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

(21) **PI0612597-2 A2**

BRPI0612597A2

(22) Data de Depósito: 07/07/2006
(43) Data da Publicação: 30/11/2010
(RPI 2082)

(51) Int.Cl.:
G01F 15/08
G01F 1/74

(54) Título: **APARELHO E MÉTODO PARA OTIMIZAR O PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS/LÍQUIDO EM UM FLUIDO QUE FLUI DENTRO DE UMA TUBULAÇÃO**

(30) Prioridade Unionista: 07/07/2005 US 60/697.479, 06/10/2005 US 60/724.952, 11/01/2006 US 60/758,382, 12/01/2006 US 60/759,159, 19/01/2006 US 60/760,845, 24/01/2006 US 60/762,101, 13/02/2006 US 60/773,146, 17/02/2006 US 60/774,706, 30/06/2006 US 60/818,199

(73) Titular(es): Cidra Corporation

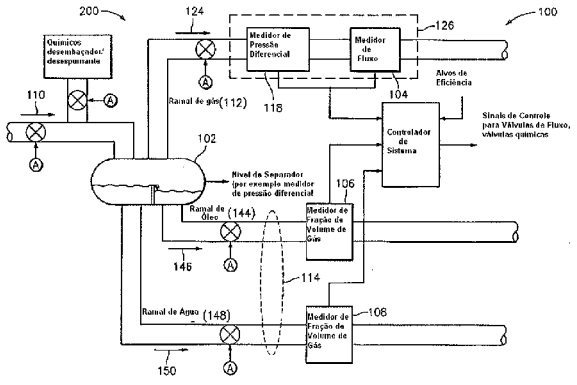
(72) Inventor(es): Daniel L. Gysling

(74) Procurador(es): ORLANDO DE SOUZA

(86) Pedido Internacional: PCT US2006026423 de 07/07/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2007/008626de 18/01/2007

(57) Resumo: APARELHO E METODO PARA OTIMIZAR O PROCESSO DE SEPARAÇÃO GAS/LIQUIDO EM UM FLUIDO QUE FLUI DENTRO DE UMA TUBULAÇAO É propiciado um sistema e método para otimizar o processo de separação gás/líquido para um fluido que fluido dentro de uma tubulação, onde o método inclui receber umfluxo de fluido que possui um componente liquido e um componente gasoso. O método inclui ainda separar o componente líquido do componente gasoso, onde o componente líquido é separado do componente gasoso via um dispositivo separador. O método inclui ainda gerar dados do componente gasoso e dados do componente líquido, onde os dados do componente gasoso são responsivos ao transporte de líquido no componente gasoso e onde os dados do componente líquido são responsivos ao transporte de gás no componente liquido. Além disso, o método inclui processar os dados do componente gasoso e os dados do componente líquido para gerar dados de otimização do aparelho.



APARELHO E MÉTODO PARA OTIMIZAR O PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS/LÍQUIDO EM UM FLUIDO QUE FLUI DENTRO DE UMA TUBULAÇÃO

REFERÊNCIA A PEDIDOS DE PATENTES CORRELATOS

Este pedido de patente reivindica o benefício do Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/760.845 (Documento do Procurador no. CC-0845) depositado em 19 de janeiro de 2006, Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/759.159 (Documento do Procurador no. CC-0844) depositado em 12 de janeiro de 2006; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/758.382 (Documento do Procurador no. CC-0843) depositado em 11 de janeiro de 2006; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/724.952 (Documento do Procurador no. CC-0832) depositado em 6 de outubro de 2005; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/697.479 (Documento do Procurador no. CC-0820) depositado em 7 de julho de 2005; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/762.101 (Documento do Procurador no. CC-0846) depositado em 24 de janeiro de 2006; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/773.146 (Documento do Procurador no. CC-0847) depositado em 13 de fevereiro de 2006; Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/744.706 (Documento do Procurador no. CC-0848) depositado em 17 de fevereiro de 2006, e Pedido de Patente U.S. Provisório No. 60/YYY.YYY (Documento do Procurador no. CC-0860) depositado em 30 de junho de 2006, todos os quais são incorporados mediante referência aqui em suas totalidades.

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

A produção de óleo e gás envolve a separação dos hidrocarbonetos produzidos em fluxos de gás, óleo e água. Este processo envolve diversos separadores cascateados, conforme mostrado no artigo intitulado, The Auger Platform:

Debottlenecking and Expansion of Fluid Handling Facilities (A Plataforma Escavadora: Desobstrução e Expansão de Instalações de Manuseio de Fluido) escrito por T. R. Judd e C.B. Wallace (SPE 36584), que é incorporado aqui mediante referência. Freqüentemente, a taxa de produção global de uma plataforma é limitada pela capacidade de processar, isto é, separar, os fluidos produzidos.

Os detalhes de otimização do processo de separação são complexos e altamente empíricos. Embora o tempo de residência de uma mistura gás/líquido dentro de um recipiente de assentamento (isto é, um separador) tenha uma grande influência na qualidade do processo de separação, esta qualidade é também normalmente influenciada por outros fatores, tais como a composição da mistura, as propriedades de fluido e os componentes internos do equipamento de separação. Freqüentemente, diversos aditivos químicos são utilizados em diversos estágios no processo para auxiliar no processo de separação, tais como desembaçadores, desespumantes e interruptores de emulsificador. Além disso, o processo de separação completo envolve estágios múltiplos de separadores, compressores, trocadores de calor e possivelmente outro equipamento, com o desempenho de cada estágio tendo um impacto no desempenho do estágio seguinte. No todo, é um processo muito complicado, empírico, ainda crítico na produção de óleo e gás. Contudo, infelizmente a capacidade de otimizar este processo, ou seja, a máxima produção de óleo, é retardada pela capacidade de monitorar eficazmente a eficiência, ou qualidade do processo de separação em uma base de tempo real.

Um processo de fluxo de fluido (processo de fluxo)

inclui qualquer processo que envolva o fluxo de fluido através de tubulação, dutos, ou outros condutos, bem como através de dispositivos de controle de fluido tais como bombas, válvulas, orifícios, trocadores de calor e similares. Processos de fluxo são encontrados em diversas indústrias diferentes tais como na indústria de óleo e gás, refinamento, indústria de alimentos e bebidas, indústria química e petroquímica, indústria de polpa e papel, geração de energia, indústria farmacêutica e indústria de água e de tratamento de águas residuais. O fluido dentro do processo de fluxo pode ser um fluido de fase única (por exemplo, gás, líquido ou mistura gás/líquido) e/ou uma mistura multifásica (por exemplo, suspensões de papel e polpa ou outras misturas sólido/líquido). A mistura multifásica pode ser uma mistura líquido/gás de duas fases, uma mistura sólido/gás ou uma mistura sólido/líquido, líquido permeado de gás ou uma mistura de três fases.

Em certos processos de fluxo, tais como aqueles encontrados nas indústrias de óleo e gás, é desejável separar componentes líquidos (por exemplo, óleo e/ou água) e gasosos (por exemplo, ar) de um fluido. Isto é normalmente conseguido utilizando um separador, que é um item de equipamento de produção utilizado para separar componentes líquidos da corrente de fluido dos componentes gasosos. O fluido de componentes líquidos e gasosos proveniente do separador em ramais separados (tubulações), com o ramal que contém o componente gasoso denominado "ramal de gás" e o ramal que contém o componente líquido denominado "ramal de líquido". Cada um dos ramais normalmente inclui um medidor de fluxo para determinar a

taxa de fluxo volumétrico dos componentes gasosos e de fluido, respectivamente, onde a taxa de fluxo volumétrico para o ramal de gás é comumente medida usando uma placa de orifício. Além disso, o ramal de líquido pode incluir um medidor de interrupção de água para determinar a percentagem (ou fração de fase) de água no fluxo de líquido para através do mesmo determinar a percentagem de óleo no fluxo. Na verdade, em algumas configurações, os componentes líquidos são separados em um "ramal de água" e um "ramal de óleo".

Como é bem conhecido na produção de óleo e gás, o transporte de líquido para dentro do ramal de gás de um separador de gás/líquido comumente ocorre, onde o líquido normalmente assume a forma de uma névoa compreendida de pequenas gotículas de líquido. Isto é indesejável porque o transporte (carry-over) de líquido pode resultar em um conjunto de eventos indesejáveis que dependem em grande parte do grau de transporte (carry-over) que se realiza. Como tal, a fim de minimizar a quantidade de transporte de líquido, a maior parte dos separadores possui coletores de névoa designados para recuperar o transporte de líquido. Além disso, o transporte (carry-under) de gás para dentro do ramal de líquido (ou ramal de óleo e ramal de água) do separador de gás/líquido comumente ocorre na produção de óleo e gás, onde o gás é normalmente compreendido de pequenas bolhas que formam gás permeado no líquido.

Atualmente, a vasta maioria da produção de óleo do mundo é alocada usando medições com base em separadores, em que separadores de teste são usados para determinar produção de poço individual e separadores de produção de

alta pressão são freqüentemente usados para alocar produção proveniente de campos individuais antes da mistura de fluidos produzidos para processamento adicional. A precisão destas medições é baseada na premissa de separação completa das fases de gás e líquidos. Sendo assim, a separação das fases de óleo, água e gás é uma etapa crítica no processamento das correntes de produção de hidrocarbonetos. Projetos de separador variam de recipientes grandes, horizontais para separação óleo/água/gás de três fases a separadores de líquido/gás de duas fases compactos. Em todos os casos, teste preciso de poço e medições de transferência de custódia dependem da separação completa da fase líquida e gasosa, contudo na prática 100% de separação é freqüentemente difícil ou impraticável de alcançar. Como tal, um pequeno, embora desconhecido, nível de gás em tubos de líquido é comum e pode resultar em erros de medição significativos em ambas as interrupção de água e taxa de fluxo. Além disso, uma vez que o óleo sai no separador em ou próximo à pressão de vapor, saída de gás adicional pode ocorrer em pontos de pressão baixa nos processos a jusante.

Contudo, a medição de produção de óleo inclui diversas variáveis que podem variar de diferentes propriedades de óleo cru, interrupção de água, e razões gás-óleo até taxas de produção variáveis, pressões e temperaturas. Determinada esta variabilidade associada com a produção de óleo, separar completamente as fases gasosa e líquida antes da medição freqüentemente se torna difícil, se não impraticável, de alcançar. Embora as quantidades variáveis de gás apresentadas durante a medição da fase líquida e as quantidades variáveis de líquido presente

durante a medição da fase gasosa sejam freqüentemente pequenas, a presença destas fases secundárias faz com que a vasta maioria de medidores de fluxo de gás de líquido utilizada em aplicações de separador registre em excesso a quantidade de produto fluindo através das linhas. De fato, erros devidos a separação incompleta são freqüentemente a maior fonte de erro em medições de alocações de poço e campo, resultando em uma distorção da visão do engenheiro de reservatórios de produção poço a poço e introduzindo erros sistemáticos na alocação fiscal de produção. Observa-se que ao medir diretamente e compensar as fases secundárias em fluxo de saídas de separador, erros de medição devidos à separação incompleta podem ser evitados.

Saída de Líquido do Ramal de Líquido

O volume de líquido que flui através da saída de líquido é normalmente medido usando medidores de turbina, medidores de deslocamento positivo ou Corioles, onde a precisão da medição de taxa de fluxo de líquido depende em grande parte do condicionamento da corrente de líquido. Infelizmente, gases permeados presentes no líquido normalmente fazem com que o dispositivo de medição de fluxo primário registre a taxa de fluxo volumétrico e, onde aplicável, registre a densidade de líquido. Sendo assim, a presença de gases permeados dentro de um medidor de fluxo em uma saída de líquido pode ser rastreada até uma ou duas fontes primárias, tanto transporte (carry-under) de gás quanto/ou interrupção de gás. A primeira fonte primária, transporte (carry-under) de gás, normalmente resulta da presença de pequenas bolhas de gás sendo permeadas no líquido à medida que o mesmo deixa o separador. Devido à

física da separação por gravidade (ou centrífuga), normalmente apenas as menores bolhas são transportadas com a fração de volume de gás transportado que aumenta com taxas de fluxo crescentes através do separador. Conforme mencionado acima, a segunda fonte primária de gás permeado no local de medição é devida a interrupção de gás. De forma ideal, líquidos saem de um separador em condições saturadas, isto é, desde que tempo de permanência suficiente no separador, todo o gás que sai da solução à pressão e temperatura de separador fez isto quando o fluxo deixa o separador. Este líquido, entretanto, pode conter ainda quantidades significativas de gases dissolvidos que continuarão normalmente a "sair" do líquido com diminuições adicionais em pressão abaixo da pressão de separador. Além disso, perdas de pressão devidas a fluxo através de canalização antes da medição e perdas de pressão devidas ao próprio dispositivo de medição de fluxo podem conduzir à saída de gás adicional antes da medição.

Saída de Gás para Ramal de Gás

Além disso, o transporte (carry-over) de líquido na saída de gás proveniente do separador é normalmente na forma de pequenas gotículas de líquido permeadas na névoa e podem variar enormemente em quantidade, onde estimativas de 2% a 3% da taxa de entrada de líquido não são incomuns. O impacto do transporte de líquido é duas vezes maior. Primeiramente as gotículas de líquido podem provocar medidores de fluxo de gás à base de pressão diferencial (DP), isto é, placas de orifício, cones em v, venturi's, para registrar a taxa de fluxo de gás em proporção à umidade. Segundo, dependendo das razões gás-óleo e outros

parâmetros, as taxas de líquido que passam através do ramal de gás podem ser um percentual significativo das taxas de líquido totais.

Sendo assim, em todos os cenários de separação a capacidade de determinar precisamente taxas de fluxo de óleo e água depende tanto da taxa de fluxo quando de medições de interrupção de água, onde a taxa de fluxo é normalmente feita com uma turbina, medidor de deslocamento positivo ou coriolis e a interrupção de água é normalmente medida utilizando microondas ou densidade coriolis. O desafio é manter a precisão destas medições quando as bolhas de gás existirem no líquido. As medições de taxa de fluxo irão, no mínimo, registrar o fluxo de líquido por uma quantidade igual à percentagem de volume do gás presente. Por exemplo, 1% em volume de gás resulta em 1% de erro na medição de taxa de fluxo. Mesmo após todas as etapas de processamento que são finalizadas antes de um ponto de medição de transferência fiscal, diversas dezenas ou mais de um percentual de gás podem restar resultando em impacto financeiro significativo. Além disso, o erro de medição de interrupção de água devido a transporte de gás é freqüentemente a única fonte de medição maior de erro. Por exemplo, uma densidade ou medição de microonda relatará uma fração de óleo mais elevada do que a real quando o gás permeado sair da corrente resultando em um registro da taxa de óleo e um teste de poço impreciso. Conduzidos por metas de reduzir o tamanho e custo de separadores, muitos operadores estão utilizando dispositivos de separação líquido/gás de duas fases menores para determinar as taxas de fluxo de óleo e água. Contudo, infelizmente os métodos e

sistemas existentes são incapazes de alcançar os resultados desejados.

Por conseguinte, são necessários um sistema e método para quantificar os erros de medição associados com cada ramal de um separador e propiciar uma medição precisa da saída de óleo, água e gás de uma cabeça de poço ou fluxo de entrada multifásica. Conforme mais adiante descrito em maiores detalhes, a presente invenção propicia uma medição precisa e em tempo real de parâmetros de processo de fluxo, tais como o transporte de líquido (carry-over) e/ou o transporte de gás (carry-under). Como tal, a presente invenção permite o controle e/ou otimização do processo de separação através do controle do dispêndio de desespumante/desenevoador e/ou ao manter o separador em um nível preferido.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

É propiciado um aparelho para otimizar o processo de separação gás/líquido em um fluxo de fluido dentro de uma tubulação, em que o aparelho inclui um dispositivo separador comunicado com a tubulação para receber o fluido. O dispositivo separador separa o fluido em um componente gasoso e um componente líquido, em que o componente gasoso flui para dentro de um trecho de ramal de gás e em que o componente líquido flui para dentro de um trecho de ramal de líquido. Um aparelho de medição de ramal de gás é também propiciado, onde o aparelho de medição de ramal de gás é comunicado com o componente gasoso para gerar dados de componente gasoso responsivos ao transporte de líquido para dentro do componente de gás. Um aparelho de medição de ramal de líquido é também propiciado, onde o aparelho de

medição de ramal de líquido é comunicado como componente líquido para gerar dados de componente líquido responsivos ao transporte de gás para dentro do componente líquido. Além disso, um dispositivo de processamento é propiciado em que o mesmo é comunicado com o aparelho de medição de ramal de gás e o aparelho de medição de ramal de líquido de tal forma que o dispositivo de processamento receba e processe os dados de componente gasoso e os dados de componente líquido para gerar dados de otimização de aparelho.

É propiciado um método para otimizar o processo de separação gás/líquido para um fluxo de fluido para dentro de uma tubulação, onde o método inclui receber um fluxo de fluido que possua um componente líquido e um componente gasoso. O método inclui ainda separar o componente líquido do componente gasoso, onde o componente líquido é separado do componente gasoso através de um dispositivo separador. O método inclui também gerar dados de componente gasoso e dados de componente líquido, onde os dados de componente gasosos são responsivos ao transporte (carry-over) de líquido para dentro do componente gasoso e em que os dados de componente líquido são responsivos ao transporte (carry-under) de gás para dentro do componente líquido. Além disso, o método inclui o processamento dos dados de componente gasosos e dados de componente líquido para gerar dados de otimização de aparelho.

É propiciado um aparelho para otimizar o processo de separação em um fluxo de fluido dentro de uma tubulação, em que o aparelho inclui um dispositivo separador comunicado com a tubulação para receber o fluido, onde o dispositivo separador separa o fluido em um primeiro componente e um

segundo componente. O aparelho inclui ainda pelo menos um dispositivo de medição, o pelo menos um dispositivo de medição sendo associado com o separador para gerar dados de medidor responsivos a pelo menos um do primeiro e segundo componentes. Além disso, o aparelho inclui um dispositivo de processamento, onde o dispositivo de processamento é comunicado com o pelo menos um dispositivo de medição para gerar dados de processador responsivos ao fluido.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

Em relação agora aos desenhos, as características e vantagens a seguir e outras da presente invenção serão mais completamente entendidas a partir da descrição detalhada que se segue das modalidades ilustrativas, tomadas em conjunto com os desenhos em anexo nos quais elementos similares são numerados de forma similar:

A **Figura 1a** é um diagrama esquemático de um sistema para medir o transporte (carry-over) de líquido e o transporte (carry-under) de gás de um separador de fluido que possui um ramal de gás, um ramal de óleo e um ramal de água, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 1b** é um diagrama esquemático de um sistema para medir os parâmetros de fluxo de um fluido polifásico compensado para transportar (carry-over) líquido e transportar (carry-under) gás de um separador de fluido que possui um ramal de gás um ramal de líquido, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 1c** é um esquema indicativo do custo versus desempenho de utilização de desespumante de acordo com a presente invenção.

A **Figura 2** é um diagrama esquemático de um sistema

para medir os parâmetros de fluxo de um fluido polifásico compensado para transportar (carry-over) líquido e transportar (carry-under) gás de um separador de fluido que possui um ramal de gás, um ramal de óleo e um ramal de água, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 3** é um diagrama de blocos de um processador de fluxo de saída de separador da **Figura 2**, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 4** é um diagrama esquemático de um aparelho para medir umidade e taxa de fluxo volumétrico de um fluxo de gás dentro de uma tubulação da **Figura 1a, Figura 1b e Figura 2**, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 5** é um esquema de registro (leitura) de um medidor de fluxo com base em orifício Modelo Emerson 1595 como uma função de número Lockhart-Martinelli, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 6** é um esquema que representa o desvio entre o medidor de fluxo volumétrico e uma taxa de fluxo volumétrico de referência como uma função de número Lockhart-Martinelli, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 7a** é um esquema que representa a umidade da mistura de gás como uma função da diferença entre a taxa de fluxo de um medidor DP e um medidor de sonar, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 7b** é um esquema que representa a umidade da mistura de gás como uma função da diferença entre a taxa de fluxo de um medidor DP e um medidor de sonar, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 8** é uma representação esquemática de um aparelho para propiciar uma medição de interrupção de

fluido de uma mistura de múltiplos líquidos compensada por gás permeado, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 9** é um diagrama de fluxo funcional de um método para compensar a medição de interrupção de fluido que utiliza uma medição de gás permeado, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 10** é uma ilustração esquemática de um aparelho que possui um conjunto de sensores sobre uma tubulação para medir o fluxo volumétrico e a fração de volume de gás da mistura que flui na tubulação que possui gás/ar permeado na mesma, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 11** é um diagrama de blocos de um aparelho para medir a velocidade de propagação do som através de um fluxo de processo que flui dentro de uma tubulação, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 12** é um esquema que representa o efeito de gás livre na interrupção de óleo interpretada que utiliza uma medição de interrupção de água à base de densidade, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 13** é um esquema que representa o feito de gás livre na interrupção de óleo interpretada que utiliza um dispositivo de cavidade de microonda ressonante, que incorporada a presente invenção.

A **Figura 14** é um esquema que representa o feito de gás livre na interrupção de óleo interpretada que utiliza um dispositivo de absorção de microonda, que incorpora a presente invenção.

A **Figura 15** é um diagrama de blocos de uma primeira modalidade de uma lógica de fluxo utilizada no aparelho da

presente invenção.

A **Figura 16** é uma vista em seção transversal de uma tubulação que possui estruturas coerentes na mesma.

A **Figura 17** é um esquema k-ω de dados processados a partir de um aparelho que incorpora a presente invenção que ilustra declive do cume convectivo e um esquema da função de otimização do cume convectivo.

A **Figura 18** é um diagrama de bloco de uma segunda modalidade de uma lógica de fluxo utilizada no aparelho da presente invenção.

A **Figura 19** é um esquema k-ω de dados processados a partir de um aparelho que incorpora a presente invenção que ilustra declive dos cumes acústicos.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Em relação à **Figura 1a,** é mostrado um sistema 200 para medir o transporte (carry-over) de líquido e transporte (carry-under) de gás para um separador de fluido 102 de acordo com a presente invenção que ensina a utilização de medidor de fluxo de sonar 104 e de medidores de Fração de Volume de Gás (GVF) 106, 108 para monitorar a eficácia de separação de cada componente em uma cadeia de separação para otimizar o desempenho do sistema global. Conforme mostrado, o sistema monitora o desempenho de cada separador, controlando taxas de entrada, desempenho de permuta de calor, níveis de separação, dosagem química, etc para garantir que cada separador no processo de separação permaneça dentro dos alvos de eficiência de separador definidos em um nível de sistema. Deve ser observado que embora a **Figura 1a** ilustre a utilização de um único separador 102, a invenção contempla que a entrada de cada

um dos fluxos cascateia para um sistema de separação similar, que pode possuir uma configuração similar de medidores conforme mostrado na mesma, em que o desempenho ótimo poderia ser disponibilidade máxima, isto é, evita inconveniente de processo, minimiza utilizações químicas (isto é, abaixa os custos), ou maximiza saída. Além disso, a abordagem define uma ou mais métricas de eficiência de separação com base em medição em tempo real de transporte de gás no(s) ramal(is) de líquido e de transporte (carry-under) de gás no(s) ramal(is) de gás conforme mostrado. Por exemplo, um medidor de separador pode ser definido como,

$$\eta_{sep} \equiv 1 - \alpha(GVF) - \beta(LGMR), \qquad \text{(Eq. 1)}$$

em que α e β são funções a serem definidas, GVF é o gás permeado presente no ramal de líquido e LGMR é a razão de massa de líquido para gás no ramal de gás. Estas medições podem ser obtidas com medidores de fluxo de sonar diretamente no ramal de líquido e medidores de DP + sonar no(s) ramal(is) de gás, conforme descrito mais adiante em maiores detalhes. O conceito poderia ser ainda estendido para incluir interrupção de água no ramal de líquido e/ou para incluir três separadores de fase bem como dois separadores de fase, também conforme mais adiante mostrado em maiores detalhes. Deve ser observado que desespumantes e desembaçadores são amplamente utilizados em toda a produção de óleo e gás.

Em relação à **Figura 1b**, um separador de gás/líquido 102 separa o trecho líquido e o trecho gasoso da corrente de fluido que entra 110, que será mais adiante descrito em maiores detalhes. Embora o separador 102 separe as duas fases da corrente de fluido 110, existe líquido de

transporte (carry-over)no ramal de gás 112 do separador 102 e gás de transporte (carry-under) no ramal de líquido 114 do separador 102. Para reduzir o transporte (carry-under) de gás e transporte (carry-over) de líquido (névoa), aditivos (por exemplo, desespumantes e desembaçadores, respectivamente) podem ser usados para garantir a separação adequada de gases e líquidos produzidos. Um medidor de fração de volume de gás 116, tal como o SONARtrac GVF-100 fabricado por CIDRA Corporation, pode ser usado para medir o transporte (carry-under) de gás no ramal de líquido em tempo real, que será mais adiante descrito em maiores detalhes. Além disso, um medidor de fluxo 104, tal como o SONARtrac VF-100 fabricado por CiDRA Corporation, em combinação com um medidor DP 118 pode ser usado para medir o transporte (carry-over) de líquido no ramal de gás 112 em tempo real. Ambos o medidor de fração de volume de gás 116 e o medidor de fluxo 104 podem ser dispositivos de grampeamento como mais adiante descrito. Estes dispositivos de monitoramento permitem medição em tempo real de desempenho de separador de produção. Esta medição em tempo real permite a quantificação de custo versus desempenho de um desespumante e/ou desenevoador determinado. Em outras palavras, os dispositivos de monitoração permitem ao usuário quantificar o benefício associado com o gasto químico conforme mostrado na **Figura 1c.**

Deve ser ainda observado que a maior parte dos desespumantes e/ou desembaçadores é adicionada ao fluido através de um sistema de controle de alça aberta, que pode resultar em superdosagem. A presente invenção permite a monitoração em tempo real de desempenho de desespumante

e/ou desenevoador e permite a redução de custo através de um controle de alça fechada. Especificamente, as saídas de um dos sistemas de monitoração no ramal de líquido 114 e/ou ramal de gás 112 do separador 102 são comunicadas a um processador 120 que pode em seguida propiciar um sinal de controle para uma bomba/ou válvula que mede ou propicia o desespumante e/ou desenevoador ao fluido corrente 110 ou fluido separado 122, 124 em resposta a um sinal de entrada indicativo da quantidade desejada de líquido (por exemplo, névoa) no ramal de gás 112 ou quantidade desejada de gás no ramal de líquido 114. Além disso, o fluxo ou processo de separação permite ao usuário quantificar a utilização química em cada ramal para otimizar a utilização dos químicos respectivos em uma configuração de alça aberta ou fechada.

Deve ser observado que a presente invenção permite o melhor controle e/ou otimização do fluxo de processo (isto é, medida mais precisa do GVF, transporte (carry-over)de líquido e/ou transporte (carry-under) de gás) ao controlar o pelo menos um nível do separador, a atuação das válvulas situada no processo de fluxo e/ou o controle da infusão de desespumante/ desenevoador. Por exemplo, se surge uma situação onde o transporte (carry-over) de líquido é elevado, um alarme pode ser comunicado a um operador ou a um processador de controle, que em seguida pode elevar o nível de infusão do químico desenevoador no fluxo e/ou abaixar o nível do separador. Outro exemplo pode ser se uma situação surge onde o transporte (carry-under) de gás é elevado, em seguida um alarme pode ser comunicado a um operador ou a um processador de controle, que em seguida

pode elevar o nível de infusão de químico de desespumante dentro do fluxo e/ou elevar o nível do separador. Além disso, as válvulas (Vide **Figura 1a**) podem ser seletivamente operadas para propiciar melhor controle sobre o processo de fluxo dentro de cada um dos ramais.

Com relação à **Figura 1b** e **Figura 2**, um separador de gás/líquido 102 é mostrado, em que o separador de gás/líquido 102 é um item de equipamento de produção utilizado para separar os componentes líquidos 122 de uma corrente de fluido que entra 110 proveniente dos componentes gasosos 124 da corrente de fluido que entra 110. Na modalidade mostrada na **Figura 1b**, o componente líquido 122 e o componente gasoso 124 fluem do separador 102 em tubulações separadas ou "ramais" 112, 114 com o componente gasoso 124 que flui no ramal de gás 112 e o componente líquido 122 que flui no ramal de líquido 114. Enquanto o separador de gás/líquido 102 é representado como um recipiente vertical, o separador de gás/líquido 102 pode ser qualquer dispositivo(s) para separar gás de um ou mais líquidos adequados para o propósito final desejado, tal como aquele mostrado na **Figura 2**. Por exemplo, o separador 102 pode incluir um recipiente cilíndrico ou esférico, e pode ser tanto horizontal quanto verticalmente posicionado. Além disso, o separador 102 pode utilizar segregação de gravidade, separação centrífuga, separação por ciclone, ou qualquer outro meio conhecido para alcançar a separação, e pode incluir um ou mais estágios.

Conforme discutido anteriormente, a mistura de gás 124 que flui no ramal de gás 124 inclui transporte (carry-over) de gás e de líquido proveniente do separador 102. Um

aparelho 126 pode ser propiciado para medir a umidade e taxa de fluxo da mistura de gás 124, onde o aparelho 126 pode incluir um medidor de fluxo diferencial ("medidor DP") 118 e um medidor de fluxo de sonar 104 que possui um conjunto de sensores à base de deformação, similar àquele descrito no Pedido de Patente U.S. 11/XXX.YYY, Documento do Procurador No. CC-0858, que é incorporado aqui em sua totalidade. A combinação do medidor DP 118 e do medidor de fluxo de sonar 104 propicia medições de taxa de fluxo das respectivas fases líquida e gasosa. Como será mais adiante descrito em maiores detalhes, o processador de fluxo de saída de separador 120 determina a umidade da mistura de gás 124 no ramal de gás 112, conforme mostrado na **Figura 3**, bem como a taxa de fluxo volumétrico do gás, a taxa de fluxo volumétrico do transporte (carry-over) de líquido. A taxa de fluxo volumétrico dos componentes do transporte (carry-over) de líquido (isto é, óleo e água) pode ser determinada ao presumir-se uma interrupção de água conhecida ou típica (ou fração de fase) ou ao utilizar a medição de interrupção de água propiciada pelo aparelho 128 situada no ramal de líquido 114 do separador 102.

O aparelho 128 para medir o ramal de líquido 114 que possui transporte de gás inclui um medidor de interrupção de água 130, um medidor de fração de gás 116, um medidor de fluxo 132, um sensor de pressão 134, e um sensor de temperatura 136. Embora o sensor de pressão 134 e o sensor de temperatura 136 sejam propiciados, deve ser observado que um ou ambos destes parâmetros podem ser simplesmente estimados. Deve ser ainda observado que o medidor de interrupção de água 130 propicia um sinal indicativo da

percentagem de água na mistura de líquido 122, o medidor de fração de volume de gás 116 propicia um sinal (ou sinais de pressão) indicativo da fração de volume de gás da mistura de líquido 122 e o medidor de fluxo 132 propicia um sinal indicativo da velocidade e/ou taxa de fluxo volumétrico da mistura de líquido 122. Estes sinais são propiciados ao processador de fluxo de saída de separador 120 que determina a fração de volume de gás (GVF) da mistura de líquido 122, a taxa de fluxo volumétrico do óleo na mistura de líquido 122, o fluxo volumétrico da água na mistura de líquido 122, e o fluxo volumétrico do gás na mistura de líquido 122.

Com relação novamente à **Figura 3**, um processador principal 138 é propiciado e recebe cada uma das taxas de fluxo volumétrico determinadas de cada fase proveniente de um processador de ramal de gás 140 e de um processador de ramal de líquido 142, em que o processador principal 138 soma cada taxa de fluxo volumétrico respectiva para cada fase para determinar a taxa de fluxo volumétrica total de cada uma das três fases (isto é, óleo, água e gás) para a mistura de entrada 110. Mencionando novamente a **Figura 2**, o(s) separador(es) de gás/líquido 102 podem incluir um ramal de gás 112 que recebe uma mistura de gás 124 que possui transporte (carry-over) de óleo e água, um ramal de óleo 144 para receber uma mistura de óleo 146 que possui transporte de água e gás, e um ramal de água 148 para receber uma mistura de água 150 que possui transporte (carry-under) de óleo e gás. Similar ao sistema na **Figura 1b**, o sistema na **Figura 2** pode incluir um aparelho 126 situado no ramal de gás 112 para medir os mesmos parâmetros

conforme discutido anteriormente. De forma similar, o sistema na **Figura 2** pode incluir um aparelho 152 situado no ramal de óleo 144 para medir o fluxo volumétrico de cada fase (isto é, gás, água, e óleo) da mistura 146, bem como a fração de volume de gás do transporte (carry-under) de gás e a fração de volume de água do transporte (carry-under) de água.

O aparelho 152 para medir o ramal de óleo 144 que possui transporte (carry-under) de gás e transporte (carry-under) de água pode incluir um medidor de interrupção de água 154, um medidor de fração de volume de gás 106, um medidor de fluxo 156, um sensor de pressão 158 e um sensor de temperatura 160. Embora um sensor de pressão 158 e um sensor de temperatura 160 sejam propiciados, deveria ser observado que um ou ambos destes parâmetros podem simplesmente ser estimados. Deveria ser ainda observado que o medidor de interrupção de água 154 propicia um sinal indicativo da percentagem de água na mistura de óleo 146, o medidor de fração de volume de gás 106 propicia um sinal (ou sinais de pressão) indicativo da fração de volume de gás da mistura de óleo 146 e o medidor de fluxo 156 propicia um sinal indicativo da velocidade e/ou taxa de fluxo volumétrico da mistura de óleo 146. Estes sinais são propiciados a um processador de fluxo de saída de separador 162 que determina a fração de volume de gás da mistura de óleo 146, a fração de volume de água da mistura de óleo 146, a taxa de fluxo volumétrico do óleo na mistura de líquido, o fluxo volumétrico da água na mistura de líquido, e o fluxo volumétrico do gás na mistura de líquido.

O sistema na **Figura 2** pode ainda incluir um aparelho

164 situado no ramal de água 148 para medir o fluxo volumétrico de cada fase (isto é, gás, água, e óleo) da mistura de água 150, bem como a fração de volume de gás do transporte (carry-under) de gás e a fração de volume de óleo do transporte (carry-under) de água. O aparelho 164 para medir o ramal de água 148 que possui transporte de gás e transporte de óleo pode incluir um medidor de interrupção de água 166, um medidor de fração de volume de gás 108, um medidor de fluxo 168, um sensor de pressão 170, um sensor de temperatura 172. Enquanto um sensor de pressão 170 e um sensor de temperatura 172 são propiciados, deveria ser observado que um ou ambos destes parâmetros podem simplesmente ser estimados. Deveria ser ainda observado que o medidor de interrupção de água 166 propicia um sinal indicativo da percentagem de água na mistura de água 150, o medidor de fração de volume 108 propicia um sinal (ou sinais de pressão) indicativo da fração de volume de gás da mistura de água 150 e o medidor de fluxo 168 propicia um sinal indicativo da velocidade e/ou taxa de fluxo volumétrico da mistura de água 150. Estes sinais são propiciados ao processo de fluxo de saída de separador 162 que determina a fração de volume de gás da mistura de água 150, a fração de volume de óleo da mistura de água 150, a taxa de fluxo volumétrico do óleo na mistura de líquido, o fluxo volumétrico da água na mistura de líquido, e o fluxo volumétrico do gás na mistura de líquido.

Com relação novamente à **Figura 3**, o processador principal 138 recebe cada uma das taxas de fluxo volumétrico determinadas de cada fase proveniente do processador de ramal de gás 140, do processador de ramal de

óleo 142 e do processador de ramal de água 174 e soma cada taxa de fluxo volumétrico respectivo para cada fase para determinar a taxa de fluxo volumétrico total de cada uma das três fases (isto é, óleo, água e gás) para a mistura de entrada 110. Deveria ser observado que a presente invenção propicia informações significativas em relação ao funcionamento, operação, e eficiência do separador 102. Por exemplo, os sistemas da **Figura 1b** e da **Figura 2** propiciam informações quanto à quantidade de transporte (carry-over) de líquido no ramal de gás, transporte (carry-under) de gás no ramal de líquido, transporte (carry-under) de gás e óleo no ramal de água, transporte (carry-under) de gás e água no ramal de óleo do separador que são indicativos da operação do separador 102. É, por conseguinte, contemplado na presente invenção que estes parâmetros e outros parâmetros medidos pela presente invenção podem ser utilizados para controlar parâmetros específicos do separador 102, tal como o nível de separador, a taxa de alimentação para o separador 102 e a taxa de alimentação para os ramais de gás, de líquido e/ou de água. Além disso, os processadores de fluxo de saída de separador 120, 162 podem propiciar um sinal de controle a uma válvula, bomba ou outro atuador para controlar um parâmetro do separador 102 para desse modo propiciar um sistema de alça fechada. Adicionalmente, a presente invenção também contempla que as medições propiciadas podem ser utilizadas para diagnosticar problemas, e/ou falhas com o separador 102 ou podem ser utilizadas para propiciar uma análise de previsão relacionada ao desempenho do separador 102. Deveria ser observado que a presente invenção contempla propiciar um

alarme a um operador e/ou um processador de controle no caso de uma condição específica ocorrer. Isto permitiria uma resposta rápida objetiva a condições operacionais.

DESCRIÇÃO DE RAMAL DE GÁS

Com relação à **Figura 4**, é mostrado um aparelho 300 para medir a umidade e taxa de fluxo volumétrico de um fluxo de gás 302 dentro de uma tubulação 304, o qual inclui um medidor de fluxo com base em pressão diferencial 306 e um medidor de fluxo de sonar 308, similar àquele descrito no Pedido de Patente U.S. 11/XXX.YYY Documento do Procurador Número CC0858, que é incorporado aqui em sua totalidade. Como será mais adiante descrito em detalhes adicionais, a taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 determinada pelo medidor de fluxo com base na pressão diferencial 306 ($Q_{\Delta P}$) é utilizada junto com a taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 determinada pelo medidor de fluxo de sonar (Q_{sonar}) para determinar a umidade do fluxo de gás 302, que pode ser expressa como um número Lockhardt Martinelli (LM). Deveria ser observado que os erros na taxa de fluxo de líquido interpretada são normalmente corrigíveis a um grau elevado de precisão desde que a quantidade de gás permeado seja conhecida. Felizmente, a partir de uma perspectiva de medição, a fonte do gás livre no ramal de líquido não suporta seu efeito na medição de fluxo. Contudo, o impacto do gás livre escala diretamente com a fração de vácuo de gás.

No exemplo mostrado na **Figura 4**, a tubulação 304 é representada como um ramal de gás 112 de um separador de gás/líquido 102, conforme mostrado na **Figura 1b** e na **Figura 2**. Contempla-se, entretanto, que o aparelho 300 possa ser

utilizado em qualquer duto, conduto ou outra forma de tubulação 304 através do qual um gás 302 flua. O medidor de fluxo com base na pressão diferencial 306 pode incluir qualquer tipo de medidor de fluxo que permita medição de fluxo utilizando uma pressão diferencial (ΔP) no fluxo 302. Por exemplo, o medidor 306 pode permitir medida de fluxo ao utilizar uma obstrução de fluxo 310 para criar uma pressão diferencial que é proporcional ao quadrado da velocidade do fluxo de gás 302 na tubulação 304, de acordo com o teorema de Bernoulli. Esta pressão diferencial (ΔP) através da obstrução 310 é medida e convertida em uma taxa de fluxo que utiliza um dispositivo secundário 312, tal como um transmissor de pressão diferencial. No exemplo mostrado, a obstrução de fluxo 310 é uma placa de orifício 310 através da qual o fluxo de gás 302 passa. O transmissor 312 pressente a queda de pressão do fluxo 302 através da placa de orifício 310, e determina uma taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 ($Q_{\Delta P}$) como uma função da queda de pressão sentida. Embora um medidor de fluxo com base de orifício seja mostrado, será observado que o medidor de fluxo à base de pressão diferencial 306 pode incluir um medidor venturi, um medidor de fluxo em cotovelo, um medidor em cone-v ou similares.

O medidor de fluxo de sonar 308 inclui um conjunto espacial 314 de pelo menos dois sensores de pressão 316 situados em localizações axiais diferentes $x_1 \ldots x_N$ ao longo da tubulação 304. Cada um dos sensores de pressão 316 propicia um sinal de pressão P(t) indicativo de pressão instável dentro da tubulação 304 em uma localização axial correspondente $x_1 \ldots x_N$ da tubulação 304. Um processador de

sinal 318 recebe os sinais de pressão $P_1(t)... P_N(t)$ dos sensores de pressão 316 no conjunto 314, e determina a velocidade e taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 que utiliza sinais de pressão provenientes dos sensores de pressão 316. O processador de sinal 318 aplica técnicas de processamento de conjunto aos sinais de pressão $P_1(t)... P_N(t)$ para determinar a velocidade, taxa de fluxo volumétrico, e/ou outros parâmetros do fluxo de gás 302.

Embora o medidor de fluxo de sonar 308 seja mostrado como incluindo quatro sensores de pressão 316, é contemplado que o conjunto 314 de sensores de pressão 316 inclua dois ou mais sensores de pressão 316, cada um propiciando um sinal de pressão P(t) indicativo de pressão instável dentro da tubulação 304 em uma localização axial correspondente X da tubulação 304. Por exemplo, o medidor de fluxo de sonar 308 pode incluir 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, ou 24 sensores de pressão 316. Normalmente, a precisão da medição se aperfeiçoa à medida que o número de sensores 316 no conjunto 314 aumenta. O grau de precisão propiciado pelo maior número de sensores 316 é deslocado pelo aumento em complexidade e tempo para computar o parâmetro de saída desejado do fluxo. Por conseguinte, o número de sensores 316 utilizado é dependente pelo menos do grau de precisão desejado e da taxa atualizada desejada do parâmetro de saída propiciado pelo medidor 308.

Os sinais $P_1(t)... P_N(t)$ propiciados pelos sensores de pressão 316 no conjunto 314 são processados pelo processador de sinal 318, que pode ser parte de uma unidade de processamento maior 320. Por exemplo, o processador de

sinal 318 pode ser um microprocessador e a unidade de processamento 320 pode ser um computador pessoal ou outro computador para fim geral. Contempla-se que o processador de sinal 318 pode ser um ou mais dispositivos de processamento de sinal análogo ou digital para executar instruções programadas, tais como um ou mais microprocessadores ou circuitos integrados de aplicação específica (ASICS), e pode incluir memória para armazenar instruções programadas, pontos determinados, parâmetros, e para armazenamento temporário ou outra forma armazenar dados.

Para determinar a taxa de fluxo volumétrico Q_{sonar} do fluxo de gás 302, o processador de sinal 318 aplica os dados a partir dos sensores de pressão 316 para lógica de fluxo 322 executada por processador de sinal 318, em que a lógica de fluxo 322 é mais adiante descrita em detalhes adicionais. Também se contempla que uma ou mais funções realizadas pelo dispositivo secundário 312 do medidor de fluxo de pressão diferencial 306 pode ser realizado pelo processador de sinal 318. Por exemplo, sinais indicativos de pressão de fluxo de gás 302 a montante e a jusante do orifício 310 podem ser fornecidos ao processador de sinal 318, e o processador de sinal 318 pode determinar a taxa de fluxo volumétrico $Q_{\Delta P}$. Ao utilizar a taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 determinado pelo medidor de fluxo com base em pressão diferencial 306 ($Q_{\Delta P}$) e na taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 determinada pelo medidor de fluxo de sonar 308 (Q_{sonar}), o processador de sinal 318 pode determinar a umidade do fluxo 302.

Conforme previamente observado, pode ocorrer

transporte (carry-over) de líquido no ramal de gás 112 do separador de gás/líquido 102. Uma medida da quantidade de transporte (carry-over) de líquido é a umidade do fluxo 302, e uma medida da umidade de uma mistura de gás contínua é conhecida como o número Lockhardt Martinelli (LM), onde o número LM é definido como a raiz quadrada da razão do produto de fluxo de massa de líquido vezes fluxo volumétrico de líquido para o produto do fluxo de massa de gás vezes fluxo volumétrico de gás e pode ser expresso como,

$$LM \equiv \sqrt{\frac{\dot{m}_{liq} Q_{liq}}{\dot{m}_{gas} Q_{gas}}} \equiv \sqrt{\frac{\rho_{liq} Q_{liq}^2}{\rho_{gas} Q_{gas}^2}} \equiv \left(\sqrt{\frac{\rho_{liq}}{\rho_{gas}}}\right)\left(\frac{Q_{liq}}{Q_{gas}}\right), \qquad \text{(Eq. 2)}$$

onde, m_{liq} é o fluxo de massa de líquido, Q_{liq} é o fluxo volumétrico de líquido, ρ_{liq} é a densidade do líquido, $m_{gás}$ é o fluxo de massa de gás, $Q_{gás}$ é o fluxo volumétrico de gás, $\rho_{gás}$ é a densidade do gás. O medidor de fluxo com base em pressão diferencial 306 irá registrar a taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás 302 pela razão de 1+LM comparado ao fluxo volumétrico relatado para uma taxa de fluxo de volume equivalente de gás seco. A **Figura 5** representa um esquema de registro (leitura) de um medidor de fluxo com base em orifício de Modelo Emerson 1595 com uma função do número LM. Conforme mostrado, o registro escala linearmente com o número LM.

Em contraste, o medidor de fluxo volumétrico de sonar 308 demonstrou registrar com precisão fluxos volumétricos de gás úmido com pouca sensibilidade ao número LM (isto é, pouca sensibilidade à umidade ou transporte). A **Figura 6** representa o desvio entre um medidor de fluxo de sonar 308 e uma taxa de fluxo volumétrico de referência como uma função do número LM. Conforme mostrado, o desvio é uma

função relativamente fraca do número LM. Conseqüentemente:

$$Q_{SONAR} = Q_{gas}, \qquad \text{(Eq. 3)}$$

onde Q_{SONAR} é a taxa de fluxo do gás do fluxo 302. Com relação à **Figura 6**, os dois medidores 306 e 308 registrarão as mesmas taxas de fluxo para gás seco, e registrarão taxas de fluxo divergentes com umidade crescente. Sendo assim, a combinação das taxas de fluxo $Q_{\Delta P}$ e Q_{sonar} provenientes do medidor de fluxo com base na pressão diferencial 306 e do medidor de fluxo de sonar 308 propicia uma medida de ambos a taxa de fluxo e a umidade de um fluxo de gás contínuo 302, que podem ser determinados pelo processador de sinal 318 que utiliza as equações:

$$Q_{\Delta P} = Q_{gas}(1+\alpha LM) \qquad \text{(Eq. 4a)}$$

ou

$$LM = \frac{1}{\alpha}\left(\frac{Q_{\Delta P}}{Q_{SONAR}} - 1\right) \qquad \text{(Eq. 4b)}$$

em que α é um coeficiente de sensibilidade à umidade empiricamente determinado que pode ser introduzido por diversos fatores, tais como fatores ambientais (isto é, temperatura e/ou pressão) e/ou fatores relacionados ao medidor sendo utilizado (isto é, característica de um indivíduo ou grupo de medidores e/ou a tolerância ao medidor). Além disso, deveria ser observado que um ponto de calibração pode ser adicionado ao igualar as saídas do medidor de fluxo com base em pressão diferencial 306 e do medidor de fluxo de sonar 308 durante condições de fluxo onde o gás é conhecido por ser seco.

Como se pode observar o LM pode ser determinado ao utilizar as taxas de fluxo volumétrico medidas (isto é, $Q_{\Delta P}$ e Q_{sonar}) medidas pelo medidor de fluxo DP e pelo medidor de fluxo de sonar, respectivamente, utilizando a equação 4b.

Sabendo o número LM e a densidade do gás e do líquido, a taxa de fluxo volumétrico do líquido pode ser determinada utilizando-se a equação 2 e a equação 3.

Embora o registro possa ser definido como uma função linear 1+αLM, observar-se-á que a invenção contempla que o transporte possa ser definido como qualquer função adequada ao propósito final desejado, tal como uma função linear, quadrática, polinomial e/ou logarítmica que define características de registro dos medidores que serão mais adiante descritas em maiores detalhes. Em outras palavras, qualquer função de registro pode ser utilizada que ajuste com precisão a saída dos medidores de fluxo sobre a faixa desejada de números LM (por exemplo, ajuste de curva).

O processador de sinal 318 pode enviar o número LM, as taxas de fluxo volumétricas $Q_{\Delta P}$, Q_{sonar}, umidade da mistura de gás (fração de fase de líquido e gás, ou razão líquido/gás), taxa de fluxo volumétrico do líquido, e/ou taxa de fluxo volumétrico do gás, ou combinações das mesmas, e diversos outros parâmetros que podem ser determinados a partir destes valores como um sinal 324. Presumindo-se uma interrupção de óleo/líquido ou utilizando uma interrupção de óleo/líquido determinada a partir dos ramais de líquido, o volume e a taxa de fluxo volumétrico do óleo e da água podem ser determinados. O sinal 324 pode ser propiciado a um visor 326 ou outro dispositivo de entrada/saída (I/O) 328, onde o dispositivo I/O 328 pode também aceitar parâmetros de entrada de usuário 330 como pode ser necessário ou desejado para a lógica de fluxo 322. O dispositivo I/O 328, visor 326, e unidade de processador de sinal 318 podem ser montados em um alojamento comum, que

pode ser fixado ao conjunto 314 por um cabo flexível, conexão sem fio, ou similares. O cabo flexível pode também ser utilizado para propiciar potência de operação proveniente da unidade de processamento 320 para o conjunto 314 se necessário.

Deveria ser observado que a relação do número LM para a saída do medidor de fluxo DP ($Q_{\Delta P}$) e o medidor de fluxo de sonar (Q_{sonar}) conforme descrito anteriormente é graficamente ilustrada na **Figura 7a**. Conforme mostrado, a diferença 400 entre a taxa de fluxo volumétrico 402 do medidor de fluxo DP e a taxa de fluxo volumétrico 404 do medidor de sonar é relacionada à umidade do fluxo de gás, e é determinada por 1+αLM. Embora a descrição para o medidor de sonar propicie um sinal de saída representativo da velocidade ou taxa de fluxo do gás a ser utilizado na determinação da umidade, a invenção contempla que qualquer outra saída do medidor de sonar, que seja insensível à umidade possa ser usada para determinar a umidade do gás.

Deveria ser ainda observado que uma função de saída de cada um dos medidores de fluxo pode ser propiciada, a qual seja independente de um parâmetro não-dimensional relacionado à umidade do fluxo. Por exemplo, ao utilizar a relação entre a taxa de fluxo volumétrico ou velocidade do fluxo obtido pelo medidor de fluxo de sonar, e a taxa de fluxo volumétrico ou velocidade do fluxo obtido pelo medidor de fluxo DP (por exemplo, medidor venturi), onde a taxa de fluxo volumétrico do fluxo de gás úmido 104 obtida pelo medidor de fluxo de sonar, Q_{sonar} pode ser expressa como,

$$Q_{SONAR} = (1 + \alpha MR)Q_{gas}, \qquad \text{(Eq. 5)}$$

a taxa de fluxo volumétrico do fluxo obtida pelo medidor venturi, $V_{venturi}$, pode sr expressa como,

$$Q_{venturi} = (1 + \beta MR + \chi MR^2)Q_{gas}, \quad \text{(Eq. 6)}$$

em que α, β e x são coeficientes de sensibilidade a umidade empiricamente determinados, MR é a razão de fluxo de massa de líquido para gás e $Q_{gás}$ é a taxa de fluxo volumétrico do trecho de gás do fluxo de gás úmido. Embora o registro do medidor de sonar possa ser definido como 1+αMR e o registro do medidor DP (por exemplo, medidor venturi) possa ser definido como 1+βMR + xMR^2, observar-se-á que a invenção contempla que o registro possa ser definido como qualquer função adequada ao propósito final desejado, tal como uma função linear, quadrática, polinomial e/ou logarítmica que define características de registro dos medidores que serão mais adiante descritas em maiores detalhes. Além disso, embora Q_{sonar} seja mostrado como sendo definido pela função na equação 5 e $Q_{venturi}$ seja mostrado como sendo definido pela função na equação 6, deveria ser observado que Q_{sonar} e $Q_{venturi}$ podem ser definidos por qualquer função adequada ao propósito final desejado, tal como uma função linear, quadrática, polinomial e/ou logarítmica que define características de registro do(s) medidor(es) que serão mais adiante descritos em maiores detalhes. Em outras palavras, qualquer função de registro pode ser usada que ajuste com precisão a saída dos medidores de fluxo sobre a faixa desejada de MRs (por exemplo, ajuste de curva).

O valor para MR pode ser determinado ao resolver as equações acima (equação 5 e equação 6) para $Q_{gás}$ e resolvendo as duas equações resultantes como se segue,

$$Q_{gas} = \frac{Q_{SONAR}}{(1 + \alpha MR)}, \quad \text{(Eq. 7)}$$

e

$$Q_{gas} = \frac{Q_{venturi}}{(1+\beta MR+\chi MR^2)}. \qquad \text{(Eq. 8)}$$

Sendo assim, segue-se que,

$$\frac{Q_{SONAR}}{(1+\alpha MR)} = \frac{Q_{venturi}}{(1+\beta MR+\chi MR^2)}, \qquad \text{(Eq. 9)}$$

e, por conseguinte,

$$MR = \frac{-(\beta-\alpha\frac{Q_{venturi}}{Q_{sonar}})+\sqrt{(\beta-\alpha\frac{Q_{venturi}}{Q_{sonar}})^2-4\chi(1-\frac{Q_{venturi}}{Q_{sonar}})}}{2\chi}. \qquad \text{(Eq. 10)}$$

Neste ponto, a taxa de fluxo de gás, $Q_{gás}$, e a taxa de fluxo de líquido, $Q_{líq}$, podem ser determinadas ao utilizar-se as relações que se seguem,

$$Q_{gas} = \frac{Q_{SONAR}}{(1+\alpha MR)}, \qquad \text{(Eq. 11)}$$

e

$$Q_{liq} = \left(\frac{\rho_{gas}}{\rho_{liq}} MR\right) Q_{gas}, \qquad \text{(Eq. 12)}$$

em que $\rho_{gás}$ é a densidade do fluxo de gás e ρ_{liq} é a densidade do fluxo de líquido.

Deveria ser observado que a relação do MR para a saída do medidor de fluxo DP ($Q_{\Delta p}$) e do medidor de fluxo de sonar (Q_{sonar}) conforme mais adiante descrito é graficamente ilustrada na **Figura 7b**. Conforme mostrado, a diferença 410 entre a taxa de fluxo volumétrico 412 do medidor de fluxo DP e da taxa de fluxo volumétrico 414 do medidor de sonar é relativa à umidade do fluxo de gás, e é determinada pela diferença de $1+\beta MR+xMR^2$ e $1+\alpha MR$. Embora a descrição do medidor de fluxo de sonar propicie um sinal de saída representativo da velocidade ou taxa de fluxo volumétrico do gás a ser utilizado na determinação da umidade, a invenção contempla que qualquer outra saída do medidor fluxo de sonar, que seja insensível a umidade pode ser

utilizada para determinar a umidade do gás. Além disso, embora o medidor de fluxo DP seja descrito aqui como sendo um medidor venturi, a invenção contempla que qualquer outro tipo de medidor de fluxo DP adequado para o propósito final desejado pode ser utilizado.

Observar-se-á também que embora as características da saída fossem definidas como as taxas de fluxo volumétrico dos medidores, a presente invenção contempla que as características podem ser definidas por qualquer outra saída medida pelos medidores de fluxo, tais como a velocidade de fluxo, desde que a sensibilidade das saídas para umidade sejam comparáveis à sensibilidade da taxa de fluxo volumétrico medida. Em outras palavras, o parâmetro medido do medidor de fluxo DP é sensível à umidade e a saída medida do medidor de fluxo de sonar é relativamente insensível à umidade do fluxo.

Além disso, embora a presente invenção defina as saídas do medidor de fluxo DP do medidor de fluxo de sonar como uma fórmula respectiva a ser resolvida, será observado que os dados podem ser propiciados na forma de uma tabela de verificação para propiciar um número para um parâmetro não dimensional (por exemplo, número LM, MR), a taxa de fluxo de líquido volumétrico e a taxa de fluxo de gás volumétrico do fluxo em resposta aos parâmetros medidos (velocidade, fluxo volumétrico) dos medidores de fluxo.

DESCRIÇÃO DE RAMAL DE LÍQUIDO

Em relação à **Figura 8,** é mostrado um aparelho 350 para propiciar uma medição de interrupção de líquido de uma mistura de múltiplos líquidos 352 compensada para gás permeado, em que o aparelho 350 inclui um dispositivo de

medição de interrupção de fluido 354 configurado para detectar pelo menos um parâmetro da mistura 352 para determinar uma interrupção de fluido de um líquido na mistura de múltiplos líquidos 352 que flui em uma tubulação, duto, canal, conduto, ou similares (doravante "tubulação") 304. O aparelho 350 inclui ainda um dispositivo de medição de fração de volume de gás (GFV) 358 configurado para propiciar medição em tempo real de gás permeado na mistura 352 em resposta a uma velocidade medida de som na mistura 352. A saída do dispositivo de interrupção de fluido 354 é fornecida a um processador de sinal 360, que é configurado para ajustar a interrupção de fluido medido que utiliza a GFV medida para determinar uma interrupção de fluido compensada do líquido.

O dispositivo de medição de interrupção de fluido 354 (também conhecido como um dispositivo de medição de interrupção de água) pode ser qualquer dispositivo de medição de interrupção de fluido típico, tal como um medidor Coriolis, oscilador de microondas ressonante, e dispositivo de absorção de microondas. Como será mais adiante descrito em maiores detalhes, tipo diferente de dispositivos de medição de interrupção de fluido empregam princípios diferentes de operação, que são diferentemente afetados por gás permeado na mistura. Embora cada tipo de dispositivo de interrupção de fluido continue a propiciar uma medição na presença de gás, a interpretação de sua saída pode ser significativamente impactada sem conhecimento específico da fração de volume de gás. Os erros na interrupção de fluido introduzidos por gases permeados não-reconhecidos são discutidos aqui usando

relações de primeiros princípios desenvolvidas para cada tipo de dispositivo de interrupção de fluido, e métodos diferentes de correção são propiciados para cada um dos tipos diferentes de dispositivos de interrupção de fluido para contar com a presença de gás livre.

No exemplo mostrado na **Figura 1b** e na **Figura 2**, a tubulação 304 é representada como um ramal de líquido de um separador de gás/líquido 102. Contudo, contempla-se que o aparelho 350 pode ser usado em qualquer duto, conduto ou outra forma de tubulação 304 através da qual uma mistura de múltiplos líquidos 352 flua. Além disso, para simplificação da discussão, a mistura de múltiplos líquidos 352 é descrita aqui como uma mistura de água/óleo, e diversas medidas são descritas como "interrupção de água", "interrupção de óleo", e similares. Será observado que a utilização de água e óleo é para fins de exemplo apenas, e o aparelho 350 pode ser utilizado para diferentes misturas de múltiplos líquidos, que podem incluir sólidos suspensos e outros materiais não-líquidos.

O dispositivo de GVF 358 pode empregar qualquer técnica que meça a velocidade do som de um fluido. Contudo, é especificamente sinérgico com medidores tais como os descritos no Pedido de Patente U.S. No. de Série 10/007.736 (Documento de Cidra Nr. CC-0122A) depositado em 8 de novembro de 2001, agora Patente U.S. No. 6.889.562, Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/729.994 (Documento de Cidra Nr. CC-0297) depositado em 4 de dezembro de 2001, agora Patente U.S. No. 6.609.069, que são incorporados aqui mediante referência, pelo fato de que a medição de velocidade do som, e desse modo a medição de fração de

volume de gás, pode ser conseguida usando o mesmo hardware daquele usado para medição de fluxo volumétrico. Contudo, deve ser observado que a medição de fração de volume de gás poderia ser realizada independentemente de uma medição de fluxo volumétrico, e teria utilidade como uma importante medição de processo isoladamente ou em conjunto com outras medições de processo. A Publicação de Pedido de Patente U.S. No. 2004/0255695 publicada em 23 de dezembro de 2004, a Publicação de Pedido de Patente U.S. No. 2005/0044929 publicada em 3 de março de 2005, e a Publicação de Pedido de Patente U.S. No. 2005/0061060 publicada em 24 de março de 2005, que são aqui incorporadas mediante referência, também descrevem exemplos de tais medidores.

Com relação à **Figura 9** é mostrado um diagrama de blocos do aparelho 350 da **Figura 8** que inclui o dispositivo 358 para medir a velocidade de propagação de som dentro da tubulação 304, e o dispositivo de medição de interrupção de líquido 354. Um sensor de pressão e/ou sensor de temperatura 362 mede a pressão e/ou temperatura da mistura 352. De forma alternativa, a pressão e/ou temperatura podem ser estimadas ao invés de realmente medidas. Em resposta à velocidade do som medida, e à pressão e temperatura, o processador de sinal 360 determina a GVF da mistura 352, conforme será mais adiante descrito em maiores detalhes. O dispositivo de interrupção de fluido 354 propicia um sinal de saída indicativo de uma medição de interrupção de fluido (ou uma determinação de percentagem de água) do fluxo de fluido. Conforme utilizado aqui, "interrupção de fluido" é a razão de um volume de fluido na mistura de múltiplos líquidos 352 para volume total de mistura múltiplos

líquidos 352. Na saída de sinal pelo dispositivo de interrupção de fluido 354, a interrupção de fluido pode ser expressa como uma razão simples, uma percentagem, a razão de fluidos diferentes na mistura de múltiplos líquidos 352, ou qualquer função da razão do volume de fluido na mistura 352 para o volume total de mistura 352. O processador 360 processa o sinal de medição de fração e volume de gás e o sinal de medição de interrupção de fluido para propiciar um sinal indicativo de interrupção de fluido compensada do fluxo de fluido. Na saída de sinal pelo dispositivo de interrupção de fluido 354, a interrupção de fluido compensada pode ser expressa como uma razão de um volume de fluido na mistura de múltiplos líquidos 352 para volume total de mistura de múltiplos líquidos 352, uma razão líquido/líquido, ou qualquer função da razão do volume de fluido na mistura 352 para o volume total de mistura 352. Por exemplo, o processador de sinal 360 pode enviar um sinal indicativo da taxa líquida de fluxo volumétrico de um dos fluidos na mistura de múltiplos líquidos 352, como será mais adiante descrito em detalhes adicionais.

A **Figura 10** e a **Figura 11** ilustram um medidor de fração de volume de gás (GVF), como podendo ser usado como dispositivo 308 da **Figura 1b** e/ou **Figura 4**. O medidor GVF 308 pode incluir um dispositivo sensível 364 situado na tubulação e uma unidade de processamento 366 operacionalmente acoplada ao dispositivo sensível 364. O dispositivo sensível 364 pode compreender um conjunto de pelo menos dois sensores de pressão 380, 382 situados em pelo menos duas localizações x_1, x_2 axialmente junto da tubulação 304 para detectar sinais estocásticos respectivos

que se propagam entre os sensores 380, 382 dentro da tubulação 304 em suas localizações respectivas. Cada sensor 380, 382 propicia um sinal que indica uma pressão instável no local do sensor 380, 382 em cada instante em uma série de instantes de amostragem. Com relação à **Figura 10,** um aparelho, normalmente mostrado como 308, é propiciado para medir fração de volume de gás em líquidos e misturas (por exemplo, suspensões de papel e polpa ou outras misturas líquidas e sólidas) que possuem gás permeado nas mesmas (incluindo ar). O aparelho 308 de acordo com a presente invenção determina a velocidade na qual o som se propaga através do fluido 352 dentro de uma tubulação 14 para medir gás permeado em líquidos e/ou misturas 352. Para simplificar a explicação da presente invenção, o fluxo 352 que se propaga através da tubulação 304 será denominado como uma mistura ou suspensão com o entendimento de que o fluxo pode ser um líquido ou qualquer outra mistura que possua gás permeado na mesma.

A abordagem que se segue pode ser usada com qualquer técnica que meça a velocidade do som de um fluxo ou velocidade na qual o som se propague através do fluxo 352. Contudo, é especificamente sinérgico com medidores de fluxo que usam processamento de conjunto com base em sonar, tal como descrito no Pedido de Patente U.S. No. de Série (Documento de Cidra Nr. CC-0122A) e Pedido de Patente U.S. No. de Série (Documento de Cidra Nr. CC-0297) depositados em 4 de dezembro de 2000, agora Patente U.S. No. 6.609.069, que são incorporadas aqui mediante referência. Embora o medidor de fluxo à base de sonar que utiliza um conjunto de sensores para medir a velocidade do som de uma onda

acústica que se propaga através da mistura seja mostrado e descrito, observar-se-á que qualquer meio para medir a velocidade do som da onda acústica pode ser utilizado para determinar a fração de volume de gás permeado da mistura/fluido.

Com relação à **Figura 11**, um diagrama de blocos do aparelho 308 da **Figura 10** é mostrado, onde o aparelho 308 inclui um dispositivo para medir a velocidade do som (SOS) que se propaga através do fluxo 352 dentro de uma tubulação 304. Um sensor de pressão e/ou sensor de temperatura 372, 374 mede a pressão e/ou temperatura, respectiva, da mistura 352 que flui através da tubulação 304. Em resposta à velocidade de sinal de som 376 e às características 362 do fluxo (por exemplo, pressão e temperatura), uma unidade de processamento de gás permeado 378 determina a fração de volume de gás (GVF) do fluxo 352. Os sensores de pressão e temperatura permitem ao aparelho 308 compensar ou determinar a fração de volume de gás para alterações dinâmicas na pressão e temperatura do fluxo 352. De forma alternativa, a pressão e/ou temperatura podem ser estimadas ao invés de realmente medidas.

Um fluxograma mostrado na **Figura 9** ilustra a função da unidade de processamento de gás permeado 378. Como mostrado na **Figura 10**, as entradas à unidade de processamento 378 incluem a velocidade do som (SOS) 376 dentro da mistura 352 na tubulação 304, e a pressão e/ou temperatura da mistura 352. As propriedades de fluido da mistura 352 (por exemplo, SOS densidade) são determinadas com o conhecimento da pressão e temperatura da mistura 352. A fração de volume de gás da mistura (GVF) é determinada

utilizando-se a medição SOS e propriedades de fluido, que serão mais adiante descritas em maiores detalhes. A **Figura 10** ilustra um desenho esquemático de uma modalidade da presente invenção. O aparelho 308 inclui um dispositivo sensível 364 que compreende um conjunto de sensores de pressão (ou transdutores) 380-386 axialmente espaçados ao longo da superfície externa 388 de uma tubulação 304, que possui um fluxo de processo que se propaga na mesma. Os sensores de pressão 380-386 medem as pressões instáveis produzidas por distúrbios acústicos dentro da tubulação 304, que são indicativos do SOS que se propaga através da mistura 352. Os sinais de saída (P_1-P_N) dos sensores de pressão 380-386 são fornecidos ao processador 366, que processa os dados de medição de pressão e determina a velocidade do som e a fração de volume de gás (GVF).

Em uma modalidade da presente invenção mostrada na **Figura 10**, o aparelho 308 possui pelo menos quatro sensores de pressão 380-386 dispostos axialmente ao longo da tubulação 304 para medir a pressão instável P_1-P_N da mistura 352 que flui através da mesma. A velocidade do som que se propaga através do fluxo 352 é derivada ao interpretar-se o campo de pressão instável dentro da tubulação de processo 304 que utiliza transdutores múltiplos situados axialmente sobre ~2 diâmetros em comprimento. As medições de fluxo podem ser realizadas utilizando-se transdutores de pressão conduzidos ou sensores de grampeamento, à base de tensão. O aparelho 308 possui a capacidade de medir a fração de volume de gás ao determinar a velocidade do som de distúrbios acústicos ou ondas de som que se propagam através do fluxo 352 que usa o conjunto de sensores de

pressão 380-386. Enquanto o aparelho da **Figura 10** mostra pelo menos quatro sensores de pressão 380-386, a presente invenção contempla um aparelho que possui um conjunto de dois ou mais sensores de pressão e que possui tanto quanto dezesseis (16) sensores de pressão.

Normalmente, o aparelho 308 mede pressões instáveis criadas por distúrbios acústicos que se propagam através do fluxo 352 para determinar a velocidade do som (SOS) que se propaga através do fluxo 352. Conhecendo a pressão e/ou temperatura do fluxo e da velocidade do som dos distúrbios acústicos, a unidade de processamento 366 pode determinar a fração de volume de gás da mistura. O aparelho na **Figura 10** também contempla propiciar uma ou mais fontes acústicas 390 para permitir a medição da velocidade do som que se propaga através do fluxo para casos de fluxo acusticamente silenciosos. A fonte acústica 390 pode ser um dispositivo que bate ou vibra sobre a parede da tubulação 304, por exemplo. As fontes acústicas 390 podem ser dispostas na extremidade de entrada da extremidade de saída do conjunto de sensores 380-386, ou em ambas as extremidades conforme mostrado. Deveria ser observado que na maioria dos casos as fontes acústicas não são necessárias e o aparelho passivamente detecta o cume acústico propiciado no fluxo 352. O ruído passivo inclui ruído gerado por bombas, válvulas, motores e pela própria mistura turbulenta.

O aparelho 308 da presente invenção pode ser configurado e programado para medir e processar as pressões instáveis detectadas $P_1(t)$ - $P_N(t)$ criadas pelas ondas acústicas que se propagam através da mistura para determinar a SOS através do fluxo 352 na tubulação 304. Tal

aparelho é mostrado na **Figura 4** para medir a velocidade do som (SOS) de ondas de som unidimensionais que se propagam através da mistura para determinar a fração de volume de gás da mistura. Sabe-se que o som se propaga através de diversos meios em diversas velocidades em tais campos como campos de SONAR e RADAR. A velocidade do som que se propaga através da tubulação 304 e da mistura 352 pode ser determinada utilizando-se um número de técnicas conhecidas, tais como aquelas determinadas anteriormente no Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/344.094, intitulado "Medições de Parâmetro de Fluido em Tubulações que Utilizam Pressões Acústicas", depositado em 5 de junho de 1999, agora Patente U.S. No. 6.354.147; Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/729.994, depositado em 4 de dezembro de 2002, agora Patente U.S. No. 6.609.069; Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/997.221, depositado em 28 de novembro de 2001, agora Patente U.S. No. 6.587.798; e Pedido de Patente U.S. No. de Série 10/007.749, intitulado "Medições de Parâmetro de Fluido em Tubulações que Utilizam Pressões Acústicas", depositado em 7 de novembro de 2001, cada um dos quais aqui incorporado mediante referência.

De acordo com uma modalidade da presente invenção, a velocidade do som que se propaga através da mistura 352 é medida ao escutar passivamente o fluxo com um conjunto de sensores de pressão instável para determinar a velocidade em que ondas de compressão unidimensionais se propagam através da mistura 352 contida dentro da tubulação 304. Conforme mostrado na **Figura 11**, um aparelho 308 que incorpora a presente invenção possui um conjunto de pelo menos três sensores de pressão acústica 380, 382, 384,

situados em três localizações x_1, x_2, x_3 axialmente ao longo da tubulação 304. Observar-se-á que o conjunto de sensores pode incluir mais que três sensores de pressão conforme representado pelo sensor de pressão 386 na localização x_N. A pressão gerada pelas ondas acústicas pode ser medida através de sensores de pressão 380-386. Os sensores de pressão 380-386 propiciam sinais de pressão que variam no tempo $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$, $P_N(t)$ nas linhas 392, 394, 396, 398 para uma unidade de processamento de sinal 400 para conhecer lógicas de Transformada Rápida de Fourier (FFT) 402, 404, 406, 408, respectivamente. As lógicas FFT 402-408 calculam a transformação de Fourier dos sinais de entrada na base de tempo $P_1(t)$-$P_N(t)$ e propiciam sinais complexos no domínio da freqüência (ou na base de freqüência) $P_1(\omega)$, $P_2(\omega)$, $P_3(\omega)$, $P_N(\omega)$ nos tubos 410, 412, 414, 416 indicativos do teor de freqüência dos sinais de entrada. Ao invés de FFTs, qualquer outra técnica para obter características no domínio de freqüência dos sinais $P_1(t)$- $P_N(t)$ pode ser usada. Por exemplo, a densidade espectral transversa e a densidade espectral de potência podem ser usadas para formar funções de transferência no domínio da freqüência (ou resposta em freqüência ou razões) mais adiante discutidas.

Os sinais de freqüência $P_1(\omega)$-$P_N(\omega)$ são fornecidos a uma unidade de processamento de conjunto 418 que propicia um sinal a uma linha 420 indicativa da velocidade do som da mistura a_{mis}, mais adiante mais discutida. O sinal a_{mis} é propiciado a uma unidade de processamento de gás permeado 422, similar à unidade de processamento 378, que converte a_{mis} em uma composição de percentagem de uma mistura e

fornece uma fração de volume de gás ou sinal de %Comp à linha 424 indicativa do mesmo (conforme mais adiante discutido). Os dados provenientes do conjunto de sensores 380-386 podem ser processados em qualquer domínio, incluindo o domínio freqüência/espacial, o domínio temporal/espacial, o domínio temporal/número de onda ou o domínio número de onda/freqüência (k-ω). Como tal, qualquer técnica de processamento de conjunto em qualquer destes ou de outros domínios relacionados pode ser usada se desejado, similar às técnicas usadas nos campos de SONAR RADAR.

Uma tal técnica para determinar a velocidade do som que se propaga através do fluxo 352 está utilizando técnicas de processamento de conjunto para definir um cume acústico no plano k-ω. O declive do cume acústico é indicativo da velocidade do som que se propaga através do fluxo 352, que será mais adiante descrito em maiores detalhes. Esta técnica é similar àquela descrita na Patente U.S. No. 6.587.798 depositada em 28 de novembro de 2001, intitulada "Método e Sistema para Determinar a Velocidade do Som em um Fluido dentro de um Conduto", que é incorporada aqui mediante referência. A velocidade do som (SOS) é determinada ao aplicarem-se técnicas de processamento de conjunto de sonar para determinar a velocidade na qual ondas acústicas unidimensionais se propagam para além do conjunto axial de medições de pressão instáveis distribuídas ao longo da tubulação 304. O processador de sinal realiza uma Transformação Rápida de Fourier (FFT) dos sinais de pressão na base de tempo $P_1(t)$-$P_N(t)$ para converter o sinal de pressão para o domínio da freqüência. As potências dos sinais de pressão no domínio

da freqüência são em seguida determinados e definidos no plano k-ω ao utilizar algoritmos de processamento de conjunto (tais como algoritmos de Capon ou de Music). O cume acústico no plano k-ω, conforme mostrado no esquema k-ω da **Figura 25**, é em seguida determinado. A velocidade do som (SOS) é determinada ao medir o declive do cume acústico. A fração de volume de gás é em seguida calculada ou de outra forma determinada, conforme mais adiante descrito.

Deveria ser observado que o medidor de fluxo da presente invenção utiliza técnicas de processamento de conjunto conhecidas, especificamente a Resposta de Variância Mínima, Sem Distorção (MVDR, ou técnica Capon), para identificar flutuações de pressão, que se propagam com materiais que fluem em um conduto e determinam com precisão a velocidade, e, portanto a taxa de fluxo, do referido material. Estas técnicas de processamento utilizam a covariância entre sensores múltiplos em diversas freqüências para identificar sinais que se comportam de acordo com um modelo presumido determinado, por exemplo, no caso do aparelho 308, um modelo, que representa variações de pressão que se propagam a uma velocidade constante através dos sensores de pressão que compreendem o medidor de fluxo que monitora o cume. Para calcular a potência no plano k-ω, como representado por um esquema k-ω de ambos os sinais de pressão, o processador determina o comprimento de onda e assim o número de onda (espacial) k, e também a freqüência (temporal) e assim a freqüência angular ω, de diversos componentes espectrais das ondas acústicas criadas passivamente ou ativamente dentro da tubulação. Existem

diversos algoritmos disponíveis no domínio público para realizar a decomposição espacial/temporal de conjuntos de unidades de sensor.

O conjunto de sensores pode incluir mais do que dois sensores de pressão conforme representado pelos sensores de pressão 384, 386 em localizações x_3, x_N, respectivamente. O conjunto de sensores do dispositivo sensível 364 pode incluir qualquer número de sensores de pressão 380-386 maior do que dois sensores, tal como três, quatro, oito, dezesseis ou N números de sensores entre dois e vinte e quatro sensores. Normalmente, a precisão da medição melhora à medida que o número de sensores no conjunto aumenta. O grau de precisão propiciado pelo maior número de sensores é compensado pelo aumento na complexidade e tempo para computar o parâmetro de saída desejado da mistura. Por conseguinte, o número de sensores utilizado é dependente pelo menos de um grau de precisão desejado e da taxa de atualização desejada do parâmetro de saída propiciado pelo aparelho. Os sensores de pressão 380-386 podem ser grampeados sobre ou normalmente montados de forma removível na tubulação por qualquer prendedor passível de liberação, tal como cavilhas, parafusos e grampos. De forma alternativa, os sensores podem ser permanentemente fixados, virados para dentro ou integrais (por exemplo, incorporados) com a tubulação 304. O dispositivo pode incluir uma ou mais fontes acústicas 390 para permitir a medição da velocidade do som que se propaga através da mistura 352 para casos de fluxo acusticamente silenciosos. A fonte acústica pode ser um dispositivo que bate ou vibra sobre a parede da tubulação, por exemplo. As fontes

acústicas podem estar dispostas na extremidade de entrada da extremidade de saída do conjunto de sensores 380-386, ou em ambas as extremidades conforme mostrado. Deveria ser observado que na maior parte dos casos as fontes acústicas não são necessárias e que o aparelho detecta passivamente o cume acústico propiciado no fluxo 352, como será mais adiante descrito em maiores detalhes. O ruído passivo inclui ruído gerado por bombas, válvulas, motores e pela própria mistura turbulenta.

A pressão gerada pelos distúrbios de pressão acústica é medida através dos sensores de pressão 380-386, que propiciam sinais de pressão analógicos variáveis no tempo $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$, $P_N(t)$ para a unidade de sinal 360. A unidade de processamento 360 processa os sinais de pressão para primeiro fornecer sinais de saída indicativos da velocidade do som que se propaga através do fluxo 352, e subseqüentemente, fornecer uma medição em resposta aos distúrbios de pressão gerados por ondas acústicas que se propagam através do fluxo 352, que será mais adiante descrito em maiores detalhes. Com relação novamente à **Figura 1b**, o separador de gás/líquido 102 é um item de equipamento de produção utilizado para separar componentes líquidos de uma corrente de fluido que entra 110 dos componentes gasosos. Os componentes líquidos e gasosos fluem do separador 102 em tubulações separadas (ramais) 112 e 114, com o ramal 114 contendo o componente líquido e o ramal 112 contendo o componente gasoso. O ramal de gás 112 pode incluir um medidor de fluxo de gás 104, que mede a taxa de fluxo volumétrico de um gás que flui através do mesmo. De forma similar, o ramal de fluido 114 pode incluir

um medidor de fluxo de fluido 128 que mede a taxa de fluxo volumétrico da mistura 122 que flui através do ramal de fluido 114. Deveria ser observado que o medidor de fluxo de fluido 128 pode ser separado do dispositivo de interrupção de fluido 130 e do dispositivo GVF 116, como no caso em que medidores de fluxo do tipo turbina são usados, ou o medidor de fluxo de fluido 132 pode ser combinado com o dispositivo de interrupção de fluido 130, como no caso em que o medidor Coriolis é usado, ou com o dispositivo GVF 116, que pode ser configurado para propiciar medição de fluxo conforme descrito acima.

Embora o separador 102 seja representado como um recipiente vertical, o separador de gás/líquido 102 pode ser qualquer dispositivo para separar gás de uma mistura de múltiplos fluidos. Por exemplo, o separador 102 pode incluir um recipiente cilíndrico ou esférico, e pode ser tanto horizontal quanto verticalmente posicionado. Além disso, o separador 102 pode usar segregação por gravidade, separação centrífuga, separação de ciclone, ou qualquer outro meio para alcançar a separação, e pode incluir um ou mais estágios em modos contínuos ou por lotes. Em abordagens de medição multifásica que utilizam separadores de gás/líquido, a taxa líquida de fluxo volumétrico de óleo, Q_{NO}, é determinada pelo produto do fluxo líquido volumétrico, Q, que é determinado pelo medidor de fluxo de fluido pela fração de fase de óleo do ramal de líquido do separador, Φ_o, e pode ser determinada por,

$$Q_{NO} = Q \cdot \phi_o \qquad \text{(Eq. 5)}$$

A fração de fase de óleo é determinada usando dispositivo interrupção de fluido. Sob a pressuposição de

que nenhum gás está presente, o conhecimento de interrupção de água determina unicamente interrupção de óleo, e pode ser determinada por,

$$\phi_O + \phi_W = 1 \quad \text{(Eq. 6)}$$

Com gás presente, a fração de água, a fração de óleo e a fração de volume de gás somam-se para dar a unidade e a relação direta, um a um entre a interrupção de água e a interrupção de óleo é perdida, e pode ser determinada por,

$$\phi_O + \phi_W + \phi_G = 1 \quad \text{(Eq. 7)}$$

Na presença de gás livre, a produção líquida de óleo é dada pelo produto de fração de óleo da mistura total de óleo, água, gás vezes a taxa de fluxo volumétrico total da mistura. Conforme observado anteriormente, tipos diferentes de dispositivos de medição de interrupção de fluido empregam princípios diferentes de operação, que são diferentemente afetados por gás permeado na mistura. Embora cada tipo de dispositivo de interrupção de fluido continue a propiciar uma medição na presença de gás, a interpretação de sua saída pode ser significativamente impactada sem conhecimento específico da fração de volume de gás. Os erros em interrupção de fluido introduzidos por gases permeados não reconhecidos, e métodos diferentes para corrigir estes erros, serão discutidos agora para três dispositivos de interrupção de fluido diferentes: dispositivos de interrupção de fluido à base de densidade, osciladores de microondas ressonantes, dispositivos de absorção de microondas.

DISPOSITIVOS DE INTERRUPÇÃO DE FLUIDO À BASE DE DENSIDADE

Dispositivos de interrupção de fluido à base de densidade, tais como medidores Coriolis, são amplamente

usados em medição líquida de óleo e, uma vez que estes medidores propiciam tanto fluxo de massa quanto densidade, são bem adequados para medições líquidas de óleo. Embora o desempenho de medidores Coriolis na presença de gases permeados seja, em geral, dependente de seus parâmetros de projeto, presume-se que os medidores Coriolis considerados aqui propiciem fluxo de massa e densidade de mistura precisos para o líquido e líquidos ligeiramente arejados. A presente invenção é especificamente útil para suo com medidores Coriolis de tubo-U, que demonstraram registrar com precisão fluxo de massa e densidade em misturas arejadas. Contudo, será observado que a presente modalidade pode ser usada com medidores Coriolis de tubo reto e outros tipos de dispositivos de interrupção de fluido à base de densidade.

Ao utilizar um medidor Coriolis, a taxa líquida de óleo é determinada ao calcular primeiro a taxa de fluxo volumétrico a partir da razão de taxa de fluxo de massa medida e densidade medida. Na ausência de gás livre, a interrupção de óleo de misturas de óleo/água é relacionada à densidade de mistura através de conhecimento do óleo de componente único e densidades de água, conforme determinado por,

$$\phi_O^* = \frac{\rho_W - \rho_{mixture}}{\rho_W - \rho_O} \quad \text{(Eq. 8)}$$

Aqui o asterisco é usado para definir interrupção de óleo e interrupção de água provenientes de medições presumindo-se que nenhum gás está presente. A interrupção de água é relacionada à interrupção de óleo através da pressuposição de que os dois componentes ocupam a tubulação:

$$\phi_W^* = 1 - \phi_O^* = \frac{\rho_{\text{mistura}} - \rho_O}{\rho_W - \rho_O} \quad \text{(Eq. 9)}$$

O efeito de gás livre na determinação da interrupção de óleo, à base de densidade pode ser alcançado ao expandir a interpretação de densidade para incluir uma mistura de três componentes de óleo, água e gás. A densidade de uma mistura de N-componentes é determinada por uma média ponderada volumetricamente das densidades de componentes individuais. Para misturas de óleo, água e gás, a densidade de mistura é portanto determinada por:

$$\rho_{\text{mistura}} = \phi_O \rho_O + \phi_W \rho_W + \phi_G \rho_G \quad \text{(Eq. 10)}$$

com

$$\phi_O + \phi_W + \phi_G = 1 \quad \text{(Eq. 11)}$$

em que subscritos O, W e G referem-se a óleo, água e gás, respectivamente.

Usando estas definições, a fração de óleo pode ser mostrada como sendo uma função da densidade de mistura medida, das densidades dos componentes puros de óleo e água, bem como da fração de volume de gás, conforme determinado por,

$$\phi_O = \frac{\rho_W - \rho_{\text{mistura}} + \phi_G(\rho_W - \rho_G)}{\rho_W - \rho_O} \quad \text{(Eq. 12)}$$

Comparando esta expressão para fração de óleo, Φo, com aquela derivada ao pressupor-se que apenas óleo e água estão presentes, Φ*o, mostra como a presença de gás resulta em uma predição superior do óleo líquido, conforme determinado por,

$$\phi_O = \phi_O^* - \phi_G \frac{\rho_W - \rho_G}{\rho_W - \rho_O} \quad \text{(Eq. 13)}$$

A **Figura 12** mostra o erro em fração de óleo

interpretada da corrente de líquido devido à presença de uma quantidade relativamente pequena, porém desconhecida, de gás permeado em uma corrente de óleo/água. O exemplo considera óleo com a gravidade específica de 0,85 e a gravidade específica da água de 1. Conforme discutido aqui, presume-se que o medidor Coriolis registre com precisão a densidade de mistura e que as densidades do óleo, da água, e das fases de gás são conhecidas. Conforme mostrado na **Figura 12**, a presença o gás livre possui um impacto significativo na interrupção de óleo interpretada da corrente de líquido, e conseqüentemente do óleo líquido. Embora ainda significativo em interrupções de água baixas, o impacto de gases permeados domina a medição em interrupções de água elevadas. Conforme mostrado, 1% de gás permeado resulta em um registro de aproximadamente 2x de óleo líquido em interrupção de água a 90%. Estes erros são removidos se o gás livre for medido com precisão e considerado ao calcular-se a fração de óleo.

Ao utilizar a relação discutida acima, o fator de correção que se segue pode ser somado diretamente à saída do medidor de interrupção de fluido (**Figura 1b** e **Figura 9**) para produzir uma determinação mais precisa da interrupção de óleo na presença de gás livre:

$$-\phi_G \frac{\rho_W - \rho_G}{\rho_W - \rho_O}. \qquad \text{(Eq. 14)}$$

Este fator de correção pode ser aplicado pelo processador de sinal 120 da **Figura 1b** como a equação:

$$\Phi_{\text{compensado}} = \Phi_{\text{líquido 1}} - \phi_G \frac{\rho_{\text{líquido 2}} - \rho_G}{\rho_{\text{líquido 2}} - \rho_{\text{líquido 1}}}, \qquad \text{(Eq. 15)}$$

em que: $\Phi_{\text{compensado}}$ é a interrupção de fluido compensada do

primeiro líquido, $\Phi_{líquido1}$ é a interrupção de fluido do líquido propiciado pelo dispositivo de medição de interrupção de fluido 120, Φ_G é a concentração do gás propiciado pelo dispositivo de medição de GVF 116, $\rho_{líquido1}$ é uma densidade do primeiro líquido, $\rho_{líquido2}$ é uma densidade de um segundo líquido na mistura, e ρ_G é a densidade do gás. As constantes $\rho_{líquido1}$, e $\rho_{líquido2}$, são comuns àquelas exigidas para calibração de linha de base do medidor Coriolis. A constante ρ_G pode ser estimada.

DISPOSITIVOS DE INTERRUPÇÃO DE FLUIDO OSCILADOR DE MICROONDAS RESSONANTES

Deveria ser observado que osciladores de microondas ressonantes nivelam a diferença em permissividade relativa entre óleo e água para determinar a interrupção de água, em que a permissividade relativa de um meio, ϵ_i, pode ser vista como uma medida de velocidade na qual microondas se propagam através de um meio determinado, V_i, como comparado à velocidade de microondas em um vácuo, e pode ser determinada por,

$$V_i = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon_i}} \qquad \text{(Eq. 16)}$$

Sendo assim, a velocidade de propagação de microondas diminui em meio com permissividade crescente. Para misturas de múltiplos componentes, a velocidade de propagação média é uma função pesada volumetricamente das velocidades de propagação dos componentes e pode ser determinada por,

$$V_{mix} = \frac{1}{\sum \frac{\phi_i}{V_i}} = \frac{c}{\sum \phi_i \sqrt{\varepsilon_i}} \qquad \text{(Eq. 17)}$$

A água normalmente possui uma permissividade relativa

de 68-80, com óleo cru normalmente variando entre 2,2 e 2,6. Uma vez que a fase de água possui a maior permissividade relativa, a velocidade de propagação de microondas diminui com interrupção de água crescente.

Para uma cavidade ressonante de geometria fixa, a freqüência ressonante é proporcional à velocidade de propagação de microondas dentro da cavidade. Sendo assim, para uma cavidade enchida com uma mistura de óleo e água, a interrupção de água crescente diminui a velocidade de propagação e, por sua vez, diminui a freqüência ressonante. Sendo assim, uma vez calibrada, a freqüência da cavidade de microonda ressonante é a medida da velocidade de propagação e sendo assim da permissividade relativa da mistura dentro da cavidade, ϵ_{mis}. A interrupção de uma mistura de óleo/água é relacionada à permissividade medida às permissividades dos componentes de água e óleo por:

$$\phi_O^* = \frac{\sqrt{\varepsilon}_W - \sqrt{\varepsilon}_{\text{mistura}}}{\sqrt{\varepsilon}_W - \sqrt{\varepsilon}_O} \qquad \text{(Eq. 18)}$$

Novamente, sob a pressuposição de nenhum gás, existe uma relação direta entre a interrupção de óleo interpretada e a interrupção de água e pode ser determinada por,

$$\phi_W^* = 1 - \phi_O^* = \frac{\sqrt{\varepsilon}_{\text{mistura}} - \sqrt{\varepsilon}_O}{\sqrt{\varepsilon}_W - \sqrt{\varepsilon}_O} \qquad \text{(Eq. 19)}$$

Similar ao dispositivo de interrupção de água à base de densidade, osciladores de microondas ressonantes continuam a operar na presença de gás, com sua habilidade para determinar independentemente interrupção de água degradada. O feito de gás pode ser incorporado ao permitir a presença de um terceiro componente na análise. O gás possui uma permissividade relativa de ~1,e como tal, o gás

livre parece similar ao óleo e resulta no oscilador de microondas ressonante que registra a interrupção de óleo real. Ao utilizar as relações acima, a relação entre a interrupção de óleo real, Φ_o, e aquela interpretada presumindo nenhum gás, Φ_o^*, pode ser determinada por,

$$\phi_O = \phi_O^* - \phi_G \frac{\sqrt{\varepsilon_W} - \sqrt{\varepsilon_G}}{\sqrt{\varepsilon_W} - \sqrt{\varepsilon_O}} \qquad \text{(Eq. 20)}$$

A **Figura 13** mostra o erro em interrupção de óleo de rede interpretada que poderia ocorrer por um oscilador de microonda ressonantes devido à presença de uma quantidade de gás pequena, porém desconhecida. A permissividade relativa das fases de água, óleo e gás foi presumida como sendo 66, 2,2, e 1 respectivamente, neste exemplo. O erro é calculado usando-se a equação desenvolvida acima. Os erros previstos, como funções da interrupção de água e fração de volume de gás, são amplamente consistentes com aqueles determinados na literatura. Embora os osciladores de microondas ressonantes sejam normalmente menos sensíveis a ar livre do que os dispositivos à base de densidade, o efeito no óleo líquido pode ser significativo, com os maiores erros proporcionais devidos ao gás livre não reconhecido que ocorrem nas interrupções de água mais elevadas. Estes erros são removidos se o gás livre for medido com precisão e considerado ao calcular a fração de óleo.

Ao usar a relação discutida acima, o fator de correção que se segue pode ser somado diretamente com a saída do medidor de interrupção de fluido (**Figura 1b** e **Figura 9**) para produzir uma determinação mais precisa da interrupção de óleo na presença de gás livre.

$$-\phi_G \frac{\sqrt{\varepsilon_W} - \sqrt{\varepsilon_G}}{\sqrt{\varepsilon_W} - \sqrt{\varepsilon_O}}. \qquad \text{(Eq. 21)}$$

Este fator de correção pode ser aplicado pelo processador de sinal 120 da **Figura 1b** como a equação:

$$\Phi_{\text{compensado}} = \Phi_{\text{líquido 1}} - \phi_G \frac{\sqrt{\varepsilon_{\text{líquido 2}}} - \sqrt{\varepsilon_G}}{\sqrt{\varepsilon_{\text{líquido 2}}} - \sqrt{\varepsilon_{\text{líquido 1}}}}, \qquad \text{(Eq. 22)}$$

em que: $\Phi_{compensado}$ é a interrupção de fluido compensada do líquido, $\Phi_{líquido}$ é a interrupção de líquido do líquido fornecido pelo dispositivo de interrupção de fluido 130, Φ_G é a concentração do gás fornecido pelo dispositivo GVF 116, $\epsilon_{líquido1}$ é uma permissividade do primeiro líquido, $\epsilon_{líquido2}$ é uma permissividade de um segundo líquido na mistura, ϵ_G é uma permissividade do gás. As constantes $\epsilon_{líquido1}$, e $\epsilon_{líquido2}$, são comuns para aqueles exigidos para calibração e linha de base de dispositivos de oscilação e microonda ressonante. A constante ϵ_G pode ser estimada.

DISPOSITIVOS DE INTERRUPÇÃO DE FLUIDO DE ABSORÇÃO DE MICROONDAS

O terceiro tipo de dispositivo de interrupção de fluido considerado é o dispositivo de interrupção de fluido de absorção de microondas. Moléculas de água absorvem de forma eficiente energia de microondas, embora hidrocarbonetos normalmente não o façam. Sendo assim, a quantidade de energia de microondas absorvida por um volume determinado de uma mistura de hidrocarbonetos e água é principalmente determinada pela interrupção de água da mistura. Sendo assim, a interrupção de água pode ser determinada por uma medição calibrada de absorção de microondas, α, como se segue:

$$\phi_W^* = F(\alpha), \qquad \text{(Eq. 23)}$$

Novamente, presumindo-se que não haja nenhum gás presente, a interrupção de óleo pode ser determinada diretamente a partir da interrupção de água, como se segue:

$$\phi_O^* = 1 - \phi_W^* = F(\alpha), \qquad \text{(Eq. 24)}$$

A partir de uma perspectiva de absorção de microondas, gás e óleo cru são ambos componentes não absorventes. Por conseguinte, um dispositivo de absorção de microondas continuará a registrar com precisão a interrupção de água (isto é, fração de água) em uma mistura óleo/água com uma pequena, porém desconhecida quantidade de gás. Contudo, embora a interrupção de água seja registrada com precisão, a presença de gás ainda resulta em registro significativo de interrupção de óleo líquido como pode ser determinado por,

$$\phi_O = 1 - \phi_W - \phi_G = 1 - F(\alpha) - \phi_G = \phi_O^* - \phi_G, \qquad \text{(Eq. 25)}$$

Por exemplo, considere-se uma mistura não arejada de 90% de água, 10% de corrente de óleo. Um dispositivo de microondas adequadamente calibrado registraria com precisão 90% de interrupção de água. Se esta mesma mistura de líquido for em seguida arejada com 10% de gás permeado, a mistura resultante consistiria então de 81% de água, 9% de óleo e 10% de gás por volume. Um dispositivo de absorção de microondas registraria então com precisão uma interrupção de água de 81%. Contudo, sem conhecimento da quantidade de gás presente, concluir-se-ia então que a mistura era 19% de óleo, que resulta em um registro 2x maior que a interrupção de óleo da corrente. A **Figura 14** mostra os erros em interrupção de óleo interpretados usando um dispositivo de

microondas à base de absorção devido a uma presença não reconhecida de gás como uma função da fração do volume de gás para uma faixa de interrupções de água. Estes erros são removidos se o gás livre for medido com precisão e considerado ao calcular-se a fração de óleo. Ao utilizar a relação discutida acima, o fator de correção que se segue pode ser somado diretamente com a saída do medidor de interrupção de fluido (**Figura 1b** e **Figura 9**) para produzir uma determinação mais precisa da interrupção de óleo na presença de gás livre.

$$-\Phi_G \ , \qquad \text{(Eq. 26)}$$

Este fator de correção pode ser aplicado pelo processador de sinal a **Figura 1b** como a equação:

$$\Phi_{\text{compensado}} = \Phi_{\text{líquido 1}} - \Phi_{G,} \qquad \text{(Eq. 27)}$$

em que: $\Phi_{compensado}$ é a interrupção de fluido compensada do primeiro líquido, $\Phi_{líquido1}$ é a interrupção de líquido do líquido fornecido pelo dispositivo de interrupção de fluido 9, e Φ_G é a concentração do gás fornecido pelo dispositivo GVF 10. Para ilustrar a discussão acima, os exemplos que se seguem são propiciados.

Processamento de velocidade

Conforme descrito na Patente U.S. No. 6.609.069 comumente atribuída a Gysling, intitulada "Método e Aparelho para Determinar a Velocidade de Fluxo dentro de uma Tubulação", que é aqui incorporada mediante referência em sua totalidade, pressões instáveis ao longo de uma tubulação provocada por estruturas coerentes (por exemplo, redemoinhos turbulentos e distúrbios de vórtices) que convergem com um fluido (por exemplo, fluxo de gás 302) que fluem na tubulação 304, contêm informações úteis em relação

a parâmetros do fluido.

Com relação à **Figura 15**, é mostrado um exemplo de fluxo lógico 322. Conforme previamente descrito, o conjunto 314 de pelo menos dois sensores 316 situados em suas localizações x_1, x_2 axialmente ao longo da tubulação 304 detecta sinais estocásticos respectivos que se propagam entre os sensores 316 dentro da tubulação 304 em suas localizações respectivas. Cada sensor 316 propicia um sinal que indica uma pressão instável na localização de cada sensor 316, em cada instante em uma série de instantes de amostragem. Observar-se-á que o conjunto 314 pode incluir mais do que dois sensores 316 distribuídos em localizações $x_1 \ldots x_N$. A pressão gerada pelos distúrbios de pressão convectiva (por exemplo, redemoinhos 500, vide **Figura 16**) pode ser medida através de sensores à base de tensão 316 e/ou sensores de pressão 316. Os sensores 316 propiciam sinais analógicos de pressão variáveis com o tempo $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t) \ldots P_N(t)$ para o processador de sinal 318, que por sua vez aplica sinais selecionados destes sinais $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t) \ldots P_N(t)$ à lógica de fluxo 322.

A lógica de fluxo 322 processa os sinais selecionados $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t) \ldots P_N(t)$ para primeiro propiciar sinais de saída (parâmetros) 502 indicativos dos distúrbios de pressão que convergem com o fluido (fluxo de processo) 302, e subseqüentemente, propicia sinais de saída (parâmetros) 502 em resposta a distúrbios de pressão gerados por ondas convectivas que se propagam através do fluido 302, tal como velocidade, número Mach e taxa de fluxo volumétrico do fluxo de processo 302. O processador de sinal 318 inclui unidade de aquisição de dados 504 (por exemplo, conversor

A/D) que converte os sinais analógicos $P_1(t)...P_N(t)$ em sinais digitais respectivos e fornece sinais selecionados dos sinais digitais $P_1(t)...P_N(t)$ à lógica FFT 506. A lógica FFT 506 calcula a transformada de Fourier dos sinais de entrada à base de tempo digitalizados $P_1(t)...P_N(t)$ e fornece sinais complexos no domínio da freqüência (ou à base de freqüência) $P_1(\omega), P_2(\omega), P_3(\omega), ... P_N(\omega)$ indicativos do teor da freqüência dos sinais de entrada. Ao invés de FFTs, qualquer outra técnica para obter-se as características no domínio da freqüência dos sinais $P_1(t)$-$P_N(t)$, pode ser usada. Por exemplo, a densidade espectral transversal e a densidade espectral de potência podem ser usadas para formar funções de transferência no domínio da freqüência (ou resposta em freqüência ou razões) mais adiante discutidas.

Uma técnica para determinar a velocidade de convecção dos redemoinhos turbulentos 500 dentro do fluxo de processo 302 é pela caracterização de um cume convectivo das pressões instáveis resultantes que utilizam um conjunto de sensores ou outras técnicas para formar feixes, similares àquela descrita no Pedido de Patente U.S. No. de Série (Documento de Cidra No. CC-0122A) e Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/729.994 (Documento de Cidra No. CC-0297), depositados em 4 de dezembro, 2000, agora Patente U.S. No. 6.609.069, que são aqui incorporados mediante referência.

Um acumulador de dados 508 acumula os sinais de freqüência $P_1(\omega)$-$P_N(\omega)$ sobre um intervalo de amostragem, e fornece os dados a um processador de conjunto 510, que realiza uma transformação espacial-temporal (bi-dimensional) dos dados de sensor, do domínio xt para o

domínio k-ω, e em seguida calcula a potência no plano k-ω, conforme representado por um gráfico k-ω. O processador de conjunto 510 usa formação de feixe denominada padrão, processamento de conjunto, ou algoritmos de processamento de conjunto adaptativos, isto é, algoritmos para processamento dos sinais de sensor que utilizam diversos atrasos e ponderações para criar relações de fase adequadas entre sinais propiciados pelos sensores diferentes, criando desse modo funcionalidade de conjunto de antena em fase. Em outras palavras, a formação de feixe ou algoritmos de processamento de conjunto transformam os sinais no domínio do tempo do conjunto de sensor em componentes de freqüência espacial e temporal, isto é, em um arranjo de números de onda determinados por $k=2\pi/\lambda$ em que λ é o comprimento de onda de um componente espectral, e que corresponde a freqüências angulares determinadas por $\omega=2\pi v$.

A técnica anterior apresenta muitos algoritmos para uso ao decompor espacial e temporalmente um sinal proveniente de um conjunto em fase de sensores, e a presente invenção não é restrita a qualquer algoritmo específico. Um algoritmo de processamento de conjunto adaptativo específico é o método/algoritmo de Capon. Embora o método de Capon seja descrito como um método, a presente invenção contempla a utilização de outros algoritmos de processamento de conjunto adaptativo, tais como algoritmo MUSIC. A presente invenção reconhece que tais técnicas possam ser usadas para determinar taxa de fluxo, isto é, que os sinais provocados por um parâmetro estocástico que se propaga com um fluxo sejam estacionários no tempo e possuam um comprimento de coerência longo o suficiente que

seja prático para situar unidades de sensor afastadas entre si e ainda estarem dentro do comprimento de coerência. Características ou parâmetros convectivos possuem uma relação de dispersão que pode ser aproximada pela equação de linha reta,

$$k=\omega/u, \qquad \text{(Eq. 28)}$$

em que u é a velocidade de convecção (velocidade de fluxo). Um gráfico de pares k-ω obtidos de uma análise de espectro de amostras de sensores associadas com parâmetros convectivos ilustrados de modo que a energia do distúrbio corresponde espectralmente a emparelhamentos que possam ser descritos como um cume substancialmente reto, um cume que em teoria de camada de limite turbulento seja chamado de um cume convectivo. O que está sendo detectado não são eventos discretos de redemoinhos turbulentos, mas ao invés disso um série contínua de eventos possivelmente de sobreposição que forma um processo temporariamente estacionário, essencialmente branco sobre a faixa de freqüência de interesse. Em outras palavras, os redemoinhos convectivos 500 são distribuídos sobre uma faixa de escalas de comprimento e conseqüentemente freqüências temporais.

Para calcular a potência no plano k-ω, conforme representado por um esquema k-ω (vide **Figura 17**) de ambos os sinais, o processador de conjunto 510 determina o comprimento de onda e da mesma forma o número de onda (espacial) k, e também a freqüência (temporal) e do mesmo modo a freqüência angular ω, de diversos componentes espectrais do parâmetro estocástico. Existem diversos algoritmos disponíveis no domínio público para realizar a decomposição espacial/temporal de conjuntos de sensores

316.

A presente invenção pode usar filtragem temporal e espacial para pré-condicionar os sinais para filtrar de forma eficaz as características de modo comum $P_{modo\ comum}$ e outras características de comprimento de onda longo (comparado ao espaçamento de sensor) na tubulação 304 ao diferenciar sensores adjacentes 316 e reter um trecho substancial do parâmetro estocástico associado com o campo de fluxo e quaisquer outros parâmetros estocásticos de freqüência baixa de comprimento de onda curto (comparado ao espaçamento de sensor). No caso de redemoinhos turbulentos 500 (vide a **Figura 16**) serem apresentados, a potência no plano k-ω mostrado em um esquema k-ω da **Figura 17** mostra um cume convectivo 550. O cume convectivo 550 representa a concentração de um parâmetro estocástico que converge com o fluxo e é uma manifestação matemática da relação entre as variações espaciais e variações temporais descritas acima. Tal esquema indicará uma tendência para pares de k-ω aparecerem mais ou menos ao longo de uma linha 550 com alguma declive, em que a declive indica a velocidade de fluxo.

Uma vez que a potência no plano k-ω é determinada, um identificador de cume convectivo 512 usa um ou outro método de extração de característica para determinar a localização e orientação (declive) de qualquer cume convectivo 550 presente no plano k-ω. Em uma modalidade, um denominado método de empilhamento de inclinação é usado, um método no qual a freqüência acumulada de pares de k-ω no esquema k-ω junto de raios diferentes que emanam da origem são comparados, cada raio diferente sendo associado com uma

velocidade de convecção de teste diferente (na qual o declive de um raio é presumido como sendo a velocidade de fluxo ou correlata à velocidade de fluxo em um modo conhecido). O identificador de cume convectivo 512 propicia informações acerca das velocidades de convecção de teste diferentes, informações denominadas normalmente como informações de cume convectivo. O analisador 514 examina as informações de cume convectivo que incluem a orientação de cume convectivo (declive) e presumindo a relação de dispersão em linha reta determinada por $k=\omega/u$, o analisador 514 determina a velocidade de fluxo, número Mach e/ou fluxo volumétrico, que são saídas como parâmetros 502. O fluxo volumétrico é determinado ao multiplicar a área de seção transversa do interior da tubulação pela velocidade do fluxo de processo. Deveria ser observado que algumas ou todas as funções dentro da lógica de fluxo 322 podem ser implementadas em software (usando um microprocessador ou computador) e/ou firmware, ou podem ser implementadas usando-se hardware análogo e/ou digital, que possui memória suficiente, interfaces, e capacidade para realizar as funções descritas aqui.

Velocidade de Processamento de Som (SOS)

Em relação à Figura 24, outro exemplo de lógica de fluxo 322 é mostrada. Embora os exemplos da **Figura 15** e **Figura 18** sejam mostrados separadamente, contempla-se que a lógica de fluxo 322 pode realizar todas as funções descritas com relação à **Figura 15** e à **Figura 18**. Conforme previamente descrito, o conjunto 314 de pelo menos dois sensores 316 situados em pelo menos duas localizações x_1, x_2 axialmente ao longo da tubulação 3104 sente sinais

estocásticos respectivos que se propagam entre os sensores dentro da tubulação em suas localizações respectivas. Cada sensor 316 propicia um sinal que indica uma pressão instável na localização de cada sensor 316, em cada instante em uma série de instantes de amostragem. Observar-se-á que o conjunto de sensores 314 pode incluir mais do que dois sensores de pressão 316 distribuídos em localizações $x_1 \ldots x_N$. A pressão gerada pelos distúrbios de pressão acústica (por exemplo, ondas acústicas 552, vide **Figura 16**) pode ser medida através de sensores à base de tensão e/ou sensores de pressão. Os sensores 316 fornecem sinais analógicos de pressão variáveis no tempo $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t) \ldots P_N(t)$ à lógica de fluxo 322. A lógica de fluxo 322 processa os sinais $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t) \ldots P_N(t)$ a partir dos sensores selecionados dos sensores 316 para primeiro fornecer sinais de saída indicativos da velocidade do som que se propagam através do fluido (fluxo de processo) 302, e subseqüentemente, fornecer sinais de saída em resposta a distúrbios de pressão gerados por ondas acústicas que se propagam através do fluxo de processo 302, tal como velocidade, número Mach e taxa de fluxo volumétrico do fluxo de processo 302.

O processador de sinal 318 recebe os sinais de pressão provenientes do conjunto 314 de sensores 316 e uma unidade de aquisição de dados 560 digitaliza os selecionados dos sinais de pressão $P_1(t) \ldots P_N(t)$ associados com as ondas acústicas 552 que se propagam através da tubulação 304. De forma similar à lógica FFT 506 da **Figura 15**, uma lógica FFT 562 calcula a transformada de Fourier dos sinais de entrada na base de tempo digitalizados

$P_1(t)...P_N(t)$ e fornece sinais complexos no domínio da freqüência (ou à base de freqüência) $P_1(\omega), P_2(\omega), P_3(\omega), ...$ $P_N(\omega)$ indicativos do teor de freqüências dos sinais de entrada. Um acumulador de dados 564 acumula os sinais de freqüência $P_1(\omega)$-$P_N(\omega)$ sobre um intervalo de amostragem, e fornece os dados a um processador de conjunto 566, que realiza uma transformação espacial-temporal (bi-dimensional) dos dados de sensor, do domínio xt para o domínio k-ω, e em seguida calcula a potência no plano k-ω, conforme representado por um esquema de k-ω.

Para calcular a potência no plano k-ω, como representado por um esquema k-ω (vide **Figura** 19) de ambos os sinais ou sinais diferenciados, o processador de conjunto 566 determina o comprimento de onda e assim o número de onda (espacial) k, e também a freqüência (temporal) e assim a freqüência angular ω, de diversos componentes espectrais do parâmetro estocástico. Existem diversos algoritmos disponíveis no domínio público para realizar a decomposição espacial/temporal de conjuntos de unidades de sensores 316. No caso de ondas acústicas adequadas 552 estando presentes em ambas as direções axiais, a potência no plano k-ω mostrado em um esquema k-ω da **Figura 19** assim determinada exibirá uma estrutura que é chamada um cume acústico 600, 602 em ambos os planos esquerdo e direito do gráfico, em que um dos cumes acústicos 600 é indicativo da velocidade do som que se desloca em uma direção axial e outro cume acústico 602 é indicativo da velocidade do som que se desloca na outra direção axial. Os cumes acústicos 600, 602 representam a concentração de um parâmetro estocástico que se propaga

através do fluxo e é uma manifestação matemática da relação entre as variações espaciais e as variações temporais descritas acima. Tal esquema indicará uma tendência para pares k-ω aparecerem mais ou menos ao longo de uma linha 600, 602 com alguma declive, o declive indicando a velocidade do som. A potência no plano k-ω assim determinada é em seguida fornecida a um identificador de cume acústico 568, que usa um ou outro método de extração de característica para determinar a localização e orientação (declive) de qualquer cume acústico presente no plano k-ω esquerdo e direito. A velocidade pode ser determinada ao usar o declive de um dos dois cumes acústicos 600, 602 ou fazer uma média das inclinações dos cumes acústicos 600, 602.

Finalmente, informações que incluem a orientação de cume acústico (declive) são utilizadas por um analisador 570 para determinar os parâmetros de fluxo que se relacionam à velocidade do som medida, tal como a consistência ou composição do fluxo, a densidade do fluxo, o tamanho médio de partículas no fluxo, a razão de ar/massa do fluxo, fração de volume de gás do fluxo, a velocidade do som que se propaga através do fluxo, e/ou a percentagem de ar permeado dentro do fluxo. Similar ao processador de conjunto 510 da **Figura 15**, o processador de conjunto 566 usa formação de feixe denominada padrão, processamento de conjunto, ou algoritmos de processamento de conjunto adaptativos, isto é, algoritmos para processar os sinais de sensor que utilizam diversos atrasos e ponderações para criar relações de fase adequadas entre os sinais fornecidos pelos diferentes sensores, criando desse modo

funcionalidade de conjunto de antena em fase. Em outras palavras, formação de feixe ou algoritmos de processamento de conjunto transformam os sinais no domínio do tempo do conjunto de sensores em componentes de freqüência espacial e temporal, isto é, em um arranjo de números de onda determinados por $k=2\pi/\lambda$ em que λ é o comprimento de onda de um componente espectral, e que corresponde a freqüências angulares determinadas por $\omega=2\pi v$.

Tal técnica para determinar a velocidade do som que se propaga através do fluxo de processo 302 está utilizando técnicas de processamento de conjunto para definir um cume acústico no plano k-ω conforme mostrado na **Figura 19**. O declive do cume acústico é indicativo da velocidade do som que se propaga através do processo de fluxo 302, em que a velocidade do som (SOS) é determinada ao aplicarem-se técnicas de processamento de conjunto para determinar a velocidade na qual as ondas acústicas dimensionais se propagam para além do conjunto axial de medições de pressão instáveis distribuídas ao longo da tubulação 304. A lógica 322 da presente modalidade mede a velocidade do som (SOS) de ondas de som unidimensionais que se propagam através do fluxo de processo 302 para determinar a fração de volume de gás do fluxo de processo 302. Sabe-se que o som se propaga através de diversos meios em diversas velocidades em tais campos como campos de SONAR e RADAR. A velocidade do som que se propaga através da tubulação 304 e fluxo de processo 302 pode ser determinada usando diversas técnicas conhecidas, tais como aquelas estabelecidas no Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/344.094, depositado em 25 de junho de 1999, agora Patente U.S. No. 6.354.147; Pedido de

Patente U.S. No. de Série 10/795.111, depositado em 4 de março de 2004; Pedido de Patente U.S. No. de Série 09/997.221, depositado em 28 de novembro de 2001, agora Patente U.S. No. 6.587.798; Pedido de Patente U.S. No. de Série 10/007.749, depositado em 7 de novembro de 2001, e Pedido de Patente U.S. No. de Série 10/762.410, depositado em 21 de janeiro de 2004, cada um dos quais aqui incorporado mediante referência. Deveria ser observado que embora o medidor de fluxo à base de sonar que utiliza um conjunto de sensores para medir a velocidade do som de uma onda acústica que se propaga através da mistura seja mostrado e descrito, observar-se-á que quaisquer meios para medir a velocidade do som da onda acústica podem ser usados para determinar a fração de volume de gás permeado da mistura/fluido ou outras características do fluxo anteriormente descrito.

O analisador 570 da lógica de fluxo 322 propicia parâmetros de saída 502 indicativos das características do fluxo de processo 302 que são relacionados à velocidade medida do som (SOS) que se propaga através o fluxo de processo 302. Por exemplo, para determinar a fração de volume de gás (ou fração de fase), o analisador 570 presume uma condição quase isotérmica para o fluxo de processo 302. Deste modo a fração de volume de gás ou a fração de vácuo é relacionada à velocidade o som pela equação quadrática que se segue:

$$Ax^2 + Bx + C = 0, \qquad \text{(Eq. 29)}$$

em que x é a velocidade do som, $A=1+rg/rl*(K_{eff}/P-1)-K_{eff}/P$, $B=K_{eff}/P-2+rg/rl$; $C=1-K_{eff}rl*a_{meas}\hat{}2)$; Rg= densidade de gás, rl= densidade de líquido, K_{eff}= K eficaz (módulo do líquido

e parede de tubulação), P= pressão, e a_{meas}= velocidade do som medida. De forma eficaz,

Fração de Volume de Gás (GVF) =(-B+sqrt(B^2-4*A*C))/(2*A).

De forma alternativa, a velocidade do som de uma mistura pode estar relacionada à fração de fase volumétrica ($\square_i$) dos componentes e a velocidade do som (a) e densidades (ρ) do componente através da equação de Wood,

$$\frac{1}{\rho_{mix} a^2_{mix_\infty}} = \sum_{i=1}^{N} \frac{\phi_i}{\rho_i a_i^2}, \qquad \text{onde } \rho_{mix} = \sum_{i=1}^{N} \rho_i \phi_i \,. \qquad \text{(Eq. 30)}$$

Ondas de compressão unidimensionais que se propagam dentro de um fluxo de processo 302 contidas dentro de uma tubulação 304 exercem uma carga de pressão interna instável na tubulação. Sendo assim, o grau ao qual a tubulação se desloca como resultado da carga de pressão instável influencia a velocidade da propagação da onda de compressão. A relação entre a velocidade de domínio infinita do som e a densidade de uma mistura; o módulo elástico (E), espessura (t), e raio (R) de um conduto cilíndrico escorado a vácuo; e a velocidade de propagação eficaz (a_{eff}) para compressão unidimensional é determinada pela expressão que se segue:

$$a_{eff} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{a^2_{mix_\infty}} + \rho_{mix} \frac{2R}{Et}}}, \qquad \text{(Eq. 31)}$$

A regra de mistura estabelece essencialmente que a compressibilidade de um fluxo de processo ($1/\square a^2$) é a média volumetricamente pesada das compressibilidades dos componentes. Para um fluxo de processo 302 que consiste em uma mistura de gás/líquido a pressão e temperaturas típicas da indústria do papel e da polpa, a compressibilidade de fase de gás é ordem de magnitudes maior do que aquela do

líquido. Sendo assim, a compressibilidade da fase de gás e a densidade da fase líquida determinam primariamente a velocidade do som de mistura, e como tal, é necessária para obter-se uma boa estimativa da pressão de processo para interpretar a velocidade do som de mistura em termos da fração volumétrica de gás permeado. O efeito de pressão de processo sobre a relação entre a velocidade do som e a fração de volume de ar permeado é mostrado na **Figura 13**.

Conforme anteriormente descrito, a lógica de fluxo 322 da presente modalidade determina o tamanho médio de partícula de uma mistura partícula/ar ou gotícula/ar dentro da tubulação 304 e a razão de ar para partícula. Desde que não haja qualquer deslizamento apreciável entre o ar e a partícula de carvão sólida, a propagação de ondas de som unidimensionais através de misturas multifásicas é influenciada pela massa eficaz e pela compressibilidade eficaz da mistura. Para um sistema de transporte de ar, o grau ao qual a pressuposição de que nenhum deslizamento se aplica é uma função forte de tamanho e freqüência de partícula. No limite de partículas pequenas e freqüência baixa, a pressuposição de nenhum deslizamento é válida. À medida que o tamanho das partículas aumenta e a freqüência das ondas de som aumenta, a pressuposição de nenhum deslizamento torna-se crescentemente não válida. Para um tamanho de partículas médio, o aumento no deslizamento com freqüência provoca dispersão, ou, em outras palavras, a velocidade do som da mistura se altera com freqüência. Com calibração adequada, a característica dispersiva de um fluxo de processo 302 propiciará uma medição do tamanho médio de partícula, bem como a razão de ar para partícula

(razão partícula/fluido) do fluxo de processo 302.

De acordo com a presente invenção a natureza dispersiva do sistema utiliza um primeiro modelo de princípios da interação entre o ar e as partículas. Este modelo é visto como sendo representativo de uma classe de modelos que busca levar em consideração os efeitos dispersivos. Outros modelos poderiam ser usados para contabilizar efeitos dispersivos sem alterar a intenção desta descoberta (por exemplo, vide o documento intitulado "Atenuação de Viscosidade de Ondas Acústicas em Suspensões" por R.L. Gibson, Jr. e M.N. Toksöz), que é incorporado aqui mediante referência. O modelo permite deslizamento entre a velocidade local da fase de fluido contínuo e aquela das partículas.

A relação que se segue pode ser derivada para o comportamento dispersivo de uma mistura de partícula de fluido idealizada,

$$a_{mix}(\omega) = a_f \sqrt{\frac{1}{1+\frac{\varphi_p \rho_p}{\rho_f\left(1+\omega^2 \frac{\rho_p^2 v_p^2}{K^2}\right)}}}. \qquad \text{(Eq. 32)}$$

Na relação acima, a SOS de fluido, densidade (ρ) e viscosidade (ø) são aqueles do fluido de fase pura, v_p é o volume de partículas individuais e $ø_p$ é a fração de fase volumétrica das partículas na mistura.

Deveria ser observado que algumas ou todas as funções dentro da lógica de fluxo 36 podem ser implementadas em software (usando um microprocessador ou computador) ou firmware, ou podem ser implementadas usando-se hardware analógico e/ou digital, que possui memória suficiente, interfaces, e capacidade para realizar as funções descritas

aqui. Além disso, embora a **Figura 15** e a **Figura 18** representem duas modalidades diferentes da lógica de fluxo 322 para medir diversos parâmetros do processo de fluxo, a presente invenção contempla que as funções destas duas modalidades poderiam ser realizadas por uma lógica de fluxo única 322. Além disso, o aparelho da presente invenção propicia um conjunto configurável de sensores para uso ao determinar pelo menos um parâmetro associado com um fluido. Ao usar uma folha de PVDF que possui diversos sensores dispostos na mesma, um grande número de sensores, e sendo assim um conjunto altamente configurável, pode ser fabricado e instalado tanto rápido quanto economicamente.

Com a presente invenção, a confiabilidade do sistema é aumentada porque sensores redundantes podem ser criados; se uma falha é detectada em um sensor, outro pode ser ativado para substituí-lo. Além disso, funcionalidade latente pode ser criada porque, com a presente invenção, o conjunto pode ser re-configurado para satisfazer as necessidades de características novas sem exigir um novo arranjo de sensores a ser instalado. A presente invenção também permite que o conjunto seja configurado de forma diferente para medir parâmetros diferentes ou para otimizar a medição de um parâmetro determinado. A presente invenção permite uma abertura não linear ao variar o espaçamento entre sensores consecutivos no conjunto. Isto pode ser ajustado em tempo real para permitir filtragem espacial dos sinais para superar condições (por exemplo, vibrações) que possam de outra forma impedir ou inibir a sensibilidade de pressões instáveis dentro do fluido.

Sensores alternativos

Os sensores 316 podem incluir calibradores de tensão elétrica, fibras óticas e/ou grades, sensores guiados, sensores ultra-sônicos, dentre outros conforme descrito aqui, e podem ser fixados à tubulação 304 por adesivo, cola, epóxi, fita adesiva ou outro meio de fixação adequado para garantir contato adequado entre o sensor e a tubulação 304. Os sensores 316 podem de forma alternativa ser fixados de forma removível ou permanente através de técnicas mecânicas conhecidas tais como ajuste mecânico, mola carregada, grampo, arranjo de cápsula, espanamento ou outros equivalentes. De forma alternativa, calibradores de tensão, que incluem fibras óticas e/ou grades, podem ser destacados da tubulação 304 (ou tensão ou acusticamente isolados) se desejado. Também se contempla que qualquer outra técnica sensível à tensão possa ser usada para medir as variações em tensão na tubulação 304, tais como calibradores de tensão piezelétricos altamente sensíveis, eletrônicos ou elétricos fixados ou incorporados à tubulação 304.

Em diversas modalidades da presente invenção, um transdutor de pressão piezelétrica pode ser usado como um ou mais sensores de pressão e pode medir as variações de pressão instáveis (ou dinâmicas ou ac) dentro da tubulação 304 ao medir os níveis de pressão dentro da tubulação 304. Em uma modalidade da presente invenção, os sensores 316 compreendem sensores de pressão fabricados por PCB Piezotronics de Depew, Nova Iorque. Por exemplo, em um sensor de pressão são integrados sensores do tipo modo de voltagem piezelétrica de circuito integrado que caracteriza amplificadores micro-eletrônicos construídos, e converte a

carga de alta impedância em saída de voltagem de baixa impedância. Especificamente, um modelo 106B fabricado por PCB Piezotronics é usado, o qual é um sensor de pressão de quartzo piezelétrico de circuito integrado e aceleração, de elevada sensibilidade adequado para medir fenômenos acústicos de baixa pressão em sistemas hidráulicos e pneumáticos. O mesmo possui a capacidade única de medir alterações de pressão pequenas menores do que 6,894 Pa sob condições estáticas elevadas. O 106B possui uma sensibilidade de 0,0435 mV/Pa e uma resolução de 91 dB (0,6894 Pa).

Os sensores 316 podem incorporar um amplificador micro-elétrico MOSFET construído para converter a saída de carga de alta impedância em um sinal de voltagem de baixa impedância. Os sensores 316 podem ser energizados a partir de uma fonte de corrente constante e podem operar ao longo de cabo co-axial longo ou cabo de cinta sem degradação de sinal. O sinal de voltagem de elevada impedância não é afetado por ruído triboelétrico de cabo ou contaminadores de degradação de resistência de isolamento. Energia para operar sensores piezelétricos de circuito integrado normalmente assume a forma de uma fonte de corrente constante de 2 a 20 mA, de baixo custo, 24 a 27 VDC. A maior parte dos sensores de pressão piezelétricos são construídos tanto como cristais de quartzo de modo de compressão pré-carregados em um alojamento rígido, como com cristais de turmalina não-restritos. Estes projetos dão aos sensores tempo de resposta de microssegundos e freqüências ressonantes nas centenas de kHz, com ultrapassagem ou duplicação mínimos. Diâmetros de diafragma pequeno garantem

resolução espacial de ondas de choque estreitas. A característica de saída de sistemas de sensor de pressão piezelétrico é a de um sistema AC-acoplado, em que sinais repetitivos declinam até existir uma área igual acima e abaixo da linha de base original. Quando os níveis de magnitude do evento monitorado flutuam, a saída permanece estabilizada em torno da linha de base com as áreas positiva e negativa da curva permanecendo iguais.

Além disso, contempla-se que cada um dos sensores 316 pode incluir um sensor piezelétrico que propicia um material piezelétrico para medir as pressões instáveis do fluxo 302. O material piezelétrico, tal como o polímero, fluoropolímero polarizado, PVDF, mede a tensão induzida dentro da tubulação do processo 304 devido a variações de pressão instáveis dentro do fluxo 302. A tensão dentro da tubulação 304 é transformada em uma voltagem ou corrente de saída pelos sensores piezelétricos fixados 316. O material PVDF que forma cada sensor piezelétrico 316 pode ser aderido à superfície externa de uma tira de aço que se estende e grampeia sobre a superfície externa da tubulação 304. O elemento sensível piezelétrico é normalmente conformável para permitir medição circunferencial completa ou quase completa de tensão induzida. Os sensores podem ser formados a partir de películas PVDF, películas de copolímeros, ou sensores PZT flexíveis, similares àqueles descritos em "Manual Técnico de Sensores de Películas Piezo" fornecido por Measurement Specialties, Inc. de Fairfield, Nova Jérsei, que é incorporado aqui mediante referência. As vantagens desta técnica são as que se seguem:

1. Medições de taxa de fluxo não-intrusivas.
2. Baixo custo.
3. A técnica de medição não exige nenhuma fonte de excitação. O ruído de fluxo ambiente é usado como uma fonte.
4. Sensores piezelétricos flexíveis podem ser montados em diversas configurações para alcançar esquemas de detecção de sinal. Estas configurações incluem a) sensores co-alocados, b) sensores segmentados com configurações de polaridade oposta, c) sensores amplos para intensificar a detecção de sinal acústico e minimizar a detecção de ruído vorticoso, d) geometrias de sensor customizados para minimizar a sensibilidade para modos de tubulação, e) diferenciação de sensores para eliminar ruído acústico dos sinais vorticosos.
5. Temperaturas elevadas (140C) (copolímeros).

Deveria ser observado que algumas ou todas as funções dentro da lógica de fluxo 36 podem ser implementadas em software (usando um micro-processador ou computador) e/ou firmware, ou podem ser implementadas usando hardware analógico e/ou digital, que possui memória suficiente, interfaces, e capacidade para realizar as funções descritas aqui. Além disso, deveria ser entendido que qualquer das peculiaridades, características, alternativas ou modificações descritas com referência a uma modalidade específica aqui, pode ser também aplicada, usada, ou incorporada com qualquer outra modalidade descrita aqui. Além disso, embora a invenção tenha sido descrita e

ilustrada com relação a modalidades exemplificativas da mesma, o que se segue e diversas outras adições e omissões podem ser feitas na mesma e para mesma sem se afastar do espírito e âmbito da presente invenção.

REIVINDICAÇÕES

1. Aparelho para otimizar o processo de separação gás/líquido em um fluido que flui dentro de uma tubulação, o aparelho **caracterizado** por compreender:

um dispositivo separador em comunicação com a tubulação para receber o fluido, onde o dispositivo separador separa o fluido em um componente gasoso e um componente líquido, onde o componente gasoso flui dentro de um trecho de ramal de gás e onde o componente líquido flui dentro de um trecho de ramal de líquido;

um aparelho de medição do ramal de gás, o aparelho de medição de gás estando em comunicação com o componente gasoso para gerar dados do componente gasoso responsivos ao transporte de líquido no componente gasoso;

um aparelho de medição do ramal de líquido, o aparelho de medição de líquido estando em comunicação com o componente líquido para gerar dados do componente líquido responsivos ao transporte de gás no componente líquido; e

um dispositivo de processamento em comunicação com o aparelho de medição do ramal de gás e com o aparelho de medição do ramal de líquido, onde o dispositivo de processamento recebe e processa os s dados do componente gasoso e s dados do componente líquido para gerar dados de otimização do aparelho.

2. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de gás incluir um fluxômetro à base de pressão diferencial e um fluxômetro de sonar.

3. Aparelho, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado** pelo fato do fluxômetro à base de pressão

diferencial incluir pelo menos dentre um fluxômetro à base de orifício, um medidor venturi, um fluxômetro em cotovelo e um medidor em cone-v.

4. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de líquido incluir pelo menos um dentre um medidor de interrupção de água, um medidor de fração de volume de gás, um fluxômetro, um sensor de pressão e um sensor de temperatura.

5. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do trecho de ramal de líquido incluir um trecho de ramal de água e um trecho de ramal de óleo e onde o componente líquido é separado em um componente de água que flui dentro do trecho de ramal de água e um componente de óleo que flui dentro do trecho de ramal de óleo.

6. Aparelho, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de líquido incluir um aparelho de medição de ramal de água associado ao trecho de ramal de água para receber o componente de água e gerar dados de componente de água responsivos a pelo menos um dentre um transporte de óleo e um transporte de gás.

7. Aparelho, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de líquido incluir ainda um aparelho de medição de ramal de óleo associado ao trecho de ramal de óleo para receber o componente de óleo e gerar dados de componente de óleo responsivos a pelo menos um dentre um transporte de gás e um transporte de água.

8. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de líquido incluir ainda um aparelho de medição de ramal de água em comunicação com o dispositivo de processamento, o aparelho de medição de ramal de água incluindo pelo menos um dentre um medidor de interrupção de água, um medidor de fração de volume de gás, um fluxômetro, um sensor de pressão e um sensor de temperatura.

9. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do aparelho de medição do ramal de líquido incluir ainda um aparelho de medição de ramal de óleo em comunicação com o dispositivo de processamento, o aparelho de medição de ramal de óleo incluindo pelo menos um dentre um medidor de interrupção de água, um medidor de fração de volume de gás, um fluxômetro, um sensor de pressão e um sensor de temperatura.

10. Aparelho, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato do dispositivo separador estar em comunicação com o dispositivo de processamento para receber os dados de otimização do aparelho, onde o dispositivo separador é configurável responsivo aos dados de otimização do aparelho.

11. Método para otimizar o processo de separação gás/líquido em um fluido que flui dentro de uma tubulação, o método **caracterizado** por compreender:

receber um fluxo de fluido, onde o fluxo de fluido inclui um componente líquido e um componente gasoso;

separar o componente líquido do componente gasoso, onde o componente líquido é separado do componente gasoso via um dispositivo separador;

gerar dados do componente gasoso e dados do componente líquido, onde os dados do componente gasoso são responsivos ao transporte de líquido no componente gasoso e onde os dados do componente líquido são responsivos ao transporte de gás no componente líquido; e

processar os dados do componente gasoso e dados do componente líquido para gerar dados de otimização do aparelho.

12. Método, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** por compreender ainda a comunicação dos dados de otimização do aparelho ao dispositivo separador, onde o dispositivo separador separa o componente líquido do componente gasoso em resposta aos dados de otimização do aparelho.

13. Método, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato da separação incluir operar o dispositivo separador para separar o componente líquido do componente gasoso, onde o dispositivo separador é caracterizado como,

$$\eta_{sep} \equiv 1-\alpha(GVF)-\beta(LGMR)$$

onde α e β são coeficientes de umidade, GVF é o gás aprisionado presente no componente líquido e LGMR é a razão de massa de líquido para gás no componente gasoso.

14. Método, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato da geração incluir determinar a umidade do componente gasoso, onde a umidade do componente gasoso é caracterizada pelo número de Lockhardt Martinelli (LM), o número sendo expresso como,

$$LM = ((Q_{\Delta P}/Q_{SONAR})-1)$$

onde $Q_{\Delta P}$ é a taxa de fluxo através de um medidor de pressão

diferencial e Q_{SONAR} é a taxa de fluxo através de um fluxômetro à base de SONAR.

15. Método, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato da geração incluir determinar uma taxa de fluxo volumétrico líquido de óleo (Q_{NO}) do componente líquido, onde a taxa de fluxo volumétrico líquido (net) de óleo é caracterizada por,

$$Q_{NO} = Q.\phi_O$$

onde Q é o fluxo volumétrico líquido do componente líquido e ϕ_O é a fração da fase de óleo do componente líquido.

16. Método, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato da geração incluir determinar a interrupção de água e a interrupção de óleo do componente líquido, onde a interrupção de água é caracterizada por,

$$\phi_O + \phi_W = 1,$$

e onde a interrupção de óleo é caracterizada por,

$$\phi_O + \phi_W + \phi_G = 1,$$

onde o ϕ_O é a interrupção de óleo, ϕ_W é a interrupção de água e ϕ_G é a interrupção de gás.

17. Aparelho para otimizar o processo de separação em um fluido que flui dentro de uma tubulação, o aparelho **caracterizado** por compreender:

um dispositivo separador em comunicação com a tubulação para receber o fluido, onde o dispositivo separador separa o fluido em um primeiro componente e um segundo componente;

pelo menos um dispositivo de medição, pelo menos um dispositivo de medição estando associado ao separador para gerar dados do medidor responsivos a pelo menos um dentre o primeiro componente e o segundo componente e

um dispositivo de processamento, onde o dispositivo de processamento está em comunicação com pelo menos um dispositivo de medição para gerar dados de processador responsivos ao fluido.

18. Aparelho, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado** pelo fato do dispositivo de processamento estar ainda em comunicação com o separador para permitir que o dispositivo de processamento controle pelo menos um dentre o separador e o pelo menos um dispositivo de medição.

19. Aparelho, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado** por compreender ainda pelo menos uma válvula associada à tubulação, onde o dispositivo de processamento está em comunicação com pelo menos uma válvula para permitir que o dispositivo de processamento controle pelo menos uma válvula.

20. Aparelho, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado** por compreender ainda um meio para introduzir pelo menos um dentre um desespumante e um desenevoador na tubulação, onde o dispositivo de processamento está em comunicação com o meio para introduzir pelo menos um dentre um desespumante e um desenevoador na tubulação para controlar a introdução de pelo menos um dentre um desespumante e um desenevoador na tubulação.

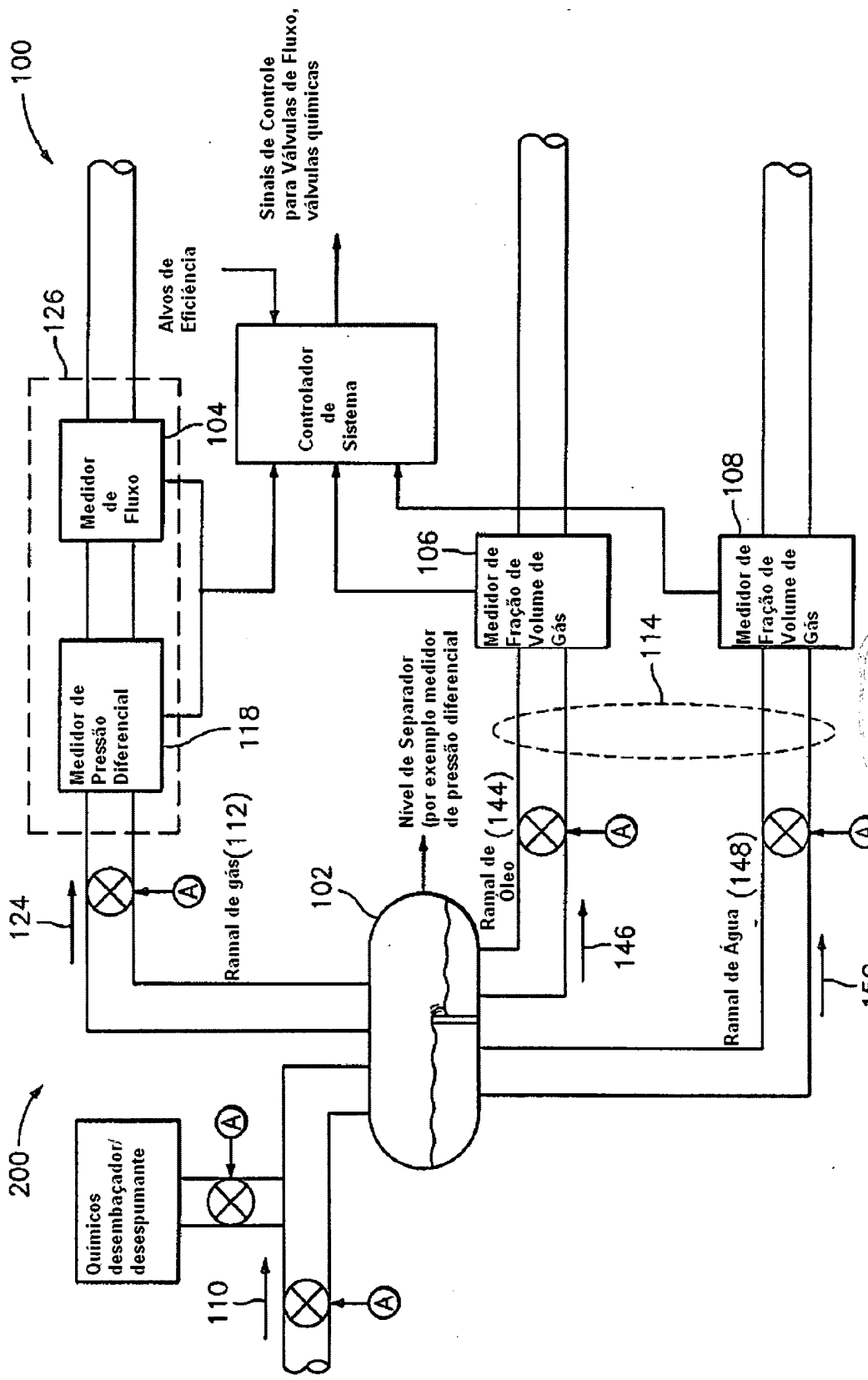

100
Sinais de Controle para Válvulas de Fluxo, válvulas químicas
Alvos de Eficiência
126
Controlador de Sistema
104
Medidor de Fluxo
Medidor de Pressão Diferencial
118
106
Medidor de Fração de Volume de Gás
108
Medidor de Fração de Volume de Gás
114
Nível de Separador (por exemplo medidor de pressão diferencial
Ramal de gás(112)
124
102
Ramal de Óleo (144)
146
Ramal de Água (148)
150
200
Químicos desembaçador/ desespumante
110

FIG. 1a

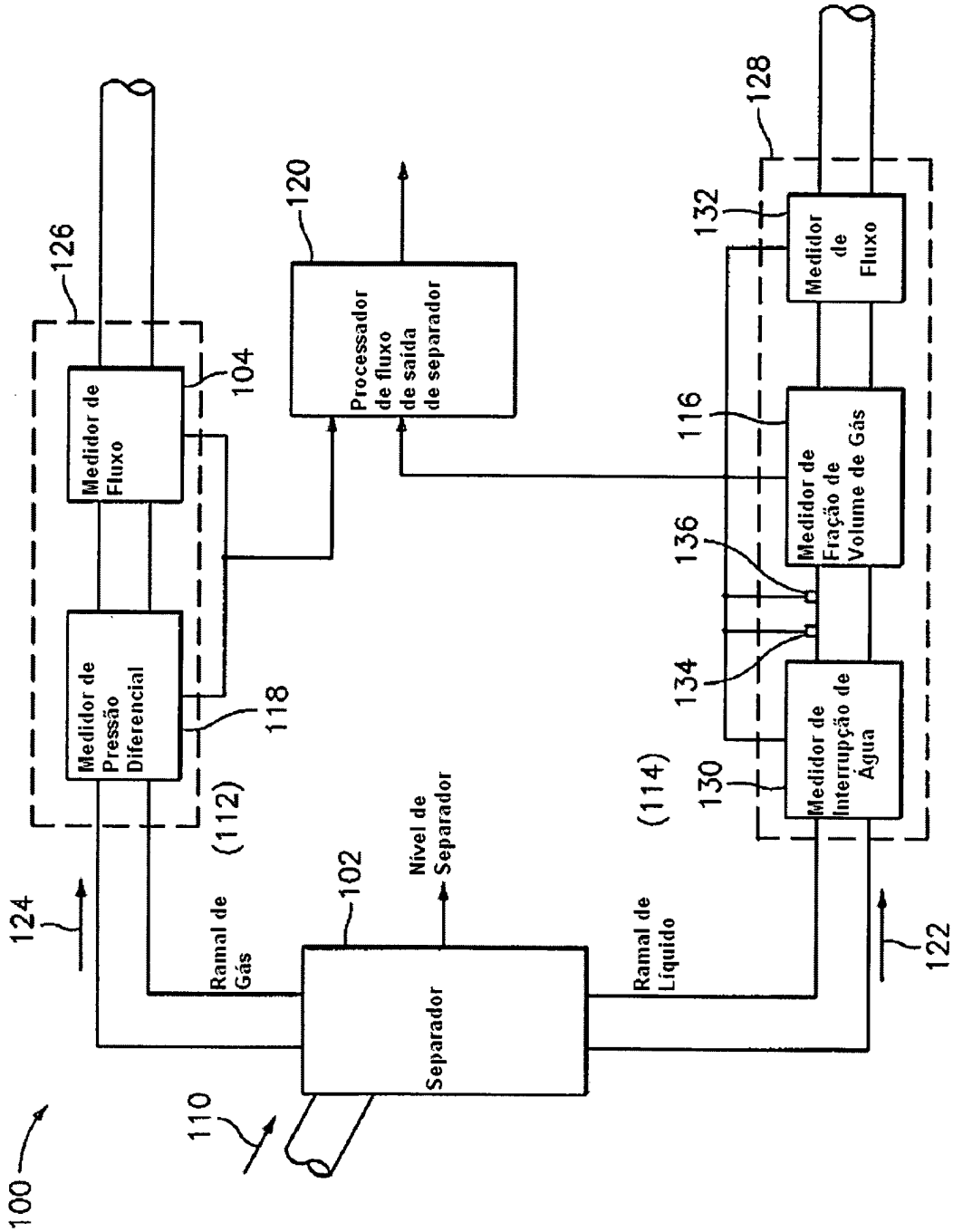

100
110
Separador
Ramal de Gás
Ramal de Líquido
Nível de Separador
102
(112)
(114)
124
122
126
128
Medidor de Fluxo
Medidor de Pressão Diferencial
104
118
120
Processador de fluxo de saída de separador
132
Medidor de Fluxo
116
Medidor de Fração de Volume de Gás
136
134
130
Medidor de Interrupção de Água

FIG. 1b

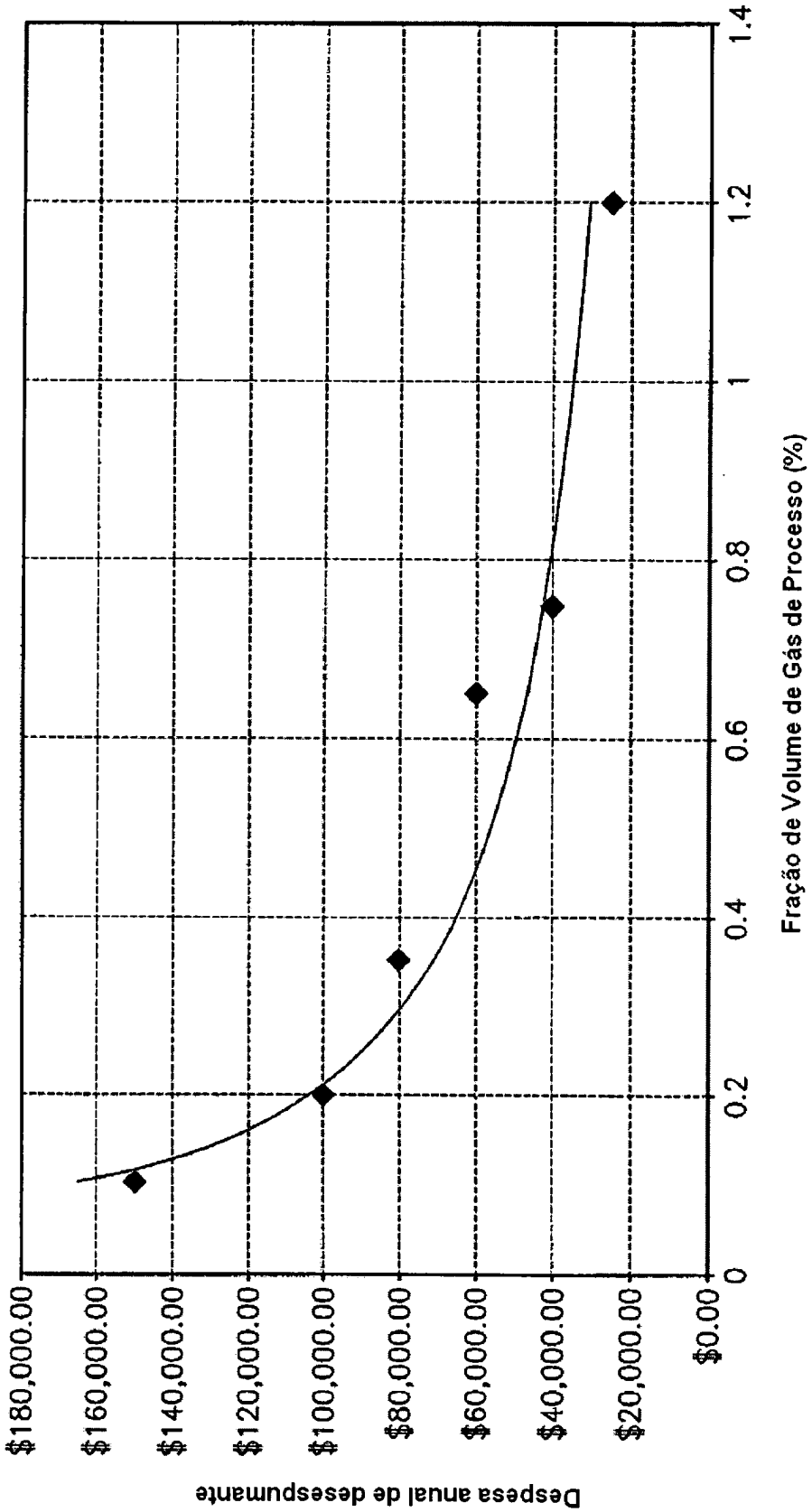

Despesa anual de desespumante
$180,000.00
$160,000.00
$140,000.00
$120,000.00
$100,000.00
$80,000.00
$60,000.00
$40,000.00
$20,000.00
$0.00
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
Fração de Volume de Gás de Processo (%)

FIG. 1c

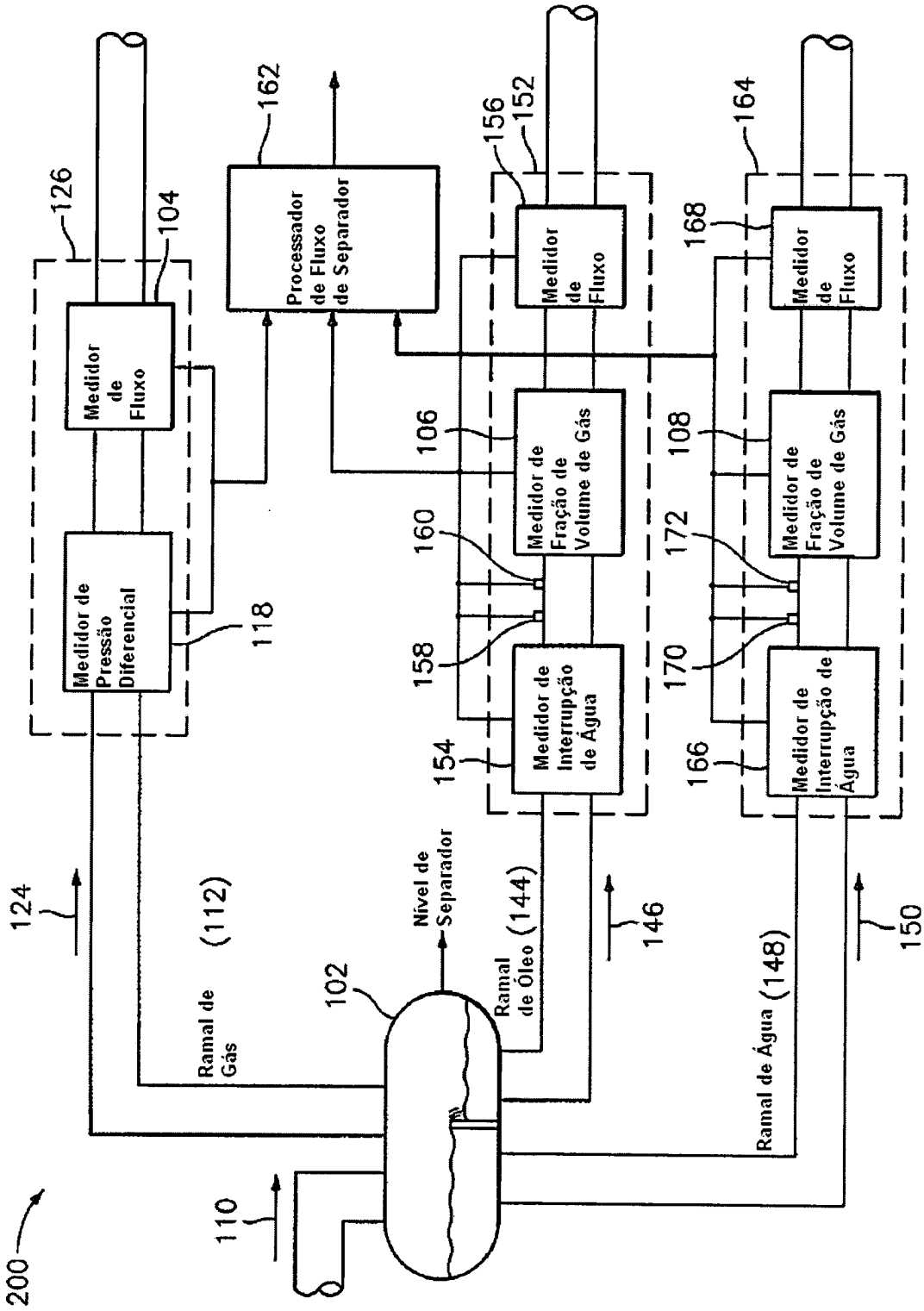

200
110
102
124
126
104
Medidor de Fluxo
Medidor de Pressão Diferencial
118
Ramal de Gás (112)
Nível de Separador
Ramal de Óleo (144)
146
Ramal de Água (148)
150
Processador de Fluxo de Separador
162
156
152
Medidor de Fluxo
106
Medidor de Fração de Volume de Gás
160
158
Medidor de Interrupção de Água
154
168
164
Medidor de Fluxo
108
Medidor de Fração de Volume de Gás
172
170
Medidor de Interrupção de Água
166

FIG. 2

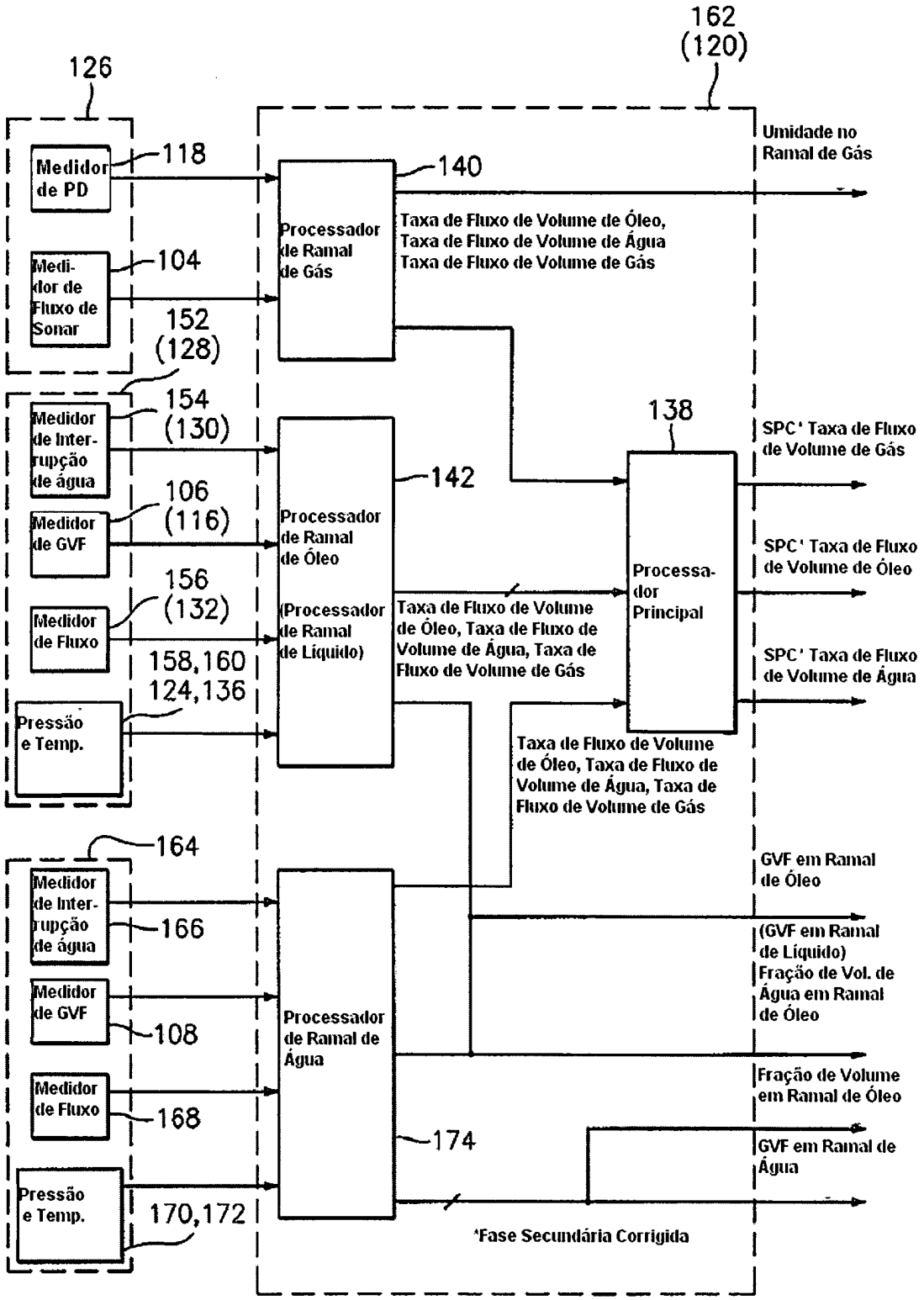

162
(120)
126
Medidor de PD
118
Medi-dor de Fluxo de Sonar
104
152
(128)
Medidor de Inter-rupção de água
154
(130)
Medidor de GVF
106
(116)
Medidor de Fluxo
156
(132)
158,160
124,136
Pressão e Temp.
164
Medidor de Inter-rupção de água
166
Medidor de GVF
108
Medidor de Fluxo
168
Pressão e Temp.
170,172
Processador de Ramal de Gás
140
Taxa de Fluxo de Volume de Óleo, Taxa de Fluxo de Volume de Água Taxa de Fluxo de Volume de Gás
Processador de Ramal de Óleo
(Processador de Ramal de Líquido)
142
Taxa de Fluxo de Volume de Óleo, Taxa de Fluxo de Volume de Água, Taxa de Fluxo de Volume de Gás
Processador de Ramal de Água
174
138
Processa-dor Principal
Taxa de Fluxo de Volume de Óleo, Taxa de Fluxo de Volume de Água, Taxa de Fluxo de Volume de Gás
Umidade no Ramal de Gás
SPC' Taxa de Fluxo de Volume de Gás
SPC' Taxa de Fluxo de Volume de Óleo
SPC' Taxa de Fluxo de Volume de Água
GVF em Ramal de Óleo
(GVF em Ramal de Líquido)
Fração de Vol. de Água em Ramal de Óleo
Fração de Volume em Ramal de Óleo
GVF em Ramal de Água
*Fase Secundária Corrigida

FIG. 3

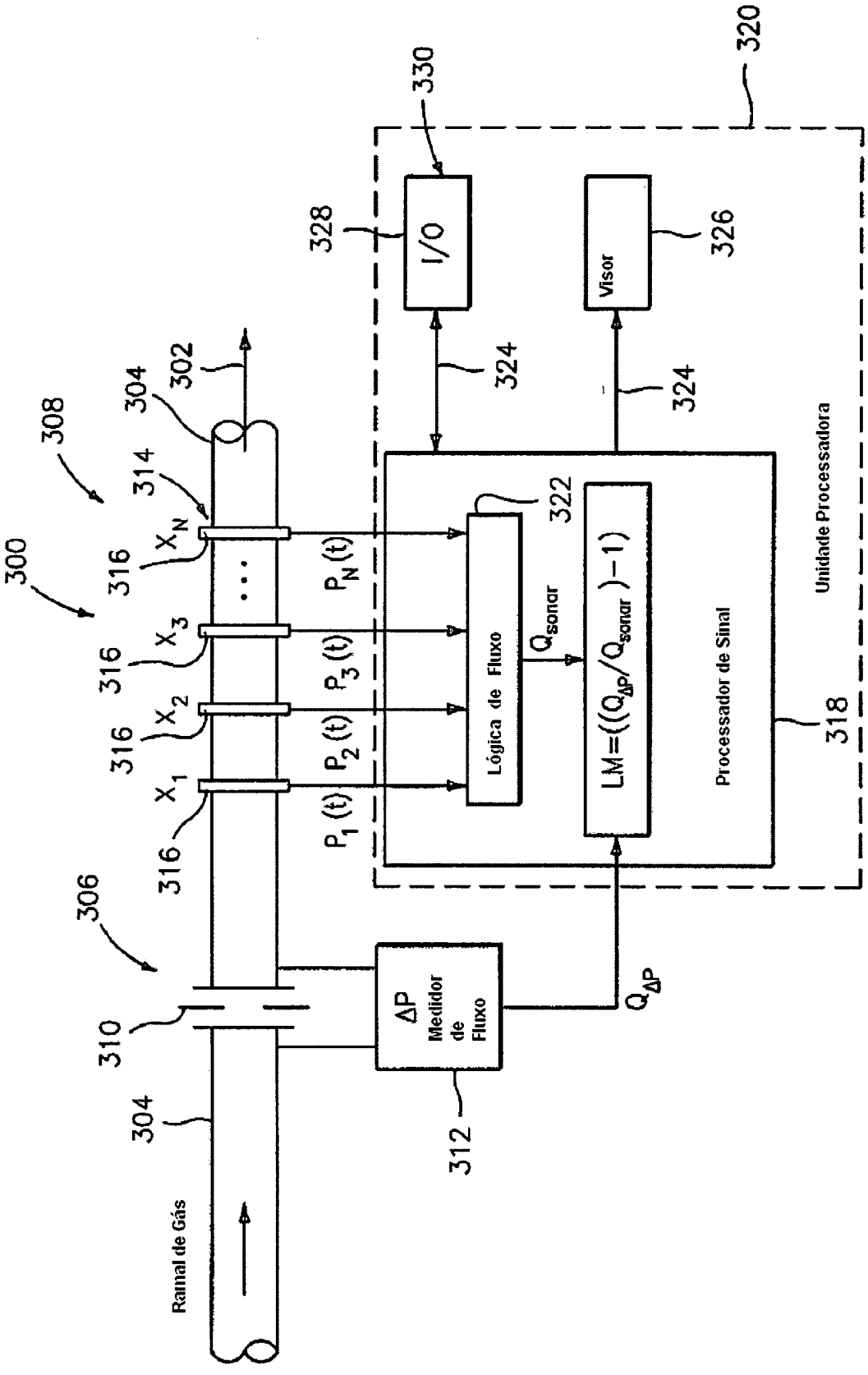

320
330
328
I/O
Visor
326
324
324
302
304
308
314
X_N
316
X_3
316
X_2
316
X_1
316
300
$P_N(t)$
$P_3(t)$
$P_2(t)$
$P_1(t)$
322
Lógica de Fluxo
Q_{sonar}
$LM=((Q_{\Delta P}/Q_{sonar})-1)$
Processador de Sinal
Unidade Processadora
318
306
310
304
ΔP
Medidor
de
Fluxo
312
$Q_{\Delta P}$
Ramal de Gás

FIG. 4

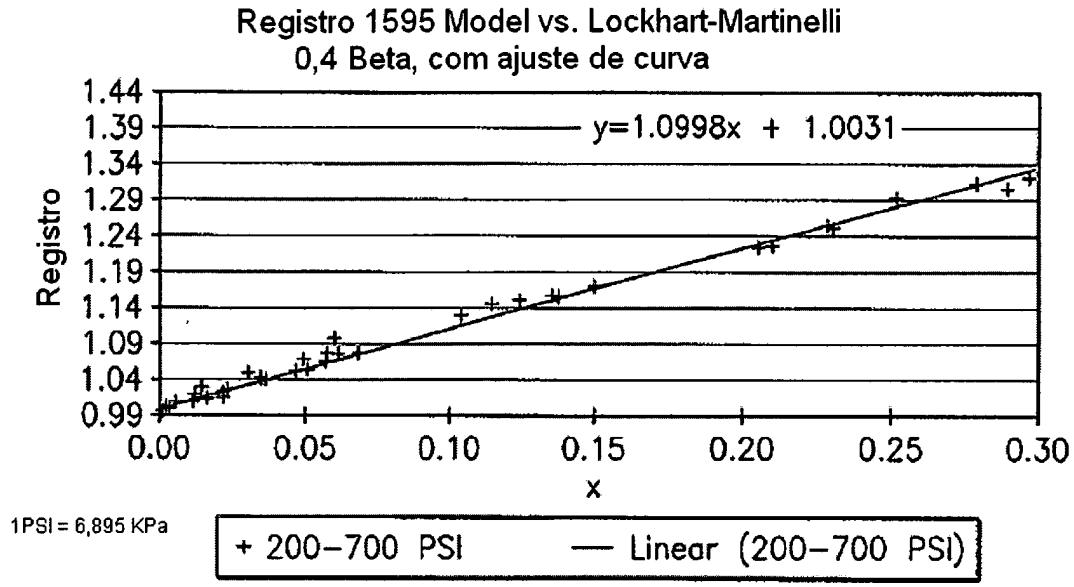

Registro 1595 Model vs. Lockhart-Martinelli
0,4 Beta, com ajuste de curva
y=1.0998x + 1.0031
Registro
1.44
1.39
1.34
1.29
1.24
1.19
1.14
1.09
1.04
0.99
0.00
0.05
0.10
0.15
0.20
0.25
0.30
x
1PSI = 6,895 KPa
+ 200–700 PSI
Linear (200–700 PSI)

FIG. 5

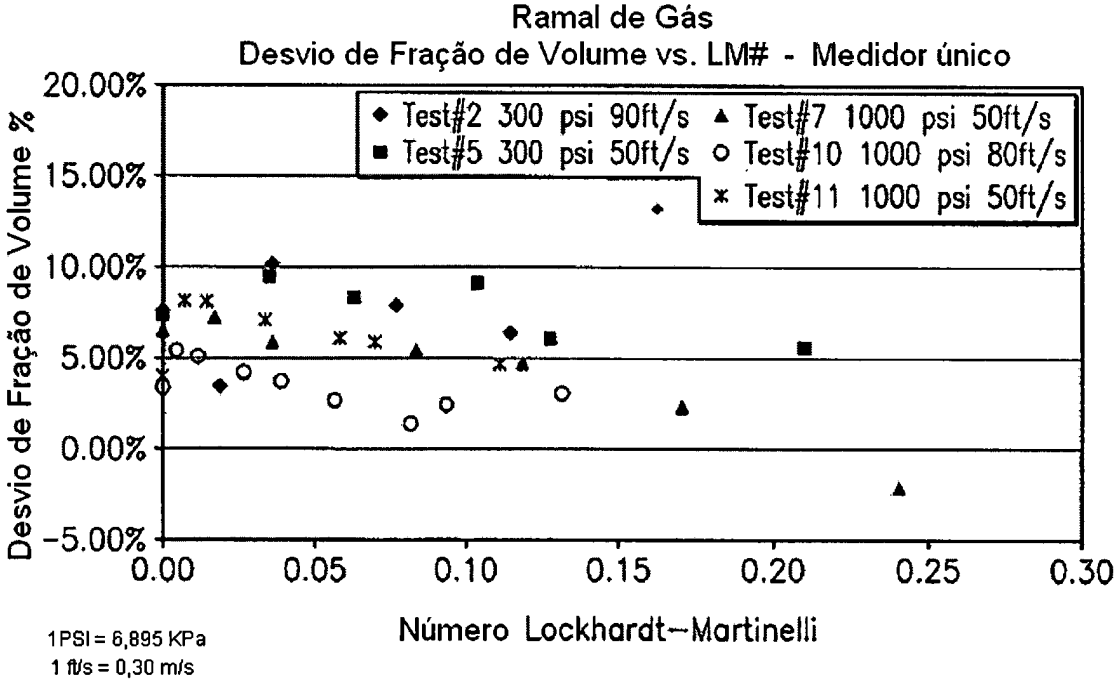

Ramal de Gás
Desvio de Fração de Volume vs. LM# - Medidor único
Test#2 300 psi 90ft/s
Test#7 1000 psi 50ft/s
Test#5 300 psi 50ft/s
Test#10 1000 psi 80ft/s
Test#11 1000 psi 50ft/s
Desvio de Fração de Volume %
20.00%
15.00%
10.00%
5.00%
0.00%
-5.00%
0.00
0.05
0.10
0.15
0.20
0.25
0.30
Número Lockhardt–Martinelli
1PSI = 6,895 KPa
1 ft/s = 0,30 m/s

FIG. 6

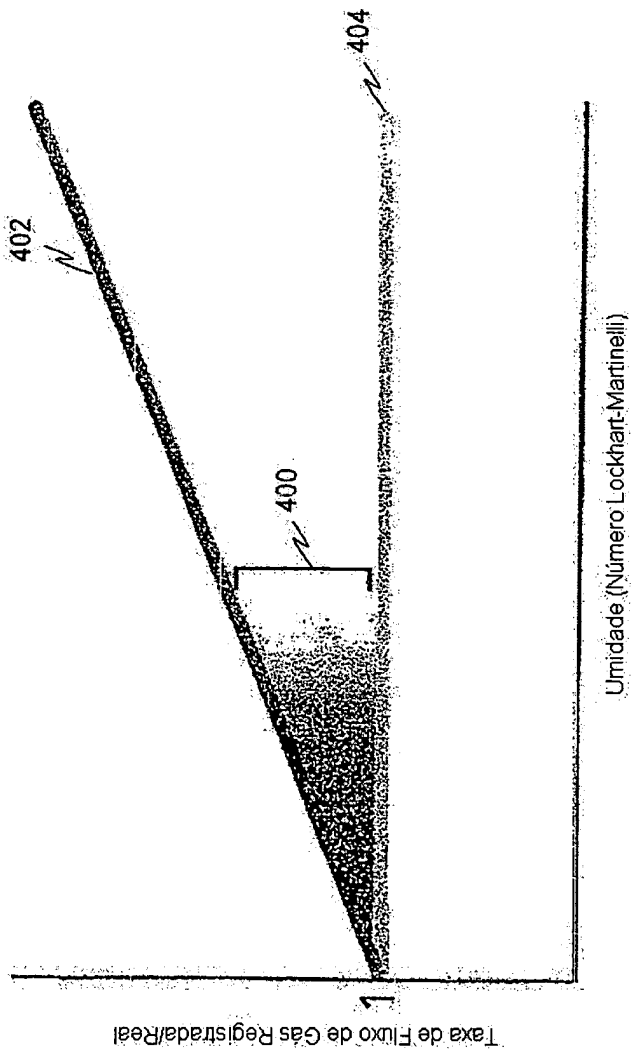

404
402
400
1
Taxa de Fluxo de Gás Registrada/Real
Umidade (Número Lockhart-Martinelli)

Figura 7a

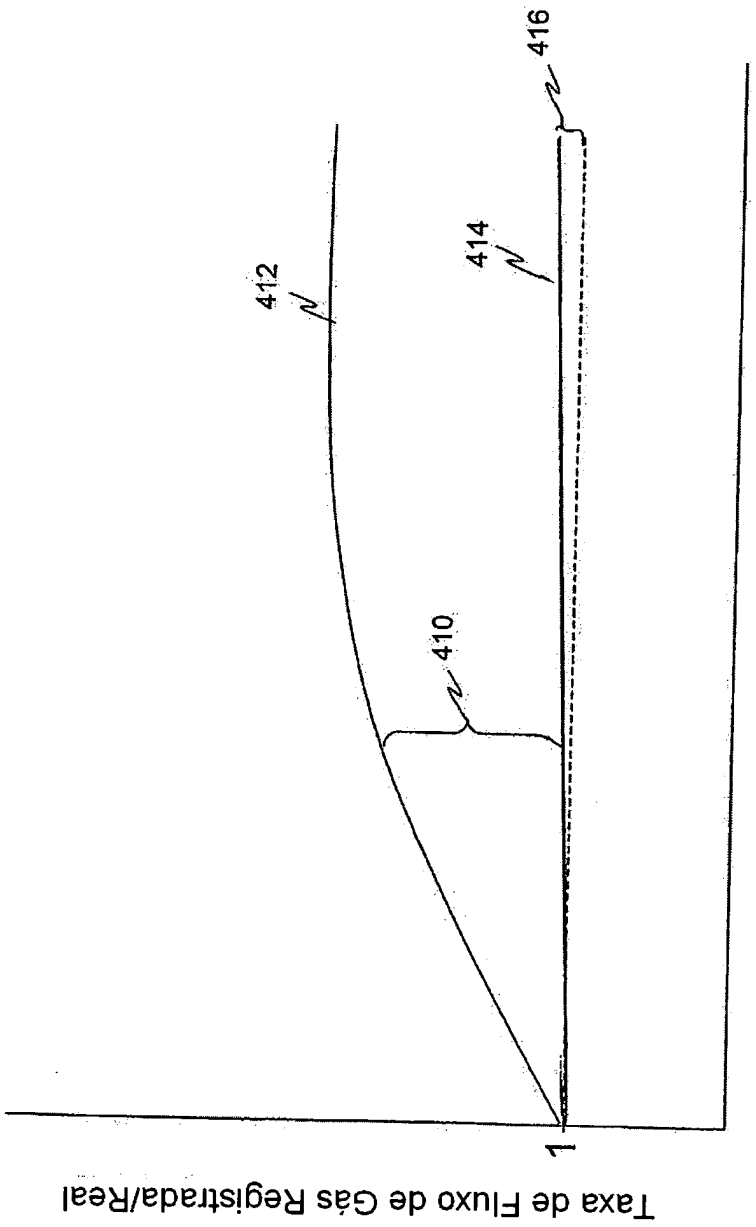

Taxa de Fluxo de Gás Registrada/Real
1
Razão de massa de líquido (MR)
410
412
414
416

FIG. 7b

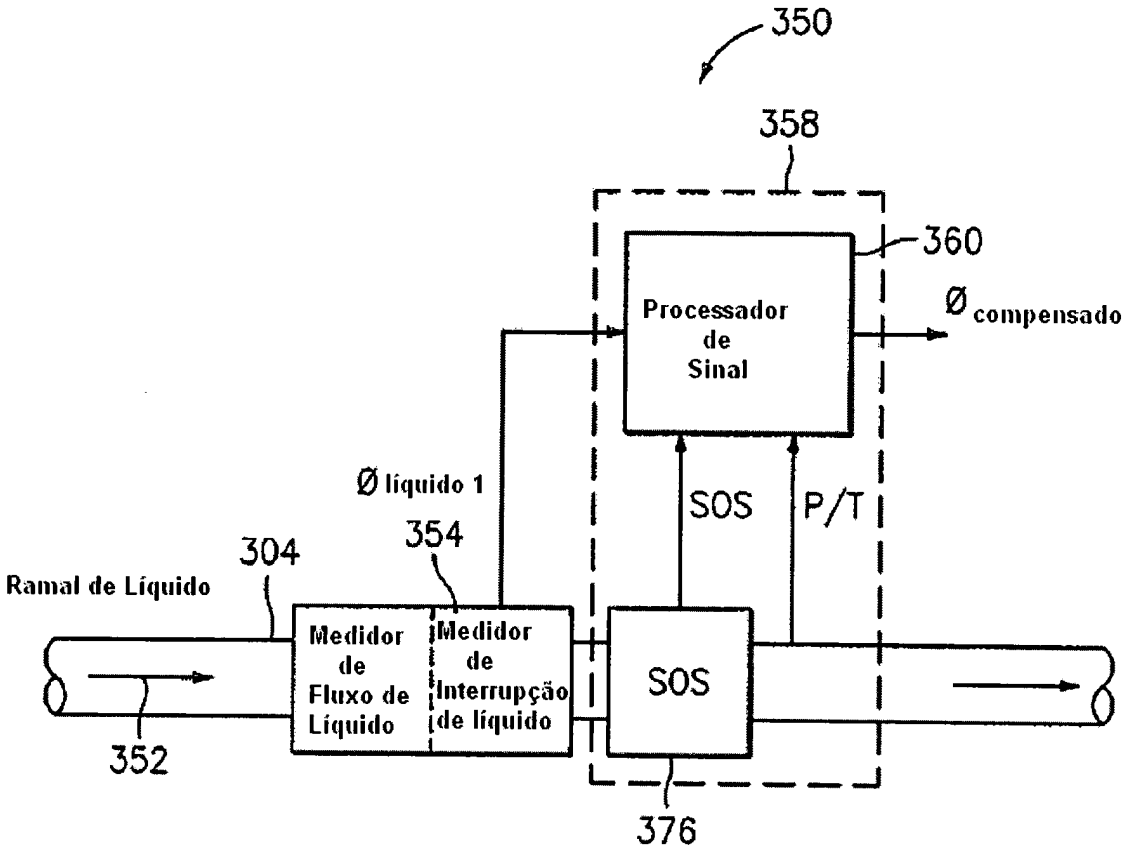

350
358
360
Processador de Sinal
Ø compensado
Ø líquido 1
354
304
SOS
P/T
Ramal de Líquido
Medidor de Fluxo de Líquido
Medidor de Interrupção de líquido
SOS
352
376

FIG. 8

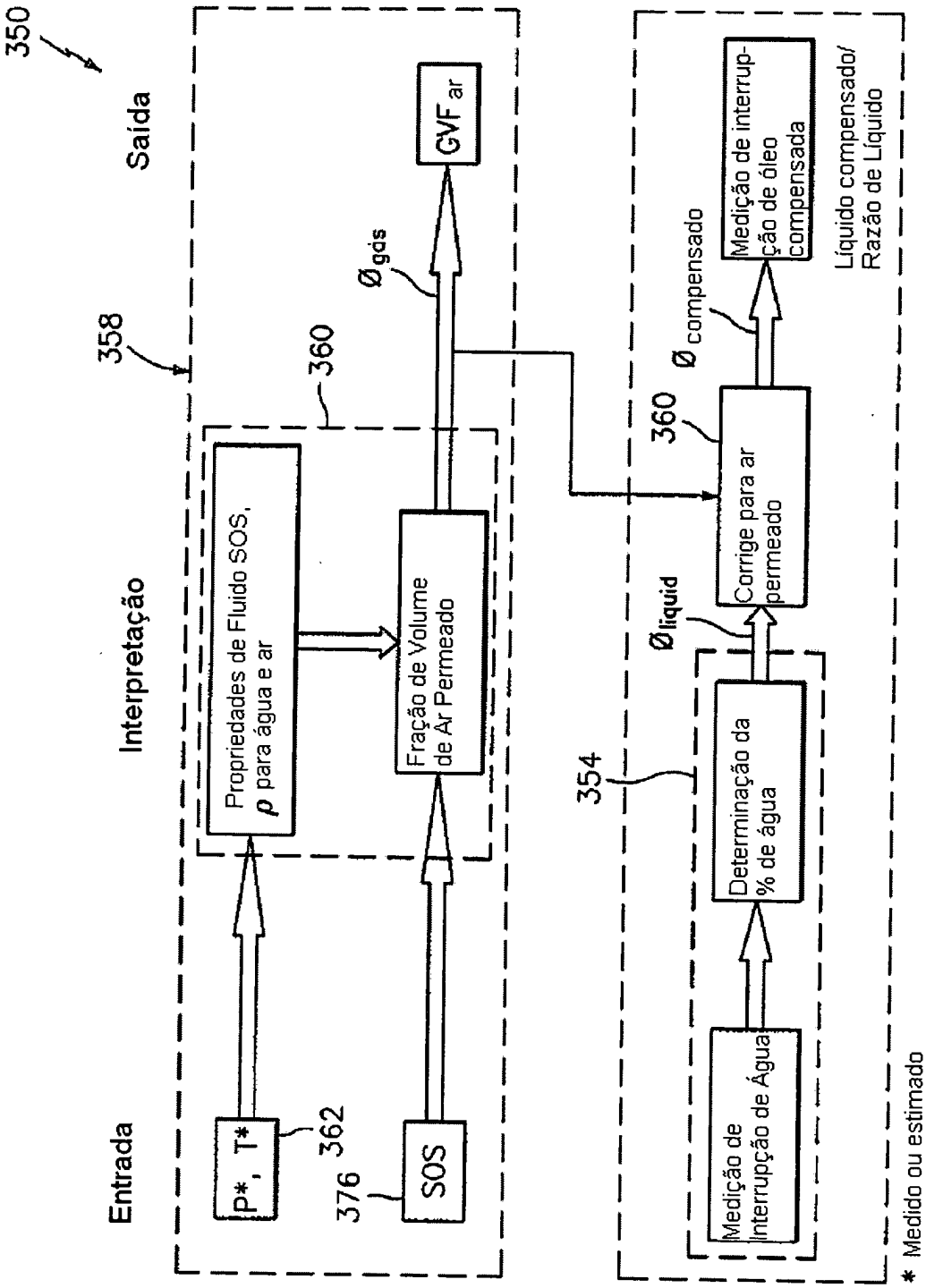

350
Saída
Interpretação
Entrada
358
360
362
376
354
P*, T*
SOS
Propriedades de Fluido SOS, ρ para água e ar
Fração de Volume de Ar Permeado
GVF ar
Ø gás
Ø liquid
Ø compensado
Corrige para ar permeado
Determinação da % de água
Medição de Interrupção de Água
Medição de interrupção de óleo compensada
Líquido compensado/ Razão de Líquido
* Medido ou estimado

FIG. 9

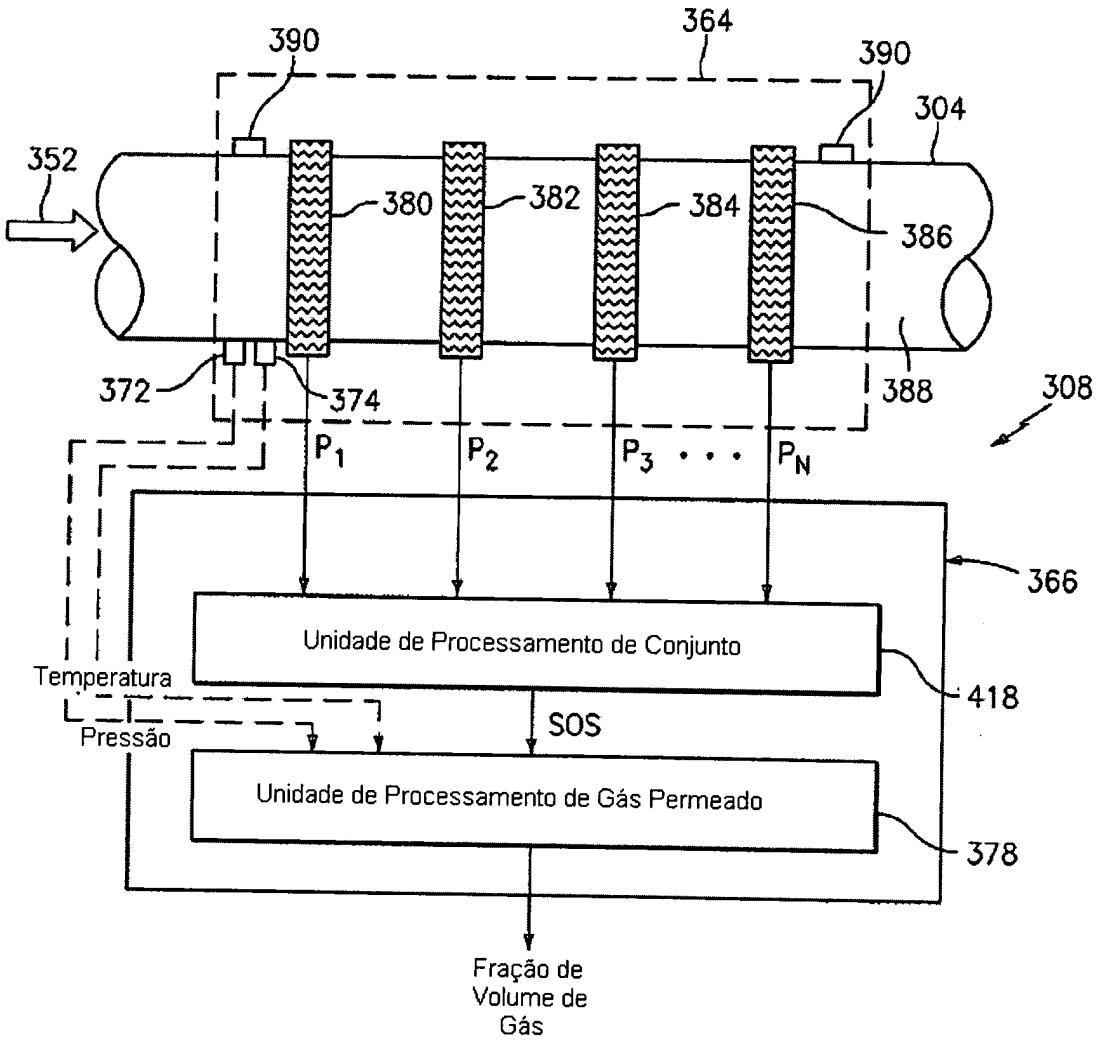

364
390
390
304
352
380
382
384
386
372
374
388
308
P_1
P_2
P_3 • • •
P_N
366
Unidade de Processamento de Conjunto
418
Temperatura
Pressão
SOS
Unidade de Processamento de Gás Permeado
378
Fração de Volume de Gás

FIG. 10

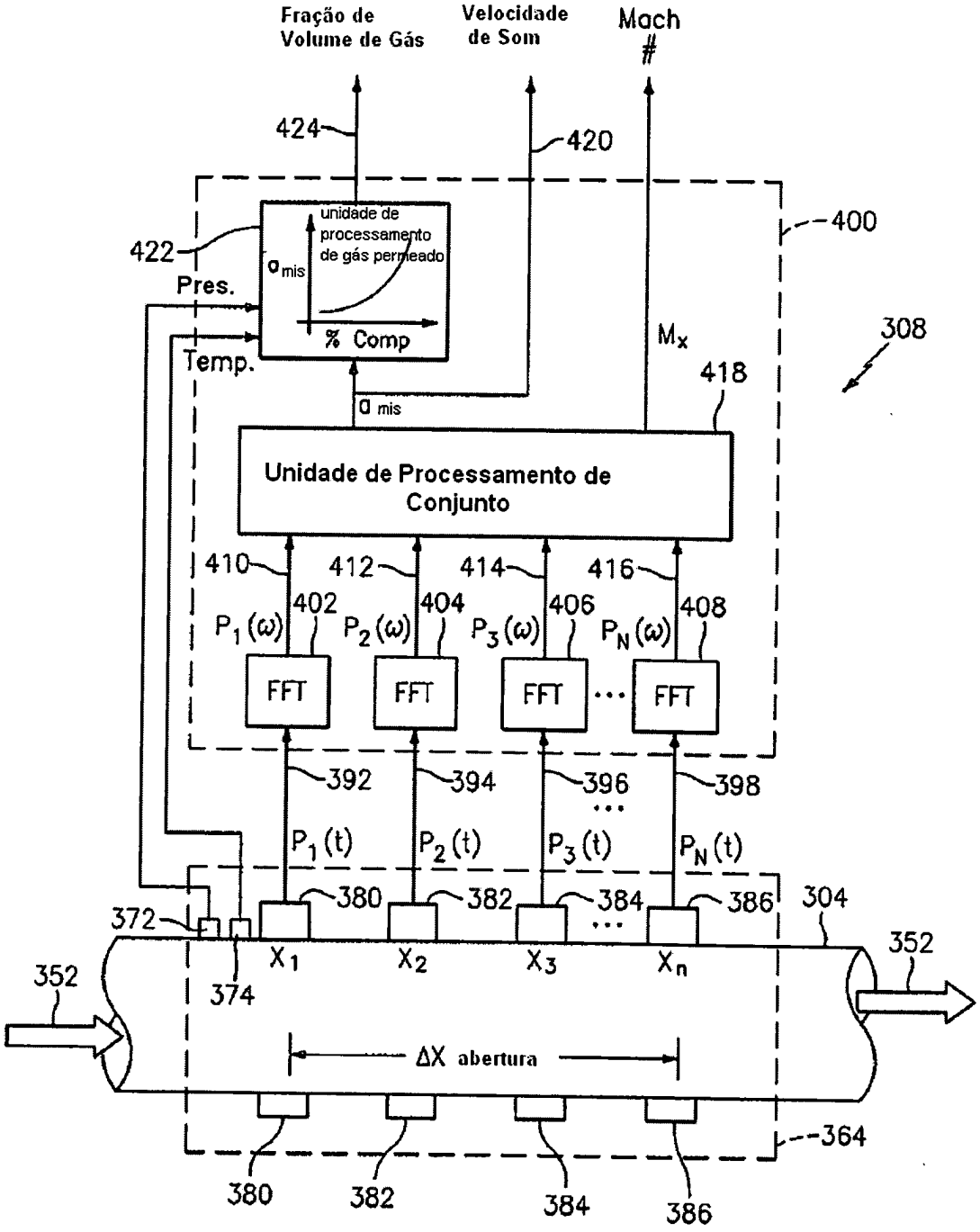

Fração de Volume de Gás
Velocidade de Som
Mach #
424
420
400
422
unidade de processamento de gás permeado
σmis
Pres.
% Comp
Temp.
Mx
308
418
σ mis
Unidade de Processamento de Conjunto
410
412
414
416
402
404
406
408
P1(ω)
P2(ω)
P3(ω)
PN(ω)
FFT
FFT
FFT
FFT
392
394
396
398
P1(t)
P2(t)
P3(t)
PN(t)
380
382
384
386
304
372
374
X1
X2
X3
Xn
352
352
ΔX abertura
364
380
382
384
386

FIG. 11

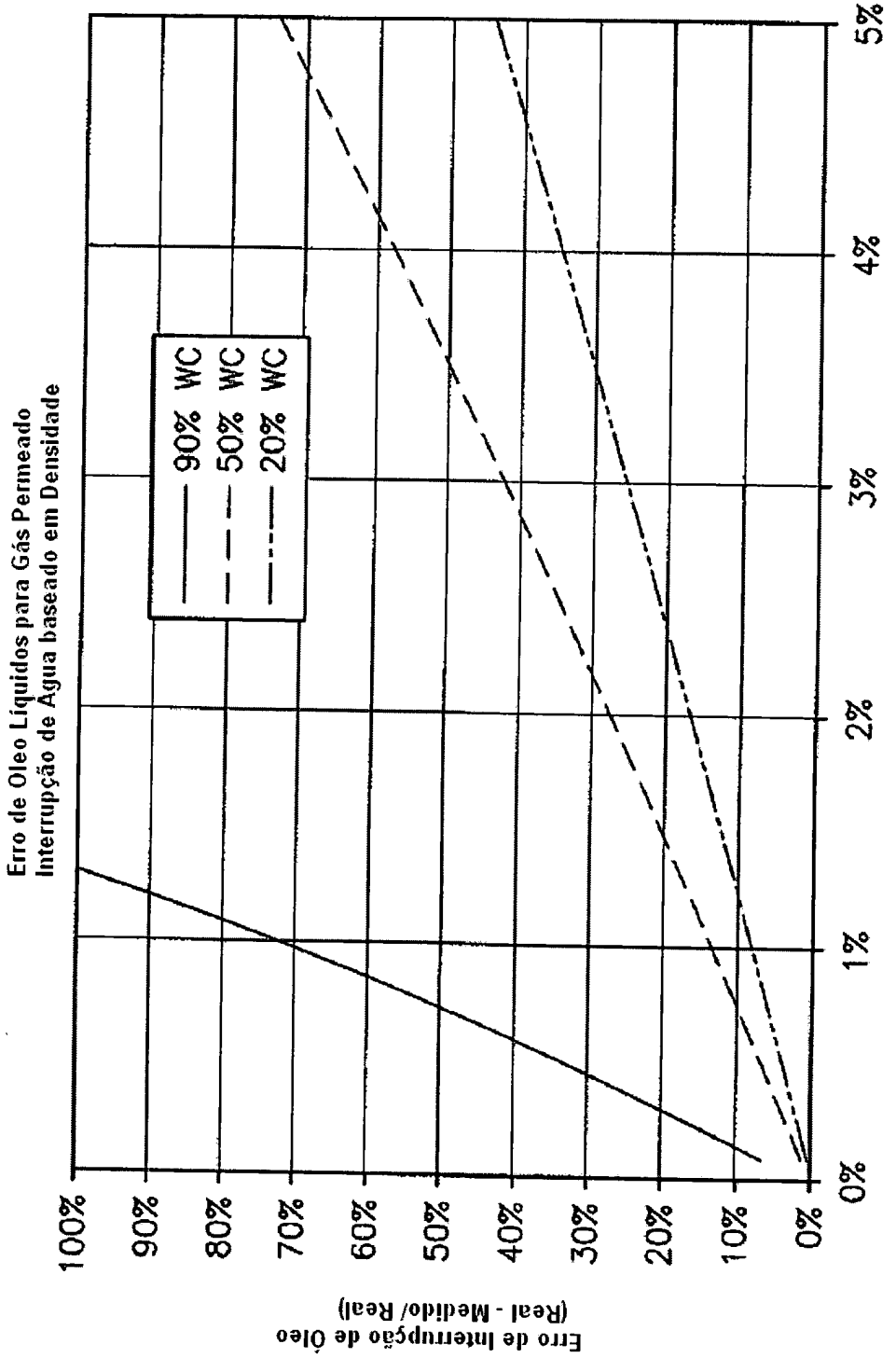

Erro de Oleo Líquidos para Gás Permeado
Interrupção de Água baseado em Densidade
90% WC
50% WC
20% WC
Erro de Interrupção de Óleo
(Real - Medido/ Real)
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
0%
1%
2%
3%
4%
5%
Fração de Volume de Gás

FIG. 12

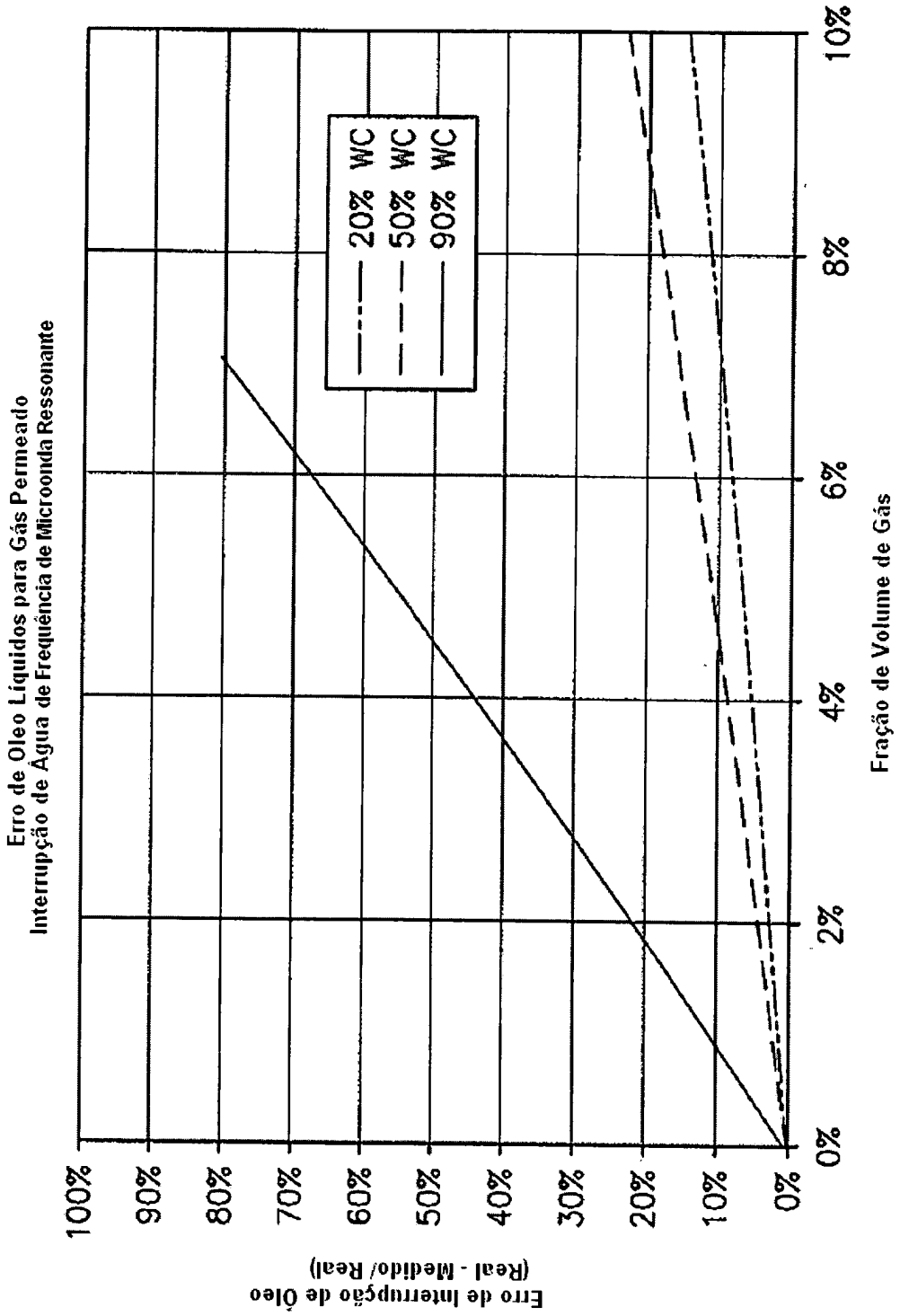

Erro de Oleo Líquidos para Gás Permeado
Interrupção de Água de Frequência de Microonda Ressonante
Erro de Interrupção de Óleo
(Real - Medido/ Real)
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
0%
2%
4%
6%
8%
10%
Fração de Volume de Gás
20% WC
50% WC
90% WC

FIG. 13

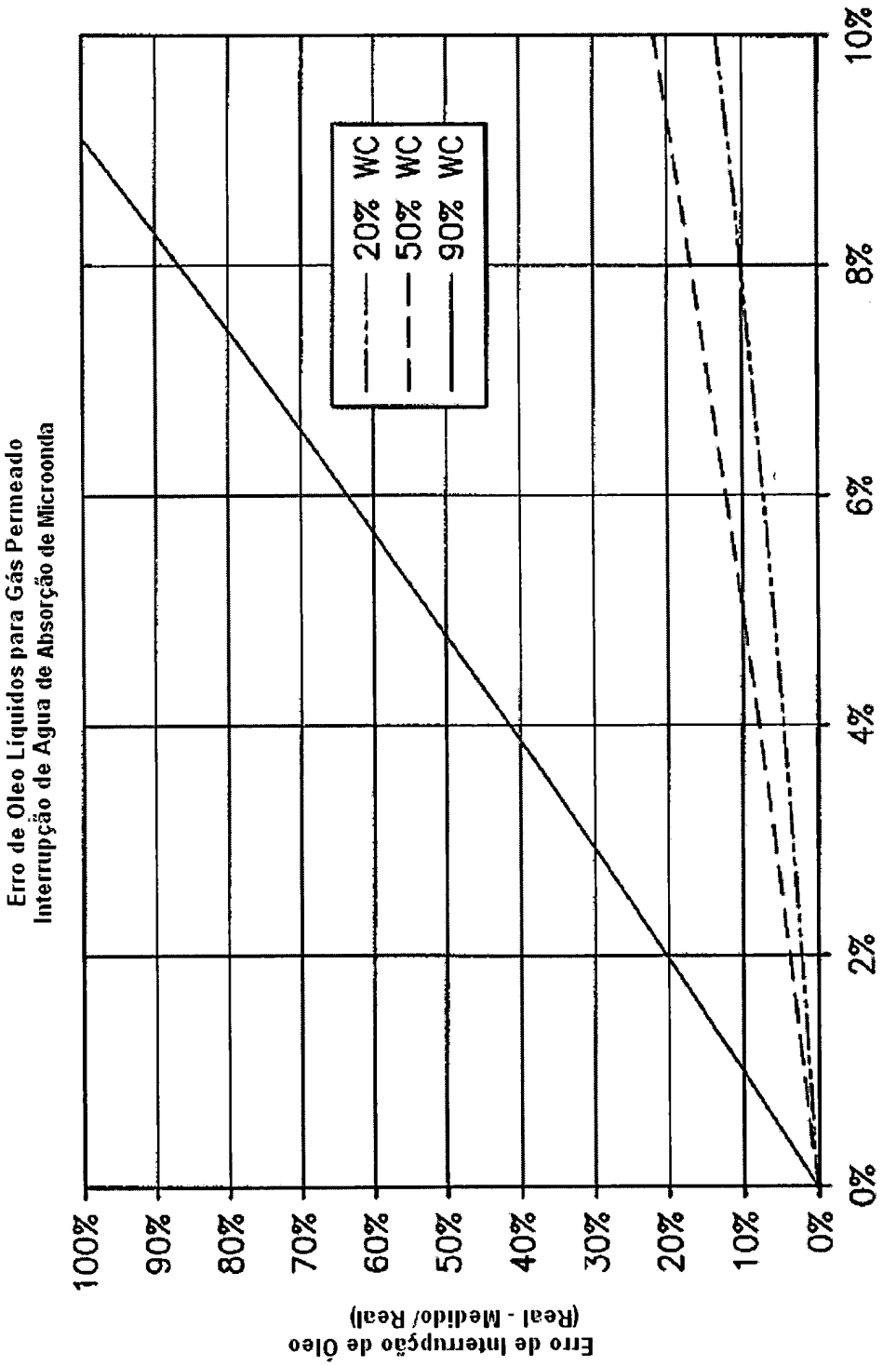

Erro de Oleo Liquidos para Gás Permeado
Interrupção de Agua de Absorção de Microonda
Erro de Interrupção de Óleo
(Real - Medido/ Real)
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
0%
2%
4%
6%
8%
10%
Fração de Volume de Gás
20% WC
50% WC
90% WC

FIG. 14

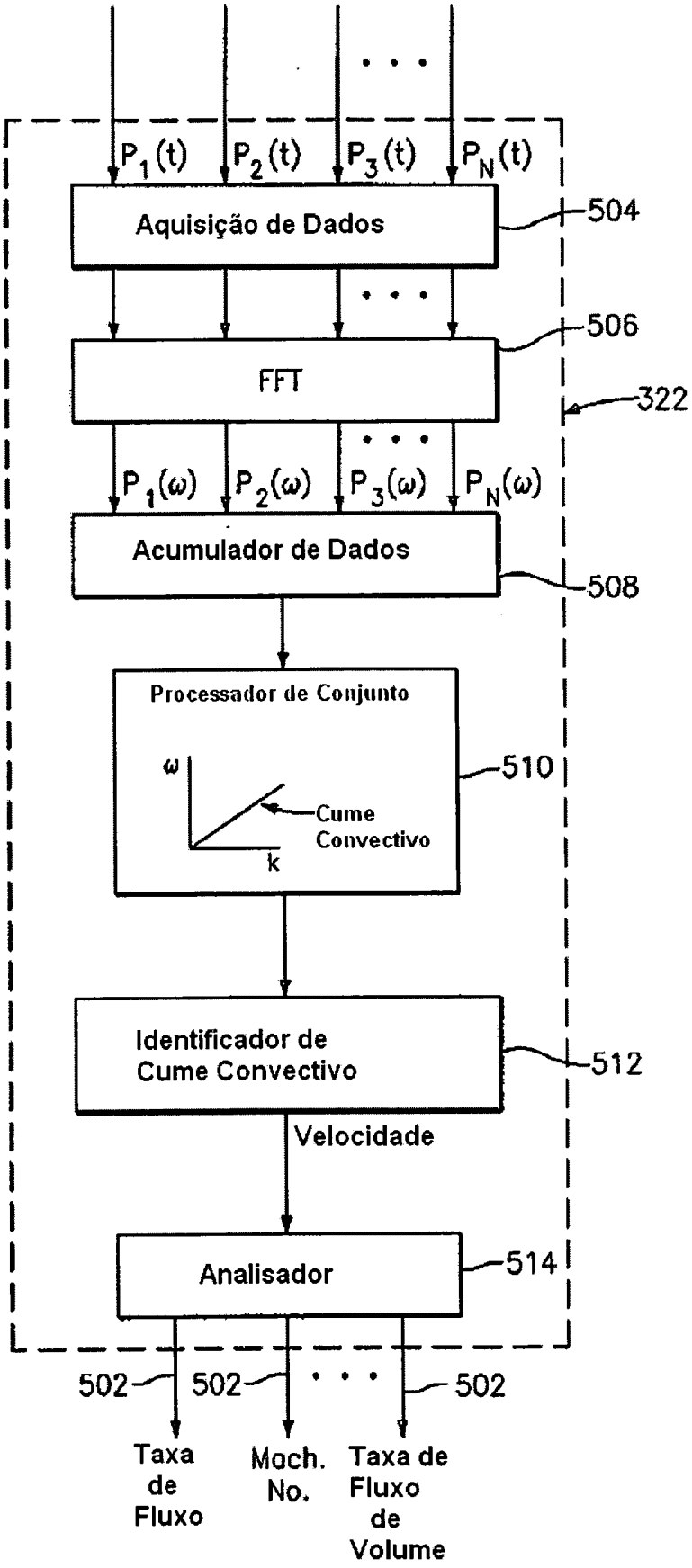

P1(t)
P2(t)
P3(t)
PN(t)
Aquisição de Dados
504
FFT
506
322
P1(ω)
P2(ω)
P3(ω)
PN(ω)
Acumulador de Dados
508
Processador de Conjunto
ω
k
Cume Convectivo
510
Identificador de Cume Convectivo
512
Velocidade
Analisador
514
502
502
502
Taxa de Fluxo
Mach. No.
Taxa de Fluxo de Volume

FIG. 15

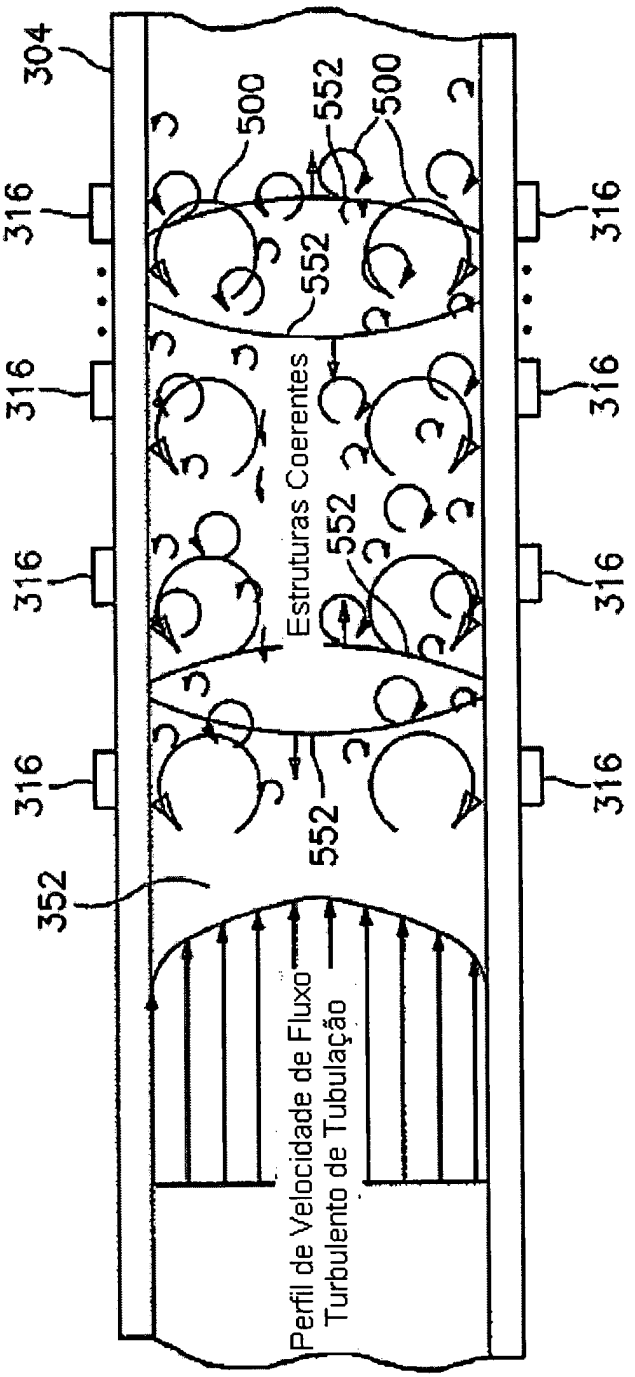

304
316
316
316
316
316
316
316
316
316
316
352
500
500
552
552
552
552
Estruturas Coerentes
Perfil de Velocidade de Fluxo
Turbulento de Tubulação

FIG. 16

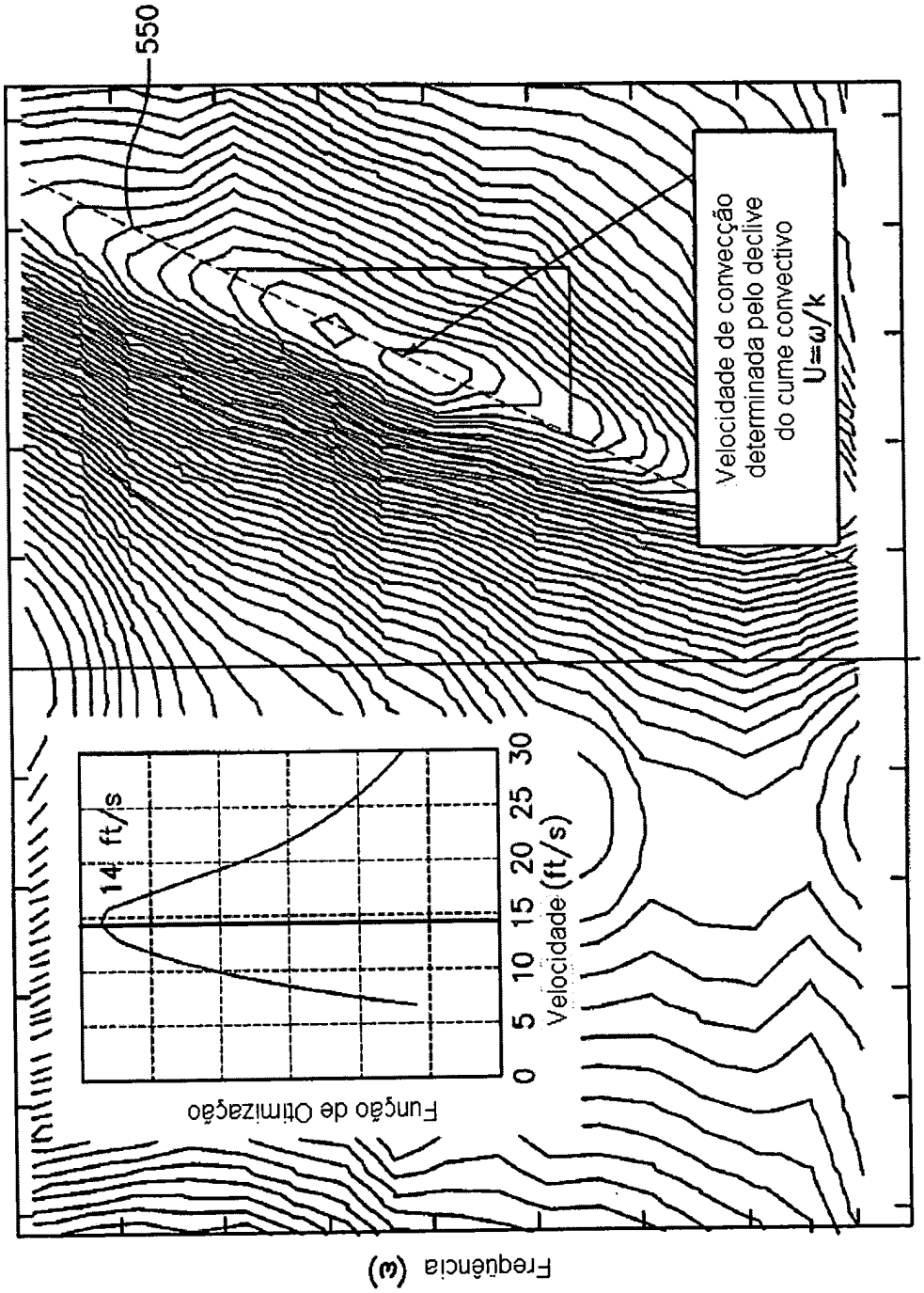

550
Velocidade de convecção determinada pelo declive do cume convectivo
U=ω/k
Função de Otimização
14 ft/s
0 5 10 15 20 25 30
Velocidade (ft/s)
0
Número de Onda (k)
1 ft/s = 0,30 m/s
Frequência (ω)

FIG. 17

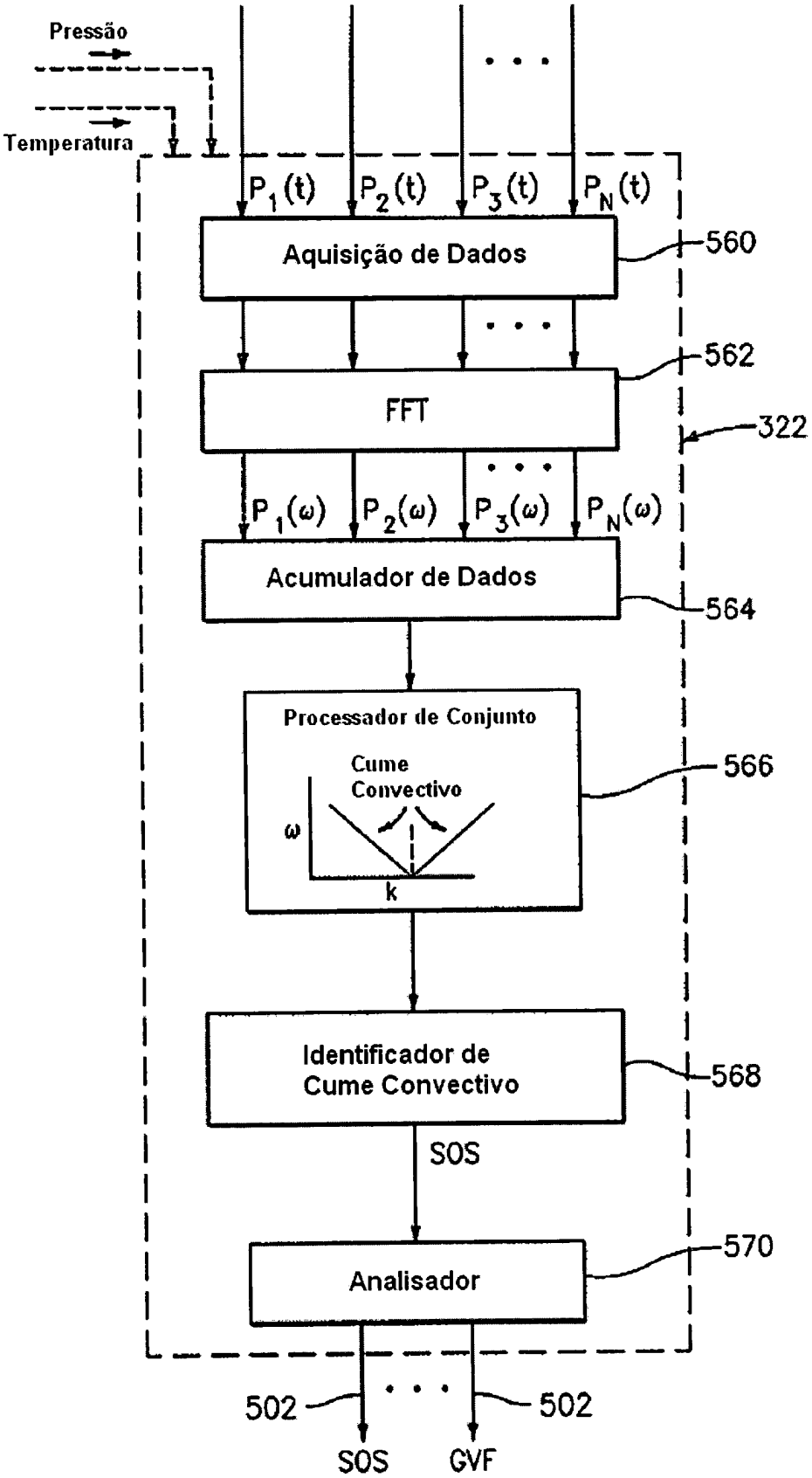

Pressão
Temperatura
P1(t)
P2(t)
P3(t)
PN(t)
Aquisição de Dados
560
FFT
562
322
P1(ω)
P2(ω)
P3(ω)
PN(ω)
Acumulador de Dados
564
Processador de Conjunto
Cume
Convectivo
ω
k
566
Identificador de
Cume Convectivo
568
SOS
Analisador
570
502
502
SOS
GVF

FIG. 18

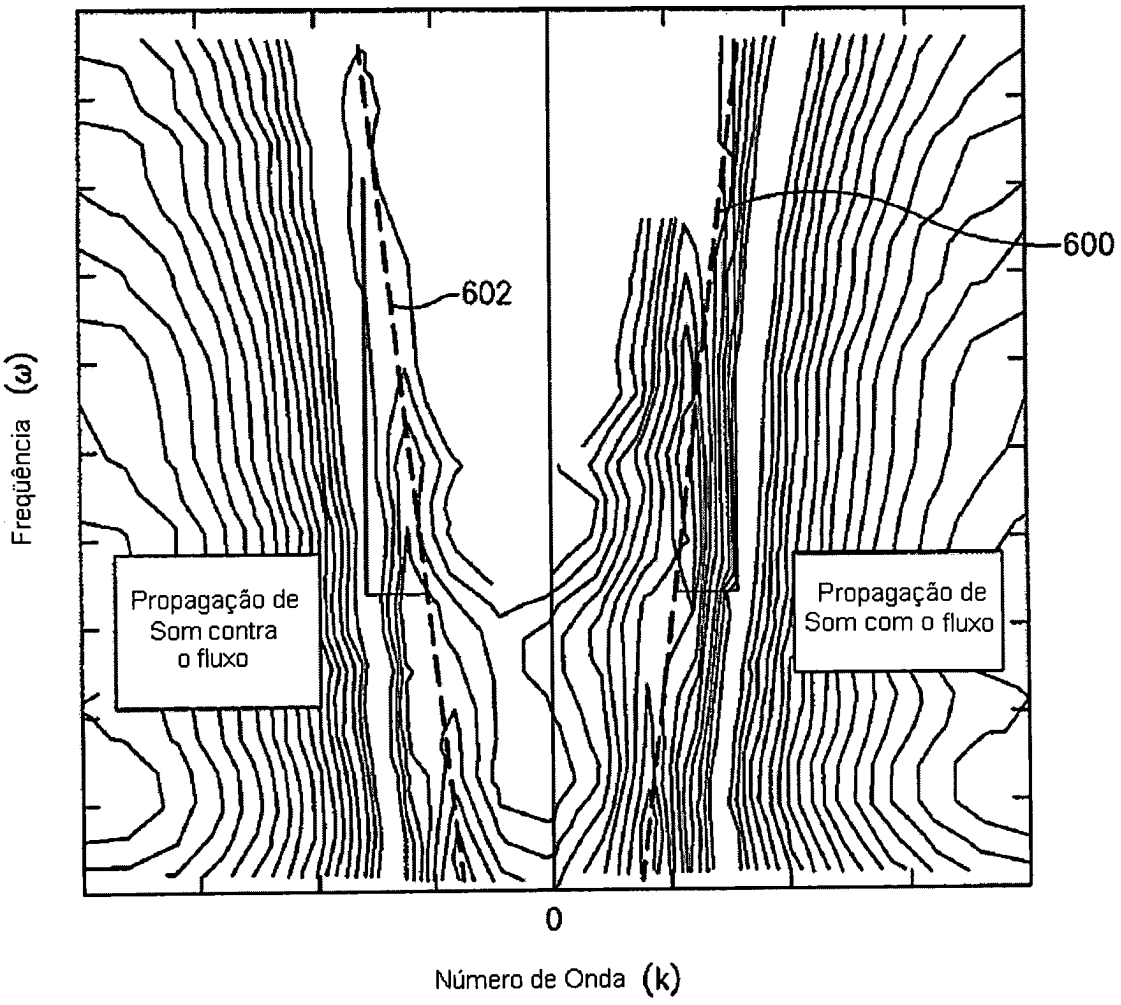

602
600
Propagação de
Som contra
o fluxo
Propagação de
Som com o fluxo
Freqüência (ω)
0
Número de Onda (k)

FIG. 19

PI 0612597-2

APARELHO E MÉTODO PARA OTIMIZAR O PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS/LÍQUIDO EM UM FLUIDO QUE FLUI DENTRO DE UMA TUBULAÇÃO

É propiciado um sistema e método para otimizar o processo de separação gás/líquido para um fluido que flui dentro de uma tubulação, onde o método inclui receber um fluxo de fluido que possui um componente líquido e um componente gasoso. O método inclui ainda separar o componente líquido do componente gasoso, onde o componente líquido é separado do componente gasoso via um dispositivo separador. O método inclui ainda gerar dados do componente gasoso e dados do componente líquido, onde os dados do componente gasoso são responsivos ao transporte de líquido no componente gasoso e onde os dados do componente líquido são responsivos ao transporte de gás no componente líquido. Além disso, o método inclui processar os dados do componente gasoso e os dados do componente líquido para gerar dados de otimização do aparelho.