

1 Introdução

A atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural tem se mostrado de fundamental importância para o desenvolvimento do país e garantia da auto-suficiência energética. No Brasil, conforme estabelecido na Lei do Petróleo, todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pertencem à União, cabendo sua administração à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A União, por sua vez, pode permitir que empresas estatais ou privadas realizem essas atividades mediante contratos de concessão, precedidos de licitação. Cabe à ANP, representando a União Federal, celebrar com o concessionário os contratos de concessão, além de efetuar a fiscalização de forma integral e permanente. Na Petrobras, a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural é desenvolvida pelo segmento de Exploração e Produção (E&P), que é responsável, entre outras funções, pela avaliação dos reservatórios, perfuração dos poços produtores, e produção e processamento primário do petróleo e gás natural.

Durante todo o ciclo de produção de petróleo e gás natural, a medição dos volumes envolvidos é essencial, desde a fase exploratória, para avaliar o potencial dos reservatórios produtores, até a entrega dos produtos refinados ao cliente final, para garantir uma transferência justa entre as partes envolvidas. A importância da medição de produção de petróleo e gás natural, no segmento de Exploração e Produção da Petrobras (E&P), aumentou consideravelmente a partir da publicação da Portaria Conjunta N° 1 ANP/ INMETRO, em 19 de junho de 2000. Esta Portaria aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), que estabelece as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos [1].

De 3 de outubro de 1953, com a entrada em vigor da Lei nº 2004, até 9 de novembro de 1995, quando foi promulgada a Emenda Constitucional nº 9, o monopólio da União na exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil era exercido, exclusivamente, pela Petrobras. A Emenda Constitucional nº 9 alterou o artigo 177 da Constituição de 1988, mantendo o monopólio da União, mas passando a permitir que empresas privadas pudessem também executar as

atividades de exploração e produção. O novo modelo de exploração e produção foi estabelecido pela Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, que também criou a Agência Nacional do Petróleo, a ANP. Neste modelo, o Estado se remunera por compensações financeiras pagas pelos concessionários, ou seja, pelas empresas com as quais a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural. Assim, além dos tributos e das contribuições sociais pagos por todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pagam também uma compensação financeira (Participações Governamentais) [2].

Com a criação da ANP e a publicação da Portaria Conjunta Nº 1, a medição dos volumes produzidos e movimentados pelo E&P, além do caráter de controle operacional da produção e de apuração das transferências, serviu também como base para o pagamento das Participações Governamentais, que incluem bônus de assinaturas, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Para os campos de terra, a medição dos volumes é utilizada também para pagamento de parcela de participação aos proprietários de terra, conforme estabelecido na Portaria ANP Nº 143, de 25 de setembro de 1998 [3].

A arrecadação proveniente das Participações Governamentais no Brasil é bastante elevada, tendo superado o valor de 16 bilhões de reais no ano de 2009. Já no ano de 2008, essa arrecadação foi superior a 25 bilhões de reais [4]. Torna-se, então, fundamental a garantia da qualidade da medição dos volumes de petróleo e gás natural de forma a permitir um pagamento adequado das Participações Governamentais, além de atender aos interesses das partes envolvidas nas transações comerciais. Também é importante determinar os volumes provenientes de cada poço e campo, para garantir um gerenciamento adequado dos reservatórios e permitir uma correta distribuição do montante arrecadado aos estados e municípios.

O impacto da adoção do Regulamento Técnico de Medição nos processos de medição de vazão do segmento de E&P na Petrobras foi bastante elevado. Foi necessária a elaboração e implementação de um plano de adequação dos principais sistemas de medição de todas as Unidades de Negócios de Produção da Companhia, após um processo de negociação com a ANP. Além disso, foi necessária uma aproximação maior com os fornecedores de bens e serviços, busca de novas soluções para medição de vazão de petróleo e gás natural, fomento de construção de laboratórios de calibração de medidores, criação de

grupos de trabalho para uniformizar a implantação de procedimentos e realizar auditorias técnicas, treinamento aos técnicos envolvidos na atividade de medição, entre outras ações necessárias.

O Regulamento Técnico de Medição é aplicável principalmente ao segmento de Exploração e Produção, e classifica os pontos de medição conforme sua finalidade [1]:

- **Medição Fiscal:** medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto nº 2705, de 03/08/1998.
- **Medição Fiscal Compartilhada:** medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
- **Medição para Apropriação:** medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.
- **Medição Operacional:** medição para controle da produção (medição do gás ventilado ou queimado em tocha, medição do petróleo transferido, etc).

Ressalta-se que os pontos de medição fiscal determinam oficialmente os volumes produzidos de petróleo e gás natural, servindo como base para o cálculo das Participações Governamentais. Esses pontos caracterizam a transferência de propriedade ou custódia do petróleo e gás natural da União para o concessionário. Já as medições para apropriação da produção permitem o rateio adequado dos volumes produzidos aos diversos campos e poços produtores. A Fig. 1 ilustra um esquema de campos de produção associados a três concessões, ou seja, três contratos realizados com a ANP para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Neste caso, a medição fiscal é realizada em um único ponto comum às três concessões (medição fiscal compartilhada) e são necessárias as medições de apropriação para estabelecer os volumes provenientes de cada campo e cada poço.

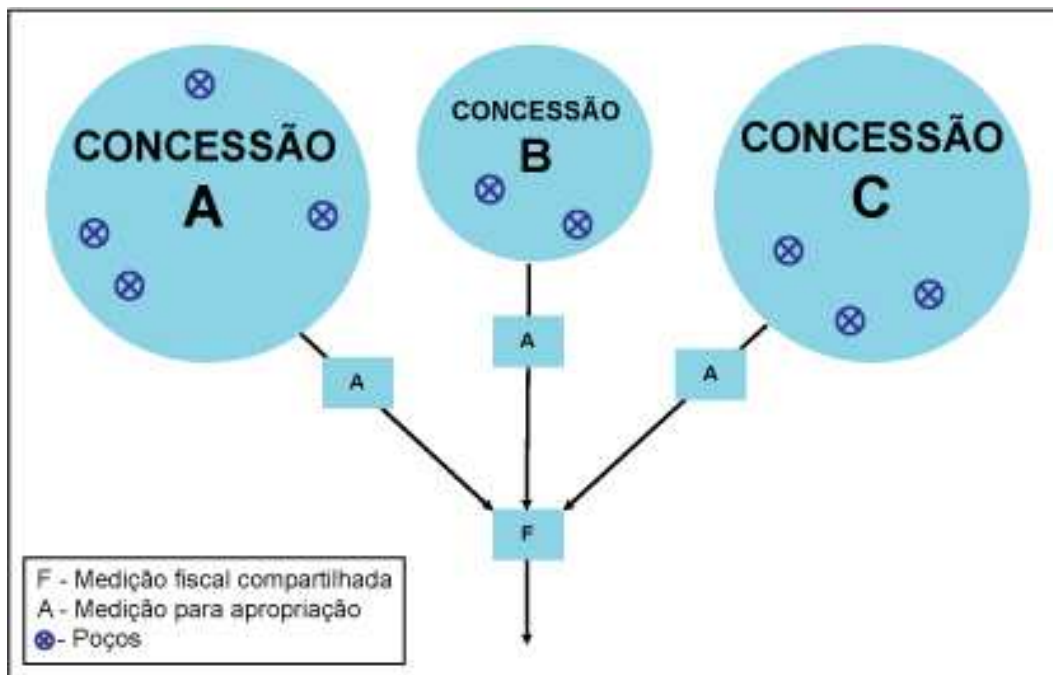


Figura 1 - Exemplos de pontos de medição fiscal compartilhada e medição de apropriação aplicados a três campos de produção

O Regulamento Técnico de Medição também estabelece as tecnologias de medidores de vazão que podem ser utilizadas nos sistemas de medição em linha de petróleo e gás natural:

- **Medição de Petróleo em Linha:** devem ser utilizados medidores do tipo deslocamento positivo, turbinas ou medidores mássicos tipo coriolis, com indicação de volume.
- **Medição de Gás Natural em Linha:** devem ser utilizados medidores do tipo placa de orifício, turbinas ou medidores ultrassônicos.

Deve-se ressaltar que outros tipos de medidores podem ser utilizados desde que previamente autorizados pela ANP.

Ainda conforme o RTM [1], os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO.

Diversas tecnologias bastante promissoras vêm sendo desenvolvidas após a entrada em vigor do Regulamento Técnico de Medição no ano de 2000. Estas tecnologias são avaliadas em laboratório e em campo, permitindo a sua

utilização após verificação de seu desempenho e aprovação da ANP e do INMETRO. Desta forma, novas tecnologias de medição de vazão podem ser introduzidas no processo produtivo, apesar das restrições impostas no regulamento. Além disso, de forma a se adaptar à nova realidade, o Regulamento Técnico de Medição está em revisão pela ANP e INMETRO, com participação das empresas operadoras, instituições de pesquisa e fabricantes de equipamentos.

Dentro dessa categoria de novas tecnologias, encontra-se o medidor tipo v-cone ou cone invertido. O medidor v-cone é um medidor monofásico de vazão de gás ou líquido, cujo elemento primário gera uma pressão diferencial (elemento deprimogênio). Portanto, o medidor se baseia na relação entre a vazão e a queda de pressão gerada por uma restrição. Este trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de aplicação do medidor tipo v-cone para a medição de vazão de gás no segmento de E&P, seja para controle operacional ou em medições para fins fiscais ou de apropriação. Devido às condições adversas encontradas na medição dos volumes de gás produzidos nas plataformas e campos terrestres do segmento de E&P, será estudada e avaliada a utilização do medidor para a medição de vazão do gás natural com presença de líquido. Em campo, podem estar presentes água, condensado ou os dois fluidos na corrente de gás natural, caracterizando o gás úmido.

Na Petrobras, a grande maioria dos medidores utilizados para a medição de vazão de gás natural é do tipo placa de orifício. Essa utilização se deve, principalmente, à sua simplicidade, baixo custo, à existência de normas que padronizam a sua aplicação e, principalmente, ao fato de não ser necessária a sua calibração nos moldes e prazos convencionais. No entanto, observa-se que a tecnologia de medição de vazão de gás por placa de orifício pode não ser a mais adequada em determinadas aplicações, dependendo das características do fluido (composição, por exemplo), pressão de operação envolvida, presença de líquido associado, etc.

1.1.

Definição do problema de pesquisa

No segmento de Exploração e Produção, em diversas situações, o gás produzido a ser medido apresenta, em seu escoamento, uma quantidade considerável de líquido associado. Isso ocorre porque o gás geralmente é produzido juntamente com petróleo (ou condensado) e água, e é necessário

realizar a medição de sua vazão antes de se efetuar a separação das fases ou após uma separação primária simples. A presença do líquido no escoamento de gás dificulta a medição de sua vazão com boa exatidão. Ressalta-se, ainda, que as metodologias de medição de vazão, em geral, prevêm o escoamento em condições monofásicas.

Existem atualmente no mercado medidores de vazão multifásica (*Wet Gas Meters*) que permitem a obtenção das vazões de gás, condensado e água sem separação de fases. No entanto, esses medidores são bastante complexos, envolvendo um conjunto de instrumentos e modelos computacionais de vazão avançados. Para alguns medidores multifásicos, existem, inclusive, sistemas radioativos acoplados. Além disso, esses medidores são extremamente caros, o que leva à sua utilização apenas em condições especiais. Atualmente, não existe na Petrobras nenhum medidor de vazão multifásica operando em condições de gás úmido.

A Fig. 2 ilustra um medidor de vazão de gás úmido do fabricante Roxar, da Noruega [5]. Este medidor, a partir de sensores de pressão, temperatura, diferencial de pressão em um v-cone e sensor do tipo microondas, além de modelos computacionais avançados, fornece as vazões de gás natural, condensado e água na corrente multifásica.



Figura 2 - Medidor de vazão de gás úmido (multifásico)

Geralmente, mesmo em condições de gás úmido, utiliza-se a placa de orifício para a medição de vazão. Este medidor, assim como o medidor tipo v-cone, possui o princípio de pressão diferencial, que tende a sobrestimar a vazão

de gás quando há presença de líquido. Portanto, se faz necessária uma correção para que seja obtida a vazão de gás real.

Dadas as possíveis vantagens com relação à placa de orifício, a utilização do medidor tipo v-cone vem sendo ampliada na indústria do petróleo e gás natural, inclusive na Petrobras, com aplicações também em condições submarinas (medidor *subsea*). Torna-se, então, necessária uma avaliação do potencial da nova tecnologia, especialmente em escoamento de gás úmido, de forma a permitir uma utilização em campo mais criteriosa e com maior embasamento técnico.

Dentro deste contexto, a questão principal da dissertação é:

- Qual o desempenho do medidor tipo v-cone e o potencial de sua aplicação para medição de vazão de gás natural com presença de líquido no segmento de Exploração e Produção?

Considerando a complexidade e importância do tema proposto, a dissertação busca responder também às seguintes questões:

- Como se situam os medidores do tipo v-cone em relação ao estado da arte de medição de vazão de gás natural seco e com presença de líquido?
- Quais variáveis são significantes e devem ser levadas em consideração para se garantir uma medição de vazão confiável?
- Dentre as correlações existentes, qual a que melhor se aplica à medição de vazão de gás por medidor do tipo v-cone, em escoamento de gás úmido, de forma a minimizar os erros sistemáticos na medição de vazão de gás causados pela presença de líquido?
- O desempenho metrológico do medidor tipo v-cone na medição de vazão de gás, em aplicações com presença de líquido, justifica a sua aplicação em campo?

1.2. Objetivos geral e específicos

Com base no exposto, o objetivo geral desta dissertação é avaliar o desempenho e determinar o potencial de aplicação do medidor tipo v-cone para medição de vazão de gás, em condições de gás úmido, no segmento de Exploração e Produção (E&P).

Em termos específicos, a dissertação busca:

- Identificar o campo de aplicação e avaliar o estado da arte do medidor tipo v-cone na medição de vazão de gás natural seco e com presença de líquido, efetuando uma análise comparativa com as outras tecnologias existentes no mercado.
- Identificar as principais variáveis que influenciam a medição de vazão de gás em testes realizados com o medidor tipo v-cone, sob condições de gás úmido.
- Avaliar as correlações hoje existentes para correção da medição de vazão de gás natural devido à presença de líquido em medidores com princípio de pressão diferencial.
- Efetuar uma estimativa de incertezas envolvidas na medição de vazão de gás, em condições de gás úmido, com medidor do tipo v-cone.
- Contribuir para a melhoria dos processos de medição de vazão de gás natural nas Unidades de Produção da Petrobras.

Dessa forma, a proposta desta dissertação vem ao encontro da necessidade de um estudo aprofundado do medidor v-cone em condições operacionais adversas (presença de gás úmido), buscando uma maior exatidão na medição de vazão de gás natural sem impacto significativo sobre o custo do sistema.

1.3. Metodologia

De acordo com a taxonomia proposta por Vergara [6], quanto aos fins, a pesquisa pode ser considerada aplicada, já que é motivada pela necessidade de avaliação de alternativas para a medição dos volumes de gás natural com uma maior exatidão e confiabilidade, nas Unidades de Produção da Petrobras. Além disso, é também uma pesquisa descritiva por retratar as características dos sistemas de produção e medição de vazão de gás no segmento de E&P da Petrobras.

Quanto aos meios de investigação, a pesquisa pode ser considerada como bibliográfica e documental, em sua fase inicial, já que envolve um estudo sistematizado com base nas publicações referentes à medição de vazão de gás natural, à tecnologia de medição de vazão por v-cone, e à medição de vazão de

gás em escoamento de gás úmido e correlações associadas, além de consultas a normas e regulamentos.

A fase experimental da pesquisa busca avaliar o desempenho do medidor de vazão por meio de uma investigação empírica realizada em laboratório. Neste caso, utiliza-se um circuito de testes para verificar a capacidade de medição, desempenho e limitações do medidor tipo v-cone.

1.4. Motivação

O autor vem atuando no segmento de Exploração e Produção de petróleo e gás natural desde 2004, tendo iniciado suas atividades na área de medição de vazão em 2005, na Petrobras. Conhecendo a realidade das diversas Unidades Operacionais de produção de petróleo e gás natural da Petrobras, é nítido que um dos principais desafios encontrados está relacionado à medição de vazão de gás natural, dadas as dificuldades inerentes à fase de produção, especialmente em instalações *offshore*.

Como o gás natural, em muitos casos encontrados na fase de produção, não se encontra especificado para a comercialização, ainda contendo frações de água e/ou condensado, torna-se uma tarefa difícil a medição de vazão desse gás com medidores projetados para operação em condições monofásicas. Soma-se a isto o fato de que a maioria das normas de medição de vazão considera o gás natural seco.

Portanto, o interesse e a motivação do pesquisador na avaliação de uma nova tecnologia de medição de vazão residem na busca de melhoria dos processos de medição de vazão de gás natural em condições operacionais adversas (presença de líquido no escoamento de gás).

1.5. Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada em cinco capítulos, compreendendo esta introdução, um capítulo de fundamentação teórica e contextualização do problema, um capítulo referente à metodologia de trabalho e descrição dos testes experimentais, um capítulo contendo os resultados experimentais obtidos, discussões e avaliação de incertezas, e o último capítulo contendo as conclusões e recomendações da pesquisa.

O Capítulo 2 estabelece a definição de conceitos importantes, caracteriza o problema de medição de vazão de gás em escoamento com presença de líquido, descreve detalhadamente o funcionamento do medidor tipo v-cone e realiza uma comparação com os outros medidores de vazão de gás natural disponíveis no mercado.

O Capítulo 3 descreve o estado da arte de medição de vazão de gás natural em presença de líquido e estabelece a metodologia de pesquisa, apresentando as principais correlações existentes para correção da medição de vazão de gás em escoamento de gás úmido, para medidores com princípio de pressão diferencial. Além disso, descreve também os testes experimentais realizados, e a metodologia de apresentação e avaliação dos resultados.

O Capítulo 4 apresenta os resultados dos testes realizados com o medidor tipo v-cone para medição de vazão de gás em presença de líquido, além da discussão desses resultados e avaliação das incertezas associadas.

Finalmente, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões e recomendações da dissertação, abrangendo a avaliação do desempenho e as possibilidades de aplicação do medidor de vazão tipo v-cone no segmento de Exploração e Produção (E&P).