

## 7

**Seleção da tecnologia de medição: recomendações**

A definição da tecnologia de medição que melhor se aplica a uma determinada situação prática depende de um conjunto de fatores técnicos e de considerações funcionais. Esses aspectos foram analisados no presente trabalho, que possui como um de seus objetivos a proposição de uma metodologia para definição de critérios de aplicabilidade de seleção e especificação de medidores de vazão de petróleo e gás natural (hidrocarbonetos).

Dentre os parâmetros críticos que conduzem à especificação técnica do sistema (tecnologia) de medição mais adequado aos propósitos pretendidos, destaca-se a definição das incertezas associadas ao sistema de medição. Muito embora a incerteza final seja função de uma série de variáveis que incluem não apenas os subsistemas que integram o sistema de medição bem como as condições de obtenção e processamento de dados, o parâmetro crítico de decisão na fase inicial de seleção refere-se essencialmente à incerteza que é intrínseca à tecnologia de medição a ser considerada.

A tabela 7.1, abaixo, explicita as incertezas típicas para cada uma das tecnologias aprovadas pela ANP para sistemas de medição fiscal de óleo e gás natural. Esses valores foram definidos com base na análise crítica de especificações técnicas de fabricantes de equipamentos e em normas e procedimentos técnicos de medição.

Tabela 7.1: Tecnologia de Medição: incertezas típicas

Gás	Incerteza
Ultra-Som	0,2 a 0,3%
Massico	0,1 a 0,2%
Turbina	0,3 a 0,5%
Placa de Orificio	1 a 1,5%
Oleo	Incerteza
Ultra-Som	0,2 a 0,3%
Massico	0,1 a 0,2%
Turbina	0,3 a 0,5%
Placa de Orificio	1 a 1,5%

Definida a tecnologia básica em função da incerteza, que é intrínseca ao medidor primário de vazão, torna-se necessário verificar se a tecnologia

escolhida é compatível com as faixas de operação de vazão necessárias para a aplicação desejada. Cada tecnologia tem seu limite máximo de operação definido em função do diâmetro do medidor.

A figura 7.1 ilustra as faixas de vazão máximas esperadas para as diversas tecnologias aprovadas pela ANP para medição de gás natural, explicitando os diâmetros dos medidores comercialmente disponíveis no mercado. A figura 7.2 apresenta dados similares, porém aplicáveis à medição de óleo, ambas adaptadas da mesma fonte bibliográfica<sup>1</sup>.

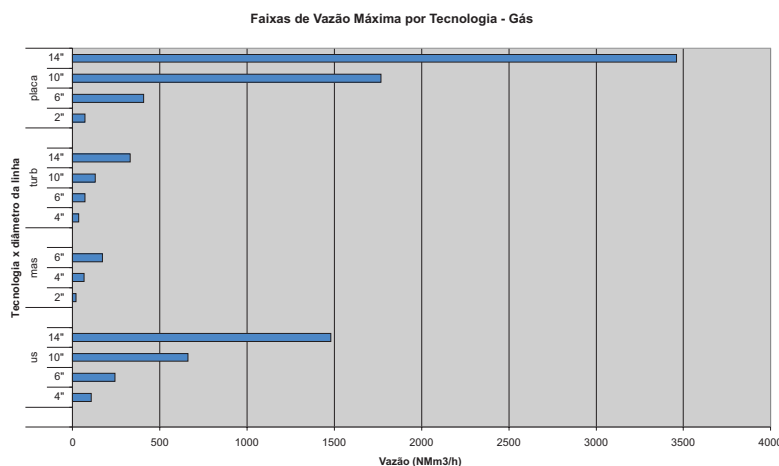


Figura 7.1: Faixas de vazão típicas para medidores de gás

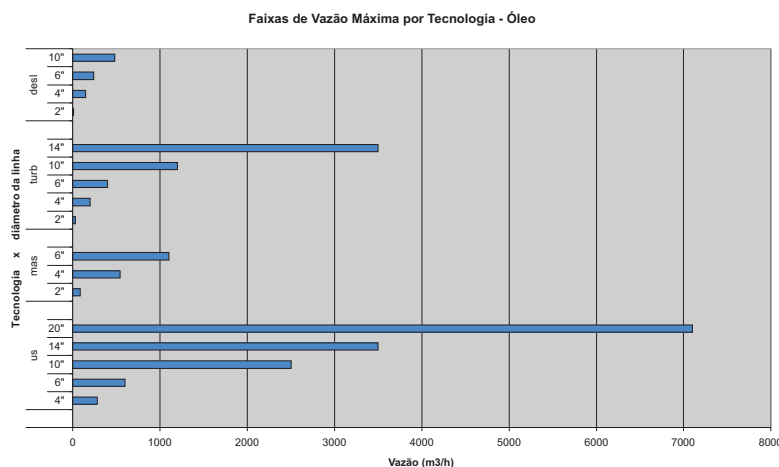


Figura 7.2: Faixas de vazão típicas para medidores de óleo

<sup>1</sup>Fonte (Figuras, informações e especificações técnicas de medidores de vazão ultrassônicos: (i) marca Khrono série Controlotron; (ii) marca Daniel série SeniorSonic; (iii) medidores mássicos marca Micromotion série Elite; (iv) medidores de turbina série D Marca Daniel e (v) medidores de deslocamento positivo série OaP, marca Metroval.

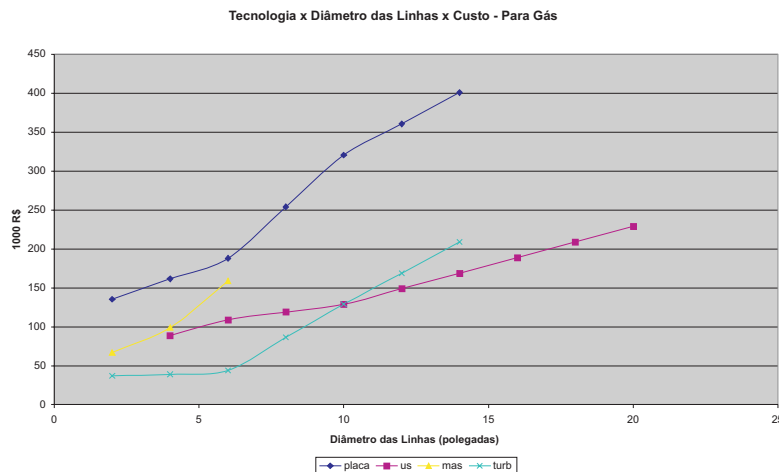


Figura 7.3: Tecnologias de medição de gás: avaliação econômica

Os valores indicados nessas figuras originam-se também de normas e sumários de especificação dos principais fabricantes de equipamentos de medição, dados esses que em função de aspectos construtivos podem apresentar pequenas diferenças entre os dados reportados por seus fabricantes e os modelos disponíveis.

Se a tecnologia escolhida opera com um nível de incerteza considerado aceitável e se esta atende à faixa de medição da aplicação, parte-se, então, para a definição do melhor medidor em função do menor custo de aquisição.

A figura 7.3 ilustra um comparativo associado ao preço de aquisição de equipamentos baseados no diâmetro nominal de linhas normalizadas de gás.

A figura 7.4 apresenta dados similares para o caso da medição de óleo, informações extraídas da mesma fonte bibliográfica para os casos de gás e óleo.<sup>2</sup>

No que concerne a conformidade técnica e econômica do sistema de medição, procura-se, sempre, escolher o sistema que mais bem atende às especificações técnicas, ao qual deve estar associado o menor custo final.

O fluxograma da Figura 7.5 ilustra o aspecto metodológico que conduz ao processo de decisão, relacionado à definição da tecnologia a ser utilizada na medição fiscal.

No que concerne a legislação metrológica vigente no país, cabem, ainda, algumas considerações que devem ser consideradas quando da seleção da melhor tecnologia de medição a ser utilizada. Quando da publicação da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1 – que regulamentou os sistemas de medição de óleo e gás natural e que determinou a obrigatoriedade da

<sup>2</sup>Avaliação econômica baseada em estimativas comerciais dos fabricantes de equipamentos marcas Khrono, Controlotron, Daniel, SeniorSonic, Micromotion e Metroval.

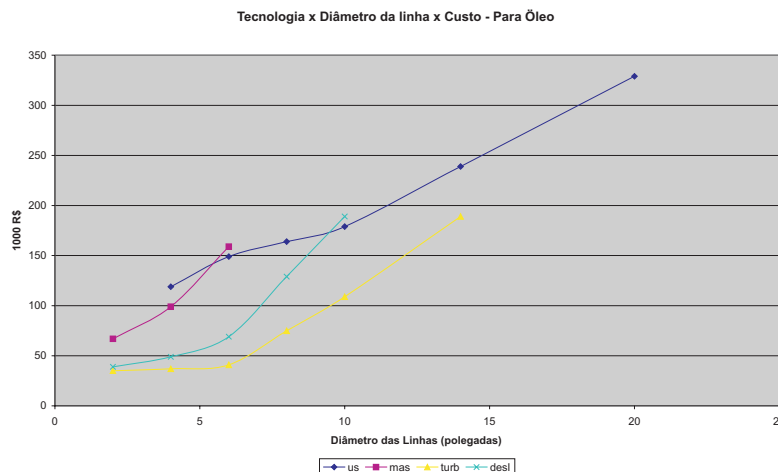


Figura 7.4: Tecnologias de medição de óleo: comparativo de custos

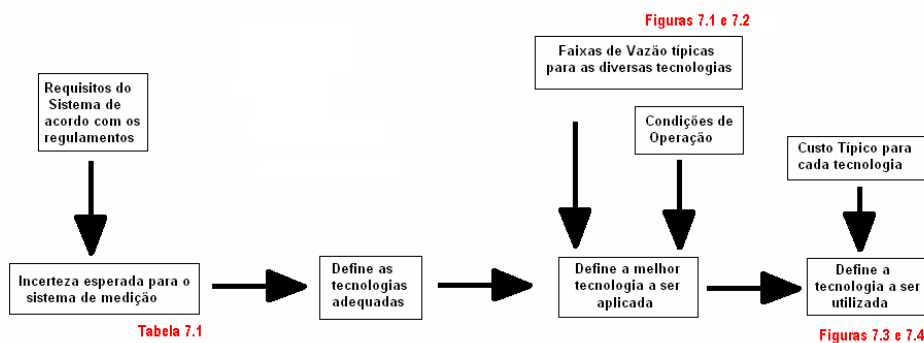


Figura 7.5: Tecnologia de medição: fluxograma do processo decisório

calibração dos medidores e instrumentos a cada 60 dias para sistemas fiscais por razões de praticidade, a tecnologia de medição a ser considerada fortemente priorizou a placa de orifício para a medição de gás natural. Essa escolha se dá principalmente pela necessidade de se implementar um método simples e ágil de calibração dos equipamentos e dispositivos que compõem o sistema de medição de gás operados com essa tecnologia. À época da edição da referida Portaria, ficou claro que o País ainda carecia de uma infra-estrutura de laboratórios de calibração instalados com reais condições de prover os serviços essenciais de calibração e controle metrológico que a Portaria impunha.

Estes determinantes restringiam a calibração de medidores mais sofisticados a exemplo daqueles que fazem uso de tecnologias ultra-sônica, turbina e mássica. Ao se optar por um método de medição, faz-se necessário considerar os aspectos relacionados à perda de carga introduzida pela presença do me-

didor evasivo na linha onde é instalado e eventuais variações não controladas das propriedades do fluido de trabalho (e.g.: temperatura, viscosidade, composição, fator de compressibilidade). Essas características são determinantes para a escolha da tecnologia a ser utilizada.

A título de exemplo, lembra-se que em regimes de operação em que a perda de carga gerada possa ser considerada crítica, a tecnologia mássica não é recomendável, pois as características construtivas de medidores mássicos que utilizam o efeito Coriolis já produzem perdas de cargas consideráveis, devendo então optar-se pela ultra-sônica já que essa é do tipo não intrusiva.

O presente trabalho obviamente não encerra essa complexa e abrangente discussão cujo entendimento global requer perfeita definição das tecnologias de medição possíveis e aplicáveis, responsabilidade atribuída ao engenheiro de medição responsável pela decisão sobre a forma mais adequada de medir um escoamento de óleo ou gás natural. Não obstante a presente contribuição, que tem como objetivo lançar um pouco mais de luz o processo de decisão relacionado à seleção da tecnologia de medição mais adequada, no âmbito das ações da UNBC, o trabalho sugere desdobramentos do estudo para adequá-lo às necessidades de outras unidades operacionais da Petrobras.