

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo Comparativo de Diferentes Tecnologias de Analisadores de BSW em Linha

AUTORES:

Bela Rodrigues, Francisco José de Santana Neto, Luiz Augusto de Andrade, Rosivânia da Paixão Silva Oliveira

INSTITUIÇÃO:

LCPP/NUPEG/UFS

ESTUDO COMPARATIVO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE ANALISADORES DE BSW EM LINHA

Abstract

According to the Joint Ordinance No. 1 ANP requirement requirement / Inmetro, the hydrocarbon shall have the measurement of its volume produced from an oilfield, with defined uncertainties, depending on the type of measurement. This decree stipulates that the volume produced must be referenced to 20 ° C and 101,325 kPa. In order to fix the hydrocarbon volume at a given temperature and pressure for ANP conditions, some correction factors are required, such as shrinkage factor, isothermal compressibility, and Basic Sediments and Water (BSW). Which makes BSW a major quantity for oil volume correction, since its production is always accompanied by water. Aiming the requirements of the above Ordinance, qualitative and quantitative analyzes should be performed to use in determining net volumes, with well-defined uncertainties depending on the type of measurement. There are several factors that interfere with BSW measurement as large variations in well production, variations in BSW concentrations, mixtures with the oil or water continuous phase and different salinity concentrations. In order to reduce the measuring oil volume uncertainty produced BSW inline analyzers can be used for online monitoring as well as proper procedures to ensure representativeness of samples for laboratory analysis. Knowing that processes variabilities that impacts the performance of BSW analyzers, such as facility geometry, application scenario, and process conditions are critical. This study was based on tests performed with oil and salt water, covering the measurement range of 0% to 100% water fraction as well as the influence of salinity. The experimental part was carried out in a pilot plant (UBS & W), with some series interconnected analyzer technologies, in a closed circuit, allowing tests under conditions similar to the actual operating conditions, evaluating the performance of the inline analyzers. After the oil and water mixing process, the fluid flowed into the pipes through a test section with all equipment. In each test step (BSW variation), three samples were collected for laboratory analysis as reference. Among the different technologies of BSW analyzers tested, the best performing technologies for BSW variations process were identified.

Keywords: BSW, Emulsion, BSW Analyzers.

Introdução

Nos reservatórios subterrâneos o petróleo extraído é uma mistura de óleo, gás natural, salmoura (água salgada), sólidos e outros sedimentos. O petróleo é trazido a superfície, naturalmente, aproveitando-se da pressão do poço, através de bombas de injeção de água ou gás. Ao chegar na superfície, o petróleo passa por alguns processos antes de chegar aos tanques de armazenamento, para a remoção de produtos secundários, e para separar o óleo do gás natural e da água. Os processos mais comuns são: desidratação, tratamento e separação do gás. Os meios de tratamento removem água e sedimentos, separando o óleo e o gás [1, 2, 3].

Conforme RTM (Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural) aprovado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) através da Portaria Conjunta nº1 ANP/Inmetro diz que “o petróleo medido pelo sistema de medição fiscal deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos, determinados em amostragem”[4].

Esta Portaria estabelece que o volume produzido seja referenciado 20° C e 101,325 kPa. Para corrigir volume de hidrocarboneto a uma determinada temperatura e pressão para as condições ANP, são necessários alguns fatores de correções como: o fator de encolhimento, a compressibilidade isotérmica e o BSW (*Basic Sediments and Water* - percentual de água e sedimentos) [4]. O que torna o BSW uma grandeza de fundamental importância para correção do volume de óleo, uma vez que sua

produção é sempre acompanhada de água. Para atender requisitos da portaria supracitada, análises qualitativas e quantitativas devem ser realizadas para uso na determinação dos volumes líquidos, com incertezas bem definidas em função do tipo de medição.

Há dois grandes grupos de medição dinâmica que são com fluxo volumétrico, os quais medem de forma direta o volume por determinado tempo, e com fluxo mássico o qual utiliza as características medidas da massa do fluido. Na medição de um fluido multifásico há a medição simultânea de petróleo, água e gás, onde diversos fatores interferem na medição, tais como: grandes variações de produção do poço, variações de concentrações de BSW, misturas com a fase contínua óleo ou água e também diferentes concentrações de salinidade [5]. É fundamental conhecer todas as variabilidades do processo que impactem no desempenho dos analisadores de BSW, como a geometria das instalações, cenário de aplicação e condições de processo.

De acordo com o RTM, a definição de BSW é dada pela porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total de fluido medido [4]. Existem algumas tecnologias para a medição de BSW, com diferentes graus de sucesso, dentre elas evidenciam-se alguns princípios [6]:

- ✓ Micro-ondas;
- ✓ Absorção de rádio frequência para medir o teor de água no óleo;
- ✓ Por efeito coriolis, na torção de um tubo em forma de “U”, que é proporcional a massa específica do fluido que passa pelo seu interior;
- ✓ Sensor capacitivo;
- ✓ Diferença entre as constantes dielétricas.

Os medidores de teor de água em linha não medem os sedimentos presentes no óleo, sendo a principal vantagem na utilização deste tipo de medidor a obtenção dos valores do teor de água em tempo real e não por amostragem, tendo como desvantagem a necessidade de calibração periódica do equipamento, definida pelo RTM como 6 meses para pontos fiscais e 9 meses para pontos de apropriação (pontos de medição utilizados para apropriar a produção a cada poço e para divisão dos royalties entre os devidos municípios) e transferência de custódia (pontos de medição utilizados para transferência legal e/ou comercial de fluidos hidrocarbonetos) [7].

Foram desenvolvidas uma série de tecnologias com diferentes graus de sucesso para medição de teor de água, onde os princípios de medição utilizados são: pressão diferencial, sensor mássico por efeito coriolis, infravermelho, gama densímetro, sensor capacitivo, micro-ondas e ultrassom [8].

Conforme a Portaria Conjunta, os analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises do laboratório das amostras recolhidas na periodicidade [4]. Tal regulamento limita quais metodologias podem ser utilizadas para realizar a análise de teor de água em óleo e qual a incerteza máxima permitida para a malha de medição na qual este processo se insere. Desta forma, serão apresentados os pontos para medição de BSW, conforme definidos na Portaria.

A determinação do BSW é permitida através do monitoramento contínuo, a partir das coletas realizadas na cabeça do poço, vasos separadores, tanques ou linhas [5-8]. Quando se trata de medição de hidrocarbonetos, para as medições em tanques de petróleo, estes devem possuir bocais de medição e de amostragem de conteúdo. Nos casos em que a medição de hidrocarbonetos for em linha deverá possuir ao menos, um sistema de amostragem manual ou automático, de forma que mantenha a representatividade da amostragem no período em que for feita a medição [4]. O critério é mais rigoroso quando se trata de medição fiscal, o qual deve atender ao enquadramento da Portaria e a amostragem deve ser automática e proporcional a vazão. Para medição de apropriação o petróleo não tem o rigor de estar enquadrado. Porém as análises do fluido devem ser determinadas por amostragem e aplicadas imediatamente após nova realização de análise.

Amostradores automáticos são dispositivos utilizados para coletar amostras representativas a partir do líquido fluindo em um tubo, o qual permite monitoramento em tempo real. Normalmente os amostradores automáticos são compostos por uma sonda, um coletor de amostra, um controlador, um dispositivo medidor de fluxo e um receptor de amostra [9]. Conforme alguns preceitos e normatização,

a exemplo da ABNT NBR ISO/IEC 17025, indica as condições que definem a necessidade de calibração dos equipamentos, ressaltando a influência da exatidão ou da incerteza de medição na validade dos resultados relatados, e/ou quando a rastreabilidade metrológica for um requisito. Portanto, as calibrações devem garantir a rastreabilidade da medida e a reprodutibilidade dos resultados. Devido a isto, a dificuldade da adoção do uso de analisadores para medição de BSW, pois estes não possuem medidores de referência para atender a rastreabilidade. Sendo assim, apenas o laboratório de análises químicas é capaz de apresentar a rastreabilidade metrológica dos resultados [10].

A medição em tempo real apresenta uma série de vantagens em relação ao método de amostragem. Sendo elas, medição instantânea e contínua das propriedades do petróleo, eliminação de pontos de amostragem, outra forma de identificação de anomalias no controle de BSW recorrentes do processo, para fins de controle. Com o objetivo de reduzir a incerteza de medição pelos analisadores de BSW do volume de óleo produzido em linha, este estudo avaliou tecnologias de analisadores que possam atender aos requisitos supracitados na Portaria, avaliando o desempenho de medidores de BSW, com diferentes salinidades e com BSW na faixa de 0% a 100%.

Metodologia

Este estudo foi baseado em testes realizados em uma planta piloto de BSW, denominada Unidade de Testes de BS&W com tecnologias de analisadores interligados em série em uma praça de teste em circuito fechado. A praça de teste é o local dentro do circuito, onde são inseridos os medidores a serem testados. Estes podendo ser medidores de vazão, analisadores, amostradores, entre outros quando o objetivo do teste é analisar a influência do BSW na respectiva tecnologia. A unidade permite testar equipamentos sob condições semelhantes às condições reais de operação presentes em uma instalação petrolífera, ou seja, realizar a mistura de óleo e água fluindo por tubulações e equipamentos, com pressões e vazões similares às de operação de campo, porém em escala menor. A unidade é composta por dois tanques de armazenamento com capacidade de 3m³ cada, sendo um para óleo (TQ-01) e outro para salmoura (TQ-02), um tanque de mistura (TQ-03) com capacidade de 3m³, bombas de transferência de óleo B-01, de salmoura B-02 e bomba do tanque de mistura B-03, medidores de vazão, medidor de BSW de referência do circuito, instrumentos de pressão e temperatura, entre outros, como mostra o esquema na Figura 1.

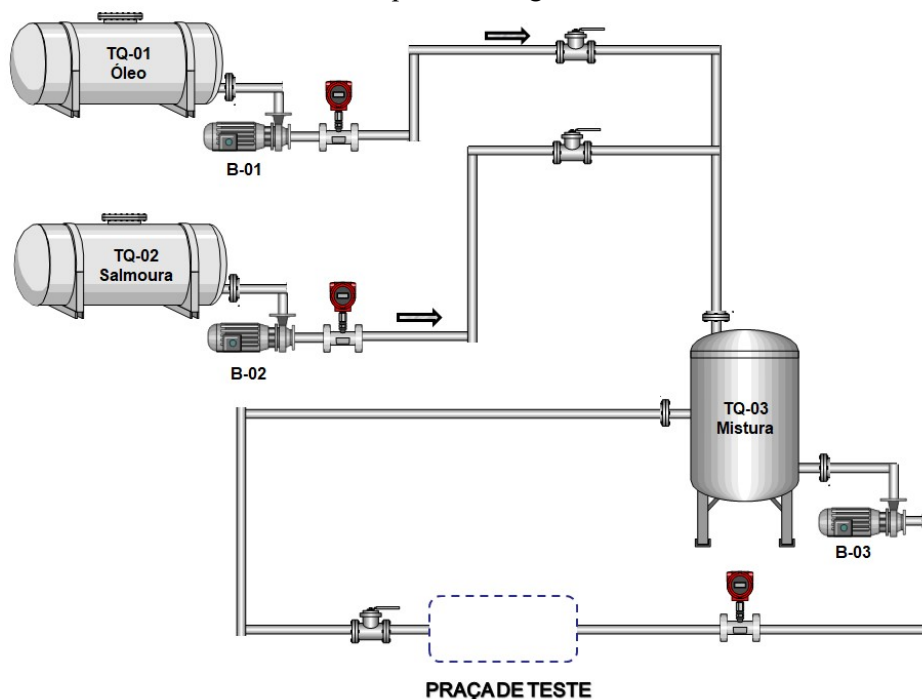


FIGURA 1 – Fluxograma Simplificado da Unidade de Testes de BS&W

O objetivo dos medidores de vazão, são ajustar os volumes de água e óleo, a serem injetados no circuito e a função de cada bomba na saída dos tanques é transferir o respectivo fluido para o circuito. Desta forma, esta unidade permitiu uma instalação adequada para realização de testes, avaliação de desempenho e confiabilidade dos analisadores de BSW em linha. Esta unidade foi usada para preparação e reprodução de fluidos com teores de BSW variados e estabilizados para cobrir a faixa de medição de 0% a 100% de fração de água conforme a matriz de teste proposta.

Características dos fluidos utilizados no teste e matriz de teste

- ✓ Teores de água: 1%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 35%; 45%; 55%; 65%; 70%; 80%; 90%; 95%; 98%.
- ✓ Salinidade: 80 g/L;
- ✓ Óleo: petróleo do campo de Sergipe
 - Viscosidade (20 °C): 1006,59 cP;
 - °API (60 °F): 22,94;
 - Densidade (20 °C): 0,9123 g/cm³.

Procedimento Utilizado

Inicialmente foi transferido o óleo do TQ-01 para o sistema, para realizar a calibração dos analisadores e em seguida foi transferido a salmoura do TQ-02 para o sistema. Após a calibração dos analisadores, deu-se início ao teste. Conforme a matriz de teste, existe uma variação de BSW em cada ponto, desta forma, o primeiro ponto é realizado com o óleo sem a contaminação de salmoura, apenas com o percentual de água contido nele. Para os demais pontos o circuito possui dois medidores de fluxo, um para salmoura e outro para óleo, que efetua o monitoramento do percentual de água que deverá ser inserido no tanque de mistura permitindo o controle nas alterações do BSW na matriz de teste. Há processo de homogeneização no tanque de mistura. Após o processo de mistura a entrega desta para os medidores em teste localizadas na praça de teste, realizado por meio da bomba B-03 onde a rotação e vazão dos fluidos são controlados por inversor de frequência. Definiu-se aguardar 10 minutos em cada ponto da matriz, afim de estabilizar/ homogeneizar o processo e escoamento. Após o tempo de estabilização, eram feitas três coletas de amostras em pontos distintos do circuito, para posterior análise em laboratório químico como referência, afim de atestar o percentual de água no óleo indicado no medidor de BSW de referência do circuito.

Análise de laboratório

Foram realizados os testes para medição do teor de água no óleo e salinidade da emulsão. O teor de água fornecido pelo laboratório foi adotado como referência para este teste. Os equipamentos utilizados para análise das amostras levadas ao laboratório foram:

- Análise de Teor de Água → Karl Fischer 703 KFP Titrimo;
- Densidade da Emulsão → Densímetro DMA 4500 Anton Paar.
- Salinidade → Refratômetro

Medidores em teste

Analisador Referência do Circuito – É um medidor de BSW que utiliza um transmissor de micro-ondas de grandeza Gigahertz, que mede as propriedades dielétricas a granel da corrente de fluxo. A medição é realizada na mistura de hidrocarbonetos e água dentro de uma faixa de 0 a 100%, independentemente do estágio de concentração. Para este medidor, não foi necessária a calibração com os fluidos a serem utilizados.

Analisador A – Este medidor utiliza o método de absorção de rádio frequência para medir o teor de água no óleo por causa da grande diferença entre as constantes dielétricas do óleo ($K=2,3$) e da

água ($K=80$). Para este medidor, fez-se a calibração conforme solicitação do fabricante, com água e óleo de forma estática em um recipiente de 10 litros. A água utilizada para calibração tinha uma concentração de salinidade igual a 70 g/L. A curva de calibração adotada para o teste foi a faixa de 0 a 80% BSW.

Analizador B – Este medidor expressa a fração de água (Water-Cut Meter) pelo princípio da absorção de micro-ondas. O medidor foi calibrado apenas na fase óleo com fluido circulando no circuito a uma vazão de 15m³/h. Este medidor tem a possibilidade da medição ocorrer por correção de BSW utilizando temperatura e densidade do fluido, porém este recurso não foi utilizado no teste. A curva de calibração adotada para o teste foi a faixa de 0 a 30% BSW.

Analizador C – Este medidor faz a medição de BSW baseado na tecnologia de detecção de oscilação. À medida que as misturas de líquidos fluem através da seção de medição, o oscilador detecta toda a seção transversal do material e muda instantaneamente de frequência à medida que a composição do material muda. Essa frequência é proporcional ao teor de água da emulsão, temperatura e perda também afetam a frequência; ambos são usados como compensação para calcular o teor correto de água. O microprocessador usa a frequência medida para calcular e atualizar o conteúdo de água a cada segundo. Esse deslocamento de frequência é uma medida direta da mudança de material de fluxo dentro da seção de medição. A permissividade da emulsão muda à medida que a porcentagem de água no fluido total alterar. A permissividade da emulsão é compreendida de duas partes - a constante dielétrica e a perda. A constante dielétrica relativa do óleo é ($K=2,3$) e de água é de aproximadamente de ($K=80$). A perda é determinada principalmente pelo teor de sal da água. A medição precisa da salinidade da água e a entrada adequada a unidade eletrônica são essenciais para uma melhor medição. A curva de calibração adotada para o teste foi a faixa de 0 a 100% BSW.

Analizador D – Este medidor possui a opção de medir a densidade, para isto é necessário conhecer as massas específicas do óleo e da água. Esta medição é feita através da Segunda Lei de Newton: *Força é igual à Massa vezes a Aceleração* ($F = m.a$), determinando desta forma a quantidade de massa fluindo através do medidor. A medição é baseada na torção de um tubo em forma de “U”, que é proporcional a massa específica do fluido que passa pelo seu interior. A densidade pode ser usada para determinar a percentagem de material na vazão pela massa (percentagem de sólidos) ou volume total.

Resultados e Discussão

Cada valor do BSW medido pelos analisadores, estão indicados na matriz abaixo conforme Tabela 1. A tabela indica cada ponto do teste que corresponde ao teor de BSW. As amostras 1, 2 e 3 são referentes as coletas analisadas pelo laboratório.

Durante a execução do teste as coletas foram realizadas com os devidos cuidados para que a amostra fosse representativa, uma vez que devido à montagem de vários fabricantes e diâmetros diferentes o escoamento tinha velocidades diferentes, podendo influenciar na amostra. Por isso a amostra foi retirada em três pontos diferentes da montagem.

De acordo com a tabela 1, foi possível verificar que os analisadores tiveram um bom desempenho se comparado com o medidor de referência e as análises de laboratório.

A referência do circuito é para monitorar em tempo real o percentual de BSW. Cada círculo vermelho sobre o resultado indica o valor mais próximo ao ponto da matriz, considerando o menor erro absoluto entre as medições e a média das análises de laboratório. De acordo com a matriz, pode-se observar que no ponto de 5% de BSW os analisadores A e D, obtiveram um bom desempenho em relação às análises de laboratório, entretanto em comparação as tecnologias testadas, o analisador que apresentou um melhor desempenho foi o C, mantendo-se próximo aos pontos da matriz e as análises de laboratório, como mostra o gráfico 01.

TABELA 1. Resultados da Matriz de BSW

Salinidade (g/L)	Ponto da Matriz BSW (%)	Medidores em Teste					Análise do Laboratório		
		Analísador Referência do Circuito	Analísador A	Analísador B	Analísador C	Analísador D	Amostra 1 (%BSW)	Amostra 2 (%BSW)	Amostra 3 (%BSW)
80	5	6,12	4,50	4,35	4,40	5,48	4,62	4,75	4,34
	10	13,79	8,50	8,91	8,40	9,49	8,84	8,95	8,74
	15	16,13	13,50	13,20	12,90	14,23	13,46	12,87	13,85
	20	21,61	19,10	18,00	17,20	18,63	18,35	18,28	18,51
	25	28,83	26,80	24,70	24,42	26,07	20,00	20,00	20,00
	35	38,33	35,30	32,30	33,03	34,25	36,00	36,00	32,00
	45	49,83	40,30	-	44,79	45,55	40,00	44,00	40,00
	55	54,77	48,90	-	59,56	59,87	50,00	46,00	50,00
	65	61,63	60,50	-	69,83	68,81	64,00	60,00	60,00
	70	67,74	80,20	-	75,12	71,13	72,00	70,13	74,00
	80	75,10	81,40	-	79,13	79,06	81,62	81,88	82,00
	90	80,10	81,40	-	91,46	82,61	90,66	91,25	94,38
	95	81,01	82,11	-	93,72	84,08	83,86	86,79	89,45
	98	82,68	82,10	-	96,83	85,17	90,09	90,32	90,32

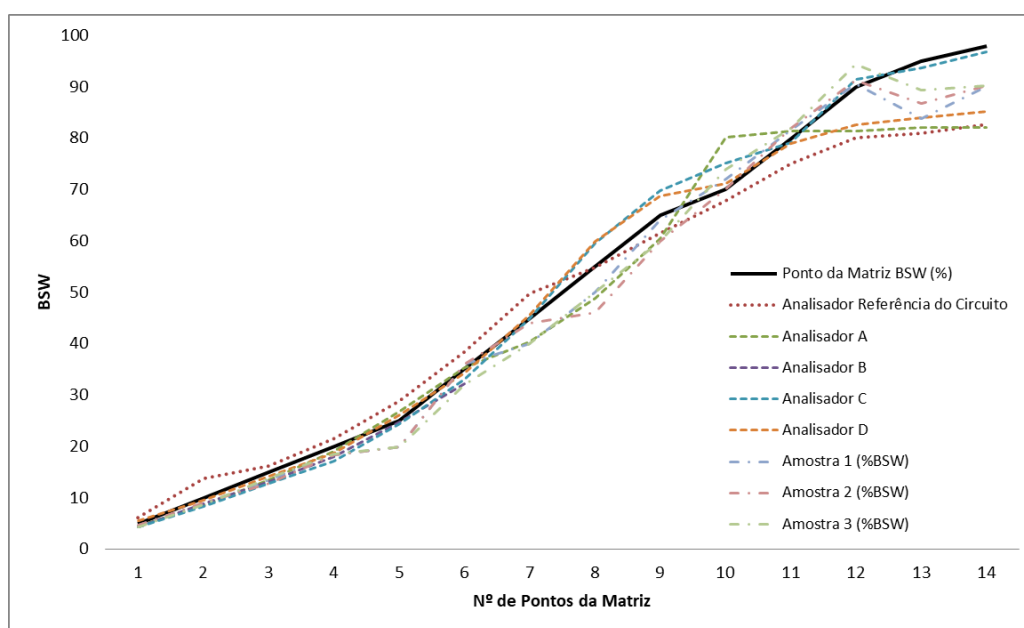


GRÁFICO 1. Desenvolvimento dos analisadores e análises químicas nos pontos de amostragem

Conclusões

De acordo portaria Conjunta 1, que não existe citações de análise contínua em linha de BSW e que, para medições fiscais de óleo em linha, apenas o método de amostragem automática proporcional à vazão deve ser utilizado. Entretanto os medidores mostraram-se coerentes com as variações de BSW, seguindo a tendência de aumento de BSW indicada pelo laboratório e inventário. No que tange a medição de BSW, os analisadores de BSW testados neste experimento, podem ser utilizados no processo como controle de operação. Porém é válido ressaltar que a depender das características do processo, determinadas tecnologias são mais apropriadas.

Agradecimentos

LCPP (UFS), CENPES/ NEAT

Referências Bibliográficas

- [1] CRUZ, V. S.; SALAZAR, A. O.; MAITELLI, A. F.; Sistemas de Automação e Supervisão do Laboratório de Avaliação dos Processos de Medição de Vazão e BSW; Universidade Federal do Rio Grande do Norte; Natal/RN; Dezembro, 2003.
- [2] CASCANTE, G. M.; PROCEL, J. C.; VILLAGRÁN, J. V.; CAMPAÑA, D. L.; CHICA, C. R.; Eficiencia de Medidor de Interfase Tipo Boya en Separador Trifásico de Crudo-Agua-Gas; Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Extensión Norte Amazónica, Facultad de Administración, Riobamba – Ecuador; Nº 22, Vol. 2, Perfiles; 2019.
- [3] GUILIZZONI, M.; BACCINI, B.; SOTGIA, G.; PIETRO, L.; COLOMBO, M.; Image-based analysis of intermittent three-phase flow; Int Multiph Flow; 2018.
- [4] RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº.1; Aprovação do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural; 10 de junho de 2013.
- [5] CUSHICAGUA, E. V. L.; BORJA, H. I. M.; Estudio Comparativo entre Medidores de Desplazamiento Positivo de La Estación Nº2 “lumbaqui” y Medidores de Tipo Coriolis de la Estación “Sansahuari”, en Sistemas de Medición de Hidrocarburos; Universidad Central Del Ecuador; Quito, Equador; 2018.
- [6] SANTOS, V. C. M.; AHÓN, V. R. R.; A Medição Fiscal dos Volumes de Petróleo – Medidores Ultrassônicos; Universidade Federal Fluminense; Niterói-RJ; 2011.
- [7] ALMEIDA, F. C.; OLIVEIRA, E. C.; BARBOSA, C. R. H.; Planejamento de Experimentos para Análise da Influência do Teor de Água na Incerteza de Medição de Vazão de Óleo com Medidores Ultrassônicos; Dissertação de Mestrado; Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro; 2017.
- [8] LIU, J.; Investigation of Trace Amounts of Gas on Microvave Water-Cut Measurement. Tese de Doutorado; Texas: Texas A&M University, 2006.
- [9] Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT-NBR 14883/05:Petróleo e Produtos de Petróleo - Amostragem Manual. Rio de Janeiro, 2005.
- [10] Associação Brasileira de Normas Técnicas ABNT NBR ISO/IEC 17025: Requisitos Gerais para Competência de Laboratórios de Ensaio e Calibração. Rio de Janeiro, 2005.