



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

(11) PI 0923110-2 B1



(22) Data do Depósito: 14/12/2009

(45) Data de Concessão: 17/08/2021

(54) Título: MÉTODO E APARELHO PARA MEDIÇÕES DE FLUXO DE GÁS ÚMIDO E MEDIÇÃO DE PROPRIEDADES DE GÁS

(51) Int.Cl.: G01F 1/74; G01F 15/02.

(30) Prioridade Unionista: 12/12/2008 NO 20085198.

(73) Titular(es): FMC KONGSBERG SUBSEA AS.

(72) Inventor(es): ARNSTEIN WEE; INGVE MORTEN SKJAEALDAL.

(86) Pedido PCT: PCT NO2009000432 de 14/12/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/068118 de 17/06/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 13/06/2011

(57) Resumo: MÉTODO E APARELHO PARA MEDIÇÕES DE FLUXO DE GÁS ÚMIDO E MEDIÇÃO DE PROPRIEDADES DE GÁS. A presente invenção refere-se a um método para determinar as taxas de fluxo de um fluido compreendendo uma mistura de multicomponentes de um gás e pelo menos um líquido em uma tubulação, o método compreendendo as seguintes etapas: a temperatura e a pressão da mistura de multicomponentes são determinadas, b. as frações da mistura de multicomponentes são determinadas com base em pelo menos duas propriedades físicas medidas da mistura de multicomponentes e conhecimento da mesma propriedade física dos componentes individuais da mistura de multicomponentes, c. a velocidade da mistura de multicomponentes é determinada, d. com base no resultado da etapa a-c, a taxa de fluxo do componente individual do fluido é determinada, caracterizado por um método para determinar as propriedades físicas de pelo menos um dos componentes da mistura de multicomponentes onde e. é executada uma medição de perda ou fase eletromagnética, f. um parâmetro estatístico relacionado à medição eletromagnética é calculado, g. o dito parâmetro estatístico é comparado a um valor limite empírico derivado correspondente ao valor do parâmetro estatístico quando somente um dos componentes da mistura de multicomponentes está presente.(...).

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO E APARELHO PARA MEDIÇÕES DE FLUXO DE GÁS ÚMIDO E MEDIÇÃO DE PROPRIEDADES DE GÁS"**.

[0001] A presente invenção refere-se a um método e aparelho para a medição dos componentes individuais de fluido multifásico predominantemente contendo um gás e as propriedades físicas da fase do gás, como definido nos preâmbulos das reivindicações 1 e 22, respectivamente.

[0002] O problema de como medir misturas de óleo-água-gás têm sido de interesse para a indústria de petróleo desde o início dos anos 80. Desde então pesquisas consideráveis têm sido conduzidas no desenvolvimento de um medidor de fluxo trifásico adequado para uso em um ambiente industrial.

[0003] O fluxo multifásico na indústria de óleo & gás é comumente definido como uma mistura de líquidos e gás onde a quantidade de gás livre, também denotado GVF, é menos do que 90-95% do volume da tubulação. Para GVFs na faixa de 95%-99,99%, o fluxo multifásico é muitas vezes referido como um gás úmido onde a parte líquida é água e condensado (óleo leve). No entanto, um poço de gás úmido típico tem um GVF acima de 97% e é mais comum com GVFs na faixa de 99,5-99,9%.

[0004] Existem diversas técnicas e instrumentos para medir multifásicos e gases úmidos, como será adicionalmente descrito abaixo. Tais instrumentos necessitam serem razoavelmente precisos (tipicamente mais do que $\pm 5\%$ de taxa para cada fase), não intrusivos, confiáveis, independentes de regime de fluxo e fornecer medições precisas por toda a faixa de fração de componente. Apesar do grande número de soluções que têm sido propostas nos últimos anos, nenhum medidor de fluxo de gás úmido trifásico comercialmente disponível até agora satisfaz todas essas exigências, o instrumento precisa funcionar

com confiança em um ambiente severo e corrosivo tal como diversos milhares de metros abaixo da superfície do mar. Dentro da tubulação, o fluido multifásico fluente pode estar viajando em uma velocidade de 1-50 m/s com pressões em excesso de (1000 bars) 100000 KPa e temperaturas acima de 200°C. Areia também está muitas vezes presente e pode avariar o interior do instrumento.

[0005] Os medidores de fluxo de gás úmido são cada vez mais usados para verificação de poço e medição de alocação.

[0006] De modo a otimizar a produção e duração de um campo de óleo/gás, os operadores necessitam ser capazes de regularmente monitorar a produção de cada poço no campo. A maneira convencional de fazer isso é usar um separador de teste. Os separadores de teste são expansivos, ocupam valioso espaço em uma plataforma de produção, e exigem um longo tempo para monitorar cada poço por causa das exigidas condições de fluxo estabilizadas. Além disso, os separadores de teste são somente moderadamente precisos (tipicamente ± 5 a 10% de cada faixa de fluxo de fase) e não podem ser usados para monitoramento contínuo de poço. Um medidor de fluxo de gás úmido poderia ser usado no primeiro caso em vez de um separador de teste e a longo prazo como uma instalação permanente em cada poço. Tal arranjo evitaria a perda na produção normalmente associada com a verificação do poço. Tal perda é estimada para ser aproximadamente de 2% para uma instalação em alto mar típica. A medição da alocação é necessária quando um oleoduto comum é usado para transportar a produção de um número de poços pertencentes a diferentes companhias para uma facilidade de processamento. Isso é correntemente alcançado por passagem da produção de cada poço através de um separador de teste antes de entrar no oleoduto comum. No entanto, além das desvantagens do separador de teste descrito acima, oleodutos de teste dedicados a cada poço são também exigidas.

O medidor de fluxo de gás úmido instalado permanentemente ofereceria significantes vantagens para medição de alocação.

[0007] Um medidor de fluxo de gás úmido também necessita ser robusto com respeito à incerteza em parâmetros de configuração. Os parâmetros de configuração típicos para medidor de fluxo de gás úmido comercialmente disponível são densidade, permissividade (constante dielétrica), coeficientes de absorção de massa e dados de viscosidade para todos os fluidos contidos no gás úmido. Para medidores de fluxo de gás úmido se a divisão entre o líquido e o gás é baseada em uma medição de densidade do gás úmido e uma densidade conhecida vale para a fase de gás e de líquido, as frações de líquido medidas (água e óleo) são altamente influenciadas pelo valor de densidade para o gás. Na prática, o valor de densidade para o gás determina o ponto zero para a medição de fração do líquido. Na maioria de aplicações na atividade real a incerteza na densidade do gás pode ser na ordem de 2-7% e altera significativamente com o tempo devido às alterações de composição no reservatório. Isso pode causar significantes erros de medição para as partes líquidas que podem facilmente ser na ordem de diversas centenas por cento. Para uma aplicação de gás úmido típica com uma pressão de operação de (150 bar) 15000 KPa, a densidade da mistura medida (gás úmido) pode ser 112,7 kg/m³. Admitindo que uma densidade de gás de 110 kg/m³ e densidade de condensação (óleo) de 650 kg/m³, o GVF calculado vem a ser 99,5%. Isto é, 0,5% do volume da tubulação é líquido. Se por outro lado, a densidade do gás estava errada por 5% de modo que a densidade verdadeira de gás foi de 104,5 kg/m³ em vez de 110 kg/m³, o GVF calculado então se torna 98,5% o que corresponde a uma fração líquida de 1,5%. Para o exemplo acima, uma alteração na densidade do gás de 5% causa um erro da medição na fração líquida (e taxa de fluxo de líquido) de 200%. Se a densidade da mistura medida foi levemente inferior (isto é, 111,35

kg/m³) o GVF calculado com base em uma densidade de gás de 110 kg/m³ então se torna 99,75% correspondente a uma fração líquida de 0,25%. Outra vez, se a densidade do gás estava errada por 5% de modo que a densidade verdadeira do gás foi de 104,5 kg/m³ em vez de 110 kg/m³, o GVF calculado então se torna 98,75% o que corresponde a uma fração líquida de 1,25% causando um erro de medição de 400% na fração líquida. Consequentemente, a incerteza na medição para as partes líquidas referida a incertezas na densidade de gás aumenta exponencialmente conforme a fração de gás na tubulação aumenta.

[0008] Qualquer erro na fração líquida medida se refere diretamente a um erro na medição correspondente nas faixas de fluxo calculadas para um medidor de gás úmido uma vez que as taxas de fluxo são derivadas por multiplicação das frações medidas com a velocidade dos fluidos na tubulação.

[0009] A água de formação no reservatório de hidrocarboneto é água salina típica. Mediante situações normais, o poço não deve produzir qualquer água de formação. De fato, a água de formação no oleoduto pode causar formação de hidrato e crosta além de severa corrosão no oleoduto. Se a quantidade de água de formação é fresca (também referidas como fração de água total) em um poço é conhecida pelo operador do campo, inibidores químicos podem ser injetados na corrente do poço de modo a limitar os efeitos indesejados devido à água. Alternativamente, a taxa de produção do poço pode ser alterada de modo a minimizar ou reduzir a produção de água de formação ou paralisar o poço completamente para dispensar a infraestrutura no oleoduto. É de particular interesse medir o conteúdo de água de formação e fresca de poços submarinos remotamente operados uma vez que o custo dos oleodutos em tal instalação é severo. É comum para a maior parte de instalações submarinas misturarem poços em um oleoduto comum e transportar o fluido multifásico para uma instalação

de processamento. Tal instalação de processamento pode estar localizada a diversas centenas de quilômetros na instalação no fundo do mar conduzindo a longas tubulações de transporte multifásicas no fundo do mar. Consequentemente, pode levar muitos meses para detectar e identificar um poço produzindo água salina sem um medidor de fluxo de gás úmido que seja capaz de executar uma medição precisa da água produzida.

[0010] Muitos poços de gás úmido têm uma fração de gás (GVF) de 97-99,9% com uma fração de água na faixa de 0,005-1%. No entanto, existe também água presente como vapor no gás. Para alterar pressões e temperaturas, algum do vapor de água no gás pode ser condensado para formar água líquida. A massa do vapor de água na tubulação pode ser muitas vezes maior do que a massa da água líquida na tubulação. Além disso, a constante dielétrica de vapor de água é significativamente maior (3-4 vezes) do que a constante dielétrica para a mesma massa de água como fase líquida. Consequentemente, a constante dielétrica de uma mistura de hidrocarboneto contendo vapor de água pode ser 10-20 vezes maior do que a constante dielétrica de uma mistura de hidrocarboneto contendo a mesma massa de água como líquido. O vapor de água é de baixa importância para o operador uma vez que ele não influencia formação de crosta, encerramento ou corrosão dos oleodutos na mesma extensão que a água salina.

[0011] No entanto, conhecer a fração de água líquida e o conteúdo de sal da fração de água líquida é muito importante como esboçado acima, e, por isso, o vapor de água adiciona ao desafio de medir a fração de água líquida já que a razão entre a quantidade de água como líquido e a quantidade de água como vapor também depende da pressão e temperatura, associada com alteração das taxas de fluxo ou de pressão de recuo devido à alteração de pressão nos oleodutos de transporte, pode influenciar a constante dielétrica da mistura de hidrocarboneto por

uma extensão muito maior do que variações na fração de água da mistura multifásica. A permissividade (constante dielétrica) do gás é típica de uma configuração constante para instrumentos que executam a medição da fração de água de um gás úmido com base em um princípio de medição eletromagnética. Essa configuração constante pode como um exemplo ser calculada com base na composição para o gás usando a equação de Clausius Mossotti como esboçado em *“Medição da Taxa de Fluxo de Água Líquida Usando Sensores de Micro-ondas em Medidores de Gás Úmido – Não Tão Simples Quanto Você Pode Pensar”* por H.E.E VanMannen, 26^o Workshop Internacional para Medição de Fluxo no Mar do Norte, 2008. A partir da equação de Clausius Mossotti é visto que a constante dielétrica para gás é altamente dependente da densidade do gás, no entanto a quantidade de vapor de água e a composição do gás também têm um impacto significativo na permissividade do gás de modo que a permissividade do gás não pode ser singularmente determinada com base na densidade do gás. Para uma produção em poço de gás úmido, esses parâmetros podem também alterar com o tempo sem o conhecimento do operador do campo. Uma vez que a permissividade do gás determina o ponto zero da medição da fração de água, qualquer alteração em temperatura, pressão ou composição do gás irá causar uma alteração na permissividade do gás o que outra vez influencia o ponto zero da medição da fração de água tornando medições confiáveis em frações de água baixas até mais difíceis.

[0012] De modo a determinar as frações individuais de uma mistura de multicomponentes de três componentes tais como gás, água e condensado (óleo leve), é suficiente executar a medição de duas propriedades físicas independentes relacionadas aos componentes da mistura uma vez que a soma das frações é 100% e pode ser usada como uma terceira equação. Exemplos de combinações adequadas

para medição de frações de um gás úmido são medição de permissividade em combinação com a medição de densidade, medição de condutividade em combinação com a medição de densidade ou duas medições de absorção de massa em dois níveis de energia diferentes. De modo a calcular as frações dos componentes (tal como frações de volume), as propriedades físicas correspondentes para cada dos componentes necessitam ser conhecidas. Por exemplo, quando a medição de permissividade e densidade é usada para medir a permissividade e a densidade de um gás úmido contendo gás, água e condensado (óleo leve), a permissividade e densidade do gás, água e condensado necessita ser conhecida de modo a calcular as frações de volume de gás, água e condensado na tubulação.

[0013] Alguns exemplos de medidores multifásicos não intrusivos comercialmente disponíveis são mostrados em US 5.103.181, US 6.097.786, US 5.135.684 e WO 2007/129897. Um densitômetro é usado para medir a densidade da mistura e a densidade da mistura é usada (direta ou indiretamente) para dividir a mistura multifásica no líquido e gás. Por isso, os medidores são significativamente influenciados por quaisquer alterações ou discrepâncias desconhecidas na densidade do gás como esboçado no exemplo acima e além do mais os medidores não são capazes de medir a densidade do gás e permissividade ou compensar alterações na densidade do gás e permissividade.

[0014] É também bem conhecido que a composição da mistura multifásica pode ser medida com base em uma medição da frequência de corte da tubulação. Exemplos de tais dispositivos são encontrados em US 4423623, US 5455516, US 5331284, US 6614238, US 6109097 e US 5351521, descrevendo métodos para determinar a composição de uma mistura multifásica baseada em uma medição da frequência de corte de uma tubulação com base em medições de perda ou de fase de uma frequência variada. No entanto, todos esses métodos são

altamente influenciados por alterações na densidade do gás em fração de gás alta e não irão fornecer medição precisa dos componentes líquidos de um gás úmido.

[0015] Dispositivos para medição de gás fluente de um fluido multifásico são bem conhecidos. Tais dispositivos podem ser baseados em correlação transversal de um sinal de medição detectando variações em gotículas de líquido e gás do fluxo. Transmitindo um sinal transportador para o fluxo e medindo a resposta, o sinal recebido contém informação das variações no fluxo causadas por amplitude (perda), fase ou modulação de frequência por distúrbios. Através da execução das medições em duas seções da tubulação localizadas em uma distância conhecida uma da outra, alguém pode criar dois sinais de variação de tempo que são divididos em tempo igual ao tempo que leva o fluxo multifásico a viajar entre as duas seções. Exemplos de tais dispositivos com base em um sinal de transporte eletromagnético são descritos em US 4402230, US 4459858, US 4201083, US 4976154, WO94/17373, US 6009760 e US 5701083.

[0016] Outros dispositivos para medição de taxas de fluxo podem ser baseados em medição de pressões diferentes através de uma restrição na tubulação tal como um venturi, orifício, cone em v ou misturador de fluxo. Exemplos de tais dispositivos podem ser encontrados em US 4638672, US 4974452, US 6332111, US 6335959, US 6378380, US 6755086, US 6898986, US 6993979, US 5.135.684, WO 00/45133 e WO 03/034051. Todos esses dispositivos são submetidos às mesmas limitações como descrito no exemplo acima onde qualquer erro na densidade ou permissividade de gás assumido pode causar significantes erros na taxa de fluxo de líquido medida.

[0017] Um medidor de fluxo que usa informação estatística do fluxo para derivar a composição do fluxo multifásico é também conhecido. Um tal exemplo é encontrado em US 5.576.974. Típico para

tais dispositivos é que eles confiam muito na informação estatística para fornecer resultado confiável em quaisquer aplicações práticas. Como em US 5.576.974 tanto a fração de água quanto a fração de gás é calculada com base em medição de micro-ondas. A variação estatística em um sinal de micro-ondas passando através ou refletido de uma corrente de gás úmido é relacionada tanto para o tamanho da gotícula, número de gotículas quanto para a quantidade de água nas gotículas de líquido. Tanto um aumento na quantidade de gotículas de líquido quanto o aumento na quantidade de água nas gotículas de líquido causam um aumento na variação estatística do sinal de micro-ondas. Por isso, um dispositivo tal como descrito em US 5.576.974 que simplesmente confia em informação de um tipo de sensores, não será capaz de confiantemente discriminar entre alterações composicionais devido à alteração na razão água/óleo comparada a uma alteração na razão gás/líquido. Qualquer presença de filme de líquido na tubulação adicionalmente complicaria a interpretação da informação estatística uma vez que a variação do tempo fundamental do filme de líquido tem frequência completamente diferente em comparação às gotículas de líquido.

[0018] É o propósito dessa invenção superar as limitações acima mencionadas de soluções existentes.

[0019] É o propósito da invenção fornecer medições precisas das taxas de fluxo de óleo, água e gás de um gás úmido.

[0020] É o propósito da invenção fornecer medição precisa da fração líquida de um gás úmido quando as propriedades do gás tais como densidade e permissividade contêm grande incerteza.

[0021] É o propósito da invenção fornecer medição precisa da fração líquida de um gás úmido quando as propriedades do gás tais como densidade e permissividade estão alterando com o tempo.

[0022] É o propósito dessa invenção fornecer medição da

densidade do gás em um gás úmido contendo líquido.

[0023] É o propósito dessa invenção fornecer medição da permissividade do gás em um gás úmido contendo líquido.

[0024] É o propósito dessa invenção permitir o uso de rotinas de calibração simples para um medidor de fluxo de gás úmido.

[0025] É o propósito dessa invenção permitir o uso de rotinas de verificação simples para um medidor de fluxo de gás úmido.

[0026] É o propósito dessa invenção fornecer um medidor de fluxo multifásico com medição de precisão alta em condições de fluxo de gás úmido.

[0027] É o propósito dessa invenção fornecer pouca queda de pressão na tubulação do fluido multifásico fluente.

[0028] É o propósito dessa invenção fornecer um dispositivo não intrusivo para executar medições de fluxo de gás úmido.

[0029] É o propósito dessa invenção permitir instalação compacta de um medidor de fluxo de gás.

[0030] É o propósito dessa invenção fornecer uma estrutura mecânica compacta para executar as medições.

[0031] Por conseguinte, a invenção como definida na reivindicação 1 compreende:

um método para determinar as taxas de fluxo de um fluido compreendendo uma mistura de multicomponentes de um gás e pelo menos um líquido em uma tubulação, o método compreendendo as seguintes etapas:

a. a temperatura e a pressão da mistura de multicomponentes são determinadas,

b. as frações da mistura de multicomponentes são determinadas com base em pelo menos duas propriedades físicas medidas da mistura de multicomponentes e conhecimento da mesma propriedade física dos componentes individuais da mistura de

multicomponentes,

c. a velocidade da mistura de multicomponentes é determinada,

d. com base no resultado da etapa a-c, a taxa de fluxo do componente individual do fluido é determinada,

caracterizado por um método para determinar as propriedades físicas de pelo menos um dos componentes da mistura de multicomponentes onde

e. é executada uma medição de perda ou fase eletromagnética,

f. um parâmetro estatístico relacionado à medição eletromagnética é calculado,

g. o dito parâmetro estatístico é comparado a um valor limite empírico derivado correspondente ao valor do parâmetro estatístico quando somente um dos componentes da mistura de multicomponentes está presente, e

h. as ditas propriedades físicas do dito fluido são determinadas se o parâmetro estatístico exceder o valor limite para o dito componente e é usado na etapa b-d para fornecer um valor aperfeiçoado da taxa de fluxo das frações, velocidade e fluxo dos componentes individuais da mistura de multicomponentes.

[0032] O aparelho de acordo com a invenção é caracterizado pelas características como definido na reivindicação independente 22.

[0033] As reivindicações dependentes 2-21 e 23-33 definem modalidades preferidas da invenção.

[0034] A invenção será adicionalmente descrita no que segue com referência às figuras, onde:

[0035] A figura 1 mostra uma vista seccional longitudinal esquemática dos elementos principais da invenção,

[0036] A figura 2 mostra uma vista seccional longitudinal

esquemática de uma modalidade exemplificante de um aparelho para medir as frações de óleo, água e gás e taxas de fluxo de acordo com a invenção,

[0037] A figura 3 mostra uma curva relacionando um parâmetro elétrico estatístico de um gás úmido versus um valor de referência como uma função do tempo.

[0038] A figura 4 mostra a fração de líquido medida de um gás úmido versus um valor de referência como uma função de tempo.

[0039] A figura 5 mostra uma vista seccional longitudinal esquemática de uma modalidade exemplificante de um aparelho para executar medições eletromagnéticas de acordo com a invenção.

[0040] A figura 6 mostra uma vista seccional longitudinal esquemática de uma modalidade exemplificante de um aparelho para executar medições eletromagnéticas de acordo com a invenção.

[0041] A presente invenção se refere a um método e aparelho para medir as taxas de fluxo e fração de volume de uma mistura de gás úmido em uma tubulação além da permissividade, densidade e/ou coeficiente de absorção de massa da fase de gás. A invenção contém quatro elementos como mostrado na figura 1. Uma seção tubular 1, um dispositivo para medir a velocidade da mistura de gás úmido 2, um dispositivo para medir a fração de gás, óleo e água da mistura de gás úmido 3, e um dispositivo para detectar a presença de gás puro na seção tubular 4. A direção do fluxo pode ser tanto ascendente quanto descendente. O dispositivo pode também estar localizado tanto na horizontal quanto em qualquer outra inclinação, no entanto, são orientações preferidas o fluxo ascendente e o descendente verticais. O dispositivo também contém elementos para medição de temperatura e pressão para propósitos de compensação; no entanto esses elementos são omitidos dos desenhos e descrição adicional para simplificar. Alguns desses dispositivos podem ser combinados juntos como

mostrado na figura 2, onde o dispositivo para medir as frações de gás, óleo e água foi combinado com o dispositivo para determinar a presença de gás puro na seção tubular.

[0042] Um venturi pode então ser usado como um dispositivo de fluxo para medir a velocidade do gás úmido. O venturi consiste em uma seção convergente 10 para uma passagem estreita 11 em uma tubulação 1. Através da medição da pressão a montante 7 e da pressão na passagem estreita 8 por meio de um transmissor de pressão 6, a taxa de fluxo do(s) fluido(s) pode ser determinada. A direção do fluxo preferida é mostrada com uma seta 9.

[0043] A fração de gás, óleo e água do gás úmido pode ser determinada através de combinação da medição de um detector gama 16, que mede os fótons gama emitidos por uma fonte gama 15, com medições elétricas de radiofrequência executadas com as antenas 14. As antenas 14 estão em condutores com efeito coaxial que é inserido na tubulação. O método para obter as frações dos componentes do gás úmido usando o aparelho mostrado na figura 2 é adicionalmente descrito em NO 324812 e WO 2007/129897. No entanto, esse dispositivo necessita ser configurado com a densidade e permissividade do óleo, água e gás. Na realidade, qualquer medidor de gás úmido ou multifásico necessita esses dados de configuração. Uma maneira de obter essas propriedades de configuração é usar o programa de simulação PVT para gerar temperatura e pressão dependendo das tabelas de referência para as propriedades de óleo, água e gás. Para aplicação de gás úmido, as propriedades do gás são da maior importância, e em geral para qualquer aplicação de medição de fluxo multifásico, as propriedades para a maior fração na tubulação é o mais importante parâmetro de configuração de modo a obter medição precisa das menores frações do fluido multifásico.

[0044] As propriedades da fase de gás são medidas em períodos

de tempo onde a seção tubular não contém quaisquer líquidos. Isso pode tipicamente ocorrer se o poço está lento ou pulsante de modo que somente o gás está fluindo por curtos períodos de tempo. A seção tubular pode também ser isenta de líquido durante períodos de interrupção e reinício dos poços. De modo a detectar ocorrências uma medição confiável para detecção de gás puro na seção tubular é exigida. De modo a fornecer detecção confiável, uma medição para detecção de gás puro necessita funcionar completamente independente das propriedades do gás, o que significa que uma medição de pura densidade, permissividade e absorção de massa não pode ser usada para esse propósito.

[0045] A presente invenção usa deficiência das características típicas de líquido no gás que é um sinal de variação de tempo relacionado à variação natural no fluxo devido às gotículas de líquido e filme de líquido ao longo do poço. Se o gás puro está fluindo na tubulação, não existem variações no sinal. Um valor limite empiricamente derivado para variação no sinal pode ser usado para definir os critérios para gás puro. Quando o gás puro é detectado, a permissividade (constante dielétrica), densidade e atenuação de massa do gás podem ser medidas usando o dispositivo 3. O dispositivo 3 pode ser qualquer medidor de fluxo multifásico ou de gás úmido convencional contendo sensores para medição da permissividade, densidade ou absorção de massa do gás úmido. No entanto, uma vez que o gás puro foi detectado, o dispositivo pode, em vez disso, ser usado para medir a permissividade, densidade e absorção de massa do gás puro de modo a corrigir os parâmetros de configuração para as propriedades de gás. Uma maneira de corrigir as propriedades do gás é usar as propriedades medidas em gás puro para calcular fatores de correção para os parâmetros de configuração. Uma vez que as propriedades de gás são altamente influenciadas por temperatura e pressão, usar a propriedade

do gás medido para calcular um fator de correção para a tabela de referência da propriedade do gás é uma maneira conveniente de adotar medição da propriedade do gás para uma faixa de temperatura e pressão maior. O método do fator de correção pode também ser estendido para uma faixa de temperatura e pressão ainda mais ampla usando uma temperatura e pressão dependentes da tabela de referência para os fatores de correção onde cada temperatura e pressão na tabela representa uma medição de gás puro.

[0046] O método é adicionalmente descrito abaixo com referência às figuras inclusas.

[0047] A medição eletromagnética executada usando as antenas 14 pode ser usada para obter uma medição das variações do fluxo relacionado ao fluxo de gotículas de líquidos no gás ou fluxo de filme de líquido ao longo da parede da tubulação. A presença de líquido no gás úmido irá, por conseguinte, causar um sinal de variação de tempo que pode ser usado para derivar parâmetros estatísticos tais como o desvio padrão do sinal. Uma medição elétrica que é diretamente escalada em direção ao diâmetro da tubulação é preferida uma vez que o diâmetro da gotícula é também relacionado ao diâmetro da tubulação. Os parâmetros elétricos tais como a frequência de corte de guia de onda de uma característica de tubulação, fase ou frequência de uma onda que é refletida de uma alteração do diâmetro na tubulação (tal como a seção divergente do Venturi 12), o coeficiente de fase medido ou coeficiente de atenuação de uma onda eletromagnética de propagação dentro da tubulação ou a frequência de uma cavidade ou estrutura ressoante dentro da tubulação são parâmetros elétricos bem adequados. De fato, podem ser usadas quaisquer medições de perda ou fase de uma onda eletromagnética de propagação dentro da tubulação ou da perda ou fase medida de uma onda refletida do meio na tubulação. O comprimento da onda do sinal de medição deve ser

preferivelmente pequeno de modo que o sinal seja capaz de detectar pequenas variações causadas por pequenas gotículas de líquido. A maior parte de dispositivos com base em medição da frequência de corte, frequência de uma cavidade ressoante na tubulação e características de reflexão ou coeficiente da fase ou de atenuação de uma onda eletromagnética de propagação usa sinais com pequenos comprimentos de onda. Uma faixa de frequência típica é 100 – 5000 Mhz dependendo do diâmetro da tubulação, no entanto frequências maiores ou menores podem também ser usadas. Exemplos para como a maioria desses parâmetros elétricos pode ser obtida usando o aparelho mostrado na figura 2 são adicionalmente descritos em WO 2007/129897 e WO 2005/057142, aqui incorporados a título de referência. A frequência de ressonância de uma cavidade ressoante dentro da tubulação pode também ser usada como o sinal elétrico. Um exemplo de um dispositivo adequado para esse propósito pode ser encontrado em WO 03/034051. Esse dispositivo pode também ser usado para medir frações de gás, óleo e água do gás úmido. Sensores de capacitância e indutância são também amplamente usados para medir as frações de fluidos multifásicos baseadas na medição de permissividade e condutividade. Os sinais elétricos obtidos de sensores de capacitância e indutância podem também ser usados, no entanto, esses dispositivos são menos adequados devido à baixa frequência e, por conseguinte, ao comprimento de onda grande dos sinais elétricos e, por isso, menos adequados para captura das pequenas variações exigidas para medições precisas de líquido de um gás úmido o que significa que o dispositivo tem limitações a quão pouco líquido é capaz de ser observado no gás em comparação a métodos baseados em medições em frequências mais altas.

[0048] O procedimento para determinar as propriedades do gás e calcular as taxas de fluxo dos componentes individuais do gás úmido

então vem a ser:

1) Calcular a tabela de referência de temperatura e pressão para densidade, permissividade, coeficiente de absorção de massa de gás, óleo e água com base na composição para os fluidos.

2) Executar medição elétrica tal como o coeficiente de fase ou coeficiente de atenuação de uma onda eletromagnética viajando na tubulação, frequência de corte na tubulação ou frequência de reflexão, fase ou perda de uma onda viajando através ou refletida do meio na tubulação. Exemplos para como fazer isso podem ser encontrados em WO 2007/129897 e WO 2005/057142.

3) Calcular um parâmetro estatístico baseado na medição elétrica de variação de tempo da etapa 1.

4) Comparar o resultado da etapa 2 em direção ao valor limite empírico derivado correspondente a gás puro na tubulação.

5) Se os cálculos do parâmetro estatístico da etapa 2 estão abaixo do valor limite da etapa 3, as propriedades do gás são medidas tal como densidade, permissividade e coeficiente de absorção de massa. As propriedades do gás podem ser medidas com os sensores de virtualmente qualquer multifase convencional ou medidor de gás úmido, e exemplos para como medir isso podem ser encontrados em WO 2007/129897, WO 2005/057142, WO 03/034051, WO00/45133 ou US 6,405,604.

6) Calcular o fator de correção para a tabela de referência para densidade de gás, permissividade e coeficiente de absorção de massa obtido na etapa 1 de modo que ele corresponde os valores medidos da etapa 5.

7) Calcular a fração de gás, óleo e água (por exemplo, mistura multifásica) usando as propriedades de gás corrigidas da etapa 6 em WO 2007/129897, WO 2005/057142, WO 03/034051, WO00/45133 ou US 6,405,604.

8) Calcular a velocidade de frações na tubulação com base nas frações medidas da etapa 7 e as propriedades de gás medidas da etapa 6. Exemplos para como fazer isso podem ser encontrados em WO 2007/129897, WO 2005/057142, WO 03/034051, WO00/45133 ou US 6,405,604.

[0049] O dispositivo de fluxo pode tanto ser um dispositivo baseado em medição de queda de pressão 6 tal como um Venturi ou através do uso de técnicas de correlação transversal como descrito em WO 2007/129897 e WO 2005/057142. Outros dispositivos de fluxo 2 baseados em medição de pressão diferencial tal como um cone em V ou placa com orifício e Tubos Dall também podem ser usados. Esses são princípios de medição bem conhecidos e uma adicional informação de como usar esses dispositivos podem ser encontradas em *Manual de Medição Multifásica* depositado por Sociedade Norueguesa para Medição de Óleo e Gás.

[0050] Além dos elementos descritos acima, o aparelho de medição também contém elementos para executar medições elétricas e computador para executar os cálculos; no entanto, é bem conhecido como conceber aparelhos eletrônicos e software exigidos para executar essas medições e cálculos.

[0051] Os métodos de transmissão e reflexão são bem conhecidos para caracterização material, como mostrado nas figuras 3 e 4. Os métodos eletrônicos podem ser baseados em uma ranhura de radiação 17 através da parede como mostrado na figura 3 ou através do uso de um condutor coaxial de extremidade aberta 18 como mostrado na figura 4. Uma frequência de pulso ou contínua é transmitida no cabo coaxial 18. Com base em uma medição das variações de amplitude e fase refletidas de volta no condutor coaxial, a permissividade do material dentro da tubulação pode ser determinada. Os princípios de desenho e de funcionamento de sensores de transmissão e reflexão como

mostrados nas figuras 3 e 4 são adicionalmente descritos em *“Eletrônica de Micro-ondas – caracterização de medição e material”* por Chen ET. AL., Wiley (2004), e *“Medições de Permissividade de Camadas de Filme de Líquido Delgadas usando Sondas Coaxiais de extremidade aberta”*, Meas. Sci. Technol., (1996), 1164-1173.

[0052] Duas antenas, como mostradas na figura 6, podem também ser usadas para executar as medições eletromagnéticas. As antenas são condutores coaxiais isolados por um material de isolamento da parede da tubulação, e penetram ligeiramente na tubulação atuando como uma antena dipolo dentro da tubulação. A antena de transmissão 28 e a antena de recepção 28 podem também ser feitas como uma unidade separada 27 que é montada na tubulação ou como antenas em separado. As antenas também podem estar localizadas ao longo da circunferência da tubulação ou axialmente ao longo da tubulação ou em uma combinação de qualquer localização axial ou radial. Esse dispositivo pode ser usado para medir perda, fase de uma onda eletromagnética dentro do meio da tubulação.

[0053] Um arranjo similar baseado em três antenas para executar medições eletromagnéticas é mostrado na figura 5. As antenas são condutores coaxiais isolados por um material de isolamento da parede da tubulação e penetram ligeiramente na tubulação atuando como uma antena dipolo dentro da tubulação. As antenas podem ser feitas como uma unidade de sonda compacta 26 como mostrado na figura 5 onde a antena de transmissão 24 e as duas antenas de recepção 25 e 23 são eletricamente isoladas do alojamento de metal 26 através de cerâmica ou vidro ou um material de isolamento similar. O dispositivo pode ser usado para medir, fase e perda de uma onda eletromagnética na tubulação que também pode ser adicionalmente estendido para medir o coeficiente de fase e o coeficiente de perda de uma onda eletromagnética viajando dentro da tubulação. WO 2007/129897

fornece adicional informação para como esse dispositivo pode ser usado para obter esses parâmetros.

[0054] As frações e a velocidade do gás úmido (mistura multifásica), como esboçado na etapa t e 8 acima, podem ser derivadas usando qualquer princípio de medição conhecido adequado para medição das frações de componente e velocidades de componente individuais de um gás úmido (por exemplo, medidores de fluxo de gás úmido). Como um exemplo, as frações e velocidades de componente podem misturar e podem ser derivadas usando medições de absorção de massa de energia duplas como descrito em US 5.135.684 ou princípio de medição de capacitância/indutância em combinação com absorção de massa de energia única como descrito em NO 304333 ou princípio de medição de capacitância/indutância em combinação com correlação transversal e Venturi como mostrado em WO00/45133 ou métodos baseados em medições de queda de pressão múltiplas como descrito em WO 02/44664. Qualquer um desses dispositivos pode ser combinado com uma medição eletromagnética, como descrito nas etapas 2-3 acima, para detecção de gás puro (períodos isentos de líquido) na tubulação. Um exemplo de um aparelho que pode ser combinado com os medidores de fluxo de gás úmido para detecção de gás puro é mostrado nas figuras 3-6, no entanto, em princípio qualquer dispositivo de medição eletromagnética, capaz de executar medições eletromagnéticas da variância na fração de líquido de um gás úmido em frequências maiores (típico 100 – 5000Mhz), pode ser usado para obter o parâmetro estatístico exigido para detecção de gás.

[0055] As figuras 7-10 mostram um exemplo de medição onde a densidade do gás e a permissividade do gás contêm um erro de 5-8% e então é corrigido com uma medição durante um período de tempo com gás puro na tubulação. O parâmetro estatístico calculado da medição eletromagnética 30 é mostrado na figura 7 onde é mostrado o desvio

padrão de um sinal refletido de uma onda eletromagnética dentro da tubulação. A medição é executada em instalação de teste da StatoilHydro para gás úmido em Kårstø e comparada a um valor limite derivado empírico 32 para gás puro. O eixo y 31 mostra o desvio padrão e o eixo x 34 é o tempo em segundos. Para um tempo curto de 20 minutos 33, o gás puro é detectado na tubulação. A figura 8 mostra a fração de gás medida 35 do medidor de gás úmido em comparação com a fração de gás de referência 36. O eixo x 34 é o tempo em minutos e o eixo y 37 é a fração de vazio de gás (GVF) na tubulação. Durante um período de aproximadamente 250 minutos existe uma GVF próxima de 100% na tubulação. Consequentemente, o parâmetro estatístico está acima do valor limite de gás. A figura 10 mostra a taxa de fluxo de gás medido 42 versus a taxa de fluxo de gás de referência (medido pela instalação de teste) para o mesmo período. Da figura 10 é visto que o período com uma GVF de 100% corresponde a um período sem fluxo. Da figura 7 é visto que o desvio padrão calculado 30 do parâmetro elétrico está abaixo do limite de gás por aproximadamente 10-20 minutos imediatamente depois da taxa de fluxo ter sido bloqueada. Durante esse período as propriedades do gás (permissividade e densidade do gás) foram medidas. Depois de aproximadamente 10-20 minutos, a condensação de líquido começa a ocorrer devido à redução na temperatura e, por isso, não é mais possível executar medições confiáveis das propriedades do gás mesmo que não exista ainda fluxo e uma GVF próximos de 100% na tubulação. Como visto da figura 10, existe uma diferença menor significativa entre a taxa de fluxo de gás de referência 43 e a taxa de fluxo de gás medido 42 depois das propriedades do gás terem sido medidas. A figura 9 mostra o impacto na fração de água medida 36 versus a fração de água de referência 39. O eixo y é a percentagem de água na tubulação como uma percentagem do volume total da tubulação e o eixo x 34 é tempo em minutos.

Inicialmente, existe um erro de 5% nas propriedades dielétricas do gás (primeiro 500 minutos) e enquanto que a fração de água de referência 39 é de aproximadamente 0,0025%, a fração de água medida 38 é próxima de zero, o que na verdade significa que uma fração de água negativa foi calculada. No entanto, quando a permissividade do gás foi medida durante o período isento de líquido 33 e usada para as medições adicionais (de aproximadamente 800 minutos e mais além), a fração de água medida 38 está muito mais próxima da fração de água de referência 39.

[0056] O método e o aparelho da invenção podem também ser usados para derivar as propriedades de outros componentes da mistura de multicomponentes. Por exemplo, o método pode também ser usado para determinar outras propriedades físicas do fluido tais como compressibilidade ou peso molecular por meio de modelos matemáticos adequados com relação às medições mencionadas acima para a quantidade física correspondente ou por adição de outros sensores adequados para medir as propriedades físicas adequadas. Um exemplo de tal instrumento é um cromatográfico que é um instrumento que pode medir as várias frações de hidrocarboneto do gás (por exemplo, as frações de metano, butano, pentano, etc).

REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar as taxas de fluxo de um fluido compreendendo uma mistura de multicomponentes de um gás e pelo menos um líquido em uma tubulação, o método compreendendo as seguintes etapas:

a. determinar a temperatura e a pressão da mistura de multicomponentes,

b. determinar as frações da mistura de multicomponentes com base em pelo menos duas propriedades físicas medidas da mistura de multicomponentes e conhecimento da mesma propriedade física dos componentes individuais da mistura de multicomponentes,

c. determinar a velocidade da mistura de multicomponentes,

d. determinar a taxa de fluxo do componente individual do fluido, com base no resultado da etapa a - c,

caracterizado pelo fato de determinar as propriedades físicas de pelo menos um dos componentes da mistura de multicomponentes, incluindo

e. executar uma medição de perda ou fase eletromagnética,

f. calcular um parâmetro estatístico relacionado à medição eletromagnética,

g. determinar quando somente o componente de gás da mistura de multicomponentes está presente,

h. comparar o dito parâmetro estatístico a um valor limiar empírico derivado correspondente ao valor do parâmetro estatístico, e

i. determinar as ditas propriedades físicas independentes do dito fluido se o parâmetro estatístico estiver abaixo do valor limiar para o dito componente e usar as ditas propriedades físicas nas etapas b - d para determinar um valor aperfeiçoado das frações, velocidade e taxa de fluxo dos componentes individuais da mistura de multicomponentes.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado**

pelo fato de que a propriedade física é o coeficiente de absorção de massa.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade física medida é a permissividade.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade física medida é a densidade.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade física medida é a atenuação da massa.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade física medida é a condutividade.

7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 6 **caracterizado pelo fato de** que a velocidade é medida com base na medição da queda de pressão através de uma restrição na tubulação.

8. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que um Venturi é usado para fornecer queda de pressão.

9. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que um cone em V é usado para fornecer queda de pressão.

10. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que um tubo Dall é usado para fornecer queda de pressão.

11. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que um orifício é usado para fornecer queda de pressão.

12. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 7, **caracterizado pelo fato de** que técnicas de correlação transversal são usadas para determinar a velocidade da mistura de multicomponentes.

13. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 12, **caracterizado pelo fato de** que a medição eletromagnética é baseada na medição da fase ou perda de uma onda eletromagnética

transmitida através do meio dentro da tubulação.

14. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 13, **caracterizado pelo fato de** que a medição eletromagnética é baseada na medição da fase ou perda de uma onda eletromagnética refletida dentro da tubulação.

15. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 14, **caracterizado pelo fato de** que a medição eletromagnética é baseada em medição de uma frequência de ressonância dentro da tubulação.

16. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o parâmetro estatístico é calculado de acordo com qualquer uma das reivindicações 13 a 15.

17. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 16, **caracterizado pelo fato de** que o desvio padrão é usado como o parâmetro estatístico.

18. Aparelho para determinar as taxas de fluxo de um fluido compreendendo uma mistura de multicomponentes de um gás e pelo menos um líquido em uma tubulação, o aparelho compreendendo uma seção tubular e os seguintes elementos:

a. meios para determinar a temperatura e pressão da mistura de multicomponentes,

b. meios para medir pelo menos duas quantidades físicas independentes da mistura de multicomponentes,

c. meios para calcular as frações dos componentes individuais da mistura de multicomponentes com base no conhecimento das ditas propriedades físicas dos componentes individuais da mistura de multicomponentes,

d. meios para determinar a velocidade da mistura de multicomponentes,

e. meios para calcular a taxa de fluxo das frações individuais

da mistura de multicomponentes,

caracterizado pelo fato de possui meios para determinar as propriedades físicas independentes de pelo menos um dos componentes da mistura de multicomponentes, compreendendo:

f. meios para executar uma medição de perda ou fase eletromagnética,

g. meios para calcular um parâmetro estatístico com base na medição eletromagnética,

h. meios para determinar quando apenas o componente de gás da mistura de multicomponentes está presente,

i. meios para determinar as propriedades físicas independentes do fluido se o parâmetro estatístico estiver abaixo de um valor limiar e para determinar um valor aperfeiçoado das frações, velocidade e taxa de fluxo dos componentes individuais da mistura de multicomponentes, usando as referidas propriedades físicas das etapas b - e.

19. Aparelho de acordo com a reivindicação 18, **caracterizado pelo fato de** que compreende meios para transmitir energia eletromagnética para dentro da seção tubular e registrar a energia eletromagnética recebida da seção tubular.

20. Aparelho de acordo com qualquer uma das reivindicações 18 a 19, **caracterizado pelo fato de** que compreende meios para fornecer ressonâncias eletromagnéticas dentro da seção tubular.

21. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 20, **caracterizado pelo fato de** que compreende meios para medir a dita velocidade em uma passagem estreita da seção tubular.

22. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 21, **caracterizado pelo fato de** que um Venturi é usado para determinar a dita velocidade.

23. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 21, **caracterizado pelo fato de** que um cone em V é usado para determinar a dita velocidade.

24. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 20, **caracterizado pelo fato de** que compreende meios para medir a dita velocidade através da medições de correlação transversal executada em duas seções transversais das seções tubulares.

25. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 22, **caracterizado pelo fato de** que compreende uma fonte radioativa e detector de fóton para medição de quantidades físicas da mistura de multicomponentes.

26. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 22, **caracterizado pelo fato de** que compreende múltiplas medições de queda de pressão para medição de quantidades físicas da mistura de multicomponentes.

27. Aparelho de acordo com as reivindicações 18 a 22, **caracterizado pelo fato de** que compreende uma combinação de um dispositivo de queda de pressão e dispositivo de velocidade de correlação transversal para medição de quantidades físicas da mistura de multicomponentes.

Fig 1

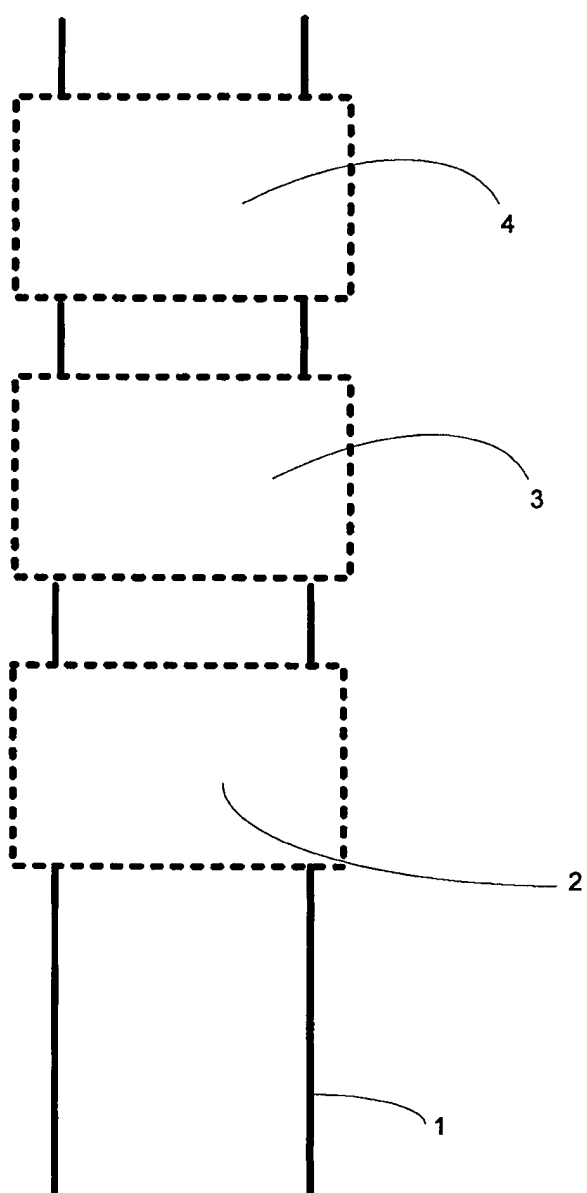


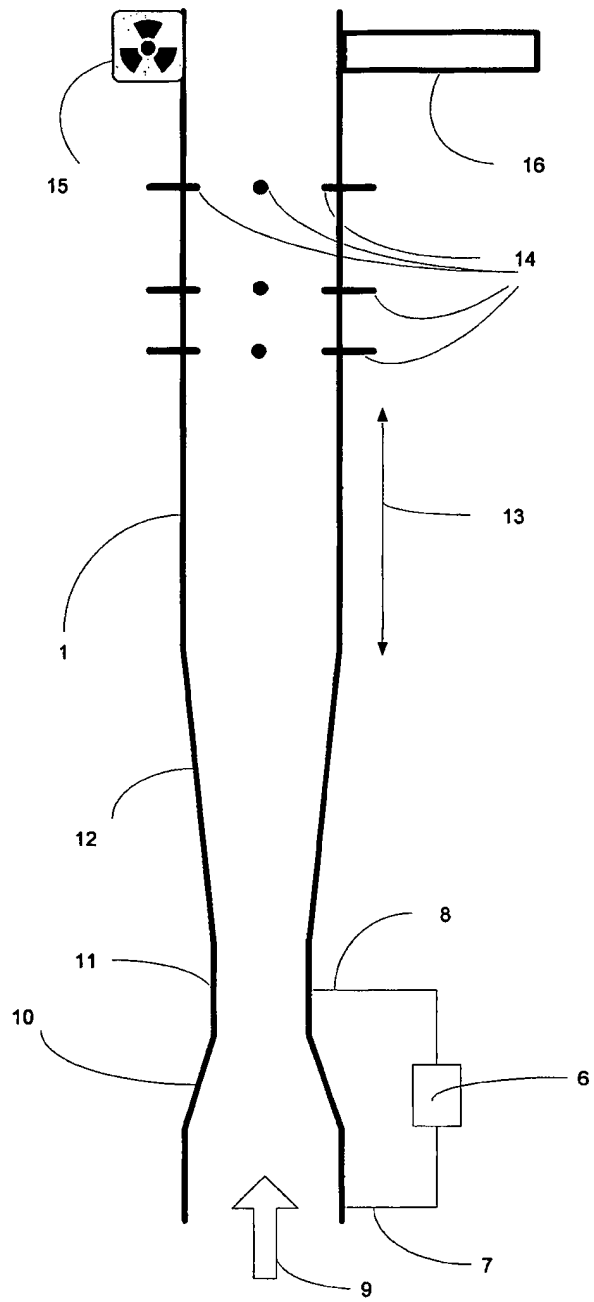
Fig 2

Fig 3

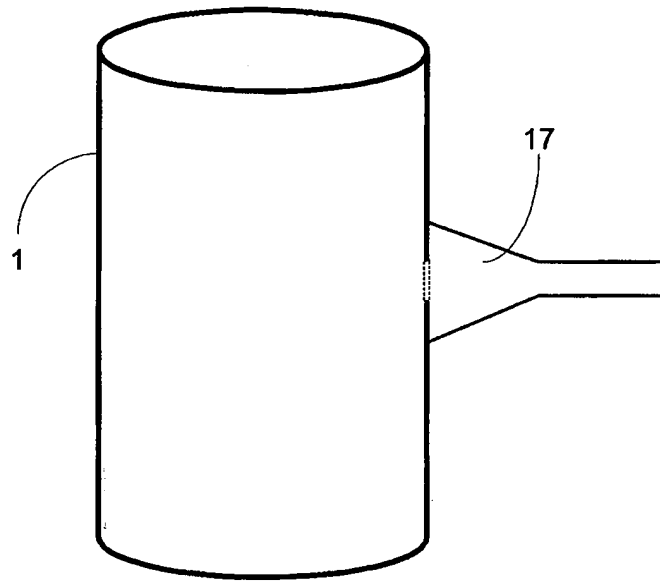


Fig 4

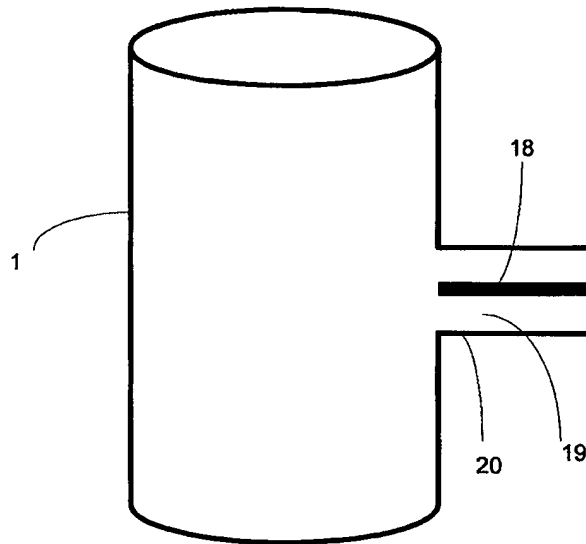


Fig 5

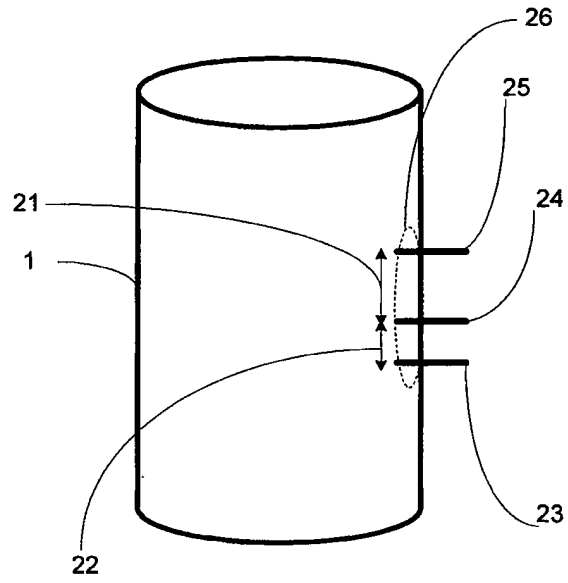


Fig 6

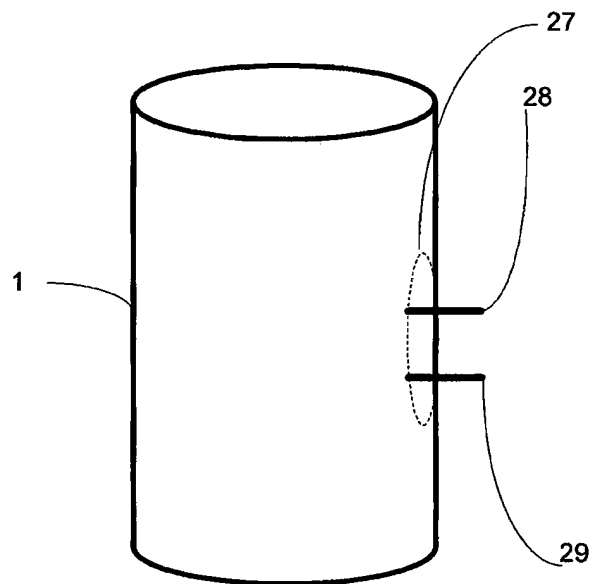


Fig 7

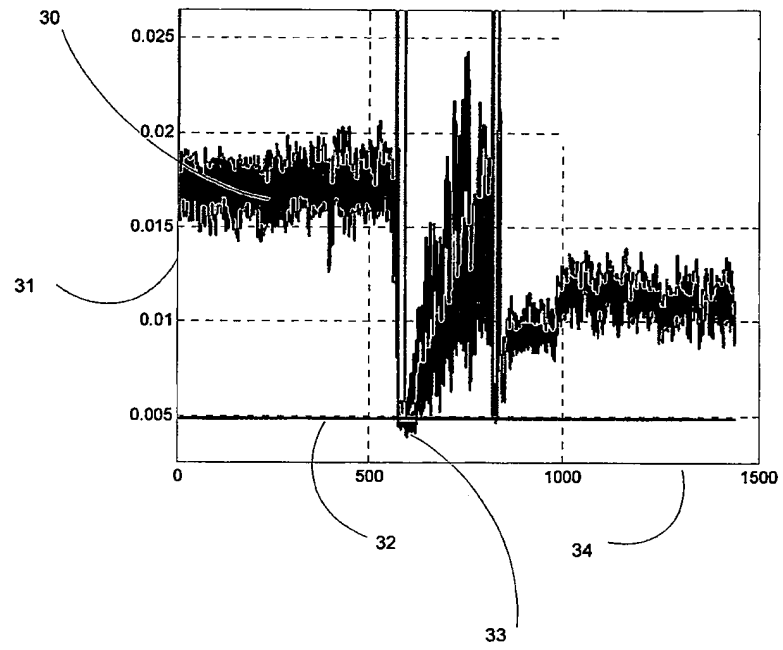


Fig 8

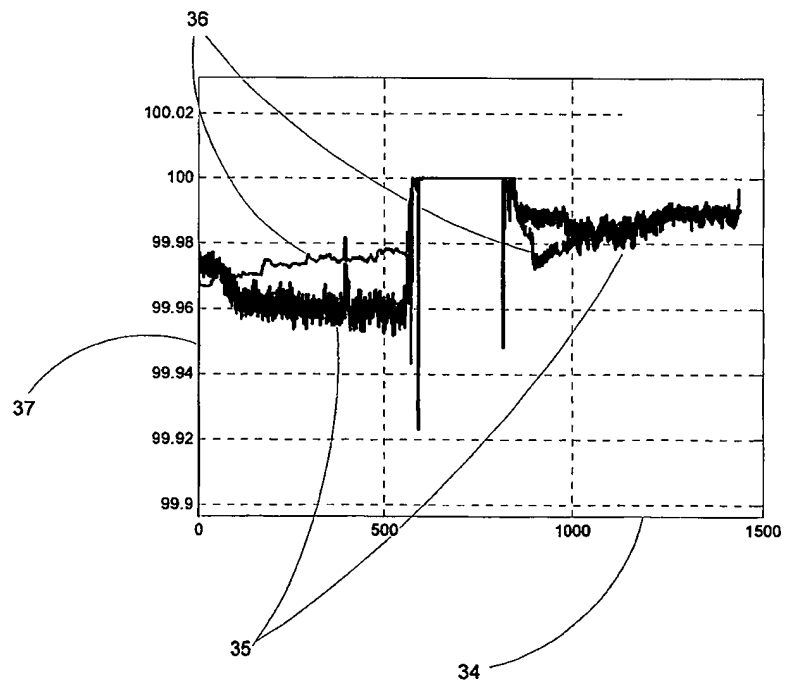
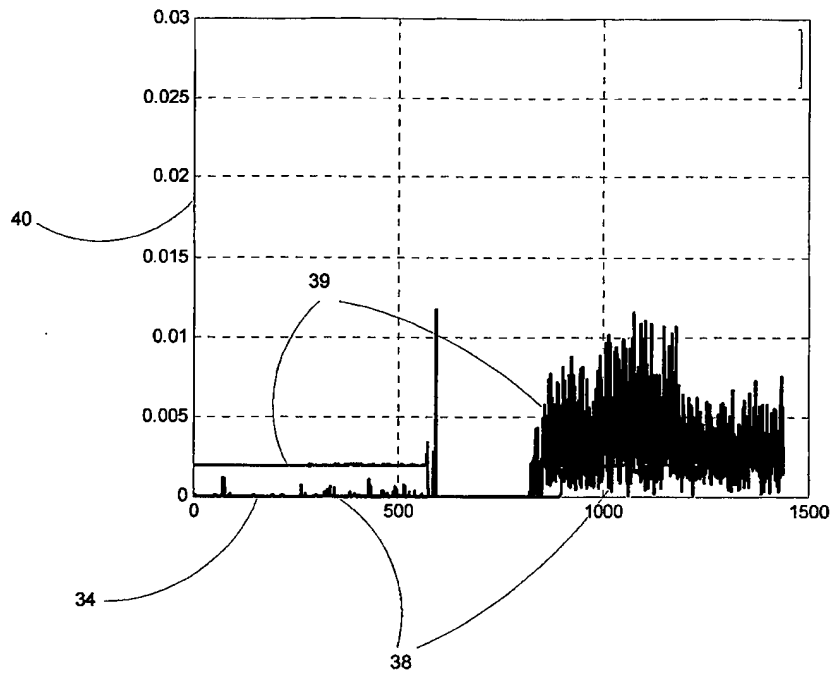


Fig 9**Fig 10**