

# ANÁLISE FÍSICA DE AMOSTRAS DE PETRÓLEO DA BACIA SE-AL UTILIZANDO O MÉTODO DO DENSÍMETRO API

Vitória Camila Paixão dos Santos<sup>1</sup>

Denildo Junio Rodrigues da Silva<sup>2</sup>

Vanessa Limeira Azevedo Gomes<sup>3</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

O petróleo bruto, dependendo das características geológicas do local de onde é extraído, pode variar quanto à sua composição química e ao seu aspecto. Quanto ao aspecto, existem petróleos leves e voláteis e outros pesados e viscosos, segundo o número de átomos de carbono existentes em sua composição. Dessa forma, a definição dos petróleos a serem comercializados ou utilizados em uma planta de refino depende das suas qualidades físico-químicas, sendo a densidade, pressão de vapor, ponto de fluidez, viscosidade, entre outros, aspectos importantes para avaliar a qualidade de um petróleo. No caso do petróleo, utiliza-se a densidade API (grau API), do *American Petroleum Institute*. Este trabalho teve como objetivo analisar amostras de petróleo da bacia SE-AL, utilizando o método do densímetro API, para obter a densidade e o grau API. Como resultados, as amostras analisadas foram classificadas como petróleo mediano, conforme classificação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

## PALAVRAS-CHAVE

Petróleo. Densidade. Densímetro. API.

## ABSTRACT

Depending on the geological characteristics of the location from which it is extracted, crude oil may vary in its chemical composition and appearance. As for appearance, there are light and volatile oils and other heavy and viscous oils, according to the number of carbon atoms in their composition. Thus, the definition of the oils to be marketed or used in a refining plant depends on their physicochemical qualities, being the density, vapor pressure, pour point, viscosity, among others, important aspects to evaluate the quality of a refining plant. Petroleum. For petroleum, API density (API grade) from the American Petroleum Institute is used. This work aimed to analyze oil samples from the SE-AL basin, using the API densimeter method, to obtain the density and the API grade. As a result, the analyzed samples were classified as medium oil, according to the classification of the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP).

## KEYWORDS

Oil. Density. Densimeter. API.

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo, segundo a *American Society for Testing and Materials (ASTM)*, é definido como sendo uma mistura de hidrocarbonetos, de ocorrência natural, geralmente no estado líquido, contendo ainda compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e outros elementos. 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.

As características dos petróleos variam grandemente de acordo com a região produtora, sendo o petróleo processado a partir de uma mistura de vários campos. Tanto a composição química quanto a aparência do petróleo podem variar muito. Seu aspecto pode ser viscoso, com tonalidades desde o castanho-escuro até o preto, passando pelo verde. Quando ocorrem como óleos de baixa densidade, apresentam um alto potencial de produção de derivados combustíveis leves, como a gasolina; quando muito escuros, viscosos e densos, possuem grandes proporções de derivados pesados, como o asfalto (BRASIL *et al.*, 2012).

A densidade do petróleo permite classificá-lo em leve, mediano, pesado e ultra-pesado. Esta classificação é baseada nas características físico-químicas do petróleo, considerando a análise da densidade do óleo (grau API) e a viscosidade do óleo (medida em cP ou centipoises).

Existem diversos métodos utilizados na indústria do petróleo para determinação da densidade, entre os quais destacam-se, por sua utilização, o densímetro API e o densímetro digital Norma ISO 12185 – Método do Tubo U Oscilatório. O densímetro API é uma alternativa para representação da densidade em uma faixa ampliada de valores, sendo a densidade um excelente indicador do teor de frações leves do petróleo.

Assim, este trabalho teve como objetivo medir a densidade de amostras de petróleo da bacia SE-AL, indicando a classificação do petróleo, a partir do grau API, considerando as condições básicas de medição, com pressão absoluta igual a 10,332 kgf/cm<sup>2</sup> ou 1 atm e temperatura 20°C (Portaria ANP n° 09, 2000). Esta medição foi realizada utilizando o densímetro API.

## 2 DETERMINAÇÃO DO GRAU API

A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. No Brasil, o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), estabelece a seguinte classificação: Petróleo leve:  $Y \leq 0,87$  ( $^{\circ}\text{API} \geq 31,1$ ); Petróleo mediano:  $0,87 < Y \leq 0,92$  ( $22,3 \leq ^{\circ}\text{API} < 31,1$ ); Petróleo pesado:  $0,92 < Y \leq 1,00$  ( $10^{\circ} < ^{\circ}\text{API} < 22^{\circ}$ ); Petróleo extrapesado:  $Y > 1,00$  ( $^{\circ}\text{API} < 10^{\circ}$ ). Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.

A determinação do grau API é obtida pela Equação 1:

$$\text{(Equação 1)} \quad ^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d^{60^{\circ}/60^{\circ}\text{F}}} - 131,5$$

Onde:  $d$  é a densidade relativa do petróleo a 60°F ou 15,6 °C em relação à da água, na mesma temperatura.

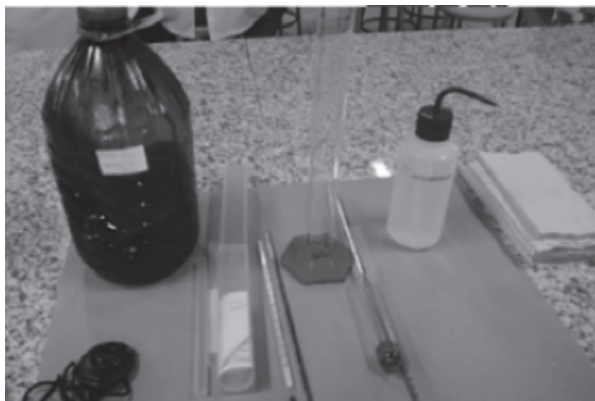
As amostras analisadas foram obtidas de campos petrolíferos da bacia Sergipe-Alagoas (SEAL).

## 3 METODOLOGIA

As medidas da densidade API foram realizadas no Laboratório multidisciplinar de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes. Para isso, foi seguido o procedimento descrito na NBR 7148:2013 – Petróleo e derivados de petróleo – Determinação da massa específica, densidade relativa e  $^{\circ}\text{API}$  – Método do densímetro.

Os materiais utilizados foram: amostras de petróleo com volume correspondente a 150 mL, densímetro API específico para petróleo e derivados de petróleo, termômetro de mercúrio, cronômetro, bastão de Vidro e 1 proveta de 250 mL, conforme Figura 1.

Figura 1 – Materiais utilizados para medição da densidade das amostras de petróleo



Fonte: Autores (2019).

Inicialmente foi verificada as temperaturas ambiente e das amostras para, após medição, fazer a correção segundo a tabela de conversão da densidade observada para densidade a 20°C (Resolução nº 6, Conselho Nacional de Petróleo, 1970). A “densidade observada” é aquela indicada pelo densímetro e que difere da verdadeira densidade devido à dilatação ou contração do densímetro de vidro, quando imerso em produto cuja temperatura é diferente da sua temperatura de calibração de 20°C.

Posteriormente, mediu-se o volume de 150 mL de petróleo na proveta, em uma superfície plana, sem vibração, livre de corrente de ar e sem variação de temperatura. O densímetro API, cuidadosamente, foi mergulhado na amostra, evitando molhar a haste acima do nível provável de flutuação, seguindo a NBR 7148.

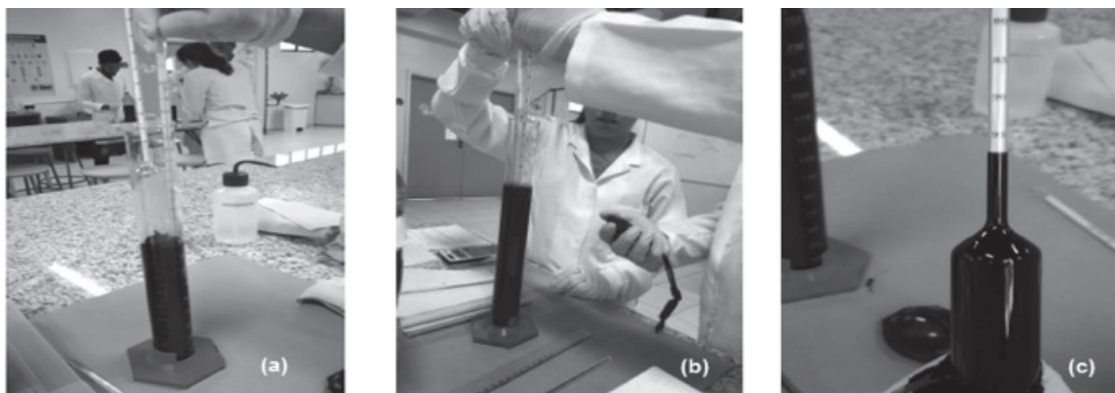
Em seguida, agitou-se continuamente a amostra com o termômetro, tendo o cuidado de manter a coluna de mercúrio totalmente imersa. Logo que foi obtida uma leitura constante, anotou-se a temperatura da amostra.

Ao soltar o densímetro, foi efetuado um movimento giratório, atingindo rapidamente o equilíbrio e flutuando livremente, sem tocar as paredes da proveta. Esperou-se o tempo necessário para que o densímetro se estabilizasse e as bolhas de ar atingissem a superfície. Com o densímetro estabilizado, flutuando livremente, foi feita a leitura na escala, ao nível de interseção do plano da superfície livre do líquido com a haste.

Logo após a leitura da escala do densímetro, voltou-se a agitar cuidadosamente a amostra com o termômetro, mantendo-se a coluna de mercúrio completamente mergulhada. Em seguida, a temperatura da amostra foi aferida, com aproximação de 0,1°C.

A Figura 2 apresenta a sequência prática da medição da densidade a partir do densímetro API, tem-se: (a) Densímetro na proveta, (b) Densímetro solto, flutuando até afundar e medição do tempo de afundamento para realizar a leitura e (c) Marcação no densímetro após estabilização do fluido.

Figura 2 – Etapas durante a medição da densidade das amostras de petróleo da bacia SEAL



Fonte: Autores (2019).

#### 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A temperatura medida das amostras ficou em torno de 24°C, assim como a temperatura ambiente. Na sequência, a leitura da densidade foi feita, conforme escala (Figura 3), e, então, efetuada a conversão das densidades, a partir da tabela de conversão da densidade observada para a densidade a 20°C. Os resultados das quatro amostras estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Conversão da densidade observada para a densidade a 20°C, conforme Resolução CNP, nº 06 de junho de 1970

Temperatura observada	Densidade Observada			
	24°C	Amostra 1 0,898	Amostra 2 0,880	Amostra 3 0,875
Temperatura corrigida	Densidade Corrigida para 20°C			
	20°C	Amostra 1 0,9005	Amostra 2 0,8832	Amostra 3 0,8776

Fonte: Autores (2019).

Ao aplicar a Equação 1, mostrada anteriormente, obteve-se o grau API e a classificação, quanto ao tipo de petróleo. Esses dados estão na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação das amostras de petróleo analisadas, quanto ao grau API

Amostra	Densidade a 24°C	Densidade a 20°C	°API	Tipo de petróleo
1	0,898	0,9005	25,63	Médio
2	0,880	0,8832	28,71	Médio

Amostra	Densidade a 24°C	Densidade a 20°C	°API	Tipo de petróleo
3	0,875	0,8776	29,74	Médio
4	0,870	0,8726	30,66	Médio

Fonte: Autores (2019).

Pode-se inferir que, comparando os resultados obtidos na Tabela 2 com o grau API de alguns campos da bacia SEAL, os dados são representativos dos campos do Tabuleiro dos Martins (AMOSTRA 1), Foz do Vaza-Barris (AMOSTRA 2) e Tartaruga (AMOSTRAS 3, 4). Essa comparação foi realizada, segundo panorama anual da produção nacional de petróleo e gás natural por poço, da ANP (2019) e comprovadas após recebimento das amostras.

## 5 CONCLUSÕES

Pode-se concluir que, levando-se em consideração a prática experimental realizada com quatro amostras de petróleo, o método do densímetro API é eficaz na medição da densidade e, posterior, cálculo do grau API. As amostras analisadas são representativas dos campos do Tabuleiro dos Martins, localizado no estado de Alagoas e dos campos de Foz do Vaza-Barris e de Tartaruga, em Sergipe, onde foram classificadas como sendo um petróleo mediano, ou seja,  $0,87 < Y \leq 0,92$  e  $22,3 \leq \text{°API} < 31,1$ , segundo o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). É importante frisar que o uso da tabela de conversão da densidade observada para a densidade a 20°C é fundamental para os cálculos de quantidades e posterior comercialização do petróleo.

## REFERÊNCIAS

ABNT NBR 7148: 2013. **Petróleo e derivados de petróleo** – Determinação da massa específica, densidade relativa e °API – Método do densímetro. 2013.

ANP. Portaria ANP nº 9, de 21.1.2000 - **DOU** 24.1.2000. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/2000/janeiro&item=panp-9--2000&export=pdf>. Acesso em: 9 maio 2019.

ASTM. **Annual Book of ASTM Standards**: section 05 – Petroleum products, lubricants, and fossil fuels. Pennsylvania: ASTM, 2011.

BRASIL, Nilo Índio do; ARAÚJO, Maria Adelina Santos; SOUSA, Elisabeth Cristina Molina. **Processamento de petróleo e gás**. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2012.

Resolução CNP, nº 06 de junho de 1970. Tabela de Conversão da densidade observada para densidade a 20°C. 1521ª sessão ordinária - **DOU** 13.7.1970 Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-federal/resolucoes/resol-cnp/1970&item=rcnp-6-1970&export=pdf>. Acesso em: 9 maio 2019.

---

**Data do recebimento:** 21 de julho de 2016

**Data da avaliação:** 9 de novembro de 2016

**Data de aceite:** 12 de dezembro de 2017

---

---

1 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo. E-mail: [vitoria.camila@souunit.com.br](mailto:vitoria.camila@souunit.com.br)

2 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo. E-mail: [denildo.rodrigues@souunit.com.br](mailto:denildo.rodrigues@souunit.com.br)

3 Professora do Curso de Engenharia de Petróleo, Centro Universitário Tiradentes – UNIT, Alagoas, AL.  
E-mail: [vanessa.limeira@souunit.com.br](mailto:vanessa.limeira@souunit.com.br)

