

**Copyright 2016, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP**

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016**, realizado no período de 24 a 27 de outubro de 2016, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016*.

---

## Resumo

Até o início dos anos 80, a indústria do petróleo convivia apenas com as medições monofásicas de óleo, água e gás natural, que eram suficientemente aceitáveis para as condições da época. No entanto, o esgotamento das reservas de petróleo conhecidas à época, levou as grandes petrolíferas a operar com maiores dificuldades tecnológicas, não somente nos campos maduros como nas novas áreas marginais que antes não eram economicamente viáveis. Os primeiros medidores de vazão, que tinham essa capacidade de operação com a mistura água-óleo-gás, nasceram de pesquisas conduzidas no Mar do Norte. Esses trabalhos iniciais nos anos 80 foram conduzidos pelo Instituto Christian Michelsen (CMI), em Bergen (Noruega) exatamente quando a produção de petróleo nessa região começava a declinar e seu objetivo era encontrar formas de análise do aumento crescente de água e gás natural nos campos que antes eram extremamente produtivos. As pesquisas feitas pelo CMI, com o apoio do National Engineering Laboratories (NEL) da Escócia, tiveram um impacto de longo prazo sobre o futuro de medidores de vazão multifásicos. No período de 1982 a 1986 esses trabalhos viabilizaram os primeiros MPFM (multiphase flow meter) que foram testados no campo de produção de Gullfaks, localizado na região continental da Noruega. Hoje a Noruega é berço de várias outras companhias desse tipo de equipamento e apesar de mais de três décadas de pesquisa e desenvolvimentos intensos, o problema de como medir a taxa de fluxo de misturas óleo-gás-água em tubulações, continua sendo um dos principais desafios da indústria petrolífera. A tecnologia evoluiu e hoje os equipamentos existentes já são de terceira geração, acompanhando a mudança nas técnicas de produção que têm se tornado mais desafiadoras e assim, também os requisitos de medição tornaram-se mais exigentes, com a necessidade geral de maiores faixas de operação, incertezas reduzidas e maior confiabilidade a longo prazo. O presente artigo discute por que a medição trifásica de vazão ainda é importante e por que continua a ser um problema de difícil solução. São descritas as principais aplicações, estratégias de medição e tecnologias de base utilizadas pelos fabricantes. Também são abordados o atual estágio do desenvolvimento desses medidores, seus limites de aplicação e discutidas algumas questões futuras que precisarão ser endereçadas. Enquanto o presente trabalho enfatiza especificamente medidores de vazão óleo-gás-água, há outros exemplos de medições de vazão bifásicas especializadas na indústria petrolífera, como as de gás úmido e água em óleo, que também são interessantes e com grande potencial de aplicações. Este trabalho foi conduzido mediante uma ampla pesquisa bibliográfica com documentos acadêmicos e artigos técnicos especializados produzidos por usuários finais e alguns fabricantes e concluiu-se que trata-se de uma nova fronteira no conceito das medições físicas e de transferência de custódia.

## Abstract

By the early 80s, the oil industry lived only with single-phase measurements of oil, water and natural gas, which were sufficiently acceptable to the time conditions. However, the known oil reserves depletion at the time, led the major oil companies operate with greater technological difficulties, not only in mature fields and in new marginal areas that were not economically viable. The first flow meters that had this operation capacity with the mixture water-oil-gas, born of research conducted in the North Sea. These early work in the 80s were led by the Christian Michelsen Institute (CMI), from Bergen (Norway) exactly when oil production in this region began to decline and its goal was to find ways of analyzing the increasing water and natural gas fields that were extremely productive. The research done by the CMI, with support from the National Engineering Laboratories (NEL) of Scotland, had a long-term impact on the future of

---

<sup>1</sup> Doutor, Engenheiro Mecânico – UNIVERSIDADE ESTÁCIO DE SÁ

<sup>2</sup> Engenheiro de Produção – EMERSON PROCESS

multiphase flow meters. In the period 1982-1986 these works have made possible the first MPFM (multiphase flow meter) that have been tested on Gullfaks production field, located on the mainland of Norway. Today Norway is home to several other companies such equipment and despite more than three decades of research and intensive development, the problem of how to measure the flow rate of oil-gas-water mixtures in pipes, remains one of the main challenges of the oil industry. Technology has advanced and today the existing equipment are already the third generation, following the change in production techniques that have become more challenging and thus also the measurement requirements become more demanding, with the general need for more operating ranges, reduced uncertainty and greater long-term reliability. This article discusses why the three-phase flow measurement is still important and why a difficult problem to solve remains. The main applications, measurement strategies and core technologies used by manufacturers are described. They are also discussed the current stage of development of these meters, its application limits and discussed some future issues that need to be addressed. While this study specifically emphasizes oil-gas-water flow meters, there are other examples of specialized two-phase flow measurements in the oil industry, such as the wet gas and oil in water, which are also interesting with great potential applications. This work was conducted by a wide literature with academic papers and specialized technical papers produced by end users and some manufacturers and concluded that it is a new frontier in the concept of fiscal measurement and custody transfer.

## 1. Introdução

A produção de um poço de produção de gás natural e hidrocarbonetos líquidos pode variar muito dependendo da idade e localização do campo. Além dos componentes desejados (óleo e o gás), existe uma formação indesejada de água na formação subterrânea e quanto mais maduro o poço, mais água é obtida principalmente porque acaba-se injetando-a no reservatório a fim de aumentar a recuperação de petróleo e gás. Essa combinação entre formação e água injetada acaba inviabilizando a produção ao longo do tempo não somente pelo aumento do teor de água mas também pela crescente salinidade. Além dos componentes naturais, a produção de um poço também pode conter areia e aditivos químicos como inibidores de incrustações e corrosão e agentes emulsificantes adicionados como parte do processo de produção (VEIL *et al.*, 2004).

Embora o fluxo na cabeça do poço seja multifásico, o operador da unidade de produção acaba por fazer a separação das fases não somente pelos aspectos operacionais de transferência dos fluidos mas também por requisitos legais. A regulamentação aplicável a cada país acaba definindo os procedimentos e incertezas de medição e um bom exemplo é a Resolução Conjunta nº 1 aplicada no Brasil pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) - em que pese essa regulamentação ter sido originalmente emitida em 19 de junho de 2000, somente na revisão de 10 de junho de 2013 foi considerado a medição com escoamentos multifásicos e mesmo assim ainda necessitando de especificações complementares.

A necessidade de medição de fluxo multifásico surge principalmente quando é necessário ou desejável termos o controle próximo da cabeça de produção e portanto, a montante da separação das fases, seja devido a busca da otimização ou aumento da confiabilidade da produção (DAHL (ed.), 2005). Devido às incertezas de medição maiores, geralmente não é recomendado o uso desse tipo de medidor para substituição dos sistemas de medição fiscais no entanto, já estão sendo utilizados em alguns desenvolvimentos de campo marginais, onde o custo de instalações de processamento e medição a jusante da separação não pode ser justificada (SYRE, NORGE e ANDERSEN, 2013).

A aplicação mais comum para os medidores multifásicos está no teste de poços para cálculo da alocação da produção ou controle da produção. Para isso são empregados separadores de teste que são fisicamente grandes (com dimensões externas típicas de 6 m de comprimento, 2,5 m de largura e 2,5 m de altura) e pesados (em geral, 15.000 kg, quando vazios), ocupando espaço valioso em uma plataforma de produção em alto-mar (WEATHERFORD INTERNATIONAL, 2012). Separadores de teste não conseguem lidar facilmente com todos os tipos de regime de fluxo, e normalmente requerem tempo de estabilização de várias horas antes que medições confiáveis possam ser feitas. Os medidores de fluxo trifásico oferecem uma alternativa atrativa para o separador de teste (ROSS e STOBIE, 2010; BERGE 2011). Eles têm um espaço físico mínimo, tempo de estabilização insignificante e a capacidade de monitorar continuamente a saída de um poço para todos os tipos de regime de fluxo. Estudos também mostraram que os medidores de fluxo trifásico são um meio econômico de obter dados de teste de poço que anteriormente eram obtíveis apenas usando um separador de teste (MOFUNLEWI e AJIENKA, 2007).

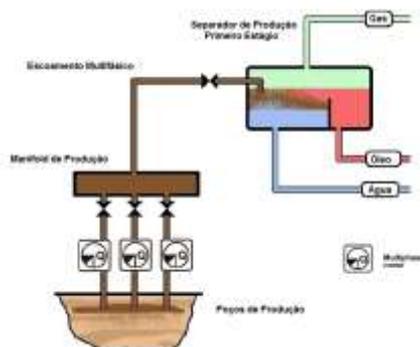
Podemos portanto sumarizar as aplicações de medidores multifásicos em quatro grandes grupos (DAHL (ed.), 2005):

- a) Supervisão ou monitoração de poços para otimização e controle da produção;
- b) Teste de Poços para otimização e controle da produção;
- c) Alocação de Produção para atendimento a requisitos legais;
- d) Transferência de Custódia ou Fiscal em pequenos campos de produção.

Face as limitações existentes nas legislações quanto a incerteza dos medidores aplicáveis à transferência de custódia e fiscal, vamos fazer o detalhamento apenas das três primeiras aplicações acima descritas.

### 1.1. Controle de Poços

A grande vantagem do uso de um MPFM é a possibilidade de obtenção de informações, praticamente em tempo real, das condições de operação dos poços. Esse tempo é particularmente reduzido quando se compara com os testes aleatórios realizados com os separadores de testes e, mesmo com o aumento da incerteza do uso desses medidores, temos um valioso aliado no aumento da confiabilidade da produção (DAHL (ed.), 2005). A possibilidade de ter-se a monitoração *online* do poço permite uma melhor gestão do reservatório em termos de controle de fluxo e da formação do cone de água e gás, além de permitir uma melhor verificação da formação de hidratos, parafina e da própria corrosão (JOHNSON, 2009). A Figura 1 apresenta uma arquitetura típica com medidores multifásico em cada poço.



Fonte: DAHL (ed.), 2005

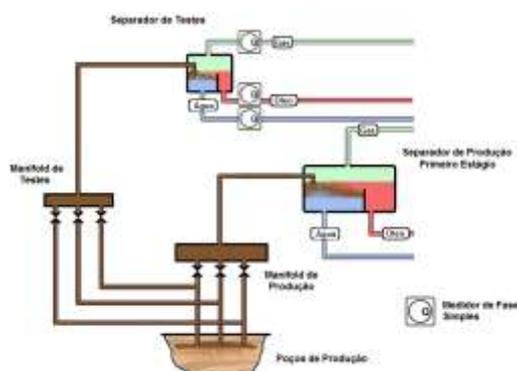
Figura 1: Medidor Multifásico Monitorando Poços

A instabilidade dos poços é um problema comum principalmente na fase de declínio da produção e/ou em poços com operação de *gas lift* e dificilmente podemos fazer o controle do poço somente com o uso de separadores de testes convencionais. Alias o uso de sistemas de elevação com *gas lift* necessita da aplicação de algoritmos de otimização da produção porque excesso de injeção pode ser caro e até reduzir o fluxo de óleo – a monitoração *online* da produção com um MPFM pode dar as ferramentas necessárias para essa otimização em que pese que o elevado teor de gás no poço devido à injeção pode levar a inviabilidade da operação do medidor multifásico (BRANDT, TOL e RUDEN, 2010).

### 1.2. Teste de Poços

Há necessidade de acompanhar-se o desempenho de cada poço para otimização da produção e controle da vida útil do campo. Muitas decisões são tomadas baseado nos testes dos poços tais como seu fechamento, perfuração de novos poços e redução da taxa de produção do reservatório (MEHDIZADEH, FARCHY e SUAREZ, 2009). Além dos aspectos operacionais também devemos considerar que os testes de poços, de acordo com a Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1 vigente no Brasil, precisa ser realizado sempre que houverem mudanças nas condições usuais de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

Sempre que o teste precisa ser realizado convencionalmente o fluxo do poço é desviado para o separador de testes (Figura 2). O MPFM substitui nesse caso todo o separador de testes com uma grande vantagem: o tempo de resposta as flutuações da vazão é da ordem de minutos no multifásico enquanto que o separador de testes pode levar algumas horas. O uso do medidor multifásico nesse caso pode ser particularmente interessante em campos maduros onde o declínio da produção pode não mais justificar o uso de separadores fixos (MEHDIZADEH e WILLIAMSON, 2004).



Fonte: DAHL (ed.), 2005

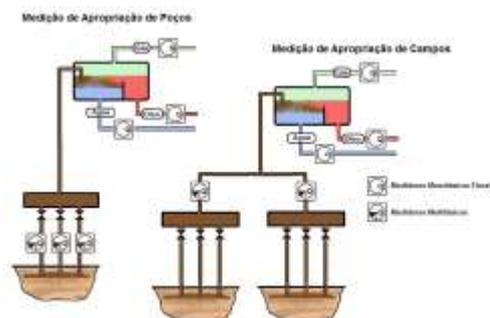
Figura 2: Testes de Poços com Separador de Testes Convencional

### 1.3. Teste de Poços

Um importante aspecto dos testes de poços está no atendimento aos requisitos regulatórios no tocante a apropriação da produção. A legislação brasileira (Lei nº 9.478/97 e sua regulamentação através do Decreto nº 2.705/98) especifica como devem ser a distribuição dos royalties e participações especiais e basicamente temos uma distribuição com forte polarização nos estados e municípios considerados petrolíferos. Assim, a própria localização geográfica do poço afeta os valores recebidos e há necessidade de efetuar-se sua quantificação. Como a medição fiscal normalmente ocorre na saída do campo, que reúne os vários poços, então os testes de poços, através de uma metodologia de apropriação da produção, permite obter a contribuição de cada poço e assim permitir a distribuição da produção. Há ainda uma outra finalidade para a o cálculo de apropriação que pode ser também utilizado quando varios campos são reunidos em uma única medição fiscal. O processo é então semelhante ao utilizado nos poços no entanto com amplitude ao campo (ANP, 2001).

Especificamente para o Brasil, o Regulamento Técnico de Medição aprovado através Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, obriga a realização dos testes de poços para o calculo de alocação periodicamente: a) não superior a 90 (noventa) dias para apropriação da produção aos poços; b) 42 (quarenta e dois) dias para apropriação da produção ao campo na medição fiscal compartilhada.

A utilização de medidores multifásicos pode ser utilizada em ambas as condições conforme mostrado na Figura 3, observando-se que também a possibilidade da utilização da solução da válvula multiporta para eliminar a necessidade de ter-se um MPFM por poço. Vale ressaltar, no entanto, limitações quanto a incerteza determinada por regulamentos que pode inviabilizar a utilização dessa solução.

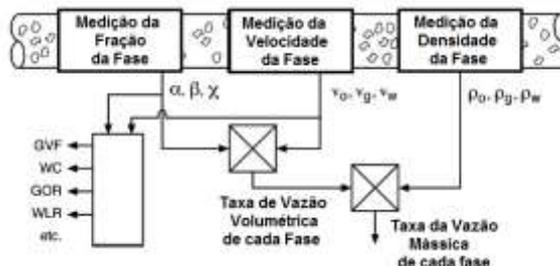


Fonte: adaptado de DAHL (ed.), 2005

Figura 3: Apropriação de poços e campos

## 2. O Problema da Medição Multifásica

A caracterização de um fluxo com três fases deve ser efetuada pela obtenção das taxas de escoamento, em termos de massa e volume, das fases óleo, gás e água. Comercialmente ainda não há ainda medidores que fazem essa medição direta do escoamento trifásico e portanto há necessidade de obtê-los por inferência (THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013). A Figura 4 representa como operam os medidores existentes que segmentam a medição de cada uma das três fases em três componentes: a) a medição da densidade ( $\rho_o$ ,  $\rho_g$  e  $\rho_w$ ); b) a medição da velocidade instantânea ( $v_g$ ,  $v_o$  e  $v_w$ ) e; c) a medição da fração da secção transversal ( $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\chi$ ).



Fonte: THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013

Figura 4: O Método de Inferência para o Problema da Medição Multifásica

Como a vazão volumétrica da mistura água-óleo-gás é dado por  $Q = A(\alpha v_g + \beta v_w + \chi v_o)$ , onde A é a área da secção transversal da tubulação e como a soma das frações individuais é igual a 1 ( $\alpha + \beta + \chi = 1$ ), então podemos simplesmente medir duas das frações (tipicamente as de gás e água) e a equação fica resumida a:

$$Q = A\{\alpha v_g + \beta v_w + [1 - (\alpha + \beta)]v_o\}$$

Ou seja, cinco independentes variáveis são necessárias para a obtenção da vazão volumétrica do escoamento multifásico uma vez que a área da secção transversal do medidor é conhecida.

Temos então que a taxa de vazão mássico do escoamento pode então ser obtida multiplicando-se esses componentes pela densidade de cada fase. Assim ficamos com:

$$M = A\{\alpha v_g \rho_g + \beta v_w \rho_w + [1 - (\alpha + \beta)]v_o \rho_o\}$$

A densidade das fases de óleo, gás e água geralmente não sofrem mudanças bruscas e assim, podem ser normalmente obtidas a partir de outras partes do processo de produção, reduzindo o problema à medição das velocidades de cada fase individualmente e duas das frações (normalmente a fração de gás  $\alpha$  e fração de água  $\beta$ ).

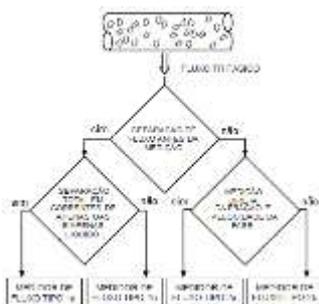
### 2.1. A Medição das Frações das Fases

Dois estratégias básicas foram usadas para tentar reduzir a dificuldade de medir a taxa de fluxo de uma mistura de óleo, água e gás (THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013):

- a) simplificação do fluxo de entrada: o fluxo é reduzido de um fluxo trifásico para uma combinação de fluxos únicos e bifásicos antes da medição. O fluxo de óleo, gás e água é separado em correntes de gás e líquido (ou correntes de somente gás e somente líquido), e uma combinação de instrumentos monofásicos e bifásicos mais convencionais são usadas para determinar as taxas de fluxo da fase individual. Após a medição, as duas correntes são recombinadas em um fluxo trifásico.
- b) simplificação da exigência de medição direta: envolve em reduzir o número necessário de medições diretas através de abordagens com modelos matemáticos. Uma das opções foi medir a velocidade de uma das fases e estimar as velocidades das outras duas fases. Entretanto, demonstrou-se que elementos de diferentes tamanhos na mesma fase, como bolhas e pressão de gás, podem se deslocar em velocidades diferentes, o que acrescenta uma complexidade significativa a qualquer correlação empírica. Uma abordagem alternativa envolveu homogeneizar o fluxo a fim de reduzir o deslize entre as fases. Entretanto, torna-se difícil produzir uma mistura homogênea estável em frações de gás nulo, e o fluxo começa a se separar novamente a uma distância muito curta do elemento homogenizante.

Outro método para reduzir o número de medições direta fez uso de técnicas de padrões de reconhecimento e uso de rede neurais para determinar a relação entre as saídas de pelo menos três sensores de vazão independentes e a taxa de vazão volumétrica de cada fase. Os sensores poderiam, por exemplo, medir a pressão diferencial em uma restrição de fluxo, a impedância elétrica do fluxo, e a atenuação de um feixe de radiação gama passando pela seção transversal da tubulação (ABRO, KHORYAKOV, JOHANSEN KOCBACH, 1999). A relação entre a saída de cada sensor e a taxa de vazão de cada fase não pode ser prevista teoricamente, mas deve ser determinada pela calibração (JAMIESON 1999). As limitações deste método são a necessidade de calibração primária em uma unidade de teste de vazão e a calibração secundária usando testes de campo.

A forma como os fabricantes resolveram a questão de como medir essas variáveis é que definiu as características e tecnologias básicas dos medidores. Não existe um sistema de classificação universalmente aceito para medidores de fluxo trifásico mas Thorn, Johansen e Hjertake (2013) propuseram um sistema representado pela Figura 5 que é uma adaptação das definições sugeridas pela American Petroleum Institute (2004) e pela The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (DAHL (ed.), 2005).



Fonte: THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013

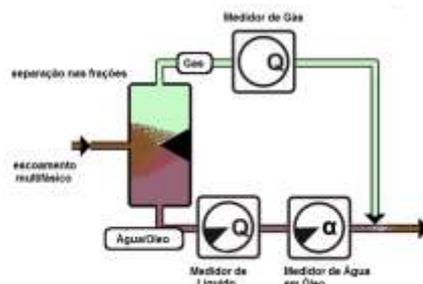
Figura 5: Tipos de Medidores Multifásicos de Acordo com o Método de Medição

Assim temos:

- a) Sistemas do tipo 1a: separam totalmente o fluxo em correntes de líquido (óleo mais água) e gás antes da medição;
- b) Sistemas do tipo 1b: separam o fluxo em correntes de principalmente gás (rica em gás) e principalmente líquido (rica em líquido) antes da medição ou seja, não há uma separação completa de fases;

- c) Sistemas do tipo 2a: não fazem nenhuma separação, com todas as 3 fases passando pela seção de medição do medidor de fluxo ao mesmo tempo. As taxas de fluxo da fase são determinadas a partir de medições individuais diretas da fração e velocidade da fase;
- d) Sistemas do tipo 2b: também não fazem nenhuma separação e as taxas de vazão das três fases são determinadas a partir da análise indireta dos sinais recebidos de sensores independentes utilizando-se de redes neurais e algoritmos complexos.

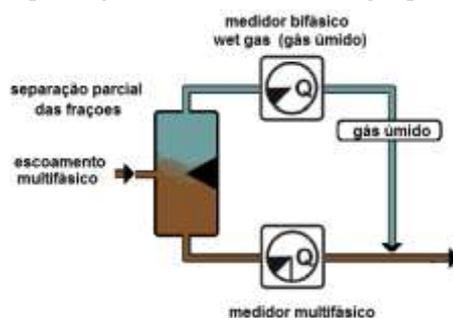
O esquema de operação de um medidor do tipo 1a é mostrado na Figura 6. Podemos ver a separação completa nas duas correntes (gás e água/óleo) e a medição da vazão volumétrica das mesmas. Acomplando-se um medidor bifásico para a quantificação da água e do óleo é possível obter-se então a fração das três fases.



Fonte: DAHL (ed.), 2005

Figura 6: Esquema de Operação de um Medidor Multifásico Tipo 1a

O esquema de operação de um medidor do tipo 1b é mostrado na Figura 7. Podemos ver a separação parcial em duas correntes – um com gás úmido e uma segunda com líquido mas ainda com um pouco de presença de gás. Essa técnica é utilizada para reduzir a quantidade de gás na linha de escoamento de líquido e assim permitir que o medidor multifásico consiga fazer a medição (a presença de elevados teores de gás pode inviabilizar a medição).



Fonte: DAHL (ed.), 2005

Figura 7: Esquema de Operação de um Medidor Multifásico Tipo 1b

Os medidores do tipo 2a são os mais comuns no mercado e, em que pese haver outras tecnologias em desenvolvimento (por exemplo os que fazem uso de espectroscopia de absorção de infravermelho), esses modelos fazem a medição direta da fração dos componentes utilizando-se de três tecnologias básicas:

- a) Por medição da impedância do escoamento;
- b) Por atenuação dos raios gama;
- c) Por atenuação de microondas.

O princípio fundamental da medição da impedância é que o líquido que flui na seção de uma tubulação pode ser caracterizado como um condutor elétrico. Através da medição da impedância elétrica nessa seção (por exemplo usando eletrodos de contato ou sem contato), as propriedades da mistura fluida podem ser determinados. A resistência e a capacitância da mistura multifásica que flui entre os eletrodos depende da condutividade elétrica e permissividade das fases do óleo, gás e água, o regime de fluxo e a fração de cada fase presente. Se a configuração do sensor, frequência de excitação, fluxo regime de e parâmetros de fluido forem constantes, então a resistência medida e a capacitância serão uma função direta da proporção de componentes da mistura (DYKESTEEN *et al.*, 1985).

Já os medidores por atenuação dos raios gama tem como princípio fundamental que o coeficiente de atenuação é aproximadamente proporcional à densidade média do volume atravessado pelo feixe. Na maioria dos casos, a geometria de medição requer uma fonte de radioisótopo a ser colocada em um lado do tubo e um detector de raios- $\gamma$  do outro lado. A aplicação mais comum de atenuação de raios- $\gamma$  na medição do fluxo multifásico é para a medição da proporção gás-líquido, isto é, a fração de gás, na seção transversal de medição. Isto é possível devido à grande diferença

na atenuação entre essas fases. Aqui o isótopo Cs137 com uma emissão principal a 662 keV de energia é a fonte mais comumente utilizada. Nesse tipo de medidor a fração água-líquido é muitas vezes determinada por métodos de medição da impedância elétrica, no entanto, o chamado método de atenuação de raios- $\gamma$  de dupla energia também tem sido aplicado para este fim, utilizando a diferença nas propriedades de atenuação em níveis de energia baixas e altas (HOFFMAN e JOHNSON, 2011).

Os medidores que operam por atenuação de microondas tipicamente se valem de dois sensores com ações diferentes: a) um sensor ressonante que mede a permissividade do meio em relação ao ar e que com isso consegue obter a fase óleo, uma vez que a fase água absorve a energia do microondas muito rapidamente para o efeito de ressonância ocorra; b) um sensor/emissor para captura da variação da frequência/fase do sinal de microondas para o controle da fase água. Muitas vezes esses medidores com essa tecnologia também se utilizam de densímetros gama de forma que estes veem o alto contraste entre as fases líquido e gás e os sensores de microondas veem o alto contraste entre as fases água e óleo (DAHL (ed.), 2005).

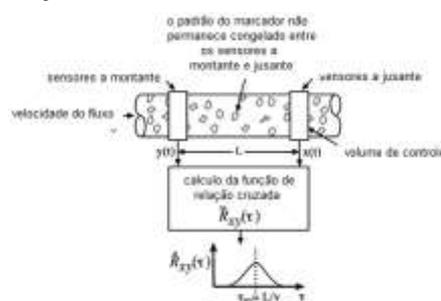
Os medidores do tipo 2b operam também sem nenhuma pré-separação do fluxo e as taxas das fases individuais são determinadas utilizando a análise avançada dos sinais de saída de pelo menos três sensores independentes. Alguns modelos fazem uso de elementos primários diferenciais onde são coletados, por exemplo, informações como temperatura, pressão absoluta, pressão diferencial e capacitância ou condutância da mistura (dependendo se o fluxo é contínuo de óleo ou contínuo de água) e utilizam um segundo medidor (tipicamente por Coriolis) onde são efetuadas as correções das frações de gás mais elevadas. Todos esses parâmetros são sensíveis a alterações na composição da velocidade e da fase do fluxo e redes neurais de retropropagação são utilizadas para determinar a relação entre as saídas dos sensores e as taxas de fluxo de cada fase individual. Estas relações são complexas e não lineares, e não podem ser previstas teoricamente.

## 2.2. A Medição das Velocidades das Fases

Por fim, os medidores multifásicos precisam efetuar a medição da velocidade das fases e basicamente são utilizados quatro métodos:

- a) Por Correlação Cruzada;
- b) Com elementos diferenciais;
- c) Com medidores do tipo Vortex;
- d) Com medidores pelo princípio Coriolis.

O método de correlação cruzada é a técnica mais comumente utilizada para medir a velocidade das fases dispersas e apesar do fato de que este método tem sido investigado desde os anos 70, a incerteza da medição pode ainda não ser completamente definida em todas as aplicações (BECK e PLASKOWSKI, 1987). Dois sensores são usados para monitorar o fluxo e eles detectam variações nas propriedades do fluido, tais como a densidade, permissividade elétrica ou condutividade elétrica. O sinal de saída de cada sensor de saída é, portanto, modulado por variações espaciais e temporais na propriedade detectada do fluido que escoar, de maneira aparentemente aleatória. No entanto, ao assumir que o padrão de descontinuidade repassado permanece inalterado conforme ele passa entre os sensores, o sinal de saída gerado pelo sensor abaixo será, então, uma réplica retardada de saída do sensor acima. Na maioria dos casos práticos o padrão de descontinuidade não permanecerá congelado, mas uma parte reconhecível será repassada entre os dois sensores. O retardo de tempo entre os sinais de saída dos dois sensores pode ser obtido através do cálculo da função de correlação cruzada de seus registros de tempo e, uma vez que a distância entre os dois sensores é conhecida, a velocidade da fase dispersa pode ser encontrada dividindo-se a distância pelo retardo. A Figura 8 apresenta o esquema de funcionamento dessa técnica de medição.



Fonte: THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013

Figura 8: Método de Medição por Correlação Cruzada

Outra forma de obter a velocidade das fases é através de dispositivos de pressão diferencial, tais como o medidor de fluxo de tubo da Venturi que são comumente usados para medir a taxa de fluxo dos fluxos monofásicos. O princípio básico desses medidores é que a vazão volumétrica de um fluido monofásico  $Q$  pode ser determinado ao medir a queda de pressão ( $p_1 - p_2$ ) causadas por uma restrição na tubulação. Quando um medidor de vazão por tubo Venturi é

utilizado para medir um fluxo multifásico, assume-se frequentemente que a mistura que passa através do medidor está bem misturada, e que todas as fases estão viajando na mesma velocidade. Em teoria isto aproxima-se de um fluxo monofásico, de modo que, se a densidade da mistura homogênea é medida, então a velocidade de mistura pode ser determinada (FALCIMAIGNE e DECARRE, 2008).

Na prática, no entanto, essas condições ideais raramente acontecem, e portanto, um factor de correção é necessário para compensar o desvio do fluxo de condições não-deslizantes e homogêneos. Muitas correlações foram desenvolvidas para medidores de vazão por pressão diferencial no fluxo bifásico. Por exemplo, Hammer and Nordtvedt (1991) demonstraram que para uma mistura de óleo e gás passando por um medidor de fluxo com tubo de Venturi, a taxa de fluxo volumétrica do óleo  $Q_o$  pode ser determinada conforme mostrado na Figura 9, obtendo-se através do fator empírico, uma incerteza da ordem de 5% para frações de gás menores que 40% e velocidades de fluido maiores que 2 m/s. Muitas correlações são destinadas para uso em aplicações de fluxo multifásico específicas, como o gás úmido (XU *et al*, 2011) entretanto, um conjunto sólido de correlações apropriadas para uso com todas as condições de fluxo ainda não existe (STEVEN, 2008) e as correlações publicadas para os fluxos trifásicos são raras, com muitas das estratégias de correção usadas por fabricantes permanecendo confidenciais (THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013).

Outra tecnologia empregada para a medição da velocidade das fases tem sido o do tipo Vortex, normalmente usado em sistemas de separação parcial para medir a taxa de vazão da corrente de gás separada. Quando a corrente de gás é úmida, o medidor com essa tecnologia fará a medição com um erro que precisa ser compensado (CAO *et al*, 2010).

Da mesma forma, medidores de vazão pelo princípio Coriolis têm sido usados para medir a taxa de vazão da corrente de óleo e água em sistemas de separação parcial. Os efeitos dos fluxos de óleo em água e água em óleo na incerteza desse tipo de medidor de fluxo foi investigada por Skea e Hall (1999) e a introdução de um fluxo bifásico resultou em um erro na taxa de fluxo medida. Henry *et al* (2006) propuseram uma metodologia empírica que poderia ser usada para desenvolver modelos de correção para medidores Coriolis quando usados para medir fluxo bifásico de líquido e gás.



Fonte: THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013

Figura 9: Método de Medição com Venturi

### 3. Limites de Aplicação

Além das medições fundamentais das taxas de vazão volumétricas e de massa, outros parâmetros que podem surgir destas informações e que também são normalmente necessários para fins operacionais. A Tabela 1 sumariza algumas dessas informações que incluem a fração de volume de gás (GVF), o corte de água (WC), proporção gás/óleo (ROG) e a proporção água/líquido (WLR). As propriedades do fluido, como a salinidade da água, também são agora cada vez mais medidas *in situ* e usadas para compensar medições, que são sensíveis a elas.

Tabela 1: Parâmetros Operacionais dos Escoamentos Multifásicos

Parâmetro operacional	Definição
Proporção gás / líquido (GLR)	$\frac{\alpha v_g}{\beta v_o + \gamma v_w}$
Proporção gás / óleo (GOR)	$\frac{\alpha v_g}{\beta v_o}$
Fração do volume de gás (GVF)	$\frac{\alpha v_g \Delta}{Q}$
Proporção líquido / gás (LGR)	$\frac{\beta v_o + \gamma v_w}{\alpha v_g}$
Fração do volume de líquido (LVF)	$\frac{(\beta v_o + \gamma v_w) \Delta}{Q}$
Corte de água (WC)	$\frac{\gamma v_w}{\beta v_o + \gamma v_w}$
Proporção água / líquido (WLR)	$\frac{\gamma v_w}{\beta v_o + \gamma v_w}$

Fonte: Adaptado de THORN, JOHANSEN e HJERTKERT (2013)

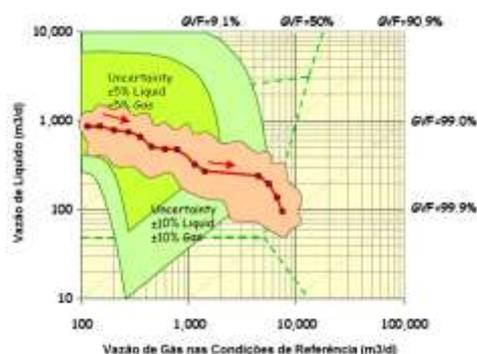
Particularmente o GVF é importante para a classificação dos escoamentos multifásicos e impacta diretamente a capacidade e incertezas de medição, sendo relativamente fácil a compreensão do seu impacto: um escoamento líquido com pouca presença de gás tem um comportamento bem distinto que outro com altos teores que muitas vezes levam a necessidade de uso de medidores específicos (wet gas meter). A Tabela 2 sumariza uma classificação adotada pela The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (DAHL (ed.), 2005) e que pode ser útil para definir a viabilidade de uso dos medidores multifásicos.

Tabela 2: Parâmetros Operacionais dos Escoamentos Multifásicos

Classificação	Faixa de GVT	Comentário
Baixo GVF	0 - 25%	Nessa faixa podemos considerar que o escoamento é de um líquido gasoso e muitas vezes um medidor de fase simples pode ser utilizado com pouca perda de desempenho
Moderado GVF	25% - 85%	É a melhor faixa de operação dos medidores multifásicos onde ocorre seu melhor desempenho e os medidores monofásicos não são viáveis
Alto GVF	85% - 95%	Nessa faixa a incerteza dos medidores multifásicos começa a aumentar principalmente na faixa superior do intervalo. Este aumento da incerteza não está apenas ligado a padrões de vazão mais complexos devido a maior presença de gás mas também porque a incerteza de medição vai aumentar à medida que a proporção relativa da fração do componente de maior valor (no caso óleo) diminui. Em alguns casos, a separação parcial é o método recomendado para diminuição da incerteza.
Muito Alto GVF	95% - 100%	Essa faixa de medição deve ser considerada como gás úmido e o desempenho dos medidores multifásicos pode ainda ser suficiente para separadores de testes e controle de produção porém para o cálculo de alocação os medidores do tipo wet gas são mais recomendados

Fonte: Adaptado de DAHL (ed.) (2005)

Com base na caracterização dos escoamentos e na tecnologia utilizada, os fabricantes geram gráficos que mostram as curvas de desempenho dos medidores multifásicos. Tipicamente são disponibilizados em função do GVF e das velocidades de escoamento das fases líquidas e gasosas. Isso permite que o usuário avalie a variação das incertezas de medição ao longo da vida de produção do poço. A Figura 10 representa um exemplo dessa curva onde é possível verificar-se as faixas de incerteza: tipicamente de 5% mas dependendo das condições podendo chegar a 10%.



Fonte: DAHL (ed.), 2005

Figura 10: Curva de Desempenho Típica de um Medidor Multifásico

#### 4. Desafios Futuros

Em que pese as pesquisas e o desenvolvimento de medidores de vazão multifásicos terem iniciado há mais de 30 anos, somente nas duas últimas décadas tivemos realmente um forte impulso na utilização desse tipo de equipamento, principalmente devido ao emprego de alta tecnologia necessária para vencer os desafios dessa medição. Observamos que hoje já é possível utilizá-los como substitutos dos separadores de teste, para realizar medições de alocações e para permitir o desenvolvimento de campos marginais. A incerteza das medições sempre foi uma questão importante desde o começo e ainda continua sendo entretanto, atualmente existe um aumento na demanda por soluções confiáveis e robustas. Isso também implica na medição de parâmetros que influenciam o desempenho do medidor de vazão, tais como variações nas propriedades de fluidos, como salinidade e separação do gás-líquido na seção transversal do medidor.

Confiança é muito importante no caso de medidores submarinos e de utilização em poços, devido as limitações de manutenção. Isso também gera uma demanda por medidores de vazão que sejam capazes de fornecer relatórios de status acerca de parâmetros fundamentais, para que seja possível realizar diagnóstico remoto, de modo a verificar a

funcionalidade do medidor de vazão. Além disso, também é desejado que os medidores de vazão dependam menos de calibrações frequentes (THORN, JOHANSEN e HJERTKERT, 2013)..

Portanto, a seleção de métodos e de tecnologias de medição e o desenvolvimento de medidores de vazão multifásicos necessita abordar essas questões. Para que haja mais confiança e um intervalo de tempo maior entre a ocorrência de falhas, é necessário adotar tecnologias não invasivas, pois a presença de obstáculos no fluxo estará sujeita ao desgaste proveniente da areia do reservatório presente no fluxo, e também ao dimensionamento, por exemplo, por meio de cera ou asfaltenos e a obstrução decorrente da formação de hidratos. Isso irá, inicialmente, ocasionar erros em medições e levar o medidor de vazão a funcionar incorretamente.

Embora a maioria dos medidores de fluxo trifásico agora sejam capazes de alcançar uma incerteza relativa de normalmente  $\pm 5\%$  para taxa de vazão de líquido,  $\pm 5\%$  para taxa de fluxo de gás, e uma incerteza absoluta de  $\pm 2,5\%$  para WC (corte de água), o desempenho normalmente piora em extremos de pico da operação de produção, com WCs e frações de gás altos. Ao operar poços marginais, a necessidade de medir precisamente acima do intervalo de fração total da fase está se tornando cada vez mais importante. Alterações nos tipos de gás e óleo sendo extraídos, e as técnicas usadas para alcançá-los estão apresentando novos problemas para os fabricantes de medidores de vazão. Por exemplo, o aumento da produção de óleos pesados e o uso de drenagem por gravidade auxiliada por vapor resultam em fluxos multifásicos de alta temperatura com regimes de fluxo instáveis que podem conter tanto areia quanto sulfeto de hidrogênio.

Se já tivemos grandes avanços nesse período, podemos esperar novos e importantes desenvolvimentos nos próximos anos. As pesquisas sobre uso das tecnologias tomográficas, por ultrassom, com campos magnéticos de alta frequência e de ressonância magnética nuclear estão explodindo nos meios acadêmicos e com certeza, iremos ver novas gerações de medidores surgindo dos laboratórios para os campos de teste em breve.

E isso tudo impulsionado por um mercado cujo tamanho é muito substancial. Avaliações feitas por Mofunlewi e Ajienka (2007) mostram um potencial de mais de USD 150 M por ano de medidores multifásicos somente considerando-se sua aplicação em 1% (um) por cento dos poços existentes. Entretanto, a tarefa de medir precisamente os fluxos de óleo, gás e água em linha não ficou mais fácil. A necessidade do setor de óleo e gás de operar em ambientes físicos cada vez mais difíceis, melhorar a eficiência do processo de produção e reduzir os custos continuarão a desafiar os pesquisadores e fabricantes.

## 5. Agradecimentos

Este trabalho foi viabilizado pelo Programa de Extensão Inovadora da Universidade Estácio de Sá.

## 6. Referências

- Abro, Eirik; Khoryakov, Vladimir ; Johansen, Geir Anton.; Kocbach, Ladislav; Determination of void fraction and flow regime using neural network trained on simulated data based on gamma-ray densitometry, *Measurement Science and Technology*, v.10, pp.619-630, 1999
- Agência Nacional de Petróleo, Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural, Rio de Janeiro: ANP, 2001
- American Petroleum Institute; State of the Art Multiphase Flow Metering, Washington (USA): API Publication, v.2566, 2004
- Beck, Maurice; Plaskowski, Andrzej; Cross-Correlation Flowmeters: Their Design and Application, Bristol: Institute of Physics Publishing, 1987
- Berge, Finn Erik Mohn; Minimising platform space utilisation through the latest in multiphase metering—a North Sea pilot, In: 10th South East Asia Hydrocarbon Flow Measurement Workshop, 2011, Kuala Lumpur (Malasia), Anais.... Kuala Lumpur, 2011
- Brandt, Morten; Tol, Martijn; Ruden, Lars Anders; Improving measurement quality and meeting changing operator challenges with the multiphase meter, In: 9th South East Asia Hydrocarbon Flow Measurement Workshop, 2010, Kuala Lumpur (Malasia), Anais.... Kuala Lumpur, 2010
- Cao, Suosheng; Fang, Lide; Li, Jinhai; Kong, Xiangjie; Wet gas measurement characteristics of a vortex flowmeter, In: 2nd Int. Conf. on Computer and Automation Engineering, 2010, Singapore, Anais....Singapore, pp. 619–623, 2010
- Dahl, Eivind (ed); Handbook of Multiphase Flow Metering 2nd ed, Oslo (Norwegian): Society for Oil and Gas Measurement/Norwegian Society of Chartered Technical and Scientific Professionals, 2005.
- Dykesteen, Eivind; Hallanger, Anders; Hammer, Erling; Samnøy, Edmund; Thorn, Richard; Non-intrusive three-component ratio measurement using an impedance sensor, *Journal of Physics E: Scientific Instruments*, v.18, pp.540-544, 1985
- Falcimaigne, Jean; Decarre, Sandrine; Multiphase Production: Pipeline Transport, Pumping and Metering, Paris (France): IFP Publications), 2008

- Hammer, Erling; Nordtvedt, Jan Erik.; The application of a Venturimeter to multiphase flow for oil well production, In: 5th Conf. on Sensors and Applications, 1991, London (UK), Anais...Birstol, 1991
- Henry, Manus; Tombs, Michael; Duta, Mihaela; Zhou, Feibiao; Mercado, Ronaldo; Kenyery, Frank; Shen, Joseph; Morles, Martin; Garcia, Carlos; Langansan, Robbie; Two-phase flow metering of heavy oil using a Coriolis mass flow meter: a case study, *Flow Measurement Instrumentation*, v.17, pp. 399–413, 2006
- Hoffmann, Rainer; Johnson, George; Measuring phase distribution in high pressure three-phase flow using gamma densitometry, *Flow Measurement Instrumentation*, v.22, pp. 351–359, 2011
- Jamieson, Andrew; Multiphase metering - the challenge of implementation, *Measurement Control*, v.32, pp.5–9, 1999
- Johnson, Kari; Projects Proving Merits of Multiphase, *American Oil and Gas Reporter*, 6-4M/H2/P5-C5, 2009
- Mehdizadeh, Parviz; Farchy, David; Suarez, Jairo; Multiphase meter production well testing applied to low GOR mature fields, In: SPE Production and Operations Symp., 2009, Oklahoma (USA), Anais.... Oklahoma, v.SPE 120578, 2009
- Mehdizadeh, Parviz; Williamson, Jane; Guidelines for Qualification of Multiphase Systems for WellTesting, 2004, Anchorage (AK): Alaska Oil & Gas Commission, 2004.
- Mofunlewi, Samuel; Ajenka, Joseph; Economic evaluation of multiphase meters, *Leonardo Journal of Sciences.*, v. 11, pp.13–24, 2007
- Ross, Amy; Stobie, Gordon; Well testing - an evaluation of test separators and multiphase flow meters, In: 28th Int. North Sea Flow Measurement Workshop, 2010, St Andrews (UK), Anais... St Andrews, 2010
- Skea, Adrian; Hall, Addington; Effects of water in oil and oil in water on single-phase flowmeters, *Flow Measurement Instrumentation*, v.10, pp.151–157, 1999
- Steven, Richard; A dimensional analysis of two phase flow through a horizontally installed Venturi flow meter, *Flow Measurement Instrumentation*, v.19, pp.342-349, 2008
- Syre, Bjarne; Norge, Dong, Andersen, Ole; Using Multiphase Meter for Fiscal Purposes – Field Experience, In: 31st International North Sea Flow Measurement Workshop, 2013, Tønsberg (Noruega), Anais..., Tønsberg, 2013
- Thorn, Richard; Johansen, Geir Anton; Hjertake, Bjorn T.; Three-phase Flow Measurement in the Petroleum Industry, *Measurement Science and Technology*, v.24, pp. 012003-012020, 2013
- Veil, John A.; Puder, Markus; Elcock, Deborah; Redweik Jr., Robert; A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane, Argonne National Laboratory Report W-31-109-Eng38, 2004
- Weatherford International; Redeye multiphase metering system, 2012. Disponível em [www.weatherford.com/Products/Production/FlowMeasurement/](http://www.weatherford.com/Products/Production/FlowMeasurement/) acessado em janeiro de 2015
- Xu, Lijun; Zhou, Wanlu; Li, Xiaomin; Wang, Minghao; Wet-gas flow modelling for the straight section of throat-extended Venturi meter, *IEEE Transactions Instrumentation Measurement*, v.60, pp.2080-2087, 2011