
ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO FISCAL (EMEDS). UM ESTUDO DE CASO NA BACIA POTIGUAR.

João Paulo Silva Câmara. Jardel Dantas da Cunha.

Resumo:

A criação da Petrobras, permitiu que a mesma fosse a detentora do monopólio de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil por mais de 40 anos. A criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo), por meio da lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, possibilitou a regulamentação e a divisão dos recursos provenientes de sua exploração e produção. Todas as empresas produtoras de petróleo e gás, no Brasil, se adequaram a uma nova realidade metrológica, proporcionando o desenvolvimento de profissionais especializados, novas tecnologias para medição dos volumes de petróleo, gás natural e água, e adequação dos sistemas de medição existentes às normas vigentes. A ANP como agência regulamentadora é a detentora da responsabilidade de garantir a medição volumétrica legal correta deste produto, através de medições denominadas de EMEDS (estações de medição). As medições fiscais são padronizadas e regidas pelo RTM (Regulamento Técnico de Medição), Publicado pela ANP como documento que rege os requisitos metrológicos dos sistemas de medição, a seleção dos equipamentos que irão compor o sistema de medição, a forma como este deve ser projetado e inserido em uma planta de processo produtivo, atendendo aos requisitos metrológicos legais e uma série de normas nacionais e internacionais.

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso, na aplicabilidade de um instrumento de medição de vazão, em uma EMED de apropriação, como ferramentas de medições para mensurar o volume produtivo de petróleo em uma ETO (Estação de Tratamento de Óleo), bem como expor seu funcionamento e importância para o processo de divisão e repasse dos recursos oriundos da produção de petróleo de um campo. Propondo como melhoria operacional a atualização dos equipamentos implementados nas estações.

Comprovando essa melhoria por meio da substituição de medidores tipo turbina por medidores tipo ultrassônicos, que apresentaram um tempo maior de disponibilidade operacional, bem como diminuindo a lacuna temporal na falta de medição por problemas mecânicos.

O número de estações com medidores ultrassônicos, ainda é pequeno por causa da reputação de desempenho inadequado, reputação essa adquirida nos anos 70 com o início da aplicação dos medidores na indústria e suas eventuais situações de ajustes. Com o avanço tecnológico que temos hoje, esse estigma de desempenho inadequado cai em desuso, pois atualmente são projetados medidores ultrassônicos com melhor desempenho e precisão, com projetos envolvendo transdutores múltiplos, maiores frequências de operação e novas técnicas eletrônicas aprimorando assim sua capacidade de medição.

Palavras-chave: petróleo; produção; medição; valor; royalties.

1. INTRODUÇÃO.

Uma das grandezas mais medidas nos processos industriais é a vazão de um fluido. Quando se toma um ponto de referência, a vazão é a quantidade de um produto, expressa em massa ou em volume, que passa por ele durante uma unidade de tempo (RIBEIRO, 2008). As aplicações da medição de vazão são muitas, indo desde aplicações simples como medição de vazão de consumo de água em residências, até medições mais complexas como consumo de gases industriais e combustíveis, bem como medir a produção do petróleo e gás produzidos.

Atender aos requisitos legais e metrológicos, é de suma importância para que a arrecadação fiscal e a divisão dos royalties, ocorram de forma correta e justa, cada sistema de medição no caso do petróleo, dependerá das características produtivas do campo, características físico-químicas como: tipo de óleo e associação ao gás e a água, vazão de produção capacidade de armazenamento e transferência, que tendem a ter variações entre campos produtores, sendo assim, essas

definições são de suma importância para um projeto de medição, visto que uma informação errada em alguma especificação ou equipamento instalado, pode inviabilizar a aprovação de todo o sistema de medição.

Um Sistema de gestão de medição eficaz assegura que o equipamento de medição e os processos de medição, estejam adequados para o uso pretendido, buscando atingir os objetivos da produção do produto e gerenciar os riscos de resultados de medições incorretas, afetando a qualidade dos produtos produzidos em uma organização. Em uma EMED de apropriação fiscal, a instalação de um equipamento inadequado, pode provocar perdas e aumentar custos, como vamos abordar no caso ocorrido em uma estação coletora de uma empresa produtora na bacia potiguar, onde devido a convenções na elaboração do projeto baseando-se apenas em custos, aplicou-se um medidor de vazão tipo turbina em um ponto de medição que hoje pode muito bem ser atendido por medidores ultrassônicos.

2. REVISÃO DA LITERATURA.

2.1 Petróleo.

O petróleo pode ser definido como uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e coloração variando entre o negro e o castanho-claro, segundo (THOMAS, 20013).

Ainda segundo (THOMAS, 2013), e sua teoria orgânica, o petróleo surge através da degradação de substâncias orgânicas submetidas a altas pressões e temperaturas, sendo que a depender de cada uma dessas características, ainda na formação, o petróleo pode apresentar variações em suas propriedades químicas, físicas e até em sua composição. O petróleo é uma das principais fontes de energia utilizadas pela humanidade. Seus derivados servem como matéria-prima para a manufatura de inúmeros bens de consumo, fazendo com que sua participação na economia mundial seja cada vez mais marcante (MARIANO, 2001).

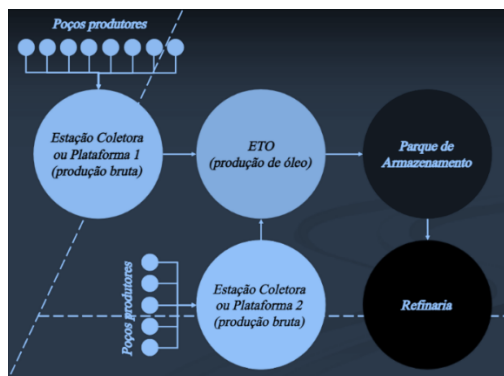
O petróleo é raramente produzido na forma de um fluido homogêneo, pois costumam apresentar-se como uma mistura de gás, óleo e sedimentos. Segundo a ANP, a fase líquida do petróleo, o óleo, é definida como: Toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquida nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 cP (centipoises), medidas nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície (ANP, 2000).

2.1.1 Diagrama produtivo do petróleo.

O petróleo produzido é extraído por meio de métodos de elevação artificial ou naturalmente por surgência, a escolha do método de elevação depende de uma série de características: viscosidade, capacidade de produção, características do óleo e etc. Entre os métodos de elevação artificial temos: UB (Unidade de Bombeio Mecânico), a BCP (Bomba com Cavidades Progressiva) e a BCS (Bomba Centrífuga Submersa).

O óleo produzido chega nas estações coletoras conforme Figura 01, ficando armazenado em sua forma bruta em tanques, onde posteriormente seguirá até as ETO'S que são estações de tratamento desse óleo, onde nessas estações serão realizados os mecanismos de separação do gás, água e sedimentos associados ao óleo bruto para posteriormente ser encaminhado para o parque de armazenamento de onde deverão ser computados os volumes transferidos para as refinarias através das EMED'S, totalizando a produção compartilhada de um ou mais campos produtores.

Figura 01 – Diagrama de produção do petróleo.



Fonte: <https://slideplayer.com.br/slide/342874/>.

2.1.2 Os Tanques de Armazenamento.

O tanque de armazenamento de produção Figura 02, é qualquer vaso com capacidade líquida superior a 230 L, destinado à instalação fixa para armazenamento de fluidos (ABNT NBR 17505 – Armazenamentos de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis). É um vaso cilíndrico que tem duas utilidades vitais, isto é: armazenar com segurança o petróleo e medir com precisão a produção deste líquido volátil e inflamável. Existem dois tipos de tanques de armazenamento: os aparafusados e os soldados. A vantagem dos tanques soldados é que são à prova de vazamento a curto prazo, pois com o passar dos anos e a ação do fluido em seu interior suas paredes de metal tendem a se deteriorar ocasionando possíveis furos na estrutura, mesmo assim são empregados em maior quantidade que os parafusados.

Uma vez que o volume do petróleo, é altamente influenciado pelas mudanças de temperatura, o tanque é dotado de válvulas de pressão e vácuo para permitir a "respiração" durante as mudanças de temperatura e durante o enchimento ou esvaziamento do tanque, os tetos dos tanques são normalmente de formato cônico, com o vértice tendo altura entre 2,5 a 30 cm em relação ao horizontal.

Figura 02 – Tanques de armazenamento de petróleo.



Fonte: Curso de formação de inspetor de equipamentos, Ministrado por TREINAEND.
Excelência em cursos industriais a distância em 2019.

2.1.2.1 Medição de volume de Petróleo em Tanques.

Nas medições fiscais em tanques, o ponto de medição da produção está localizado, por convenção, imediatamente à jusante dos tanques de medição e devem atender a requisitos determinados pelo RTM (Regulamento Técnico de Medição), segundo a Portaria Conjunta nº 1 de 10/06/2013 / INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (D.O.U. 12/06/2013), a qual estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.

As linhas de enchimento devem ser projetadas para minimizar queda livre de líquido e respingos. Sendo as medições de nível de líquido, feitas com trena manual, deve-se obedecer aos requisitos de documentos e regulamentos regidos pela Portaria INPM n.º 33/67 e Portaria INMETRO n.º 145/99.

Em medições com sistemas automáticos monitorados, obedecemos aos requisitos de documentos e regulamentos regidos pela, OIML (INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY) R71, OIML R85, ISO 4266.

Para determinação do volume medido devemos considerar as correções e os respectivos fatores de correção para dilatação térmica, entre a temperatura de medição e a condição de referência de 20 °C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos da Portaria do INPM n.º 9/67, Portaria do INPM n.º 15/67.

2.2 Sistemas de medição de vazão em linha.

A medição de vazão, detem aplicações no transporte de fluidos, oleodutos, gasodutos, utilização residencial, medidores de combustíveis e outras mais aplicações industriais (BEGA, 2011). Por estar presente em diversos setores da sociedade, a medição de vazão se realiza das mais distintas formas. Essa variação de métodos de medição ocorre por diferença nos objetivos, nos requisitos e principalmente por conta das características dos fluidos medidos. Devido às compatibilidades construtivas com a indústria do petróleo e gás alguns medidores são mais facilmente encontrados nesse

setor, estes medidores são do tipo placa de orifício, turbina, deslocamento positivo, coriolis, ultrassônico e magnético (RIBEIRO, 2008).

Os sistemas de medição de vazão em linha devem ser constituídos, de medidores de fluidos com indicação de volume no local e com monitoramento remoto. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP atendendo ao critérios do RTM. Os medidores devem ser providos com totalizador sem dispositivo de retorno a zero ou, no caso de dispositivos eletrônicos, cujo retorno a zero não seja possível, sem operar ajustes, protegidos por meios de selos ou de outras proteções contra acesso não autorizado, devem possuir um sistema de calibração fixo ou móvel, apropriado para a calibração dos medidores instalados, um sistema de amostragem e um sistema de medição de temperatura e pressão para as devidas correções em sua base de cálculo.

Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão de 0.3 % conforme a norma OIML R117. O cálculo dos volumes dos líquidos medidos deve estar de acordo com as normas: ISO 4267-2 (Petroleum and Liquid Petroleum Products) e devem elaborar relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os parâmetros, fatores utilizados e todos os cálculos efetuados para determinação do volume líquido corrigido de petróleo, conforme o subitem 10.2 do RTM.

2.2.1 Calibração de Medidores em Linha.

Medir é um processo experimental no qual um objeto é submetido a um sistema que retomar o valor de uma grandeza física através de um múltiplo ou uma fração de uma unidade reconhecida. Para que as transações comerciais possam ser realizadas é necessário que a unidade do bem comercializado seja de conhecimento comum e que o sistema que realiza a medição desta unidade esteja em pleno funcionamento e seja capaz de reproduzir esse valor em outras condições (ALBERTAZZI, 2008).

Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas, atendendo as classes de exatidão conforme Tabela 01 deste trabalho. Intervalos maiores podem ser aprovados pela ANP com base no registro histórico das calibrações. Para instalações e operação de sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha, podem ser utilizados provadores de vazão, tanques de prova, medidores padrão ou outros sistemas previamente autorizados pela ANP. Os medidores padrão, utilizados para a calibração dos medidores de petróleo em operação, devem ser calibrados com tanques de calibração ou provadores em linha de deslocamento mecânico, para se obter um fator de calibração do medidor-padrão, antes de utilizá-lo para calibrar os medidores em operação.

O medidor-padrão deve ser calibrado com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação e com uma vazão igual à vazão usual do medidor em operação, com uma tolerância de $\pm 10\%$ da vazão usual, para que o fator de calibração não apresente variação superior a 0,05% entre as condições de calibração do medidor padrão e as condições de calibração do medidor em operação. No caso em que um medidor padrão seja utilizado para calibração de diversos medidores em operação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores em operação.

Tabela 01, Classe de exatidão para as medições da produção do petróleo e seus derivados.

Classe	Tipos de sistemas de medição
0.3	Sistemas de medição em duto (Com isenção para o que é indicado para as classes de precisão 1.0 e 1.5)
0.5	Todos os sistemas de medição, se não declarados em outra parte desta tabela: - Distribuidores de combustível para veículos (outros que não GLP) - Sistemas de medição para descarregamento de caminhões tanques de líquidos de baixa viscosidade - Sistemas de medição de navios tanque e petroleiros - Sistemas de medição de leite, cerveja e outros líquidos espumantes - Sistemas de medição de carregamento de navios - Sistemas de medição para reabastecimento de aeronaves
1.0	- Sistemas de medição para gases liquefeitos sob pressão medida igual ou superior a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ - Distribuidores de GLP para veículos a motor - Sistemas de medição: • usado para líquidos cuja viscosidade dinâmica é superior a $1000\text{ mPa}\cdot\text{s}$, ou • cuja vazão máxima não é superior a 20 l/h ou 20 kg/h
1.5	- Sistemas de medição para o dióxido de carbono liquefeito - Sistemas de medição (para além dos distribuidores de GPL) para gases liquefeitos com pressão medida a uma temperatura inferior a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$

Fonte: OIML R 117-1 Dynamic measuring systems for liquids other than water – Part 1: Metrological and technical requirements.

2.3 Estação de medição EMED.

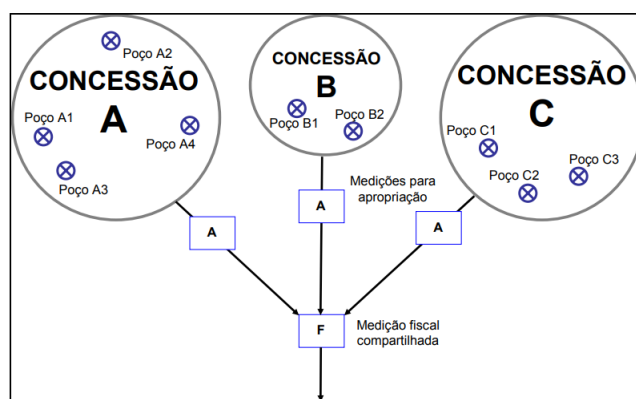
As EMED'S são estações de medição com a função de medir a vazão de óleo produzido por um determinado campo produtor ou associações de campos, ver Figura 03, bem como, medições operacionais para controle de fluido produzido, podendo ser divididas de acordo com sua finalidade.

2.3.1 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 n.º 2.705, de 03/08/1998.

2.3.2 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.

2.3.3 MEDIÇÃO OPERACIONAL, Trata-se de uma medição para controle da produção, que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou para qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial, injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado.

Figura 03 – Diagrama de produção do petróleo com pontos de medição.



Fonte: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/32997/32997_2.PDF.

As estações de medição são compostas por medidores de vazão, computadores de vazão e medidores de pressão e temperatura, pois os fatores de correções são dependentes dessas variáveis que influenciam as vazões computadas.

Na medição de vazão e totalização de líquido, aplicam-se dois fatores de correção relacionados ao líquido em sí, isto é, derivados de suas propriedades físico-químicas, seguindo as Normas do API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE). Sendo o fator de correção de temperatura (CTL) calculado baseando-se na densidade medida nas condições da vazão e temperatura do líquido, conforme API-11.1, o fator de compressibilidade, que baseia-se na densidade base, temperatura e pressão, seguindo a API-11.2.1, e a partir da Norma API-11.2.1.M, obtém-se o fator de correção de pressão (CPL), já o Fator do medidor (MF- METER FACTOR), é um fator resultante de um processo de calibração, na qual um volume de referência é comparado ao volume medido pelo meter usando o NKF (NOMINAL K FACTOR). Segundo (BEGA, 2011), não existe relação perfeita entre a vazão e a frequência gerada, devido às características do fluido e às limitações mecânicas do equipamento, sendo necessário estabelecer um fator, denominado de fator “K”, ou como aqui mencionado “NKF” que deve ser encontrado experimentalmente nas calibrações periódicas, para cada medidor construído, fazendo a relação entre o volume e o número de pulsos gerados.

O MF funciona como um ajuste da performance do medidor ao líquido medido na correspondente viscosidade, nas condições de pressão da medição, de desgaste e de deposição de material no medidor.

2.4 Computadores de vazão.

A vazão de fluidos é complexa e nem sempre sujeita à análise matemática exata, diferente do sólido, os elementos de um fluido escoando, podem mover em velocidades diferentes e podem ser sujeitos a acelerações diferentes. O que nos remete ao uso dos três conceitos mais importantes na vazão de um fluido, já vistos em mecânica dos fluidos, que são, o princípio da conservação da massa, do qual é desenvolvida a equação da continuidade, o princípio da energia cinética, que dá origem a certas equações da vazão, e o princípio da conservação do momento, que trata das forças dinâmicas exercidas pelos fluidos da vazão.

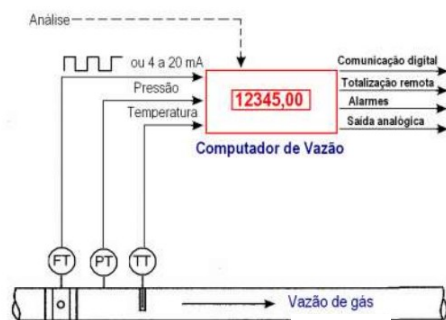
O computador de vazão é um elemento projetado para prover a solução contínua e adequada dos fatores de correção envolvidos nos processos de medir uma determinada vazão. Ele pode receber sinais de todas as variáveis de medição do sistema, sejam elas obtidas de instrumentos ligados em linha ao processo ou obtidos em laboratório, tais como vazão bruta ou pulsos proporcionais a vazão, temperatura, pressão estática, pressão diferencial, viscosidade, BSW, densidade, entre outros (RIBEIRO, 2003). Podemos observar na Figura 05 o esquema de construção de um computador de vazão aplicado a medição para apropriação, além das entradas de dados obtidos em instrumentos ligados diretamente ao Sistema. O computador permite também a entrada de dados obtidos por outras fontes de análise.

O computador de vazão utilizado nesse estudo de caso é o FC302, associado à ferramenta de software FCView, que são integrantes do sistema de medição conhecido como SYSTEM302 da fabricante SIEMENS, Eles foram projetados para atender as normas internacionais visando aplicações como transferência de custódia em medições fiscais de gás e líquido, medições para fins de apropriação, medições para fins operacionais de controle de produção e/ou controle de processo.

Isto significa que há um tratamento especial quanto a rastreabilidade de forma a permitir a verificação dos cálculos realizados no FC302, restrição de acesso a parâmetros que afetam o cálculo da vazão e registro das alterações realizadas, registro de ocorrência de alarmes de processo e eventos, além de fornecer nos relatórios de QTR (*Quantity Transaction Report*) contendo todas as variáveis utilizadas no cálculo das totalizações envolvidas.

Outra importante característica implementada no sistema, é a inviolabilidade dos dados de forma a garantir a autenticidade dos dados apresentados nos relatórios.

Figura 05 – Aplicação de um computador de vazão em medição.



Fonte: RIBEIRO, M. A. Instrumentação. Câmara Brasileira do Livro, 14ª ed. Salvador, 2008.

2.5 Instrumentos para medição de vazão.

Quanto maior o número de opções, mais difícil será a escolha. A seleção do medidor de vazão é uma tarefa difícil e complexa, geralmente exigindo várias interações para se chegar à melhor escolha. Para dificultar a escolha, a vazão é a variável do processo industrial que possui o maior número de diferentes elementos sensores e de medidores. São disponíveis tabelas, como a Tabela 02 deste artigo, relacionando os tipos dos medidores e as suas características e aplicações ideais. Porém, tais tabelas não são completas e não consideram todas as exigências e aplicações. Às vezes, elas são apresentadas pelo próprio fabricante de determinado medidor e relacionam apenas as principais vantagens do seu medidor em específico.

Os parâmetros que devem ser considerados na escolha e na especificação do medidor de vazão são os seguintes: dados de vazão, custo de propriedade, função, desempenho, geometria...

É uma boa prática de engenharia padronizar um medidor de vazão, pois isso facilita a manutenção e diminui o número de peças de reposição. Nota-se que os medidores à base de energia extrativa são mais numerosos e mais usados que os medidores de energia aditiva.

Tabela 02, Comparativo entre medidores de vazão de princípios de funcionamento e fabricantes distintos.

Comparativo entre medição quanto à especificações		
Especificação	Turbina	Ultrasônico
Temperatura de Operação	-50 a +150 °C, padrão -200 a +450 °C, especial	A -60 a +200 °C
Pressão de Projeto	até 1.500 PSI, padrão até 5.000 PSI, especial	A - até 1000 PSI
Tipo de fluido	Limpo	Com Partículas
Sinal de Saída	Frequência linear com a vazão	Frequência linear com a vazão
Instalação	Equivalentes	Equivalentes
Desempenho	±0,25% do valor medido	0,5% a 2,0% do valor medido
Geometria	Equivalente	Equivalentes
Função	Equivalente	Equivalentes
Custo	R\$ 12.729,00 para 1" R\$ 30.549,60 para 8"	R\$ 17.820,60 para 4" R\$ 25.458,00 para 10" R\$ 50.916,00 para 24"
Medição Vazão m³/h	Equivalente	Equivalentes

Fonte: RIBEIRO, M. A. Medição de Vazão Fundamentos e Aplicações 5ª ed. Salvador, 2003.

Dentre os diversos medidores disponíveis no Mercado atualmente, as turbinas são em sua grande maioria os medidores de maior presença em EMED'S. A turbina, Figura 06, é um medidor de vazão volumétrica de líquidos e gases limpos, da classe geradora de pulsos, que extrai energia da vazão medida. A turbina é largamente usada por causa de seu comprovado desempenho, obtido a partir de considerada precisão, linearidade e repetitividade na medição, porém, partículas contaminantes e sujeiras em suspensão influem na precisão da medição e na sobrevivência a longo tempo, já que estamos falando de um medidor com partes mecânicas integrantes ao seu processo de medição.

Os medidores ultra-sônicos, Figura 07, a energia elétrica é usada para excitar um cristal piezoelétrico em sua frequência de ressonância, onde esta frequência de ressonância é transmitida na forma de onda, viajando à velocidade do som, no fluido e no material onde o cristal está tocando.

Dentre os tipos de medidores ultra-sônicos, o de diferença de tempo ou tempo em trânsito, é o aprovado e regulamentado pelo RTM, ele mede a vazão, medindo o tempo gasto pela energia ultra-sônica para atravessar a seção do tubo, indo a favor e contra a vazão do fluido dentro da tubulação. O tempo de propagação da onda ultrasônica, através do fluido, são diferentes, quando no sentido da vazão e quando no sentido contrário, a diferença no tempo de trânsito das ondas, a favor e contrário à vazão, é proporcional a vazão do fluido. Há uma diferença de tempo de propagação, por que quando a onda viaja contra a vazão, a sua velocidade é levemente diminuída e quando viaja a favor da vazão, a velocidade da onda sonora é levemente aumentada.

Figura 06, Medidor de Vazão Tipo Turbina para Líquidos.



Fonte: <http://192.163.198.161/~incontrol/admin/public/img/turbina-9750990564.pdf>

Figura 07, Medidor de Vazão Tipo ultrasônico para Líquidos.



Fonte: <https://www.conaut.com.br/produtos/medidor-de-vazao/medidores-de-vazao-ultrassônicos>.

3. METODOLOGIA.

Em uma ETO (Estação de Tratamento de Óleo) de uma empresa produtora na bacia potiguar, o petróleo armazenado encontra-se disponível para sua transferência, onde esse óleo irá fluir por uma EMED de apropriação, onde seu volume transferido por meio de dutos será totalizado e utilizado para cálculos monetários referentes aos royalties, dos detentores das áreas produtoras.

O artigo 47 da Lei nº 9.478, define que:

Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural. § 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção. (BRASIL, 1997, pg:01).

Nessa medição de vazão, o que se diferencia de uma medição comum, é o fato de que há dinheiro envolvido diretamente na medição, uma vez que o processo esteja sob controle, a repetibilidade é o mais importante. Baseando-se na medição da vazão, é desejável que todas as partes envolvidas na transação sejam tratadas de forma correta, onde o limite de incerteza da medição para a troca deve ser o menor possível, em aplicações operacionais, as incertezas são da ordem de ± 5 a 10% , em aplicações de controle, as incertezas aceitáveis são da ordem de ± 1 a 5% e para transferência de custódia devem ser de $\pm 0,1$ a 2% .

Na ETO (Estação de Tratamento de óleo), da empresa aqui apresentada, sua EMED possuía uma turbina como medidor de vazão, sendo a referência para o computador de vazão, neste artigo mencionado, porém devido as constantes paradas e remoções para manutenção, essa medição tendenciava a surgir lacunas temporais de medição por inatividade, o que desencadeava perdas monetárias ao proprietário da área produtora. Então, por que não substituir essa medição por turbina por um medidor ultrassônico? Que não detém o princípio de funcionamento com partes móveis, como a turbina, mas promove uma medição com desempenho equivalente, sendo também um equipamento autorizado e liberado pela ANP, conforme descrito no subitem “a” do item 6.3.1 do RTM.

4. RESULTADOS.

A turbina é um instrumento que é amplamente utilizado em EMED’S, apresentando excelente desempenho, precisão, linearidade e repetitividade, a turbina é composta por uma tubulação estática e um rotor que entra em contato direto com o fluido em escoamento, o rotor é girado pela passagem da vazão, sendo a velocidade do rotor mensurada por um sistema de contagem de pulsos, onde a frequência desses pulsos é diretamente proporcional a vazão em fluxo.

Esse contato direto com o fluido, é seu ponto negativo, pois esse contato direto, promove seu desgaste e contaminação com o tempo.

Visto a incidência de paradas não programadas para intervenções neste equipamento de medição por problemas mecânicos, ocasionados em suas partes móveis, foi proposto a substituição do mesmo por um medidor de vazão ultrassônico, que por não ter partes mecânicas móveis em sua estrutura de medição, as intercorrências por motivo mecânico não tender a ocorrer, ficando a medição disponível por um tempo maior.

A ANP deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição fiscal da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados. (*PORTARIA CONJUNTA Nº 01, DE 19 DE JUNHO DE 2000*).

A EMED em questão tem uma medição totalizada de 50.77m³/h, apresentada na Figura 08, que caso não ocorra intercorrências em seus poços produtores ocasionando a parada de algum deles, no decorrer de um dia terá totalizado 1338,48m³ de óleo produzido.

De acordo com informações do setor de planejamento e controle das manutenções da empresa detentora da EMED aqui estudada, o custo para desmontar e montar um medidor de vazão conforme contrato com empresa terceirizada para esse serviço é de R\$ 360,00 (trezentos e sessenta reais), por intervenção realizada. Considerando os dados informados sobre as paradas não programadas conforme Gráfico 01, só o custo para remoção da turbina nos momentos de paradas, foram gastos R\$ 6.120,00 (seis mil e cento e vinte reais) no decorrer de um ano, sendo ainda necessário adicionar o custo do reparo (que não foi disponibilizado pela empresa) e custo da perda produtiva, que podemos verificar tomando o tempo gasto pela equipe de manutenção para remoção e substituição da turbina, associado ao tempo variável do momento em que foi detectado a falha na medição á referida execução de troca de turbinas, que segundo informações e acompanhamento presencial do autor desse artigo conforme Gráfico 02, se desenvolve em um tempo médio de 114,97 minutos, considerando que toda parte burocrática de liberação do equipamento por parte da operação da estação já tenha sido realizada e uma produção média dessa estação de 50,77m³/h.

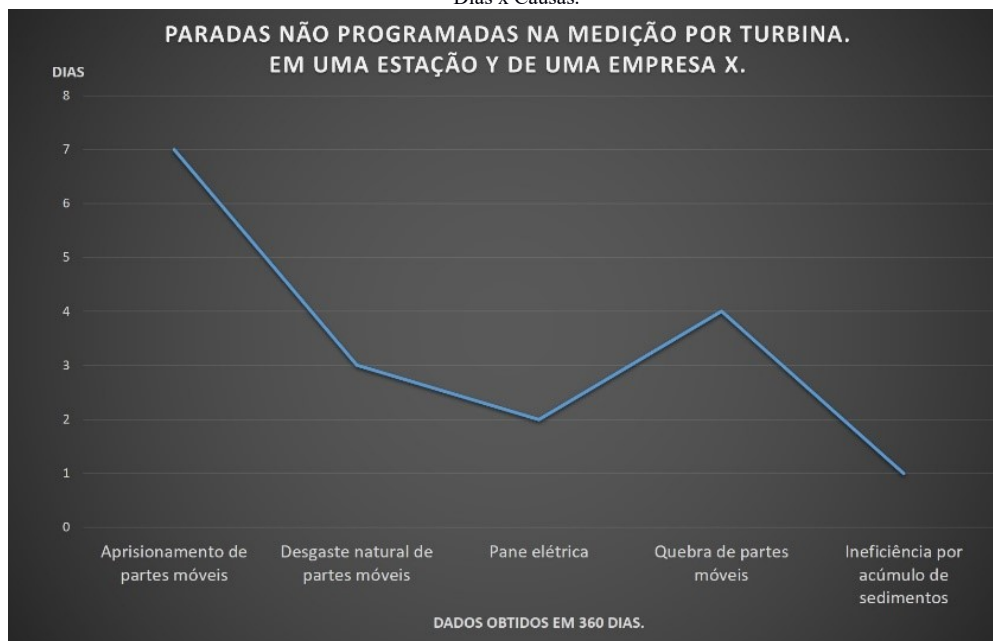
Sendo assim, em 114,97 minutos o volume de 97,28 m³ deixará de ser somada a sua totalização do referido dia da realização da substituição do instrumento, que se for avaliado sob a ótica do valor aplicado ao barril do petróleo no momento da paralização deverá sim ter um custo considerado ao proprietário detentor do direito ao royalties, bem como a empresa produtora, já que as medições para apropriação da produção permitem o rateio adequado dos volumes produzidos aos diversos campos e poços produtores.

Figura 08, Medidor de vazão tipo Ultrassônico para líquidos instalado na ETO da empresa produtora.



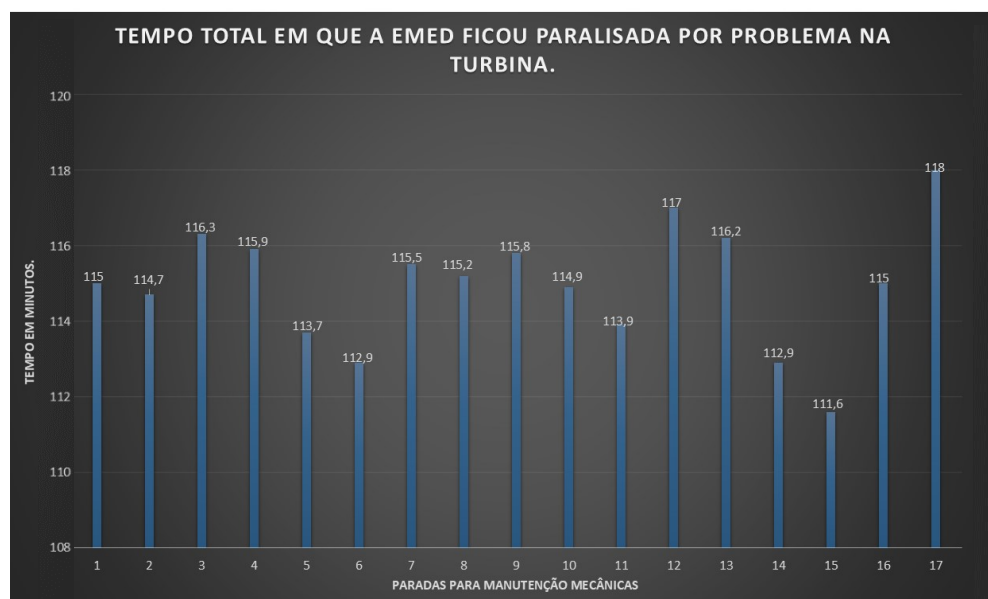
Fonte: Fotografia registrada pelo autor do artigo.

Gráfico 01 – Demonstrativo de paradas não programadas de um medidor tipo turbina instalado na medição de apropriação de uma ETO da empresa produtora.
Dias x Causas.



Fonte: Dados fornecidos pelo setor de controle de manutenção da Empresa X.

Gráfico 02 – Demonstrativo do tempo em que a EMED permaneceu sem medir por problemas mecânicos em sua turbina em uma ETO de uma empresa produtora na bacia Ptiguar.



Fonte: Computados e presenciados pelo autor do artigo.

5. CONCLUSÃO.

Após a apresentação da proposta de substituição do instrumento de medição de vazão da ETO da empresa produtora, o setor responsável pelo controle e planejamento das manutenções promoveu a referida substituição do medidor turbina por um ultrassônico, que já está em operação há 258 dias, onde segundo informações do setor responsável até o presente momento, o instrumento instalado não apresentou falhas mecânicas, ocasionadoras de paradas para manutenção nem necessidade de reparos, sendo realizada apenas as aferições conforme rege o RTM, as características do medidor de vazão ultrassônico como: a flexibilidade de medir diversos fluidos, aliada a uma grande faixa de vazão e perda de carga praticamente nula, demonstra sua eficiência comparado ao tipo turbina, o medidor requer pouca manutenção, o que contribui para não ocorrência de períodos de inatividade por paradas para manutenção.

O medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito, por ser pouco intrusivo, praticamente não causa restrição ao escoamento ou perda de carga, basicamente, os principais requerimentos para seu uso são: um escoamento estabilizado e completamente desenvolvido; os diâmetros do medidor e dos trechos retos de tubulação devem ser os mesmos ou adequados, de forma que o perfil de velocidade esteja desenvolvido e o escoamento seja turbulento, principalmente quando o medidor possui somente um par de transdutores.

A sua calibração requer cuidados da mesma maneira que para outras tecnologias. Em sistemas que utilizam medidores ultrassônicos, por sua vez, não há necessidade de realização de inspeções dimensionais periódicas no medidor, nem nos trechos retos a montante e jusante ao medidor. Ele ainda possibilita a passagem de pigs, pois não apresentam obstruções internas em sua estrutura de medição, pigs são elementos que seguem no interior dos dutos movidos apenas pelo diferencial de pressão em suas extremidades, com o objetivo de realizar a limpeza interna e a inspeção para medição das taxas de corrosão nos dutos.

Diante da exposição quanto ao uso do medidor ultrassônico e da implementação de novas tecnologias, a Empresa comprovou sua eficiência e elaborou um novo projeto de adequações para suas instalações com medição por turbina propondo a substituição de todas as turbinas por medidores ultrassônicos no decorrer de eventuais paradas para manutenção.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABNT NBR 16198 – Medição de vazão de fluidos em condutos fechados – Métodos usando medidor de vazão ultrassônico por tempo de trânsito – Diretrizes gerais de seleção, instalação e uso – 2013
- [2] Acervo de legislações de petróleo – disponível em
- [3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 4.5 – Masters Meters Provers – Publicação do American Petroleum Institute – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2011
- [4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 4.8 – Operating Proving Systems – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2013
- [5] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 5.8 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2012
- [6] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 7.2 – Temperature Dynamic Temperature Determination – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2001
- [7] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 11.2.1 – Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638 to 1074 kg/m³ Density Range – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1984
- [8] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 13.1 – Statistical Aspects of Measuring and Sampling – Section 1 – Statistical Concepts and Procedures in Measurements – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1985 116
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 13.2 – Statistical Aspects of Measuring and Sampling – Section 2 – Methods of Evaluating Meter Proving Data – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1994
- [10] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 21.2 – Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1998
- [11] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 21.2-A1 – Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement. Addendum 1 to Flow Electronic Liquid Measurement – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2000
- [12] AMERICAN SOCIETY FOR TEST AND MATERIALS – ASTM D341 – Standard Practice for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products – 2009
- [13] ANP/INMETRO – Resolução Conjunta nº 1 – Regulamento Técnico de Medição de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2013
- [14] Anuário Estatístico 2015 – Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP – 2015
- [15] ARANTES, Wallace Ferreira – Avaliação metrológica da comparação interlaboratorial da calibração de medidores ultrassônicos – Dissertação de Mestrado – 2006
- [16] CNH.06.001/11 – Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos Tecnicos de Medición de Hidrocarburos – 2011
- [17] DECC – Department of Energy and Climate Change – Guidance Notes for Petroleum Measurement – Issue 9.1 – 2015
- [18] DELMÉE, Gérard J. – Manual de Medição de Vazão – Terceira edição – 2003 117
- [19] Directive 017 – Measurement Requirements for Oil and Gas Operations – Alberta Energy Regulator – 2015
- [20] FOX, Robert W., MCDONALD, Alan T., PRITCHARD, Philip J. – Introdução à mecânica dos fluidos – Sexta edição – 2006
- [21] HOGENDOORN, Jankees. HOFSTEDE, Herman. BRAKEL, Peter van. BOER, Andre – How accurate are ultrasonic flowmeters in practical conditions: beyond the calibration – 2011
- [22] HOGENDOORN, Jankees. TAWACKOLIAN, Karsten. BRAKEL, Peter van. KLOOSTER, Jeroen van. DRENTHE, Jan – High viscosity hydrocarbon flow measurement, a challenge for ultrasonic flow meters? – The 27th North Sea Flow Measurement Workshop – 2009
- [23] INMETRO - Guia para expressão da incerteza de medição – Terceira edição em língua portuguesa – Rio de Janeiro – 2003
- [24] INMETRO – Portaria nº 64/2003 – Regulamento Técnico Metrológico – 2003
- [25] INMETRO – Sistema Internacional de Unidades – SI – 2012
- [26] INMETRO – Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM-2012 – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados – 2012
- [27] ISO 91-2 – Petroleum measurement tables – Part 2: Tables based on a reference temperature of 20 degrees – International Organization for Standardization – 2001
- [28] ISO 4267-2 – Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calculation of Oil Quantities - Part 2: Dynamic Measurement – International Organization for Standardization – 1988

-
- [29] ISO 5725-2 – Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results – Part 2: Basic method for the determination of 118 repeatability and reproducibility of a standard measurement method – International Organization for Standardization – 1994
- [30] ISO 9770 – Crude petroleum and petroleum products – Compressibility factors for hydrocarbons in the range 638 kg/m³ to 1 074 kg/m³ – International Organization for Standardization – 1989
- [31] ISO 12242 – Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic transit-time meters for liquid – International Organization for Standardization – 2012
- [32] KROHNE – Altosonic V Reference Guide – 2008
- [33] KROHNE Worldwide – Disponível na página 37 em - acessado em 12/02/2016
- [34] Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations – BC Oil & Gas Comission – 2013
- [35] NBR ISO 10012 – Sistema de gestão de medição - Requisitos para processos de medição e equipamentos de medição – ABNT – Rio de Janeiro – 2004
- [36] NPD – The Norwegian Petroleum Directorate – 2001
- [37] O PETRÓLEO NO BRASIL – Disponível em – acessado em 13/07/2014
- [38] OLIVEIRA, Êlcio Cruz de – Comparação das diferentes técnicas para exclusão de “outliers” – Congresso da Qualidade em Metrologia – ENQUALAB – 2008
- [39] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – Calibração de medidor padrão de vazão Krohne Altosonic V para finalidades Fiscais – PETROBRAS – 2004 119
- [40] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 1: Embasamento teórico – PETROBRAS – 2006
- [41] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 2: Extensão da faixa e calibração com água – PETROBRAS – 2006
- [42] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 3: Estabilidade em longo prazo do medidor (deriva) – PETROBRAS – 2006
- [43] Petroleum and Gas (Production and Safety) Act 2004 – Office of the Queensland Parliamentary Counsel – current at as 1 August 2015
- [44] SILVA, Ana Luisa Auler Ferreira da – Tecnologia ultrassônica na medição de vazão em escoamentos incompressíveis – Tese de Doutorado – 2010
- [45] SILVA, Hélimitom Aparecido da – Análise metrológica do desempenho de medidores ultra-sônicos de vazão de líquidos como diagnóstico de calibração, instalação e operação – Dissertação de Mestrado – 2008
- [46] SPITZER, David W. – Editor – Practical Guides for Measurement and Control – 1st Edition – 1991
- [47] THOMAS, José Eduardo – Organizador – Fundamentos de Engenharia de Petróleo – 2ª Edição – 2004.