

# CONSIDERAÇÕES SOBRE INCERTEZA NA MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

## Resumo

O escoamento da produção de petróleo e gás natural ocorre por caminhões, trens, navios e dutos que interligam poços a refinarias e terminais. A rede dutoviária é bastante utilizada e adequada para o transporte de grandes volumes de petróleo, derivados e gás natural. O processo de globalização fez com que a indústria buscasse padrões de qualidade em seus produtos e serviços de forma a obter competitividade. Perdas ocorridas em razão de erros, defeitos de produção, tempo perdido em retrabalho, excesso de refugo e outras formas de desperdício geram prejuízos econômicos consideráveis. Faz-se necessário o gerenciamento da infra-estrutura logística, com coerência de procedimentos, praticidade, robustez dos padrões de calibração nas diversas condições de transporte e operação, para manter os sistemas de medição e possibilitar a rastreabilidade dos dutos, terrestres e subterrâneos, em profundidades que variam de 90 cm a 1,5 m. A calibração dos medidores de vazão é fundamental para a medição exata dos volumes para garantir não só a cobrança correta da carga encomendada, como também a comprovação de que ela efetivamente chegou ao seu destino

**Palavras-chave:** escoamento multifásico, incerteza, medição, regulamentação, defasagens

*Paulo C. N. Andrade<sup>1\*</sup>,  
Luiz E. A. Ferreira<sup>2</sup> e  
Paulo S. de M. Rocha<sup>3</sup>*

Unifacs

\*1 Autor para correspondência:  
CEFET-BA  
Depto de Eletroeletrônica/  
Coordenação de Automação  
Av. Luiz Viana Filho, 1831  
Ed. Rio Solimões - Apto 1006  
CEP: 40389-180  
Salvador. BA

E-mails: <sup>1</sup>paulo.andrade@  
posgrad.unifacs.br,  
<sup>2</sup>leaf@petrobras.com.br,  
<sup>3</sup>psrocha@petrobras.com.br

## Summary

The drainage of the production of petroleum and natural gas happens for trucks, trains, ships and pipeline that link wells to you would refine and terminals. The pipeline is quite used and appropriate for the transport of great volumes of petroleum, flowed and natural gas. The globally process did with that the industry looked for quality patterns in their products and form services to obtain competitiveness. Losses happened in reason of mistakes, production defects, lost time in work, refuse excess and other waste forms generate damages economical appreciable . If necessary the administration of the infrastructure logistics, with coherence of procedures, praticable, robustness of the calibration patterns in the several transport conditions and operation, to maintain the measurement systems and to make possible the rastreabilidade of the pipelines, terrestrial and underground, in depths that vary from 90 cm to 1,5 m. The calibration of the flow meters is fundamental for the exact measurement of the volumes to guarantee not only the correct collection of the ordered load, as well as the proof that she indeed arrived to his/her destiny.

**Keywords:** drainage, uncertainty, measurement, regulation, discrepancy

## Aspectos Metrológicos

Quando é realizada uma medição, dois valores importantes: um é o valor numérico da variável medida e o outro é a incerteza associada a este valor numérico (PINHEIRO). Essa preocupação iniciada na Engenharia aeroespacial, por volta de 1973, foi expandida para a medição fiscal, a partir

de 1994. No Brasil, o padrão de calibração é fornecido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade (INMETRO), que juntamente com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) elaboraram a Portaria Conjunta 01 AN-PINMETRO, estabelecendo os requisitos mínimos para os

sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos.

O erro é a diferença do valor medido e o valor verdadeiro do mensurando. Como o valor verdadeiro não é conhecido, a menos que se use o padrão primário de definição da escala da grandeza. Na prática, se a incerteza do padrão for bem menor, em torno de 3 a 10 vezes (definido pelo usuário) do que a grandeza a medir, pode-se considerar com boa aproximação que o valor indicado pelo padrão é o valor verdadeiro da grandeza medida, mais conhecido como valor convencional. Na prática, utilizam-se os conceitos de erro relativo, erro aleatório e erro sistemático. O erro (total) normalmente é composto de duas parcelas: erro sistemático e erro aleatório.

- Erro aleatório é a diferença entre o valor médio resultante de uma série de medições do mesmo mensurando e o resultado de uma medição sob condições de repetibilidade e a discrepância entre o resultado de uma medição e o valor verdadeiro da quantidade medida devido a fatores externos tais como ruído, leitura malrealizada, falha na alimentação etc. Pode ou não ser considerado para efeitos estatísticos.
- Erro sistemático (*Systematic Error*) é a diferença entre o valor médio resultante de uma série de medições do mesmo mensurando e o valor verdadeiro ou convencional do mensurando. É a parcela de erro que está sempre presente nos sistemas de medições sem calibração. O erro sistemático pode ser minimizado/eliminado pela calibração.

A incerteza é um parâmetro associado com o resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão do valor que poderia razoavelmente ser atribuído ao mensurando (valor convencional), caracterizando o intervalo no qual estão os valores que poderão ser atribuídos razoavelmente ao mensurando com um determinado nível de confiança. A incerteza de medição compreende, em geral, diversos componentes, mais os quais foram agrupados em duas categorias, de acordo com os métodos usados para estimar seus valores numéricos. Essas categorias são as incertezas padronizadas tipos A e B:

- A incerteza padronizada tipo A, é determinada pela análise estatística de uma série de observações.
- Incerteza padronizada tipo B é um método de avaliação da incerteza sem ser por análise estatística, como por exemplo especificação de catálogo, *handbooks*, certificados de calibrações etc..

A tabela abaixo descreve os limites e frequências contratuais para medições relacionadas a alguns instrumentos:

### Medição de Vazão

A medição de vazão remonta a antiguidade, mas os desenvolvimentos, que levaram a utilização em larga escala, dos diversos tipos de medidores tiveram início no século

XVIII. Na modernidade ela está presente, por exemplo, no hidrômetro residencial e no marcador de uma bomba de combustível. Em muitos processos industriais, ela é uma necessidade imperiosa, sem a qual dificilmente poderiam ser controlados ou operados de forma segura e eficiente.

No século XX, a necessidade de se medir vazão de fluidos em geral tornou-se premente, em decorrência do crescimento da aplicação dos processos contínuos na indústria, em substituição aos processos de batelada. Princípios já conhecidos foram aplicados em conjunto com novas tecnologias, resultando em instrumentos modernos e confiáveis. Foram desenvolvidos novos medidores, baseados em princípios e resultados de estudos de físicos que haviam pesquisado outros fenômenos.

Os estudos de Theodor von Karman, Michel Faraday e Gaspard Coriolis impulsionaram a realização de congressos, elaboração de normas e intercâmbios entre universidades, institutos de pesquisa e fabricantes de instrumentos na busca de desenvolvimento de medidores e aperfeiçoamento das normas aplicadas a medição de escoamento de fluidos. Todas as instalações de medidores requerem certas condições básicas, tais como: Faixa de Vazão; Pressão de Trabalho; Tipo de Fluido (Líquido, Gás, Vapor); Unidade de Medição; Faixa de Temperatura; Grau de Precisão; Facilidade de Calibração; Método e Frequência de Manutenção.

Devido à importância dos resultados da medição de vazão para a realização de operações comerciais – desde a compra de gasolina no posto de abastecimento até o uso de gasodutos e oleodutos internacionais –, as normas nacionais e internacionais, bem como as portarias e outros dispositivos legais, passaram a ser fundamentais para os envolvidos direta ou indiretamente com esta temática.

O óleo ou gás transportado pode mudar de proprietário sucessivas vezes entre a saída do poço e o processamento (refino) e é de interesse para cada proprietário conhecer com a maior precisão possível a quantidade transferida. Ainda, é importante para a empresa produtora conhecer

Instrumento	Período	Máximo erro permitido
Pressão diferencial	1 mês	+/- 0,25 %
Pressão estática	1 mês	+/- 0,50 %
Temperatura	2 meses	+/- 0,50 %
Placa de orifício	1 mês	ANSI/API-2530
Cromatógrafo	15 dias	ASTM D-1945
Turbina	3 meses	AGA-7

com exatidão a produtividade de seus poços para decidir, por exemplo, se um determinado processo de extração continua sendo rentável. Também, no caso, de um sistema de recuperação secundária por injeção de água, é de grande relevância a medição, não apenas da vazão volumétrica total, mas também das proporções de água, óleo e gás sendo extraídas do reservatório.

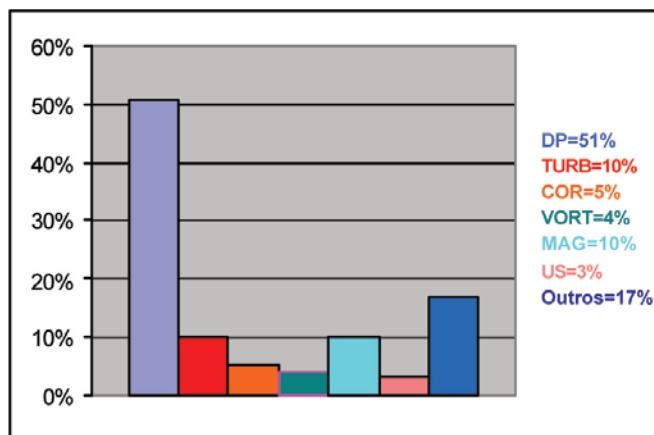
Como em todo sistema de medição, é de interesse comum o constante melhoramento na precisão dos valores das variáveis que se desejam medir, porém em alguns casos como sistemas de detecção de vazamentos e fiscalização, a precisão é um fator de fundamental relevância. No caso de sistemas de detecção de vazamento, o tempo de resposta do sistema, perante um vazamento, depende diretamente da precisão na medição da vazão e a quantidade vazada é proporcional a este tempo de resposta. Em medição fiscal, os requerimentos na precisão da medição, dependem das exigências do organismo fiscalizador.

A medição de vazão envolve diversos componentes, além do medidor, tais como: instrumentos auxiliares, acessórios (filtros, trechos retos, tomadas de impulso e teste), computação de vazão (computadores de vazão, normatização, condições de referência, compensação de pressão e temperatura), facilidades para calibração, procedimentos de manutenção e operação.

Os medidores de vazão são usados em condições de serviço das mais diversas e sua seleção não é uma tarefa trivial. Várias classificações são obtidas na literatura. De modo geral, têm-se os seguintes métodos:

Ainda, mesmo com a evolução tecnológica, predomina a utilização dos medidores por pressão diferencial (principalmente em medição de gases). As turbinas, coriolis e magnéticos estão ocupam uma fatia intermediária (principalmente em medição de líquidos) e outros de utilização recente,

<b>Pressão diferencial</b> (D/P Cell + Elemento deprimogênio)	Placa de orifício Venturi Bocal Pitot Annubar
<b>Área variável</b>	Rotâmetro
<b>Velocidade</b>	Turbina Magnético Vortex Ultra-som
<b>Volumétrico</b> (Deslocamento positivo)	Engrenagens ovais Lóbulos Disco Nutante
<b>Mássico</b>	Coriolis



como o ultrassom, estão em fase de crescimento. O gráfico abaixo ilustra o mercado mundial de medidores de vazão:

## Medição de petróleo

A medição de petróleo no estado líquido pode ser feita de dois modos:

- Medição em tanques (tanques cilíndricos em terra e tanques marítimos em navios);
- Medição em Linha (medidores de vazão e volume).

A medição de petróleo em linha se dá através de medidores de vazão e volume que devem ser selecionados dentro uns dos seguintes tipos:

deslocamento positivo, turbina ou medidores mássicos tipo Coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja autorizada pela ANP (como é o caso do medidor do tipo ultra-sônico).

## Medição de gás natural

As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultrasônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP. Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5 %. Os demais sistemas de medição devem ter uma incerteza de medição inferior a 3% (Obs: no caso de medição para apropriação de gás, a incerteza de medição deve ser inferior a 2%).

## Medição Multifásica

A medição de vazão monofásica pode ser problemática devido às diversas variabilidades tais como variações de

propriedades físicas, influência externa da instalação, perfis assimétricos de velocidade, turbulência etc. Em escoamento multifásico, além das variabilidades citadas, ainda estão presentes os arranjos de fases, escorregamento entre as fases, compressibilidade, dissolução, emulsibilidade, evaporação, entre outros. Devido à complexidade do escoamento multifásico, diferentes variabilidades estão presentes sozinhas ou combinadas, as quais causarão impacto nas incertezas de medidores multifásicos.

Pode-se definir um medidor de vazão mássica multifásico, como um instrumento capaz de medir, sem separação das fases, as vazões de óleo, água e gás, escoando por uma tubulação. Como as condições requeridas para medir a vazão mássica multifásica, são função da densidade, da velocidade e da fração volumétrica de cada fase, pode-se inferir que um medidor de vazão mássica multifásico seja constituído por:

- a) medidor de fração volumétrica;
- b) medidor de velocidade;
- c) medidor de densidade.

## Incerteza da Medição de Vazão

Qualquer medição, de uma forma ou de outra, está sujeita a erros, pois o valor verdadeiro não é conhecido, e sim uma estimativa do valor verdadeiro (MARTINS). O estabelecimento da incerteza de medição permite estimar melhor a faixa de valores dentro do qual o valor verdadeiro, provavelmente, deve estar.

A utilização de medidores de vazão para venda de produtos, conservação de energia, proteção ambiental e aumento de eficiência de processos, torna imperativo o conhecimento da incerteza de medição.

Podem existir numa medição, de uma maneira geral, os seguintes erros:

- **Espúrios** – decorrentes de defeitos evidentes ou enganos;
- **Aleatórios** – causadores das diferenças entre medições sucessivas de uma grandeza constante;
- **Sistemáticos** – podem ser subdivididos em:
  - constantes – não variam quando são feitas medições sobre mesmas condições (ex: zero e span);
  - variáveis – variam com o tempo (ex: desgastes).

A incerteza da medição de vazão deve ser determinada pela realização de testes confrontando a vazão indicada com os valores indicados por um instrumento padrão de incerteza menor.

## Considerações Finais

A indústria moderna busca dia a dia aumentar competitividade seja com otimização de processos ou com gerenciamento de ativos. A melhoria da performance reduz custos e aumenta a qualidade e o acúmulo de informações possibilitando ganhos na controlabilidade e, consequente-

mente, aumento de produção e lucratividade.

A crescente incorporação de instrumentos microprocessados (também chamados de inteligentes) nas medições industriais permitem a otimização da manutenção, contribuindo para o aumento da vida útil e confiabilidade dos instrumentos/equipamentos e, assim, aumentar a eficiência operacional reduzindo defasagens e permitir manutenção/acompanhamento on-line.

Hoje, mais do que nunca, engenheiros e técnicos envolvidos com automação e operação devem estar ainda mais envolvidos no acompanhamento das medições aproveitando ao máximo as funcionalidades e recursos disponíveis pela instrumentação de campo. O conhecimento da aplicação, entendimento do funcionamento dos instrumentos, a correta especificação e o atendimento as normas, por certo, minimizam erros e impactos econômicos no usuário final.

Certamente a metrologia responde por grande parte dos desperdícios, levando-se em conta o grande número de instrumentos subutilizados ou mal especificados existentes na indústria de petróleo e gás natural e também os erros de medição na comercialização dos produtos. Sendo o petróleo, base de nossa alimentação energética, um recurso finito que precisa ser explorado com cuidados infinitos é importante, pois, verificar se as medições estão sendo feitas dentro da regulamentação estabelecida e quais os níveis de incerteza existentes para avaliar o impacto dessas medições nas transferências e estocagens de produtos.

## Referências

1. ANDRADE, PC. *Impacto das incertezas na medição de petróleo e gás*. Dissertação de mestrado (em conclusão). 2005.
2. BARATEIRO, CE. *Considerações sobre medição fiscal*. Emerson Process. 2001.
3. BEGA, E. **Instrumentação Industrial**. Primeira Edição. Editora Interciência. 2003.
4. DELMEE, G. **Manual de medição de vazão**. Terceira edição. Editora Edgard Blucher Ltda. 2003.
5. MARTINS, N. *Medição de vazão*. Primeira Edição. Editora Interciência. 1998.
6. MICHELSEN, C. *Multiphase flow facility*. 2003.
7. PINHEIRO, JA. *Medição de vazão de Gás*. Petrobrás. 2003.
8. Portaria Conjunta ANP-INMETRO. 2001.
9. REZENDE, V. *Medição de gases e líquidos*. IBP. 2004.
10. SMITH, T; PRICE, A. **Uncertainty analysis**. HPAC. 2000.
11. VENÂNCIO, J. **A medição do gás; o paradigma do milênio**. Gás Brasil. 2002.