvio nas medições de um medidor de fluxo Venturi; e

Figura 7 é uma vista em seção transversal frontal em uma formação geológica mostrando esquematicamente duas tubulações instrumentadas associadas a duas diferentes
15 zonas de produção em um poço não revestido.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

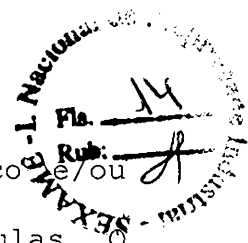
0 A Figura 1 mostra esquematicamente uma locação de poço de hidrocarboneto em terra e equipamentos 1 acima de uma formação geológica de hidrocarbonetos 2 após a operação
20 de perfuração ser conduzida, após um tubo de perfuração ser inserido e após as operações de cimentação, completação e perfuração serem conduzidas. O poço está começando a produzir hidrocarbonetos, por exemplo, óleo e/ou gás. Neste estágio, o furo de poço compreende substancialmente a
25 porção vertical 3 e pode também compreender a porção horizontal ou desviada 4. O furo de poço 3, 4 é ou um poço



não revestido ou um poço revestido compreendendo revestimento 5 e um anular 6, ou uma mistura de porções revestidas e revestidas.

O anular 6 pode ser preenchido com cimento ou um material de completação de poço aberto, por exemplo, vedação de cascalho. Dentro do poço, uma primeira 7 e uma segunda 8 seções de produção do poço tipicamente compreendem perfurações, packers de produção e tubulação de produção a uma profundidade correspondente a um reservatório, a saber, zonas contendo hidrocarbonetos da formação geológica de hidrocarbonetos 2. Em uma modalidade, um ou mais medidores de fluxo 10 para medir a taxa de fluxo da mistura de fluidos 9 escoando para o poço revestido, por exemplo, na primeira 7 e na segunda 8 seções de produção do poço (como representadas na Figura 1) ou outras seções do poço (não representadas na Figura 1), podem ser instalados nas tubulações de produção 11, 12 da completação. No presente exemplo, a mistura de fluidos é uma mistura de fluidos hidrocarbonetos que pode compreender óleo, gás e/ou água.

Na superfície, as tubulações de produção são acopladas à disposição de produção na superfície apropriada 13, tipicamente compreendendo disposição de bombeamento, separador e tanque, etc. O equipamento de superfície 14 pode compreender um computador formando uma unidade de controle e aquisição de dados acoplada ao medidor de fluxo



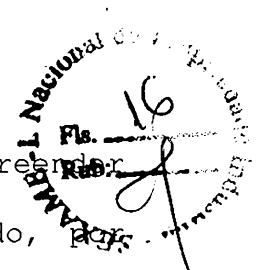
da invenção e/ou a outros sensores dentro do poço e dispositivos de completação ativos, tais como válvulas. O equipamento de superfície 14 pode também compreender um enlace de satélite (não mostrado) para transmitir dados para o escritório de um cliente. O equipamento de superfície 14 pode ser gerenciado por um operador. O projeto preciso da seção de produção dentro do poço e o conjunto de produção/controle na superfície não são pertinentes a presente invenção e, assim, não são descritos em detalhes a seguir.

A Figura 2 é uma vista em seção transversal frontal de uma formação geológica 2 mostrando esquematicamente um medidor de fluxo 10. O poço de hidrocarbonetos de produção 3 compreende um poço não revestido em uma formação geológica 2 compreendendo pelo menos uma camada de óleo 30.

O poço 3 é um poço não revestido que pode ser coberto por um reboco 15. Alternativamente, o poço também é um poço revestido (não mostrado na Figura 2) compreendendo um revestimento e um anular. O anular pode ser preenchido com cimento ou um material de completação de poço aberto, por exemplo, vedação de cascalho, ou areia da formação, ou fluidos da formação. O poço 3 ainda compreende uma completação consistindo em uma tubulação de produção 11. Ele ainda pode compreender um packer e uma série de perfurações em uma porção revestida do poço (não mostrada). Uma mistura de fluidos de hidrocarbonetos produzida 16



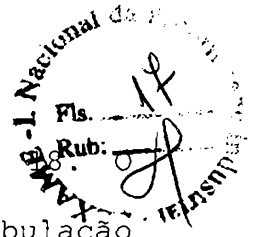
escoa em direção à superfície através da tubulação de produção 11. Na zona de produção 7, uma tubulação instrumentada 17 compreendendo o medidor de fluxo 10 é acoplada à tubulação de produção 11. A mistura de fluidos de hidrocarbonetos escoando da zona de produção 7 escoam para a tubulação de produção 11 através da tubulação instrumentada 17. Por exemplo, ambas as tubulações são soldadas juntas. A tubulação instrumentada 17 pode ter um comprimento variando de algumas dezenas de centímetros a um metro e um diâmetro da ordem de um diâmetro de tubulação de produção típica. Uma primeira extremidade da tubulação instrumentada é aberta, enquanto a segunda extremidade é fechada. A tubulação instrumentada ainda compreende um furo lateral. Por exemplo, ambas as tubulações são acopladas em paralelo e compreendem um furo para se comunicarem uma com a outra. Dessa forma, a mistura de fluidos escoando da zona de produção 7 pode escoar para a tubulação de produção 11 após ter escoado através da tubulação instrumentada 17. A tubulação instrumentada 17 é feita de material condutor, por exemplo, aço inoxidável ou outra liga de metal capaz de suportar alta pressão, alta temperatura e ambientes corrosivos. O medidor de fluxo 10 é encaixado dentro da tubulação instrumentada 17. Dessa forma, o volume inteiro de mistura de fluidos 19 produzido pela zona de reservatório 7 escoando em direção à tubulação de produção 11 é medido pelo medidor de fluxo 10.



A tubulação instrumentada 17 pode ainda compreender vários sensores medindo vários parâmetros do fluido, por exemplo, um sensor de fração de água.

A tubulação instrumentada 17 pode ainda compreender
5 uma válvula de controle 18 para estrangular a produção de
mistura de fluido de hidrocarboneto da zona de produção 7.
Quando a válvula de controle 18 está fechada, a produção da
zona de produção 7 específica é interrompida. Quando a
válvula de controle 18 está aberta a produção da zona de
10 produção 7 específica é reassumida. Tipicamente a válvula
de controle 18 opera em resposta a comandos específicos
recebidos da superfície. Ela também pode operar em resposta
a comandos específicos, enviados por um sensor local, por
exemplo, um sensor de fração de água detectando a razão de
15 água ou óleo na mistura de fluido produzida pela zona de
produção específica.

A Figura 3 é uma vista em seção transversal frontal
parcial em uma tubulação instrumentada 17 esquematicamente
mostrando em detalhes um exemplo de medidor de fluxo, a
20 saber, um medidor de fluxo Venturi. Tipicamente, em um
medidor de fluxo Venturi, o fluxo de fluido é restrito e a
pressão diferencial que resulta através da restrição é
medida. A taxa de fluxo de fluido pode ser derivada da
medição de pressão diferencial. O medidor de fluxo Venturi
25 pode ser usado para monitorar a taxa de fluxo dos fluidos
entrando na tubulação de produção através da tubulação



instrumentada controlada pela válvula de controle
medidor de fluxo Venturi 10 é posicionado na tubulação
instrumentada 17 e compreende uma restrição ou gargalo 20,
uma tomada de pressão a montante 21, um primeiro sensor de
5 pressão 22, uma tomada de pressão no gargalo 23, no gargalo
do Venturi, um segundo sensor de pressão 24 e uma unidade
eletrônica 25.

Deve-se enfatizar que não há nenhum sensor de
pressão diferencial disponível para aplicações dentro de
10 poço, a saber, exposição a condições dentro do poço por
longo período de tempo, grau de miniaturização apropriado.
Por esta razão, a pressão diferencial é determinada por
meio do primeiro e do segundo sensores de pressão 22, 24
que são sensores de pressão absoluta separados operando
15 independentemente entre si. Os sensores de pressão podem
ser sensores de quartzo, safira ou SOI (silício sobre
isolador). Tais sensores de pressão mostram carências na
estabilidade das medições de pressão porque eles tendem a
afastar de uma maneira relativamente linear. As medições de
20 pressão tipicamente variam na ordem de várias dezenas de
milibar por ano, o que impacta a estimativa da taxa de
fluxo e sua precisão. Dessa forma, é necessário corrigir o
efeito de afastamento na diferença de pressão a fim de
obter uma estimativa precisa da taxa de fluxo.

25 A unidade eletrônica 25 é acoplada ao primeiro 22 e
ao segundo 24 sensores das tomadas de pressão a montante 21



e no gargalo 23, respectivamente. A unidade eletrônica 25 compreende componentes típicos, como um conversor A/D, um processador, uma memória que não serão descritos em detalhes. A unidade eletrônica 25 calcula uma estimativa da taxa de fluxo com base nas medições de pressão, como explicado a seguir neste. A unidade eletrônica 25 também pode compreender um módulo de transmissão para transferir as medidas para a superfície. As medidas podem ser transferidas por comunicação sem fio (acústica ou eletromagnética) ou com fio entre o módulo de transmissão e o equipamento de superfície 14 (mostrado na Figura 1).

A diferença de pressão entre a tomada de pressão a montante e a tomada de pressão no gargalo (ou "pressão diferencial") está relacionada ao quadrado das velocidades do fluido através dessas seções.

Desprezando perdas de pressão devido à viscosidade, supondo que a velocidade do fluido é constante através da seção da tubulação e considerando o caso de um fluxo incompressível, a equação de Bernouille leva a:

$$Q = \frac{\pi d^3 C}{4} \frac{\sqrt{2 \Delta P_0}}{\sqrt{\rho(1 - \beta^4)}} \quad (1)$$

20

onde:

Q é a taxa de fluxo em volume (m³/s);

d é o diâmetro da seção de gargalo (m);

C é o coeficiente de descarga (adimensional);



ΔP_0 é a pressão diferencial entre as tomadas de pressão a montante e no gargalo (Pa);

ρ é a densidade do fluido (kg/m^3); e

β é a razão de diâmetro (adimensional), a saber, a razão entre o diâmetro da tubulação e a seção de gargalo.

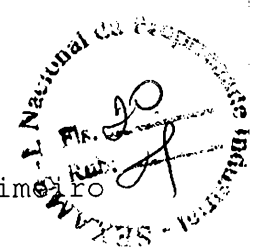
A Figura 4 ilustra os resultados de teste de estabilidade de um grupo de sensores de pressão absoluta submetidos à mesma pressão de referencia, representativos das condições dentro do poço. O gráfico representa a pressão P versus tempo t e mostra a evolução das medições de pressão na tomada de pressão a montante P_1 (linha cheia) e na tomada de pressão no gargalo P_2 (linha quebrada). Apesar de uma calibragem inicial, há um desvio de pressão inicial. O afastamento de pressão é aproximadamente uma função linear do tempo. Entretanto, a inclinação do afastamento varia de um sensor para o outro e pode também variar com o tempo.

A medida de pressão $P_1(t)$ fornecida pelo primeiro sensor 22 medindo a pressão na tomada de pressão a montante 21 é:

$$P_1(t) = P_{\text{res}}(t) + s_1(t) \quad (2)$$

onde:

$P_{\text{res}}(t)$ é a pressão real em função do tempo, ou o valor desconhecido; e



$\epsilon_1(t)$ é o erro de medição feito pelo primeiro sensor 22.

Supondo que o termo de erro vem do afastamento de pressão do sensor, e supondo que este afastamento é linear, o erro de medição feito pelo primeiro sensor é:

$$\epsilon_1(t) = \alpha_1 t + \beta_1 \quad (3)$$

onde α_1 e β_1 são os coeficientes constantes do afastamento linear do primeiro sensor 22.

A medida de pressão $P_2(t)$ fornecida pelo segundo sensor 24 medindo a pressão na tomada de pressão no gargalo 23 é:

$$P_2(t) = P_{res}(t) - \Delta P_Q(t) + \epsilon_2(t) \quad (4)$$

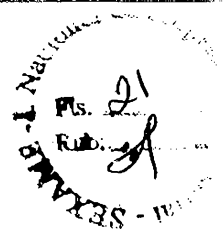
onde:

$P_{res}(t)$ é a pressão real em função do tempo, ou o valor desconhecido;

$\Delta P_Q(t)$ é a perda de pressão real devida à aceleração do fluido quando escoando através da restrição do Venturi; e

$\epsilon_2(t)$ é o erro de medição feito pelo segundo sensor 24.

Supondo que o termo de erro vem do afastamento de pressão do sensor, e supondo que este afastamento é linear, o erro de medição feito pelo segundo sensor é:



$$e_2(t) = \alpha_2 t + \beta_2 \quad (5)$$

onde α_1 e β_1 são os coeficientes constantes do afastamento linear do segundo sensor 24.

A pressão diferencial pode, então, ser escrita
5 como:

$$P_1(t) - P_2(t) = \Delta P_0(t) + (\alpha_1 - \alpha_2)t + \beta_1 - \beta_2 \quad (6)$$

O afastamento diferencial δ é:

$$\delta = \alpha_1 - \alpha_2 \quad (7)$$

O desvio diferencial γ é:

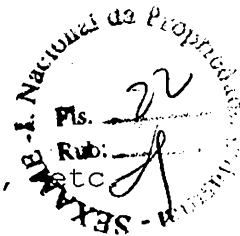
$$\gamma = \beta_1 - \beta_2 \quad (8)$$

10

Da equação 6, a pressão diferencial pode, então, ser escrita como:

$$P_1(t) - P_2(t) = \Delta P_0(t) + \delta \cdot t + \gamma \quad (9)$$

De acordo com a invenção, o fechamento periódico da
15 válvula de controle é usado para determinar o afastamento e
o desvio diferencial de ambos os sensores de pressão do
medidor de fluxo Venturi. Então, uma correção pode ser
aplicada às medições de pressão. Esta correção pode ser
atualizada a cada fechamento de válvula de controle
20 subsequente.



A válvula é fechada no tempo $t=T_{N-1}$, $t=T_N$. Quando a válvula de controle está fechada, o fluido não está escoando através do medidor de fluxo Venturi. Como consequência, a pressão diferencial real ΔP_Q é igual a zero. Entretanto, devido ao desvio de pressão de cada sensor de pressão, a pressão diferencial medida γ_{N-1} e γ_N no tempo T_{N-1} e T_N , respectivamente não é igual a zero.

$$\gamma_{N-1} = P_1(T_{N-1}) - P_2(T_{N-1}) \quad (10)$$

$$\gamma_N = P_1(T_N) - P_2(T_N) \quad (11)$$

Das equações (9), (10) e (11), a pressão diferencial medida γ_N em $t=T_N$ é dada por:

$$\gamma_N = \gamma_{N-1} + \delta_N \cdot (T_N - T_{N-1}) \quad (12)$$

O parâmetro de correção δ_N pode ser obtido de:

$$\delta_N = \frac{\gamma_N - \gamma_{N-1}}{T_N - T_{N-1}} \quad (13)$$

Supondo que o afastamento de cada sensor de pressão é constante, a saber, que não há nenhuma mudança abrupta na inclinação, o erro $E_N(t)$ devido ao afastamento e desvio respectivos de cada sensor de pressão para o intervalo de tempo $[T_N; T_{N+1}]$ pode ser extrapolado por:

$$E_N(t) = \delta_N(t - T_N) + \gamma_N \quad (14)$$



A estimativa corrigida para o afastamento da taxa de fluxo $Q_c(t)$ no tempo $t > T$ (em m^3/s) é dada por:

$$Q_c(t) = \frac{\pi d^2 C}{4} \sqrt{\frac{2[\Delta P_0(t) - E(t)]}{\rho(1 - \beta^4)}} \quad (15)$$

onde:

5 d é o diâmetro da seção do gargalo (m);

C é o coeficiente de descarga (adimensional);

$\Delta P_0(t)$ é a pressão diferencial entre as tomadas de pressão a montante e no gargalo (Pa);

$E(t)$ é a correção para afastamento dinâmico (Pa);

10 ρ é a densidade do fluido (kg/m^3); e

β é a razão de diâmetro (adimensional).

A Figura 5 ilustra esquematicamente o método de corrigir afastamento e desvio da taxa de fluxo Q determinada pelo medidor de fluxo 10.

15 Embora não seja mostrado, antes do lançamento do medidor de fluxo 10, os sensores de pressão junto com a unidade eletrônica podem ser calibrados. Dessa forma, o desvio inicial associado com as medições de pressão pode ser estimado.

20 Em uma primeira etapa 101, a válvula 18 está em um estado aberto, deixando o fluido escoar através do medidor de fluxo 10. O fluido 19 escoa da zona de produção 7 através da tubulação instrumentada 17 e do medidor de fluxo 10 em direção à tubulação de produção 11. Os valores, a



saber, as pressões nas tomadas de pressão a montante P_1 e no gargalo P_2 , podem ser medidos. Entretanto, a taxa de fluxo Q que pode ser determinada de acordo com a equação Venturi mencionada anteriormente neste apenas pode ser corrigida para o desvio inicial.

Em uma segunda etapa 102, em um primeiro tempo T_{N-1} , a válvula 18 está em um estado fechado fechando o fluido que escoar através do medidor de fluxo 10. Dessa forma, a taxa de fluxo real é zero. Uma primeira pressão $P_1(T_{N-1})$ e uma segunda pressão $P_2(T_{N-1})$ são medidas e mantidas na memória. As medições de pressão correspondem à taxa de fluxo zero no primeiro tempo.

Em uma terceira etapa 103, a válvula 18 está em um estado aberto, deixando o fluido escoar através do medidor de fluxo 10. As pressões nas tomadas de pressão a montante P_1 e no gargalo P_2 podem ser medidas. Entretanto, a taxa de fluxo Q que pode ser determinada de acordo com a equação Venturi mencionada anteriormente neste apenas pode ser corrigida para o desvio inicial.

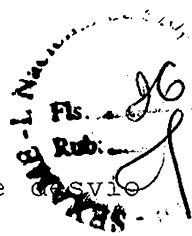
Em uma quarta etapa 104, em um segundo tempo T_N , a válvula 18 está em um estado fechado fechando o fluido que escoar através do medidor de fluxo 10. Dessa forma, a taxa de fluxo real é zero. Uma primeira pressão $P_1(T_N)$ e uma segunda pressão $P_2(T_N)$ são medidas. As medições de pressão correspondem à taxa de fluxo zero no segundo tempo.



Em uma quinta etapa 105, o erro E combinando afastamento diferencial δ e o desvio diferencial γ com base na primeira e na segunda medição de pressão de taxa de fluxo zero $P_1(T_{N-1})$, $P_2(T_{N-1})$, $P_1(T_N)$ e $P_2(T_N)$ podem ser estimadas de acordo com as equações (12), (13) e (14) mencionadas anteriormente neste.

Em uma sexta etapa 106, a válvula 18 está em um estado aberto, deixando o fluido escoar através do medidor de fluxo 10. As pressões nas tomadas de pressão a montante P_1 e no gargalo P_2 podem ser medidas. A correção de erro pode ser aplicada às pressões medidas do fluido em escoamento. Uma taxa de fluxo corrigida Q_c é calculada com base nas pressões medidas corrigidas de acordo com a equação (15) mencionada anteriormente neste.

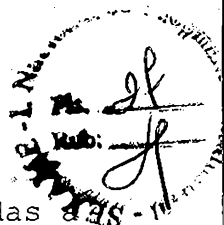
A taxa de fluxo pode ser monitorada de uma maneira contínua até a próxima avaliação de erro. Por exemplo, periodicamente, a saber, após decorrido um intervalo de tempo definido, ou mediante comando da superfície, um novo valor de erro pode ser estimado. Em uma sétima etapa, os valores de pressão de taxa de fluxo zero medidos por último são atribuídos às primeiras medições de pressão de taxa de fluxo zero anteriores $P(T_{N-1})$, e um novo fechamento de válvula de acordo com a quarta etapa 104, uma nova determinação de erro de acordo com a quinta etapa 105 são conduzidos.



A Figura 6 ilustra o efeito de correção de desvio dinâmico na estimativa da taxa de fluxo Q . O gráfico representa a taxa de fluxo Q versus tempo t e mostra a taxa de fluxo real Q_A (linha traço e ponto), a taxa de fluxo bruta Q_R (linha cheia) com base na medição de pressão bruta e a taxa de fluxo estimada corrigida Q_C (linha quebrada) usando o método de correção anteriormente descrito neste.

Durante o primeiro período de tempo, a estimativa da taxa de fluxo apenas leva em conta o desvio da pressão inicial. Durante o período de tempo subsequente, a estimativa de taxa de fluxo Q_C leva em conta a correção de desvio dinâmico. A correção de desvio dinâmico permite um aperfeiçoamento significativo da precisão na estimativa da taxa de fluxo.

A Figura 7 é uma vista em seção transversal frontal de uma formação geológica 2 mostrando esquematicamente duas tubulações instrumentadas 17A, 17B compreendendo dois medidores de fluxo Venturi 10A, 10B, duas válvulas de controle 18A, 18B associadas a duas diferentes zonas de produção 7A, 7B em um poço não revestido, respectivamente. As duas zonas de produção 7A, 7B são separadas entre si por um packer de isolamento 20. Embora a Figura 7 represente duas tubulações instrumentadas 17A, 17B compreendendo dois medidores de fluxo Venturi 10A, 10B, um associado a uma primeira zona de produção 7A e um associado a uma segunda zona de produção 7B, mais tubulações instrumentadas



compreendendo medidor de fluxo Venturi podem ser lançadas a fim de separar uma pluralidade de zonas de produção. Os outros elementos das tubulações instrumentadas e os medidores de fluxo são idênticos aqueles descritos com relação à modalidade da Figura 2 e não serão descritos em detalhes.

Deve-se apreciar que as modalidades da invenção não são limitadas a poços de hidrocarbonetos em terra e também podem ser usadas offshore. Além disso, embora algumas modalidades tenham desenhos mostrando um furo de poço vertical, as ditas modalidades também podem se aplicar a furo de poço horizontal ou desviado. Todas as modalidades da invenção são igualmente aplicáveis a poços revestidos e não revestidos (poço aberto). Embora aplicações particulares da invenção se refiram à indústria de campos petrolíferos, outras aplicações em outras indústrias, por exemplo, indústria da água ou similar, também se aplica.

Os desenhos e sua respectiva descrição anteriormente neste ilustram ao invés de limitar a invenção.

Qualquer sinal de referência em uma reivindicação não deve ser interpretado como limitando a reivindicação. A palavra "compreendendo" não exclui a presença de outros elementos diferentes daqueles listados em uma reivindicação. A palavra "um" ou "uma" precedendo um



elemento não exclui a presença de uma pluralidade de
elemento.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de determinar uma taxa de fluxo (Q) de um fluido (19) escoando em uma tubulação (17) usando um medidor de fluxo Venturi (10), o dito medidor de fluxo (10) medindo um valor (P) relativo à taxa de fluxo (Q), em que a tubulação (17) tem uma válvula (18) para controlar o fluido (19) escoando através do medidor de fluxo (10), o método caracterizado por compreender:

fechar (102) a válvula (18) e medir um primeiro valor de taxa de fluxo zero em um primeiro tempo ($P(T_{N-1})$) usando um primeiro e segundo sensores de pressão (22, 24);

abrir (103) a válvula (18);

fechar (104) a válvula (18) e medir um segundo valor de taxa de fluxo zero em um segundo tempo ($P(T_N)$) usando os primeiro e segundo sensores de pressão (22, 24);;

estimar (105) um erro (E) da medida do valor com base no primeiro e no segundo valores de taxa de fluxo zero ($P(T_{N-1})$, $P(T_N)$);

abrir (106) a válvula e medir o valor (P) do fluido (19) em escoamento usando os primeiro e segundo sensores de pressão (22, 24); e

aplicar (106) uma correção de erro ao valor medido do fluido em escoamento e calcular (106) uma taxa de fluxo corrigida (Q_c) com base no valor corrigido do fluido (19) em escoamento, em que um afastamento de cada uma dos

primeiro e segundo sensores de pressão (22, 24) é presumido constante.

2. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a correção de erro (E) ser uma combinação de uma correção de desvio e uma correção de afastamento.

3. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por as etapas de fechar (102, 104) a válvula (18) e estimar (105) o erro (E) serem conduzidas periodicamente.

4. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por:

o valor característico ser uma pressão absoluta (P_1 , P_2), o medidor de fluxo Venturi compreendendo um gargalo (20), uma tomada de pressão a montante (21, 22) e uma tomada de pressão no gargalo (23, 24) medindo uma primeira pressão absoluta (P_1) e uma segunda pressão absoluta (P_2), respectivamente;

o erro (E) ser estimado determinando o desvio e o afastamento com base em uma pressão diferencial (ΔP) entre a tomada de pressão a montante e a tomada de pressão no gargalo no primeiro ($P_1(T_{N-1})$, $P_2(T_{N-1})$) e no segundo tempo ($P_1(T_N)$, $P_2(T_N)$) do fechamento de válvula; e

a taxa de fluxo corrigida (Q_c) ser calculada com base em uma equação Venturi levando em consideração o erro estimado (E).

5. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo com a reivindicação 4, caracterizado por a estimativa corrigida da taxa de fluxo $Q_c(t)$ ser dada por

$$Q_c(t) = \frac{\pi d^2 C \sqrt{2[\Delta P_Q(t) - E(t)]}}{4 \sqrt{\rho(t - \beta^4)}}$$

5 onde d é um diâmetro da seção do gargalo, C é um coeficiente de descarga, $\Delta P_Q(t)$ é a pressão diferencial entre as tomadas de pressão a montante e no gargalo, $E(t)$ é a correção de afastamento dinâmico, ρ é a densidade do fluido e β é uma razão de diâmetro.

10 6. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 5, caracterizado por o fechamento de válvula ser comandado por uma unidade eletrônica (25) do medidor de fluxo (10).

7. Método de determinar taxa de fluxo, de acordo
15 com qualquer uma das reivindicações 1 a 5, caracterizado por o medido de fluxo (10) ser disposto dentro de um furo de um poço e em que o fechamento de válvula ser comandado por um equipamento de superfície (14).

8. Tubulação instrumentada (17), compreendendo um
20 medidor de fluxo (10) para medir uma taxa de fluxo (Q) de um fluido (19) escoando na tubulação (17) e uma válvula (18) para controlar o fluido (19) escoando através do medidor de fluxo (10), a tubulação sendo caracterizada por o medido de fluxo (10) compreender:

primeiro e segundo sensores de pressão (22, 24) para medir valores (P) relativos à taxa de fluxo (Q) e compreender uma unidade eletrônica (25);

a unidade eletrônica compreender um processador que
5 implementa o método de determinação de taxa de fluxo como definido em qualquer uma das reivindicações 1 a 7.

9. Tubulação instrumentada (17), de acordo com a reivindicação 8, caracterizada por o medidor de fluxo (10) compreender um gargalo (20), uma tomada de pressão a
10 montante (21, 22) e uma tomada de pressão no gargalo (23, 24).

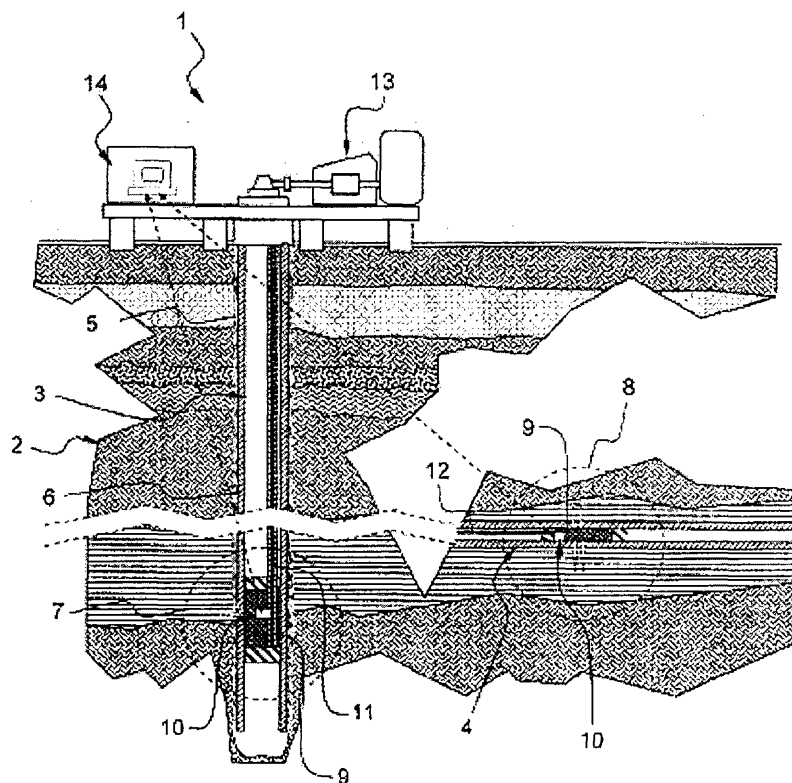
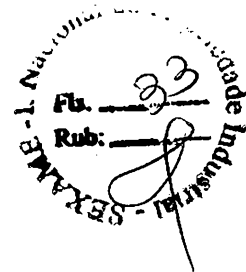


FIG. 1

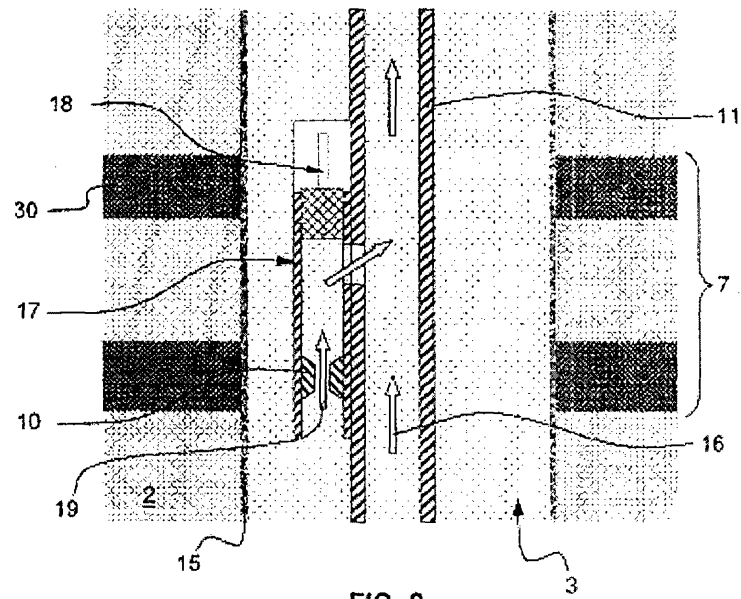


FIG. 2

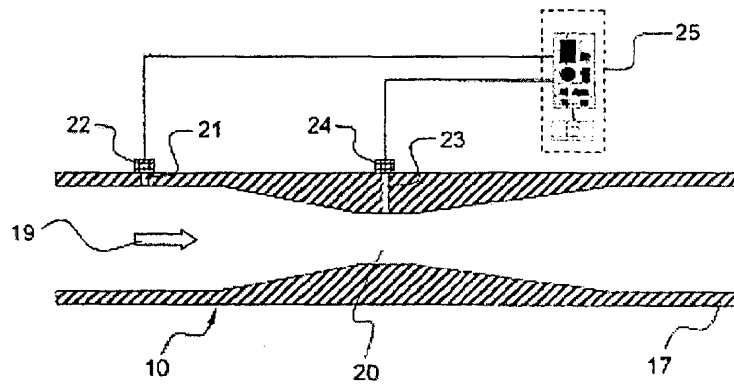


FIG. 3

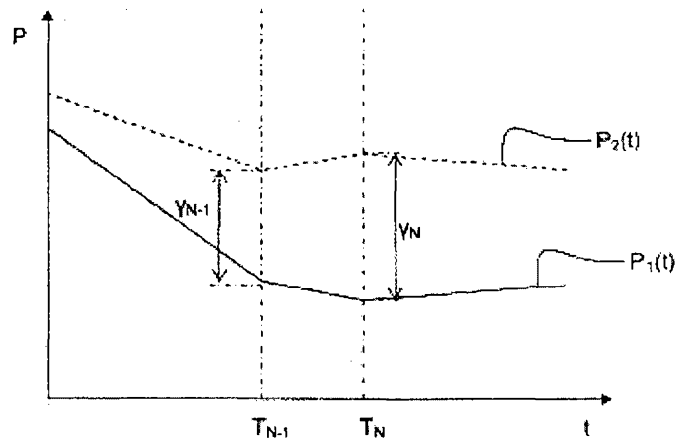


FIG. 4

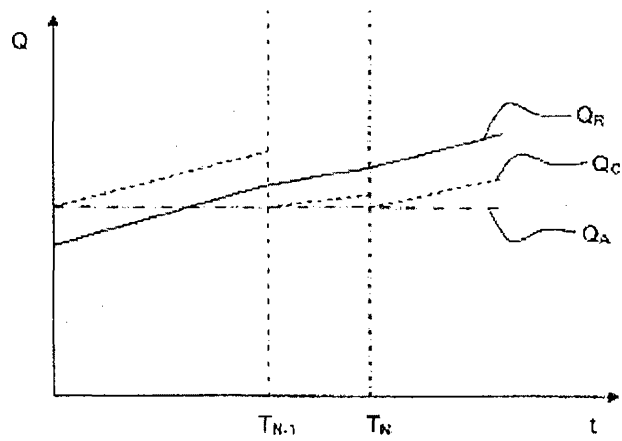


FIG. 6

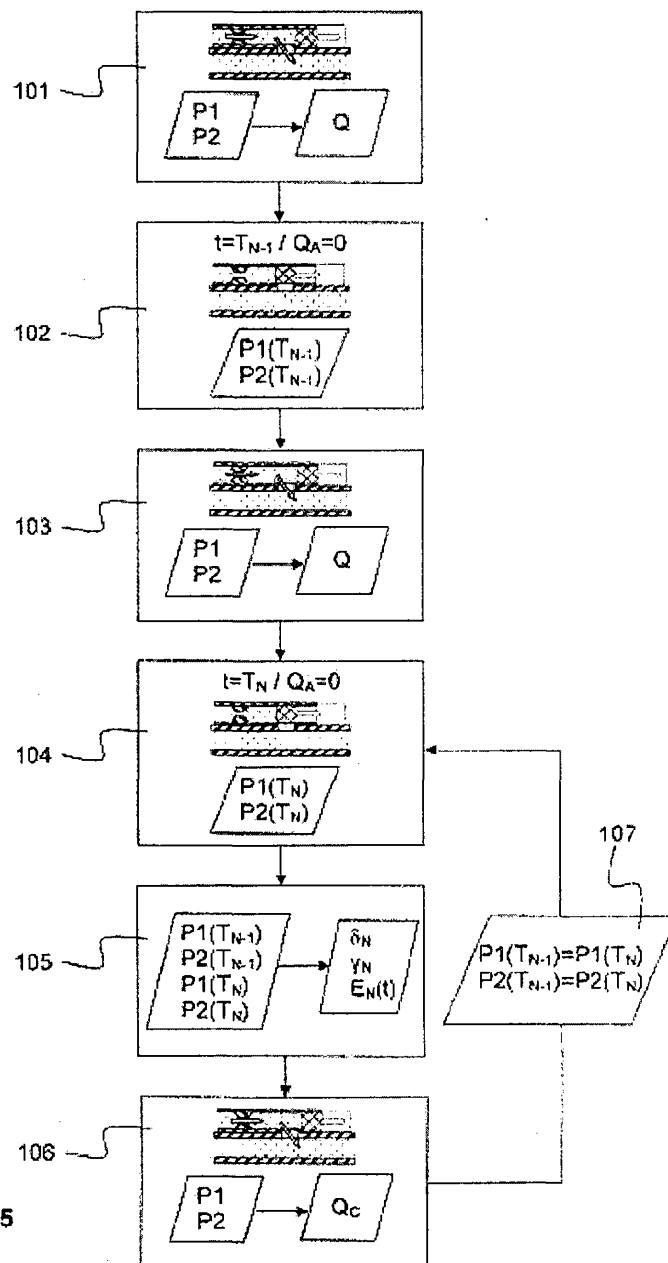


FIG. 5

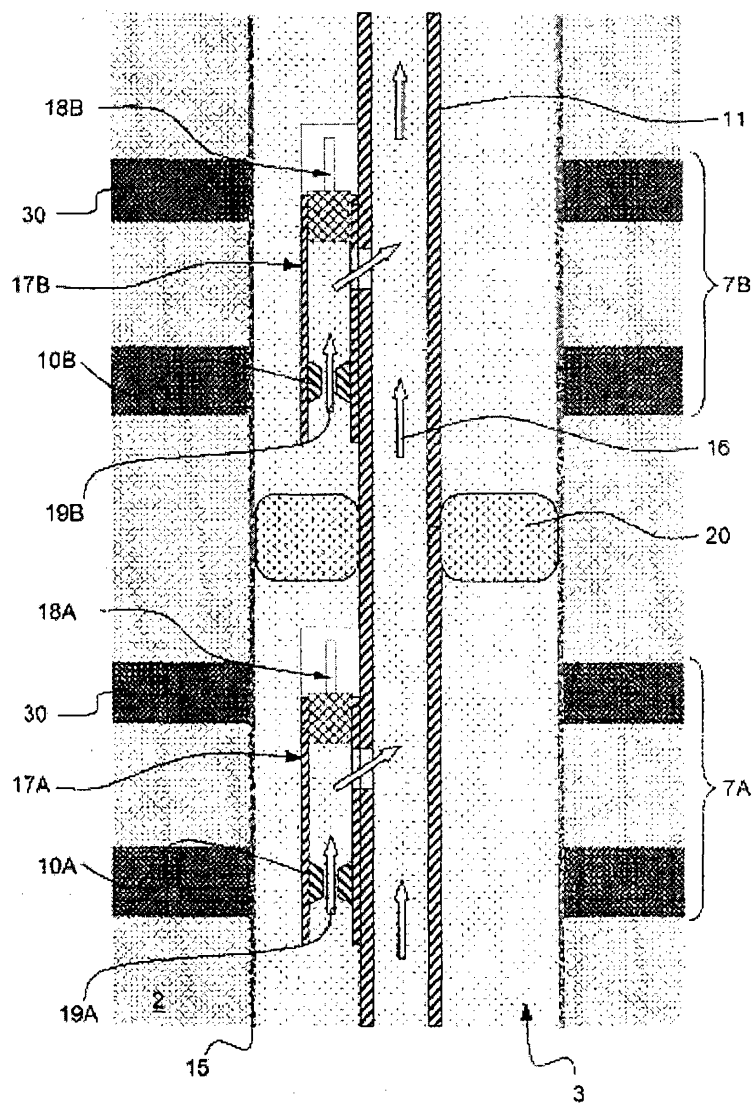


FIG. 7