

1 Introdução

Com a quebra do monopólio para exploração do petróleo e gás natural no Brasil [1] e a publicação do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural [2], o setor de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras teve que se adequar a uma nova realidade metrológica, proporcionando o desenvolvimento de profissionais especializados, novas tecnologias para medição de volumes de petróleo, gás natural e água, e adequação dos sistemas de medição existentes às normas vigentes, entre outros.

O setor de Exploração e Produção da Petrobras é o órgão de sua estrutura responsável pela pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural dentro do território nacional [3].

Enquanto o E&P se adequava a esta nova realidade metrológica, outros setores da empresa - como, por exemplo, o Abastecimento [3], responsável pelas atividades de refino, transporte e comercialização dos produtos derivados do petróleo - já utilizavam recursos técnicos e normativos que garantem uma melhora sensível na qualidade da medição, e conseqüentemente em sua exatidão.

A utilização destes recursos pode ser atribuída às necessidades específicas da atividade de Abastecimento, já que a comercialização dos produtos derivados do petróleo para empresas não pertencentes à *holding* é regida por contratos comerciais com cláusulas bem definidas, que visam a apuração mais correta possível dos volumes transferidos entre as partes. A Fig. 1 apresenta um fluxograma esquemático da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural, desde a produção até o mercado. Nesta figura cada seta representa pontos de Transferência de Custódia¹, seja de petróleo ou gás natural em seu estado bruto, seja de produtos semi-acabados ou acabados.

No E&P a obrigatoriedade de cumprimento de requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural passou a vigorar a partir da

¹ Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de entrega e recepção [4].

publicação da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1 [2] em 19 de junho de 2000. Esta Portaria aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), e estabeleceu as condições e os requisitos mínimos para os sistemas de medição nos pontos de produção do petróleo e do gás natural.

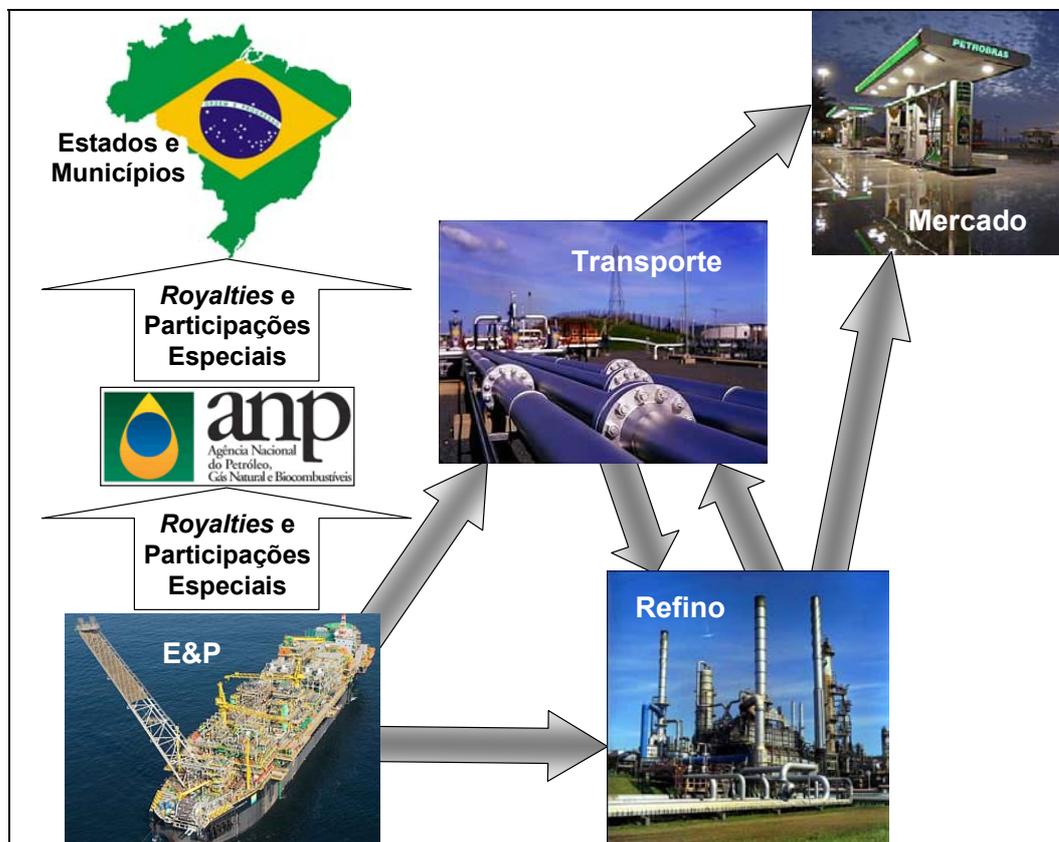


Figura 1 – Fluxograma esquemático da cadeia de produção do petróleo e do gás natural.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis [5], ANP, instituída a partir do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil, além de ser responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Dentre as atividades desenvolvidas pela ANP estão:

- A **regulamentação**, que estabelece as regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções;
- A **contratação**, pois a Agência promove licitações e celebra contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural;

- A **fiscalização** das atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos;
- O **cálculo** do valor dos *royalties* e participações especiais (parcela da receita dos campos de grande produção ou rentabilidade) a serem pagos a municípios, a estados e à União.

A lei n.º 9478 [1] estabelece as alíquotas a serem aplicadas no recolhimento dos *royalties* e participações especiais. Os *royalties* são calculados com base na Eq. (1).

$$Royalty = \text{Alíquota} \times (V_{\text{pet}} \times PR_{\text{pet}} + V_{\text{GN}} \times PR_{\text{GN}}) \quad (1)$$

Onde:

V_{pet} = volume do petróleo produzido;

PR_{pet} = preço de referência do petróleo produzido

V_{GN} = volume do gás natural produzido;

PR_{GN} = preço de referência do gás natural produzido.

Os cálculos são realizados em base mensal, sendo os preços de referência do petróleo e do gás natural baseados na média ponderada dos preços de venda do petróleo produzido no campo praticados pelo concessionário no mês, ou em um valor mínimo determinado pela ANP (o que for maior).

Tendo definidas a alíquota e os preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos, o recolhimento do *royalty* passa então a ser função dos volumes produzidos, fator que motivou a publicação do RTM [2], que tem por objetivo principal garantir que as medições tenham boa exatidão e sejam completas de forma a permitir o recolhimento justo dos impostos previstos em lei, além de garantir também a correta distribuição destes impostos aos estados e municípios. A apuração correta dos volumes produzidos motiva também a atividade de fiscalização realizada pela ANP nas indústrias reguladas.

Neste aspecto, o RTM [2] estabelece em seu art. 2º os sistemas de medição que devem atender os requisitos descritos pelo mesmo, classificando-os de acordo com os itens 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, ou seja:

- **Medições Fiscais** - Medições dos volumes de petróleo e gás natural a partir das quais são calculados os *royalties* e participações especiais;

- **Medições Fiscais Compartilhadas** - Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição (Fig. 1);
- **Medições para Apropriação** – Medições utilizadas na determinação dos 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;
- **Medições Operacionais** - Medições que não são nem fiscais nem para apropriação, utilizadas no controle da produção pela concessionária. São exemplos de medições operacionais: volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustível, transportado ou estocado.

A Fig. 2 mostra um esquema representativo de produção de três campos que compartilham um mesmo ponto de medição fiscal.

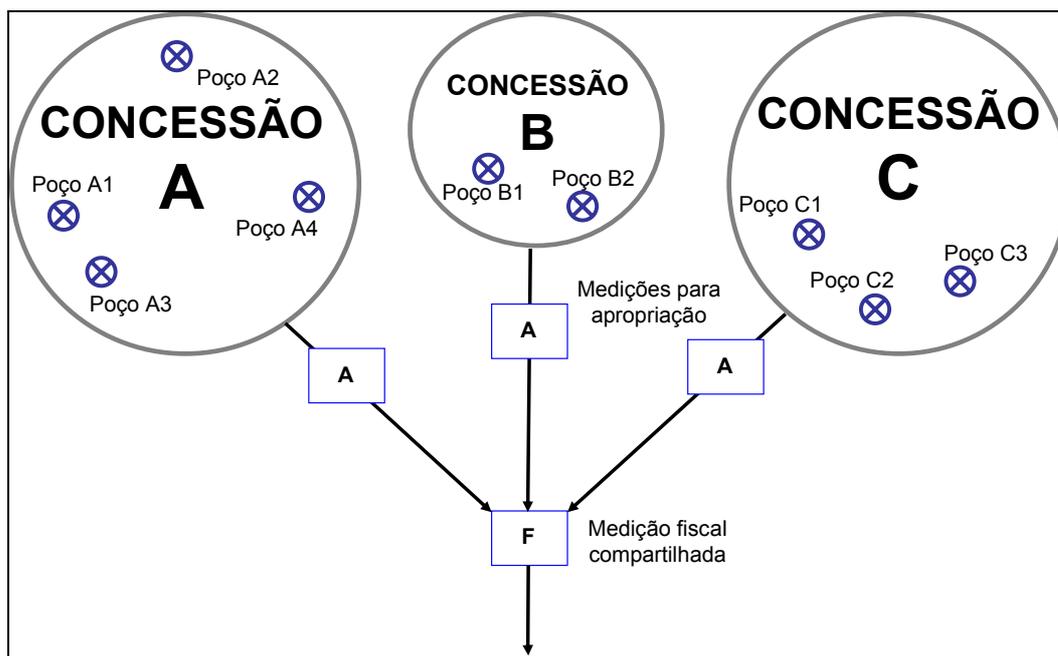


Figura 2 – Representação de campos de produção de petróleo e gás natural que compartilham um mesmo sistema de medição fiscal.

Em seu item 7.1.1, o RTM [2] estabelece as tecnologias permitidas para a medição dos volumes de gás natural, a saber: Placas de orifício, turbinas e medidores ultrassônicos. Outras tecnologias podem ser utilizadas desde que recebam uma autorização prévia da ANP. A Fig. 3 mostra um esquema de uma

estação de medição de gás natural baseada em placa de orifício e a Fig. 4 uma estação com medidor ultrassônico.

O item 7.2 do RTM [2] determina os requisitos de calibração de acordo com a tecnologia empregada. A Tab. 1 apresenta um resumo dos requisitos iniciais de calibração dos pontos classificados como fiscais.

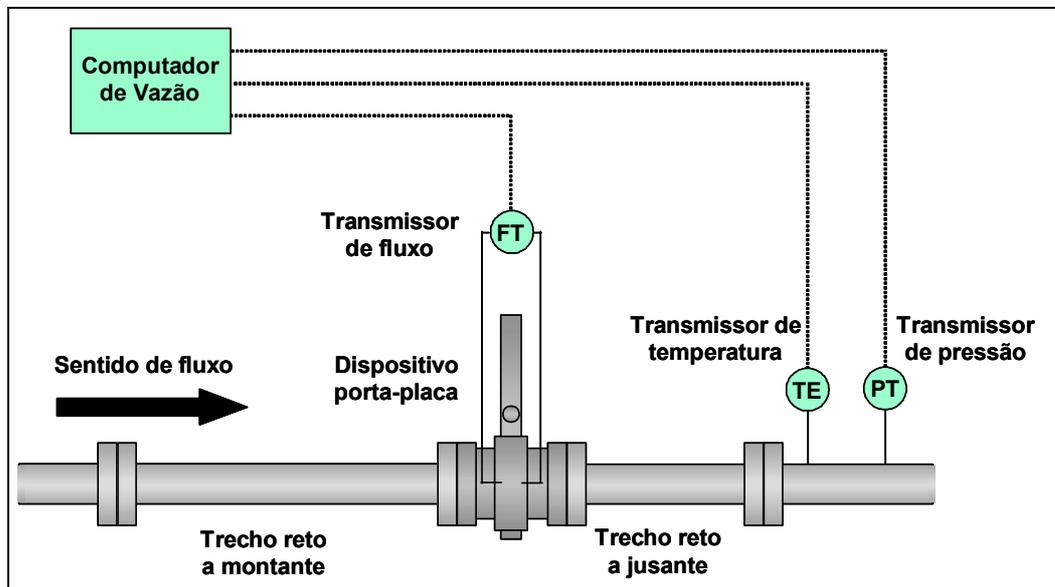


Figura 3 – Esquema de estação de medição de gás natural baseada em placa de orifício.

Tabela 1 – Resumo dos requisitos iniciais de calibração dos sistemas de medição fiscal de gás natural [2].

Princípio de medição	Elemento	Frequência de calibração / inspeção dimensional
Placa de orifício	Transmissores (fluxo, pressão e temperatura).	60 dias
	Placa de orifício	Anual
	Trechos retos	3 anos
Ultrassom	Medidor	60 dias
	Transmissores (pressão e temperatura)	60 dias

A utilização de dispositivos porta-placa nos sistemas de medição baseados em placa de orifício permite realizar a verificação anual da placa (Tab. 2) sem necessidade de despressurização da tubulação, pois permite a inserção e a retirada da placa com o gás sendo escoado. Desta forma, garante-se uma continuidade operacional por até 3 anos, tempo requerido para a realização das inspeções dimensionais nos trechos retos a montante e a jusante. Cabe ressaltar que em sistemas de medição baseados em placas de orifício, os trechos retos a montante e a jusante são considerados elementos primários juntamente com a

própria placa de orifício, o que justifica a necessidade de inspeções dimensionais periódicas.

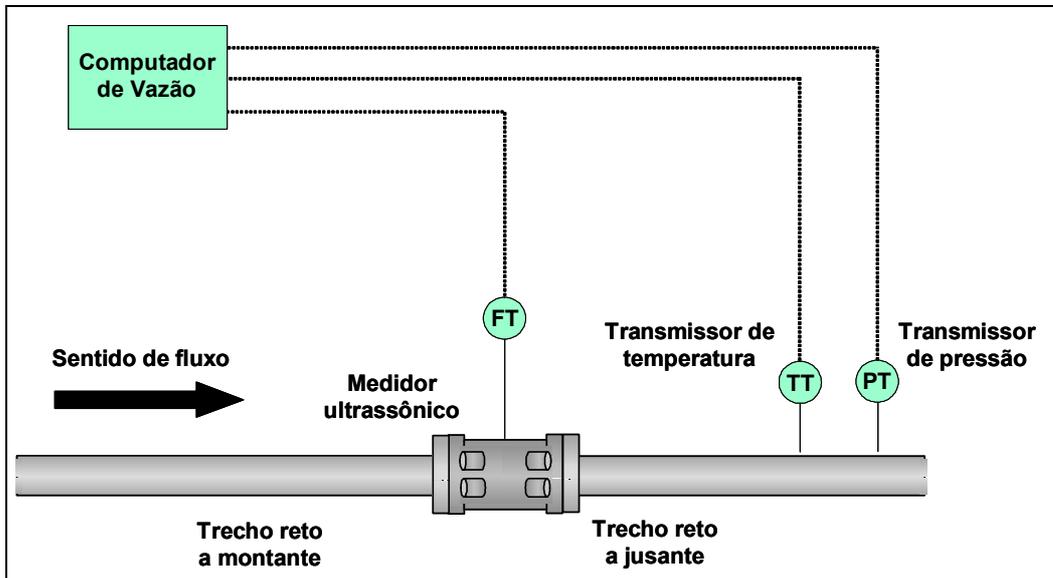


Figura 4 – Esquema de estação de medição de gás natural com medidor ultrassônico.

Em sistemas que utilizam medidores ultrassônicos, por sua vez, não há necessidade de realização de inspeções dimensionais periódicas dos trechos retos, já que estes não são considerados elementos primários do sistema. Entretanto, o RTM [2] determina que os medidores devem ser calibrados em torno de 10% da vazão igual a vazão usual de operação.

Os requisitos apresentados na Tab. 1 e a exigência de calibração com vazão na faixa de vazão de operação foram determinantes na escolha da tecnologia a ser utilizada nos sistemas de medições fiscais de gás natural das unidades de produção marítimas do E&P da Petrobras, tendo como resultado praticamente 100% destes pontos utilizando o princípio da placa de orifício. A instalação de medidores ultrassônicos, quando ocorrem, ficam limitados a pontos classificados como operacionais, onde os requisitos relativos à frequência de calibração e a fiscalização por parte da ANP são mais tolerantes.

A Tab. 2 apresenta um comparativo entre sistemas de medição por placa de orifício e sistemas que utilizam medidores ultrassônicos, tendo como referência estudos realizados pelo corpo técnico do E&P da Petrobras [6].

Considerando as elevadas vazões em determinados pontos de medição, que podem chegar a 200 000 m³/h, ou 4 800 000 m³/dia (nas condições de referência de 20°C e 101,325 kPa), e as elevadas pressões necessárias para escoar o gás produzido em unidades marítimas até o continente, a utilização de

medidores ultrassônicos poderia representar reduções significativas na incerteza dos volumes produzidos e na segurança das pessoas e das instalações.

Tabela 2 – Comparativo entre sistemas de medição por placa de orifício x medidores ultrassônicos .

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Placa de orifício	<p>Conceitos conhecidos</p> <p>Inspeções anuais das placas de orifício e trianuais dos trechos retos de medição</p>	<p>Menor exatidão</p> <p>Necessidade de inspeção trianual dos trechos retos de medição</p> <p>Baixa amplitude da faixa nominal</p> <p>Possibilidade de vazamentos, ocasionando riscos de segurança.</p>
Ultrassom	<p>Maior exatidão</p> <p>Ampla faixa de indicação (50:1)</p> <p>Sem partes móveis</p> <p>Tem tolerância a líquidos e partículas sólidas (apesar de afetar seu desempenho)</p> <p>Maior segurança operacional</p>	<p>Necessidade de comprovação da frequência de calibração.</p>

1.1. Definição do problema de pesquisa

Considerando o levantamento realizado pelo corpo técnico do E&P da Petrobras [6], descrito resumidamente na Tab. 2, a medição de gás natural pelo princípio do ultrassom apresenta as seguintes vantagens, quando comparada com os sistemas de medição baseados em placas de orifício:

- Maior exatidão.
- Maior amplitude da faixa nominal². Os sistemas de medições baseados em placa de orifício nas instalações marítimas do E&P da

² Catálogos de fabricantes trazem, comumente, a indicação da amplitude da faixa nominal de medição na forma de um quociente, que representa a razão entre seus limites superior e inferior.

Petrobras tem, no máximo, amplitude da faixa nominal de 16:1, enquanto sistemas que utilizam medidores ultrassônicos podem chegar a 50:1. Isto representa uma importante vantagem quando se tem um sistema de produção onde há grande variação da vazão.

- Diagnóstico de falhas ou mau funcionamento: em geral, medidores ultrassônicos disponibilizam, além dos volumes medidos, informações que indicam o funcionamento correto ou não dos mesmos. São exemplos de diagnósticos o ganho, a relação sinal-ruído e a velocidade do som.
- Maior segurança operacional: sistemas baseados em placas de orifício estão sujeitos a vazamentos, principalmente quando submetidos a pressões elevadas, expondo as pessoas e as instalações ao risco de incêndios e explosões. Esta situação se torna ainda mais crítica em unidades de produção localizadas em alto mar.
- Possibilidade de passagem de pigs: pigs são elementos que seguem no interior dos dutos movidos apenas pelo diferencial de pressão em suas extremidades. Estes elementos têm diversas funções, como, por exemplo, a limpeza interna de dutos e a inspeção para medição das taxas de corrosão. Por não apresentarem obstruções internas, os medidores ultrassônicos possibilitam a passagem dos mesmos.

Uma desvantagem da medição ultrassônica em relação à placa de orifício quando consideramos a aplicação em sistemas de medição fiscais sujeitos aos requisitos do RTM [2], e talvez a única, é a dificuldade de comprovação de atendimento à frequência entre calibrações sucessivas. Em meio há isso surgiu a possibilidade de ter como problema de pesquisa a avaliação técnica da aplicação de medidores ultrassônicos em pontos de medição fiscais de gás natural nas unidades marítimas de produção de petróleo e gás natural da Petrobras. Em princípio, a utilização de medidores ultrassônicos traz como impacto uma redução na incerteza, quando comparado com a placa de orifício.

Por outro lado, é importante destacar as ferramentas de diagnóstico que o princípio do ultrassom disponibiliza. Tais ferramentas permitem avaliar não somente o funcionamento do próprio medidor, como também distúrbios nas condições de escoamento do fluido que podem interferir na exatidão dos volumes medidos.

Isto posto, esta dissertação visa, principalmente, responder ao seguinte questionamento:

- A medição fiscal de gás natural com a tecnologia do ultrassom em unidades marítimas de produção é tecnicamente viável?

Tendo em vista a complexidade do tema proposto, esta dissertação busca responder também as seguintes questões:

- A utilização conveniente das ferramentas de diagnóstico disponíveis nos medidores ultrassônicos pode determinar o momento de realizar uma calibração ou intervenção no mesmo?
- Como utilizar as ferramentas de diagnóstico para avaliar as condições de escoamento durante a calibração em laboratório e comparar com as condições de escoamento em aplicações industriais?
- Como as ferramentas de diagnóstico podem ser utilizadas para avaliar a confiabilidade dos volumes medidos?

1.2. Objetivos geral e específicos

Com base no exposto, o objetivo geral desta dissertação é verificar a viabilidade técnica da utilização de medidores ultra-sônicos para gás natural nos pontos de medição classificados como fiscais nas unidades marítimas de produção de petróleo e gás natural da Petrobras.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- Apresentar detalhadamente o princípio de operação de medidores ultrassônicos;
- Apresentar as ferramentas de diagnóstico disponíveis em virtude da tecnologia do ultrassom, de forma a permitir uma avaliação das condições de funcionamento.
- Apresentar os dados coletados, para um mesmo medidor, durante sua calibração inicial e durante a operação em sua instalação definitiva, comparando e identificando possíveis inconsistências através das ferramentas de diagnóstico.
- Desenvolver uma proposta para o cálculo das estimativas de incerteza das vazões e volumes totalizados pelo medidor em questão.

- Estimular a utilização de medidores ultrassônicos nas unidades marítimas da Petrobras.
- Propor melhorias nos procedimentos de calibração e de operação de medidores ultrassônicos, visando um aumento da confiabilidade da tecnologia.

1.3. Metodologia

O trabalho se desenvolveu a partir da análise do princípio de funcionamento dos medidores que operam pelo princípio do ultrassom, associado aos conceitos de dinâmica dos fluidos que influenciam na exatidão dos resultados, avaliados a partir de dados coletados de um mesmo medidor durante sua calibração em laboratório e também em condições de operação.

1.4. Motivação

Trabalhando na Unidade de Negócios da Bacia de Campos da Petrobras, em Macaé-RJ, desde dezembro de 2004, o autor desenvolve atividades na área de medição de vazão de petróleo, gás natural e água, sendo responsável técnico pelos sistemas de medição, e também pelo atendimento aos requisitos do RTM [2], de cinco unidades marítimas de produção: P-09, PCH-1, PCH-2, PNA-1 e PNA-2. Nestas unidades existem hoje instalados 15 medidores que utilizam o princípio do ultrassom com múltiplos pares de transdutores, também conhecidos como feixes ou cordas, para totalização dos volumes de gás natural em suas mais diversas aplicações. Todos estes medidores foram submetidos somente a uma verificação sem escoamento, ou teste de zero³, conforme descrito na norma [7]. Estas verificações foram realizadas pelos próprios fabricantes, e com exceção de apenas um ponto, todos os demais medidores foram instalados sem previsão de facilidades que permitissem sua retirada da linha para calibração sem a necessidade de paradas de produção.

³ Teste de zero é uma verificação das medições dos tempos de trânsito realizada a partir da medição da velocidade do som sob condições controladas (gás com composição conhecida, temperatura e pressão estabilizadas), sem vazão, e sua comparação com o valor teórico calculado com base no algoritmo descrito no AGA 10 [8].

Além disto, todos estes medidores estão instalados em pontos de medição operacionais, conforme classificação do RTM [2].

O interesse e a motivação do pesquisador em estudar a viabilidade do emprego desta tecnologia na medição de vazão de gás natural vem da percepção das melhorias técnicas, operacionais e de segurança das pessoas e instalações que podem ser alcançadas através da sua utilização.

1.5. Estrutura da dissertação

Apresenta-se aqui, sucintamente, como a dissertação está estruturada. São cinco capítulos, compreendendo esta introdução, um capítulo de fundamentação teórica, um capítulo com a metodologia de avaliação, um capítulo com os resultados experimentais e o último capítulo contendo as conclusões da pesquisa.

O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos da mecânica dos fluidos aplicados à medição de vazão de gás natural e descreve detalhadamente o funcionamento dos medidores de vazão que utilizam o princípio do ultrassom, além das variáveis monitoradas através das ferramentas de diagnóstico disponíveis em virtude da tecnologia.

O Capítulo 3 traz a metodologia utilizada, apresenta os medidores utilizados no desenvolvimento desta dissertação e detalha as ferramentas de diagnósticos disponíveis nestes. Apresenta ainda os principais requisitos das normas aplicáveis à medição de gás natural através do ultrassom. Concluindo, apresenta metodologias para o cálculo da estimativa de incerteza dos resultados obtidos através da calibração dos medidores e para a estimativa da incerteza dos volumes totalizados pelos medidores quando em operação.

O Capítulo 4 traz os resultados experimentais das ferramentas de diagnóstico dos medidores para a calibração e em operação, comparando-os entre si; além de uma avaliação do atendimento aos requisitos das normas aplicáveis apresentados no Cap. 3. Neste capítulo são apresentados, ainda, os resultados para as estimativas das incertezas conforme o equacionamento proposto.

Finalmente, no Capítulo 5, apresentam-se as conclusões a cerca do trabalho que foi desenvolvido, abrangendo as possibilidades de aplicação dos medidores e as recomendações para estudos futuros.