

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

DETERMINAÇÃO DA VISCOSIDADE DE AMOSTRAS DE PETRÓLEO DA BACIA SEAL
UTILIZANDO O COPO FORD

AUTORES:

Sérgio Maurício de Oliveira Santos¹, Vanessa Limeira Azevedo Gomes²

INSTITUIÇÃO:

Centro Universitário Tiradentes

DETERMINAÇÃO DA VISCOSIDADE DE AMOSTRAS DE PETRÓLEO DA BACIA SEAL UTILIZANDO O COPO FORD

Abstract

Viscosity is the property that determines the value of fluid shear resistance, which is the stress generated by two or more forces acting in the same direction and in the same or opposite direction. This property depends on the mixture or composition of the fluid and is influenced by temperature. In processes involving the petroleum industry, plant sizing is based on the properties of the fluid to be drained, and viscosity is an indispensable factor in this sizing. It can be determined by various methods, such as the Ford Cup, Cannon-Fenske and Rheometer. Thus, this work aimed to measure and classify the viscosity of oil samples from SEAL basin fields. The method used was the number 6 Ford cup to measure the viscosity of fluids with viscosity greater than 310 cSt. In the laboratory, five samples were tested and the choice of cup was based on oil density, with API grade classified as medium and light. After measuring the oil flow time through the opening of the Ford cup, the kinematic viscosity was calculated. In addition, with the density data, the dynamic viscosities of the oil samples were obtained and are classified as low viscosity oil.

Introdução

A *American Society for Testing and Materials* (ASTM) define o petróleo como “uma mistura de hidrocarbonetos, de ocorrência natural, geralmente no estado líquido, contendo ainda compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e outros elementos” (ASTM, 2011 apud BRASIL et al., 2012). O petróleo bruto está comumente acompanhado por quantidades variáveis de outras substâncias, tais como água, matéria inorgânica e gases dissolvidos. Uma vez que os constituintes do petróleo, hidrocarbonetos e os demais compostos presentes, podem ocorrer nos estados gasoso, líquido e sólido em proporções variáveis, forma-se uma dispersão coloidal.

Ao se explorar o petróleo em terra ou em mar, é possível concluir que todos eles são formados por uma grande variedade de hidrocarbonetos e apresentam composições químicas e as propriedades físicas diferenciadas. Estas diferenças acontecem ao se comparar diferentes países e até mesmo regiões diferentes de um mesmo país. Isto também ocorre em diferentes profundidades em poços de um mesmo campo produtor e em diferentes reservatórios (SPEIGHT, 2002; FARIAS, 2008).

As propriedades físicas mais importantes são a densidade, pressão de vapor, ponto de fluidez e viscosidade, sendo essas três últimas importantes para a previsão de dificuldades ligadas ao armazenamento, transporte e processamento do cru (BRASIL et al., 2012). A viscosidade é uma propriedade reológica fundamental para qualificação do petróleo e também para o dimensionamento dos equipamentos e o planejamento das condições relacionadas às atividades de transferência e processamento.

No Brasil, aproximadamente 30% das reservas provadas de petróleo são de óleo pesado de elevada viscosidade, que corresponde de 100 a 10000 vezes a viscosidade da água nas condições de superfície. Os óleos pesados apresentam uma alta viscosidade, levando a grandes dificuldades em sua recuperação, seu processamento e seu transporte. (RAJAGOPAL, 2007)

Segundo Jahn (2012), a viscosidade do óleo cru com gases dissolvidos é um parâmetro importante para o cálculo da perda de pressão no escoamento de hidrocarbonetos em oleodutos. E, para Cavalcante (2017), a viscosidade é uma propriedade inerente do líquido devido à sua relação profunda com as forças intermoleculares. Quanto maiores estas forças, mais as moléculas permanecem unidas, não as permitindo fluir com facilidade.

Segundo Brasil et al. (2012), a viscosidade representa a resistência ao escoamento de uma substância, e, portanto, é uma propriedade que influencia no transporte do petróleo, além de ser muito utilizada na estimativa de propriedades e em cálculos de engenharia. Já a viscosidade dinâmica é uma propriedade física que descreve a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento. Isaac Newton foi o primeiro a expressar a lei básica da viscosimetria, descrevendo o comportamento de fluxo de um líquido ideal. (SCHRAMM, 2006)

É possível determinar a viscosidade por meio experimental, utilizando-se o fluído, para obtenção das viscosidades cinemática e dinâmica, através de viscosímetros Copo Ford, Cannon-Fenske e Reômetro. Assim, este trabalho teve como objetivo medir a viscosidade cinemática e dinâmica de amostras de petróleo da bacia Sergipe-Alagoas utilizando o viscosímetro Copo *Ford* e identificar os campos de onde essas amostras foram obtidas.

Metodologia

As viscosidades cinemática e dinâmica foram medidas no Laboratório Multidisciplinar de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes, seguindo o procedimento descrito na norma ABNT NBR 10441:2014 – Produtos de petróleo – Líquidos transparentes e opacos – Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica.

Para realizar o experimento, cinco (5) amostras de petróleo, obtidos de campos da Bacia Sergipe-Alagoas foram utilizadas, além do copo *Ford* número 6, pisseta com água destilada, um cronômetro, um termômetro, dois *beckers* de 250 mL cada, conforme **Figura 1**. Através do Copo *Ford* efetua-se a medição da viscosidade das amostras baseado no tempo em que o fluido leva a esvaziar o reservatório do equipamento escoando por um orifício. Este equipamento é adequado para utilização com fluidos que sujam ou aderem as paredes do equipamento.

Figura 1: Materiais utilizados para determinação da viscosidade das amostras de petróleo utilizando o Copo *Ford*.



Fonte: Autores, 2019.

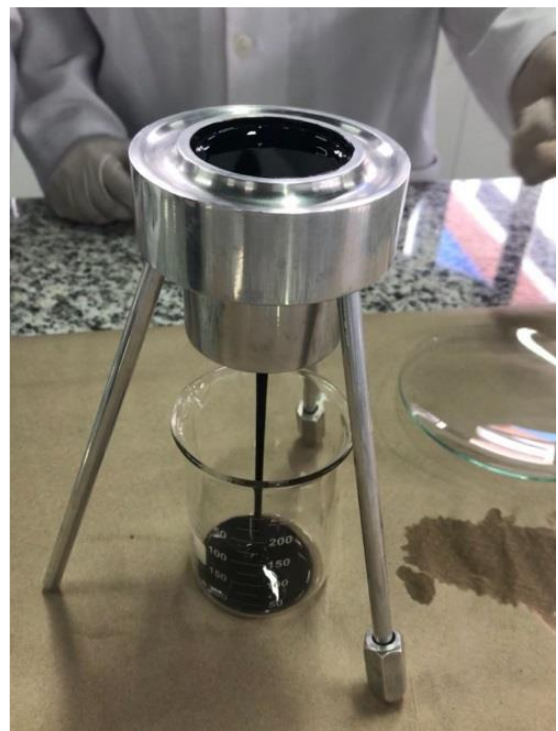
Primeiramente, foi realizado o nivelamento do equipamento através de seus “pés”, evitando interferências na realização do experimento. Após efetuado o nivelamento do equipamento, a temperatura ambiente e das amostras foram medidas. A temperatura, segundo a norma NBR 10441:2014, é de 25 °C. Na sequência, o orifício é tamponado com o dedo para adicionar a amostra de petróleo ao viscosímetro e nivelado com o auxílio de uma régua. A **Figura 2** apresenta o procedimento experimental. No instante em que o orifício do instrumento foi aberto, o cronômetro foi acionado. O mesmo é pausado apenas no momento em que o fluido começou a gotejar, seguindo a NBR 10441:2014. Para ter um valor mais preciso, foram feitas três medições do tempo que o óleo demora para escoar pelo Copo Ford, e antes de cada medição foi aferida a temperatura das amostras, conforme **Figura 3**.

Figura 2: Nivelamento da Amostra de Petróleo no Copo Ford.



Fonte: Autores, 2019.

Figura 3: Teste da viscosidade da amostra de petróleo no Copo Ford 6.



Fonte: Autores, 2019.

A Equação (01) abaixo, que é definida experimentalmente pelo fabricante do equipamento, foi aplicada para determinação da viscosidade cinemática.

$$v = 12,9309 * t_{\text{médio}} - 40,23 \quad \text{Equação (01)}$$

Onde $t_{\text{médio}}$ corresponde à média do tempo em que o fluido levou para escoar pelo orifício do viscosímetro. A unidade de medida para viscosidade cinemática segundo a norma ASTM D 445 é expressa em *centistoke* (cSt), que é equivalente a mm^2/s .

Para cálculo da viscosidade dinâmica, é utilizada a Equação (02):

$$\mu = \rho * v \quad \text{Equação (02)}$$

Onde ρ é a massa específica do petróleo e v é a viscosidade cinemática. A viscosidade dinâmica é expressa em *centipoise* (cP).

Resultados e Discussão

Os resultados dos testes, utilizando o copo *Ford* de número 6, estão apresentados na **Tabela 01**. De acordo com a equação do Copo Ford 6 (Equação 01) e com o $t_{\text{médio}}$, foi possível encontrar a viscosidade cinemática de cada amostra de petróleo, e, então, obteve-se a viscosidade dinâmica, conforme Equação 02, utilizando os dados da densidade, medidas pelo densímetro.

Tabela 01. Resultados dos Testes com o copo *Ford*.

Amostra	Densidade	Média Tempo (s)	Média Temperatura (°C)
1	0,8832	33,1133	25
2	0,8726	8,8367	24,5
3	0,9005	22,51	24,5
4	0,898	13,49	24,5
5	0,808	39,57	25

Fonte: Autores, 2019.

A Tabela 02 apresenta os resultados das viscosidades cinemática e dinâmica para as amostras de petróleo.

Tabela 02. Viscosidade cinemática e dinâmica.

Amostra	Viscosidade Cinemática (cSt)	Viscosidade Dinâmica (cP)
1	387,9353	342,624457
2	74,03075	64,59923245
3	250,8311	225,8734056
4	134,1997	120,5113306
5	471,422	380,908976

Fonte: Autores, 2019

Comparando os resultados obtidos na **Tabela 02** com as propriedades dos óleos de alguns campos da bacia SEAL, pode-se inferir que os dados são representativos dos campos de Foz do Vaza-Barris (amostras 1 e 3), Tartaruga (amostras 2 e 4), e Tabuleiro dos Martins (amostra 5).

Conclusões

Conclui-se que a utilização do viscosímetro Copo *Ford* é eficaz para determinação da viscosidade cinemática, e posteriormente o cálculo da viscosidade dinâmica do petróleo. As cinco amostras utilizadas são classificadas como leve e médio, de acordo com o grau API. As amostras de

petróleo foram obtidas de poços de petróleo da bacia SEAL, dos campos de Foz do Vaza-Barris, Tartaruga e Tabuleiro dos Martins.

Agradecimentos

Os autores reconhecem o suporte técnico do Centro Universitário Tiradentes e da coordenação do curso de Engenharia de Petróleo que contribuíram no desenvolvimento desse trabalho.

Referências Bibliográficas

ABNT **NBR 10441:2014** – Produtos de petróleo – Líquidos transparentes e opacos – Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). *Annual Book of ASTM Standards*: section 05 – Petroleum products, lubricants, and fossil fuels. Pennsylvania: ASTM, 2011.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM) – Test method for viscosity of transparent and opaque liquids (and the calculation of dynamic viscosity).

BRASIL, N. Í.; ARAÚJO, M. A. S.; SOUSA, E. C. M. **Processamento de Petróleo e Gás**. Editora LTC, 2012.

CAVALCANTE, L. S. S. R. **Caracterização físico-química e análise térmica do óleo da semente de Moringa oleifera**. Natal, 2017.

FARIAS, R. F. **Introdução à Química do Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda, 2008.

GUERREIRO, M. S. É. **Laboratório de ensino de engenharia de petróleo**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo. Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense, Niterói - RJ, 2016.

JAHN, F. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos**. São Paulo: Elsevier, 2012.

RAJAGOPAL, K.; ROBAINA, A. A.; MORAES, G. F.; CORREIA, V. S. L. A. **A viscosidade de óleos pesados com diluentes**. In: 4º PDPETRO, Campinas - SP, 2007.

SCHRAMM, G. **Reologia e reometria: Fundamentos teóricos e práticos**. 2ª ed. São Paulo: Artliber Editora, 2006.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Petroleum Product Analysis**. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2002.