



Produto & Produção, vol. 11, n. 1, p. 99 - 112, fev. 2010
Edição Metrologia

Importância da Avaliação das Incertezas na Medição dos Volumes de Petróleo e Gás Natural

José Alberto Pinheiro da Silva Filho
PETROBRAS
jose.pinheiro@petrobras.com.br

Thiago Barra Vidal de Oliveira
PETROBRAS
thiagovidal@petrobras.com.br

Josaphat Dias da Mata
PETROBRAS
josaphat@petrobras.com.br

Luiz Gustavo do Val
Instituto de Qualidade e Metrologia - IQM
gdoval.iqm@petrobras.com.br

RESUMO

A cada passo do processo produtivo de petróleo e gás natural, a metrologia se faz presente em diversas formas: primeiro, na exploração, com o desafio de encontrar petróleo no subsolo; segundo, na determinação dos volumes produzidos, para possibilitar o exato pagamento das Participações Governamentais (Royalties, etc.) e impostos; terceiro, na segurança do processo e do meio-ambiente; finalmente, na venda dos produtos finais ao distribuidor e consumidor. Portanto, a medição é a “caixa registradora” das empresas, aumentando de exatidão e exigência a cada passo que se aproxima dos pontos de entrega, onde diferenças de 0,1% são discutidas. O trabalho apresenta as abordagens utilizadas na avaliação das incertezas de medição nos volumes obtidos de petróleo e gás natural nos processos de produção no Brasil e em nível internacional.

Palavras-chave: medição, incerteza, petróleo, gás natural.

1 INTRODUÇÃO

A relação da atividade petrolífera com a metrologia se inicia com a medição e a captação de dados nos diversos processos envolvidos no desenvolvimento de uma área produtora.

Antes mesmo da definição do local onde será perfurado um poço, é necessário aplicar os fundamentos da metrologia. Com base nas características topográficas e geológicas, são definidas áreas para atividades sísmicas, onde leituras são realizadas por meio de cartas para definição do local, profundidade, objetivo e coordenadas, tudo sendo medido com uma considerável margem de erro. Durante a perfuração de cada poço, a cada metro perfurado e a cada tubo adicionado a ele, as medições são realizadas e considerações são feitas acerca da quantidade de fluido que está sendo circulado, da pressão, do peso da coluna de tubos, e então programas são redesenhados conforme os resultados das medições dos parâmetros. Após a perfuração, vários testes são realizados para possibilitar o conhecimento do potencial de produção da rocha reservatório, e também, neste estágio, são obtidos os dados de profundidade, vazões e volumes dos líquidos e gases oriundos do reservatório.

Os dados medidos servirão então para o dimensionamento e construção das instalações para o escoamento, armazenamento, e transferência da produção de petróleo e gás da respectiva área. Estas instalações serão munidas de sistemas de medição para a determinação dos dados dos fluidos: vazão, volume, temperatura, pressão, massa específica, composição do gás, viscosidade, encolhimento e diversos outros parâmetros, agora com uma estimativa de incerteza substancialmente melhor do que nos passos da perfuração do poço. Estas medições servirão de base para o pagamento das Participações Governamentais (royalties, participações especiais, pagamentos aos proprietários de terras, entre outras), impostos, encargos contratuais e custo unitário do processo produtivo.

Deste modo, os hidrocarbonetos nas fases líquidas e gasosas são tratados, transportados e entregues para um terminal ou parque de armazenamento, e os gases são tratados e armazenados nas Unidades de Processamento. A partir deste ponto, o gás já especificado segue para o mercado e o petróleo na fase líquida segue para o refino, sendo posteriormente enviado aos postos de combustíveis e derivados.

No refino do petróleo, as medições dos produtos de saída (gasolina, óleo diesel, querosene, GLP, etc) devem ser mais exatas, tendo em vista que os produtos e suas características devem ser controlados para se ajustar às especificações previstas nos contratos com os diversos clientes.

Resumindo, a cada passo do processo produtivo do petróleo, a metrologia se faz presente em diversas formas: ora para atender os desígnios da exploração, como o desafio de encontrar petróleo no subsolo, ora na determinação dos volumes produzidos, para possibilitar o exato pagamento das Participações Governamentais (royalties, etc) e impostos, ora na segurança do processo e do meio-ambiente, e finalmente na venda dos produtos refinados ao consumidor. Portanto, a medição é a “caixa registradora” das empresas envolvidas, aumentando de exatidão e exigência à medida que se aproxima dos pontos de entrega, onde diferenças de 0,1% são discutidas.

2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar os principais métodos de determinação de incerteza dos volumes de petróleo e gás natural, utilizados no segmento de Exploração e Produção. Exemplos de avaliação de incerteza são descritos, contendo as equações básicas para a determinação das vazões ou volumes, as variáveis consideradas para o levantamento das incertezas padronizadas e os resultados típicos para cada caso aplicado à medição de petróleo em tanques e em linha, e à medição de gás natural em linha.

3 DESENVOLVIMENTO

Os sistemas de medição dos volumes de petróleo e gás natural, de modo geral, são razoavelmente padronizados, seguindo normas técnicas internacionais consolidadas por entidades tradicionais, tais como:

- ISO – International Organization for Standardization;
- API – American Petroleum Institute;
- AGA – American Gas Association;
- OIML – Organização Internacional de Metrologia Legal.

Em nível nacional, a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) também contribui de forma importante e cada vez mais abrangente. Organismos como o INMETRO, SBM, ANP e IBP também fomentam a indústria, de modo que as metodologias de cálculo dos volumes e suas incertezas associadas sejam avaliadas de modo permanente. Os principais métodos de medição dos volumes de petróleo e gás natural são descritos a seguir.

No caso do petróleo, há os métodos de medição em tanques terrestres e marítimos (nos navios petroleiros), e a medição em linha, onde as vazões são medidas instantaneamente (por meio de medidores de vazão) e seus volumes correspondentes são totalizados em base horária, diária e mensal.

No caso do gás natural, há os métodos de medição em linha, onde as vazões são medidas instantaneamente, por meio de medidores de vazão, e seus volumes correspondentes são totalizados em base horária, diária e mensal.

A incerteza de medição é um parâmetro associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser fundamentalmente atribuídos a um mensurando. Como representa a qualidade do resultado, a sua determinação é de fundamental importância para expressar o quanto se pode confiar no valor de medição encontrado. As incertezas de medição geralmente são estabelecidas via regulamentação oficial (ANP e INMETRO) ou via contratos (casos de transferência de custódia).

As avaliações de incertezas de medição na área de petróleo e gás natural devem seguir, naturalmente, a metodologia descrita no Guia para a Expressão da Incerteza de Medição (ISO GUM). O procedimento proposto pelo ISO GUM para a estimativa da incerteza de medição de um determinado mensurando consiste no cumprimento das seguintes etapas: definição do mensurando e seu modelo matemático, identificação das possíveis fontes de incerteza, quantificação das fontes de incerteza, redução das incertezas para uma forma padrão, combinação das incertezas padronizadas e os respectivos coeficientes de sensibilidade, declaração

da incerteza expandida, do fator de abrangência e do nível de confiança. A seguir, será descrita a avaliação de incerteza para cada método de medição.

Tendo em vista o objetivo geral e os objetivos específicos deste estudo, foi adotada a metodologia de pesquisa qualitativa (DENZIN e LINCOLN, 1997, p. 23). Para responder aos questionamentos e embasar o trabalho em estudo, foi adotado o método de pesquisa qualitativa e documental para levantar a história, a epistologia, os documentos, os atos e os fatos da organização, nos níveis gerencial e operacional. Para isso, utilizou-se questionamentos diretos e de entrevistas semi-estruturadas.

3.1 Medição de Gás Natural por Placa de Orifício

O medidor por placa de orifício é o mais utilizado mundialmente para medição de gás natural. Um sistema típico de medição de gás natural é formado por:

- Placa de orifício;
- Dispositivo que abriga a placa (“flange de orifício” ou “porta-placa”);
- Trechos retos a montante (com ou sem retificador de fluxo) e a jusante;
- Transmissor de pressão diferencial;
- Transmissor de pressão estática;
- Transmissor de temperatura;
- Amostradores de fluido;
- Computador de vazão.

O sensor, considerado o elemento primário, é a placa de orifício (FE) que fica em contato direto com o processo, gerando uma pressão diferencial proporcional ao quadrado da vazão. A placa de orifício, instalada dentro do dispositivo porta-placa, ou entre flanges (flanges de orifício), gera uma perda de carga permanente no processo. A figura 1 exemplifica a configuração de um sistema de medição por placa de orifício.

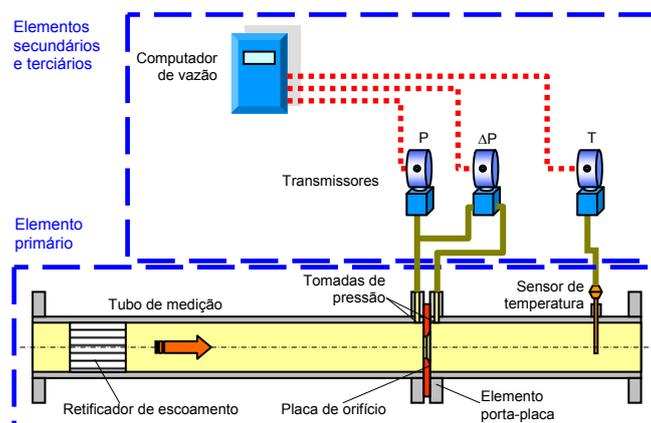


Figura 1 - Exemplo de configuração de sistema de medição por placa de orifício

De acordo com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO N.º 1 de 19 de junho de 2000, os sistemas de medição fiscal de gás natural devem ser projetados, instalados

e calibrados para operar de forma que a incerteza de medição seja inferior a $\pm 1,5\%$. No caso de medições para apropriação e para controle operacional, as incertezas devem ser de no máximo $\pm 2,0\%$ e $\pm 3,0\%$, respectivamente.

O modelo matemático utilizado para se calcular a vazão volumétrica de gás natural por meio de um sistema de medição por placa de orifício é:

$$Q_m = C \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta p \cdot \rho_o} \quad (1)$$

Onde:

Q_m : vazão mássica do gás [kg/s];

C : coeficiente de descarga da placa de orifício;

d : diâmetro do orifício da placa, calculado à temperatura de operação (T_o) [m];

ε : fator de expansão do gás;

β : relação entre os diâmetros do orifício e do tubo de medição ($\beta = d/D$);

Δp : pressão diferencial medida entre as tomadas de pressão de montante e de jusante [Pa];

ρ_o : massa específica do gás na condição de pressão e de temperatura de operação (P_o, T_o) [kg/m³].

A vazão volumétrica de gás na condição de pressão e temperatura de referência pode ser determinada por meio da seguinte fórmula:

$$Q_b = Q_m / \rho_b \quad (2)$$

Onde:

Q_b : vazão volumétrica de gás na condição de referência [m³/s];

ρ_b : massa específica do gás na condição de referência de 0,101325 MPa abs e 20°C [kg/m³].

Os coeficientes de sensibilidade, relativos a cada fonte de incerteza, são obtidos por meio das derivadas parciais da equação de vazão em relação aos respectivos parâmetros de influência.

As fontes de incerteza que contribuem para a incerteza de medição de vazão por placa de orifício são:

- Coeficiente de descarga (C) - utilizado para compensar a não idealidade do escoamento de gás natural, sendo determinado por meio da equação empírica de Reader-Harris/Gallagher. A sua incerteza pode ser obtida por meio da norma ISO 5167-2: 2003, como função do valor de β ;

- Fator de expansão (ε) - utilizado para compensar a variação da massa específica do gás natural. A sua incerteza pode ser obtida por meio da norma ISO 5167-2: 2003, como função de β , $\Delta p/p_1$ e o coeficiente isoentrópico κ ;

- Massa molar (MM) – a incerteza deve ser determinada a partir dos relatórios de cromatografia do gás natural. Deve-se considerar também a possibilidade de variações na composição do gás natural ao longo do período entre atualizações;

- Diâmetro do orifício da placa na condição de operação (d) – a incerteza obtida é devida ao instrumento de medição do diâmetro d , ao desvio padrão dos resultados das medições do diâmetro, e à correção da dilatação térmica do material da placa (entre as condições de medição e de referência);
- Diâmetro interno do tubo na condição de operação (D) – a incerteza obtida é devida ao instrumento de medição do diâmetro D , ao desvio padrão dos resultados das medições do diâmetro, e à correção da dilatação térmica do material do tubo (entre as condições de medição e de referência);
- Pressão absoluta (P_o) – a incerteza da pressão absoluta engloba a incerteza da pressão estática do gás nas condições de operação (P_e) e a incerteza da pressão atmosférica local (P_{atm});
- Pressão diferencial (Δp) - a incerteza sobre o valor da pressão diferencial medida entre as tomadas de pressão de montante e de jusante à placa é obtida a partir da incerteza resultante da calibração do transmissor de pressão diferencial e da incerteza advinda da medição da pressão diferencial nas condições de processo;
- Temperatura absoluta do gás (T_o) - a incerteza sobre o valor da temperatura absoluta do gás é obtida a partir da incerteza resultante da calibração do conjunto sensor-transmissor de temperatura e da incerteza advinda da medição da temperatura nas condições de processo;
- Fator de compressibilidade do gás na condição de operação (Z_o) – a incerteza leva em conta o algoritmo de cálculo do fator de compressibilidade, a variação da composição do gás, a incerteza sobre o valor da pressão do gás e a incerteza sobre o valor da temperatura do gás;
- Fator de compressibilidade do gás na condição de referência (Z_b) - a incerteza leva em conta a composição do gás e o método de cálculo (AGA 8, geralmente);
- Massa específica do gás (ρ_o) – a incerteza da massa específica engloba as incertezas da pressão absoluta, da massa molar, da temperatura absoluta e do fator de compressibilidade do gás nas condições de operação.

A partir da combinação das diversas fontes de incerteza padrão, utilizando os seus respectivos coeficientes de sensibilidade, pode-se então obter a incerteza padrão combinada da medição de vazão mássica ou volumétrica (condição de operação ou condição de referência).

A incerteza expandida relatada é determinada como a incerteza padrão combinada da vazão volumétrica de gás, multiplicada pelo fator de abrangência k , e para a qual, segundo uma distribuição normal, é considerado um nível da confiança de aproximadamente 95%. No Anexo, é apresentado um exemplo típico de avaliação de incertezas para um sistema de medição de gás natural por placas de orifício.

3.2 Medição de Petróleo em Tanques

A Portaria Conjunta ANP/INMETRO N.º 1 de 19 de junho de 2000 apresenta as regras a serem seguidas para a medição e calibração de tanques cilíndricos

verticais utilizados para armazenamento e medição fiscal da produção de petróleo no Brasil.

A medição de petróleo em tanques se constitui, de modo geral, a apurar o volume de líquido, na condição ambiente, em tanques cilíndricos ou tanques marítimos em navios. O API – MPMS Chapter 12.1 – Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels normatiza o assunto. A figura 2 ilustra um tanque, seus acessórios e sistemas de medição associados.

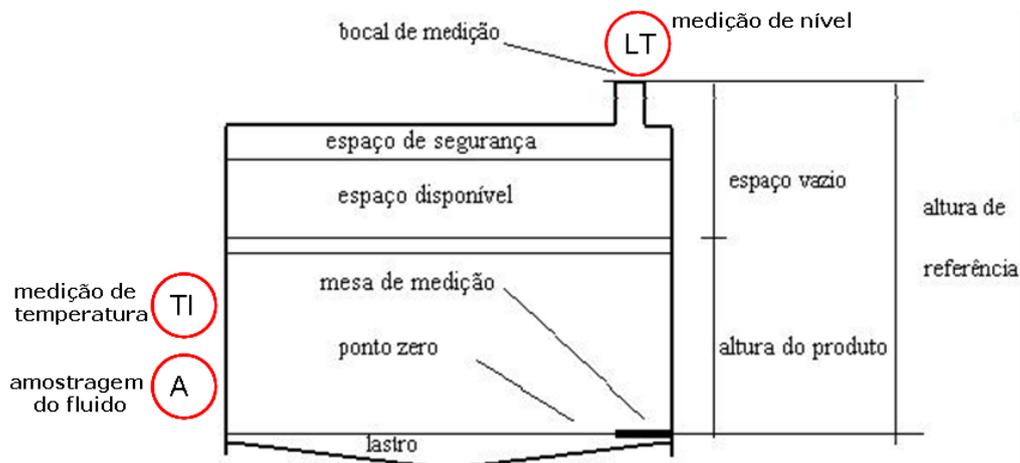


Figura 2 - Exemplo de tanque de armazenamento e medição de petróleo

O tanque deve ser arqueado de modo a se obter a sua “Tabela Volumétrica” (*Tank Capacity Table*), ou seja, uma tabela onde é especificado o volume contido em cada nível de enchimento ou “anel”, obtido com medições das alturas e perímetros, segundo os métodos da norma ISO 7507-1 (norma utilizada pelo INMETRO). A arqueação se constitui em uma espécie de calibração. Segundo o INMETRO, a arqueação é definida como “a determinação da Capacidade Volumétrica de Reservatórios (Tanques e Embarcações) utilizados para armazenamento de produtos a granel”.

O modelo matemático generalizado para o volume calculado em tanque é dado pelas equações (3) e (4):

$$NSV = GSV \times CSW \quad (3)$$

$$GSV = GOV \times SF \times CTL \times CT20 \quad (4)$$

Onde:

CSW: Fator de correção para o conteúdo de água e sedimentos;

GOV: Volume bruto observado (*gross observed volume*) – volume total de petróleo líquido, incluindo os sedimentos e água emulsionada, excluindo a água livre, na temperatura e pressão observadas;

SF: Fator de encolhimento devido ao gás em solução;

CTL: Fator de correção do volume medido, devido à diferença entre a temperatura de operação e a temperatura de base;

CT20: Fator que corrige o volume para a condição de referência de 20°C;

NSV: Volume líquido corrigido de óleo no tanque.

A estimativa da incerteza de medição do volume de um tanque pode se referir:

- A todo o volume de óleo contido em um tanque, ou
- A uma parte desse volume transferido.

Os coeficientes de sensibilidade, relativos a cada fonte de incerteza, são obtidos por meio das derivadas parciais da equação do volume em relação aos respectivos parâmetros de influência.

As fontes de incerteza que contribuem para a incerteza de medição de petróleo em tanques são:

- Massa específica (ρ);
- Fator de encolhimento (SF);
- Correção de sedimentos e água (CSW);
- Temperatura do líquido;
- Temperatura ambiente;
- Volume total observado (TOV);
- Volume da tabela de arqueação;
- Medição do nível de líquido.

Um procedimento para estimar a incerteza (com $k=2$, 95,45% de probabilidade) do volume num processo de transferência foi desenvolvido em função da altura do líquido no tanque, com base no ISO GUM. O método do cintamento (*strapping*) foi selecionado, porque tem sido um procedimento padrão adotado pelo INMETRO. Aqui, os mesmos valores de incerteza utilizados pela norma ISO foram usados para estimar a incerteza do volume líquido transferido. Os principais resultados são apresentados a seguir.

3.2.1 Volume do Reservatório e sua Incerteza

O volume de cada anel é calculado na condição de referência, e sua incerteza estimada. Assim, uma incerteza em torno de $\pm 0,54\%$ é conseguida. Entretanto, o volume acumulado é calculado, juntamente com sua incerteza. Observou-se que à medida que o volume aumenta, a incerteza diminui em valor relativo, de $\pm 0,54\%$, com o volume de um anel, até $\pm 0,19\%$, com o volume de todos os anéis. Como recomendação, para manter um nível baixo de incerteza relativa, o volume a ser medido pelo reservatório deve ser o maior possível.

3.2.2 Volume de Líquido Transferido do Reservatório em Serviço

Uma vez em serviço, e sabendo-se as alturas iniciais e finais do líquido no tanque, pode-se determinar o volume de líquido deslocado e sua incerteza.

Isto foi avaliado para duas condições extremas: (a) transferência com reservatório quase cheio, e (b) transferência com reservatório quase vazio. Pôde-se observar que, nestas condições, a faixa da incerteza expandida na determinação do volume é de cerca de $\pm 0,9\%$ (a) a $\pm 1,2\%$ (b).

Desta maneira, quando em serviço, é sugerido transferir a maior quantidade de fluido possível armazenado no tanque, de modo a obter uma menor incerteza. Entretanto, se um volume a ser transferido for pequeno, deve-se utilizar um reservatório de menor capacidade.

3.3 Medição de Petróleo em Linha

A medição de petróleo em linha é mundialmente realizada por meio de medidores de vazão dos seguintes tipos: deslocamento positivo, turbina, coriolis e ultrassônico. Um sistema típico de medição de petróleo em linha, exemplificado na figura 3, é formado por:

- Medidor de vazão;
- Trechos retos a montante (com ou sem retificador de fluxo) e a jusante;
- Transmissor de pressão estática;
- Transmissor de temperatura;
- Computador de vazão;
- Dispositivo de calibração (normalmente medidor padrão/master meter ou provador de deslocamento mecânico/prover);
- Amostradores de fluido (manual e/ou automático);
- Analisadores em linha (teor de água no óleo e massa específica).

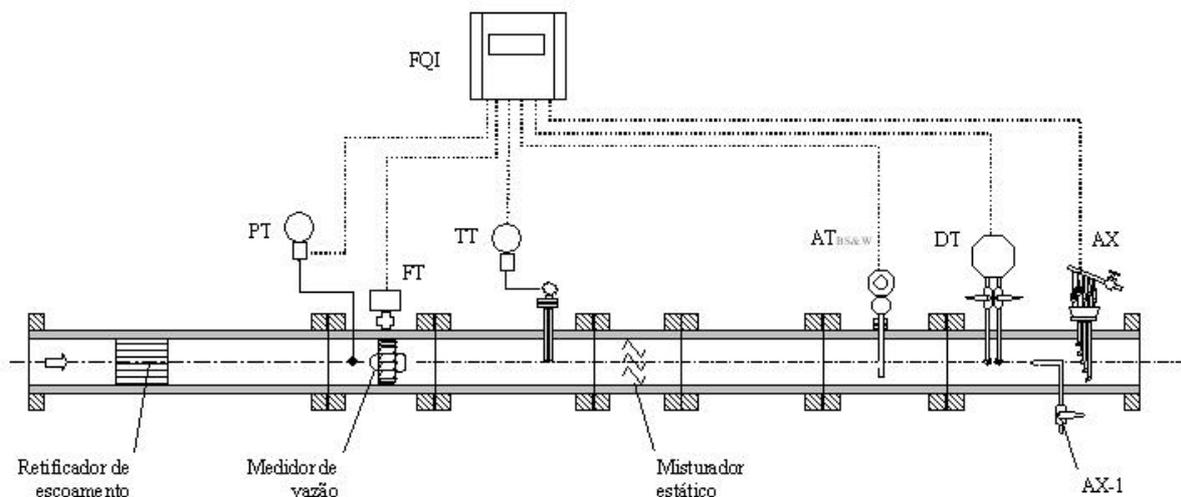


Figura 3 - Exemplo de configuração de sistema de medição de petróleo em linha

De acordo com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, aprovado pela Portaria Conjunta ANP/INMETRO N.º 1 de 19 de junho de 2000, os sistemas de medição fiscal de petróleo em linha devem ser projetados,

instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3, conforme OIML R117 (atual Portaria INMETRO 64/2003). No caso de medições para apropriação da produção, os medidores em linha devem ser projetados, operados e calibrados para se obter uma classe de exatidão 1.0, conforme OIML R117. Esta norma estabelece os “Erros Máximos Admissíveis”, conforme tabela 1 abaixo:

Tabela 1 - Erros Máximos Admissíveis por Classe de Exatidão
(Linha A – sistema completo; Linha B – Medidor de vazão)
(OIML R117 / Portaria INMETRO 64/2003)

	Classes de Exatidão				
	0.3	0.5	1.0	1.5	2.5
A	± 0.3 %	± 0.5 %	± 1.0 %	± 1.5 %	± 2.5 %
B	± 0.2 %	± 0.3 %	± 0.6 %	± 1.0 %	± 1.5 %

A equação básica para a determinação da vazão volumétrica de líquidos na condição de base é dada pela equação (5):

$$Q_b = MF \times CTL \times CPL \times Q \quad (5)$$

Onde:

Q_b: vazão volumétrica do líquido na condição base (20 °C e 101,325 kPa abs), m³/h;

MF: fator do Medidor (*Meter Factor*);

CTL: fator de correção do volume medido, devido à diferença entre a temperatura de operação e a temperatura de base;

CPL: fator de correção do volume medido devido à diferença entre a pressão de operação e a pressão de base;

Q: vazão volumétrica bruta do líquido na condição de operação, m³/h.

A vazão volumétrica Q, por sua vez, é determinada em função do número de pulsos gerados pelo medidor de vazão (deve ser configurado para saída em pulsos), conforme a equação (6):

$$Q = \frac{N_p}{K} \quad (6)$$

Onde:

N_p: número de pulsos gerados pelo medidor de vazão durante o intervalo de medição;

K: fator característico do medidor, dado em número de pulsos por metro cúbico.

Para se medir petróleo estabilizado e com teor de água menor que 1% do seu volume total (medição fiscal), aplica-se a equação (7) para a determinação da vazão na condição de base:

$$Q_b = MF \times CTL \times CPL \times Q \times (1 - BSW) \quad (7)$$

Onde:

BSW: teor de água e sedimentos no petróleo, em base volumétrica.

Norma com algoritmo desenvolvido para o cálculo do CTL e CPL utilizados para petróleo pode ser encontrada na referência [10], lembrando que devem ser usadas, para a correção de temperatura a 20°C, a tabela 59A (massa específica) e a tabela 60A (volume).

O valor de BSW ou teor de água no óleo pode ser obtido por meio de analisadores em linha ou por análises de laboratório.

A incerteza sobre o volume líquido de óleo medido, referido à condição de referência de 101,325 kPa abs e 20°C, de acordo com a equação (7), é função dos seguintes fatores de influência:

- Número de pulsos gerados pelo medidor de vazão (N_p) e fator K ;
- Fator do medidor (*meter factor*) (MF);
- Fator que corrige o volume medido da pressão de operação para a pressão de referência (CPL);
- Fator de sedimento e água (BSW);
- Fator que corrige o volume da temperatura de operação para a condição de referência de 20°C (CTL).

A partir da combinação das diversas fontes de incerteza padrão, utilizando os seus respectivos coeficientes de sensibilidade, pode-se então obter a incerteza padrão combinada da medição de vazão volumétrica (condição de operação, ou condição de base ou referência).

A incerteza expandida relatada é determinada como a incerteza padrão combinada da vazão volumétrica de petróleo, multiplicada pelo fator de abrangência k , e para a qual, segundo uma distribuição normal, é considerado um nível de confiança de aproximadamente 95%. Uma incerteza expandida de $\pm 0,20\%$ para um sistema de medição de petróleo em linha pode ser conseguida.

4 CONCLUSÕES

Os principais métodos de determinação de incerteza dos volumes de petróleo e gás natural utilizados no segmento de Exploração e Produção estão bem definidos e baseados nos métodos consolidados pelo ISO GUM.

As equações para a apuração dos volumes são bem estabelecidas pelas normas e as avaliações das incertezas de medição podem ser derivadas daquelas equações, considerando um número expressivo de fatores de influência.

Exemplos de avaliação de incerteza são apresentados, contendo o levantamento das incertezas padrão e expandida, e os resultados típicos para cada caso aplicado à medição de gás natural, de petróleo em tanques e em linha. Tais valores são compatíveis com os observados no mercado internacional.

ABSTRACT

At each step on the productive processes of petroleum and natural gas, metrology takes place in various forms: firstly on exploration jobs with the challenge of trying to find petroleum in the deep underground; secondly on the determination of the produced volumes, in order to enable the exact disbursement of the Government Participations (Royalties, etc.) and taxes; thirdly on the process and environment safety issues; and finally at the selling jobs of the downstream products to the distribution and consumers domains. Therefore, metering is the “cash machine” of the companies, leading to the improvement of the accuracies and requirements at every single step towards the delivering points, where differences at 0.1% level are discussed. This paper presents the approaches adopted on the uncertainty evaluation of the petroleum and natural gas volumes collected at the production processes in Brazil and even internationally.

Keywords: metering, uncertainty, petroleum, natural gas.

REFERÊNCIAS

Silva, P.S., Silva Filho, J.A.P., “A Importância da Metrologia na Petrobras”, O futuro da indústria e a importância da Metrologia para o desenvolvimento industrial, Série Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior – 12, SENAI, Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, 2005.

Siqueira, C.A.M., Carrascosa, E.A., Mata, J.D., “Avaliação de Incertezas de Medição por Placas de Orifício”, Congresso Rio Automação, IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, IBP01805, 2005.

ISO GUM - ABNT, INMETRO, SBM, “Guia para a Expressão da Incerteza de Medição”, Segunda Edição Brasileira, Rio de Janeiro, 1998.

Mata, J. D., Silva Filho, J.A.P., “Noções de Medição de Fluidos”, Programa Alta Competência, 2009.

Kawakita, K., “Estimativa de Incertezas na Medição de Gás Natural por Placa de Orifício”, Apresentação em Encontro Técnico sobre Incertezas de Medição, Rio de Janeiro, 2006.

PETROBRAS, “Procedimento para estimativa de incerteza na medição de gás natural com sistemas por placa de orifício”, Procedimento Corporativo Petrobras P-0042, 2006.

INMETRO, “Vocabulário Geral de Termos Fundamentais e Gerais da Metrologia – VIM”, Rio de Janeiro, 2007.

ISO 7507 – 1, “Petroleum and Liquid Petroleum products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks – Part 1: Strapping Method”, 2003.

API MPMS Chapter 21, Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section 2 – Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters, 1998.

API MPMS 11.1, Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized, Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils, September, 2007.

Anexo

Exemplo típico de avaliação de incerteza para um sistema de medição de gás natural por placa de orifício.

Grandeza X_i		Estimativa x_i	Incerteza padrão $u(x_i)$		Graus de liberdade	Distribuição de probabilidades	Coefficiente de sensibilidade C_i	$c_i [X_i]^{-1}$	Incerteza	Contribuição (%)
Coefficiente de descarga (incerteza da equação)	C	0,604	$U(C)/2$	0,0015	Infinito	Normal	Q_m/C	7,355E+00	0,011033	25,0%
Coefficiente de descarga (acréscimos)	C	0,604	$U(C)/2$	0,0000	Infinito	Normal	Q_m/C	7,355E+00	0,000000	0,0%
Aproximação de velocidade	E	1,02081	$U(E)/k$	0,0000	4	Retangular	Q_m/E	4,323E+00	0,000000	0,0%
Coefficiente de expansão	ϵ	0,9988	$U(\epsilon)/k$	0,0003	Infinito	Normal	Q_m/ϵ	4,419E+00	0,001487	0,5%
Diâmetro do orifício da placa [m]	d	0,09157	$U(d)/\sqrt{3}$	0,0000115	3	Retangular	$2Q_m/d$	9,639E+01	0,001113	0,3%
Pressão diferencial [Pa]	dP	50000	$U(\Delta p)/k$	263	Infinito	Normal	$1/2 \cdot Q_m/Dp$	4,413E-05	0,011586	27,6%
Massa específica do fluido [kg/m ³] (cond. oper.)	ρ	12,000	$U(\rho)/k$	0,0819	24	Normal	$1/2 \cdot Q_m/r$	1,839E-01	0,015058	46,6%
Vazão em massa $Q_m =$		4,413 kg/s			112	Normal	Incerteza padrão combinada $u_c(Q_m) =$		0,0220	100%
				Fator de abrangência $k =$	1,98			Incerteza expandida $U(Q_m) =$	0,044 kg/s	
Resultado:	Vazão volumétrica = 413297 ± 4091 m³/d						Incerteza:	0,99%		
A incerteza expandida relatada é baseada em uma incerteza padrão combinada, multiplicada por um fator de abrangência $k = 1,98$, fornecendo um nível de confiança de aproximadamente 95%.										