

ESTUDO EXPERIMENTAL DA PRESSÃO DE VAPOR DO PETRÓLEO EM DIFERENTES TEMPERATURAS E PRESSÕES

Data de aceite: 02/06/2023

Thallyta Fogaça

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Amanda Amorim

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rodrigo Santana

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rui Lima

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

afetar consideravelmente as propriedades do óleo, refletindo na liberação do gás em solução (vaporização), causando o fenômeno conhecido como encolhimento do petróleo. Este trabalho apresenta a determinação experimental da pressão de vapor de amostras de petróleo em diferentes valores de temperatura. Foram realizados experimentos em laboratório, onde amostras de petróleo foram submetidas a vários pontos de temperaturas, enquanto a pressão de vapor era medida. Os resultados obtidos forneceram dados valiosos sobre o comportamento da pressão de vapor do petróleo sob diferentes condições, destacando a importância de compreender e controlar esse parâmetro para garantir a segurança e eficiência das operações na indústria petrolífera.

KEYWORDS: Vapor pressure, oil, temperature, pressure, experimental study.

ABSTRACT: A pressão de vapor é uma propriedade fundamental na indústria de petróleo e gás, influenciando diretamente nas operações de armazenamento, transporte e processamento. Sua medida é dependente da temperatura e da natureza da substância. Assim, variações de pressão e temperatura no meio ou processo, podem

1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma substância composta por uma complexa mistura de hidrocarbonetos, predominantemente, acompanhada por alguns compostos inorgânicos, desempenhando um papel

crucial como fonte de energia em escala global (Barcza, 2021). Encontrado em estado líquido, o petróleo bruto frequentemente contém gás natural solubilizado, o que adiciona complexidade à sua composição (Barcza, 2017).

Durante a produção e escoamento do petróleo, ainda ocorre perdas do seu volume transferido, devido o gás solubilizado em óleo em condições de pressão e temperatura, pois tende a volatilizar, ocasionando a redução do volume de óleo no qual ainda é vendido na fase líquida, gerando impactos na quantidade de volume, riscos operacionais e perdas econômicas. Para assegurar um controle eficaz da produção de óleo e garantir sua qualidade, aplicação e segurança, é essencial conhecer suas propriedades, tais como viscosidade, densidade, grau API, ponto de fluidez, perfil de hidrocarbonetos, pressão de vapor, entre outros.

A pressão de vapor é a propriedade que revela o grau de volatilidade de uma substância e se relaciona com os fenômenos de evaporação e condensação. Quanto maior a pressão de vapor mais volátil é a substância. Na indústria do petróleo é importante conhecer essa propriedade, pois, ela influencia diretamente o comportamento do petróleo bruto afetando sua produção, armazenamento, transporte e processamento. Como tal, a medição da pressão de vapor evita danos dispendiosos em oleodutos ou navios que transportam petróleo bruto. Também fornece orientação sobre como as instalações de transporte precisam ser construídas para sobreviver ao pior cenário (Pichler e Hense 2015).

O bombeamento através de oleodutos é o meio mais conveniente de transporte de óleo do campo produtor até parques de estocagem e refinarias (Martins et al., 2015), entretanto, as variações de pressão e temperatura desde o bombeio e ao longo do percurso afetam consideravelmente as propriedades do óleo, refletindo na liberação do gás em solução (vaporização), o que reduz a densidade aparente do fluido e causa o fenômeno conhecido como encolhimento do petróleo.

Assim, a determinação da pressão de vapor em óleo bruto é uma análise essencial, uma vez que a pressão de vapor é uma medida da tendência de um líquido para evaporar a uma determinada temperatura. Quanto maior sua pressão de vapor, mais volátil o líquido. Para determinar a pressão de vapor em laboratório, é necessário seguir procedimentos padronizados e precisos, como os fornecidos pela ASTM D-6377. Este estudo visa avaliar como a variação da temperatura afeta a pressão de vapor de diferentes amostras de óleo bruto, contribuindo para um melhor entendimento de seu fator de encolhimento.

2. OBJETIVOS

- Investigar a influência da temperatura na pressão de vapor em amostras de óleo de duas estações distintas (A e B) coletoras de produção de poços de petróleo bruto, visando compreender melhor o comportamento do óleo em condições práticas de produção e transporte.
- Analisar a relação entre a pressão de vapor do óleo bruto e suas propriedades físico-químicas, destacando a importância dessa propriedade para o controle da produção e qualidade do petróleo.

3 . METODOLOGIA

- As amostras de petróleo foram coletadas por meio de garrafas isobáricas, conforme a Figura 1, mantendo pressão e volume constantes. Os pontos de amostragem foram informados pelas operadoras produtoras de petróleo. Essas amostras foram coletadas adequadamente, preservadas corretamente sem contato atmosférico e preparadas para os experimentos.

Figura 1 – Amostragem de petróleo em estação coletora de petróleo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Em seguida, para realizar as medições de pressão de vapor nas amostras coletadas, foram utilizados equipamentos de laboratório adequados. Um gasômetro (DB Robinson, Canadá), conforme mostrado na Figura 2, foi empregado para medir dados de pressão de vapor na faixa de 0,02 a 14,99 psi. Um banho termostático controlou a temperatura na faixa estudada (30-70) °C. Uma alíquota na proporção de 4:1 ml de óleo foi carregada lentamente com o auxílio de uma bomba de deslocamento positivo.

Figura 2 – Gasômetro DB Robinson.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- A determinação em laboratório utilizando o equipamento separador flash, que simula um vaso separador, foi utilizado para medir a pressão de vapor em diferentes temperaturas e pressões. Além disso, outros equipamentos auxiliares como, garrafa de amostragem, cilindro de transferência, picnômetro, bomba de vácuo, balança semi-analítica foram utilizados para execução do experimento. Isso incluiu a transferência da amostra, a calibração dos equipamentos, o aquecimento das amostras para atingir as temperaturas desejadas na faixa de 30 a 70 °C, e a medição da pressão de vapor em cada ponto de temperatura e estabilização.
- Os dados de pressão foram obtidos após a estabilização da temperatura em cada ponto de medição.
- Após a realização dos experimentos, os dados obtidos foram analisados e interpretados e plotados em um gráfico de função polinomial.

Esse método desenvolvido, utilizando o gasômetro conforme a ASTM D-6377, foi concebido para minimizar variações na composição que possam ocorrer durante a medição, estabelecendo um equilíbrio entre a fase líquida e de vapor da substância em um recipiente hermético. Logo, inicialmente, a substância foi inserida em um recipiente fechado e mantida a uma temperatura constante, e a pressão de vapor foi medida quando a substância atingiu o equilíbrio entre a evaporação e a condensação.

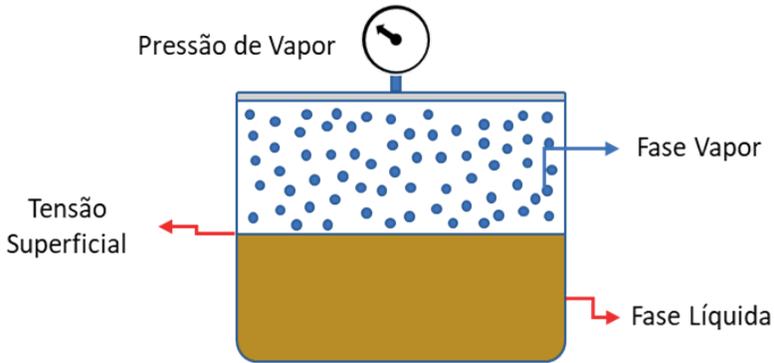
4 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos foram fundamentados em dados coletados em campo e em estudos laboratoriais, visando entender o comportamento dessas propriedades em diversas condições operacionais.

Inicialmente, observou-se uma clara relação entre a temperatura e a pressão de vapor do petróleo em cada tipo de amostra coletada. Os dados revelaram um aumento consistente na pressão de vapor à medida que a temperatura aumentava. Esse comportamento é esperado devido à influência direta da temperatura na taxa de evaporação dos componentes voláteis do petróleo. A determinação da pressão de vapor através do gasômetro com auxílio do banho termostático, produziram bons resultados para a faixa de operação que se propôs atender procedimentos da ASTM D-6377.

A pressão de vapor de um líquido é a pressão exercida por seus vapores quando estão em equilíbrio dinâmico com o respectivo líquido, numa dada temperatura. Esta é dependente da temperatura e não depende do volume do líquido, como observado na Figura 3.

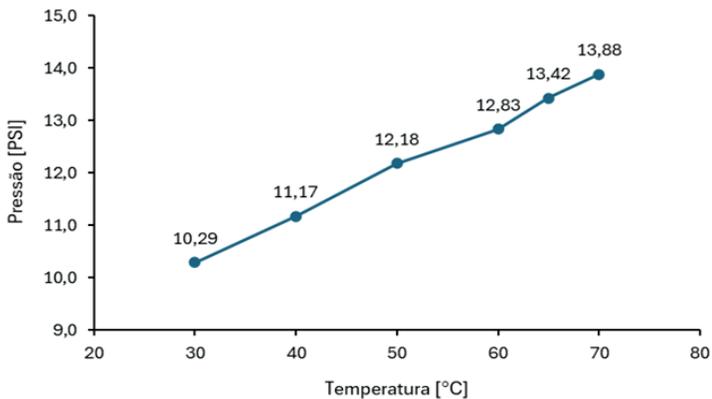
Figura 3 – Equilíbrio Líquido-Vapor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados coletados de pressão em função da temperatura no gasômetro para o campo A estão apresentados na Figura 4 a seguir, neles é possível visualizar a tendência contínua do crescimento da pressão em função da temperatura.

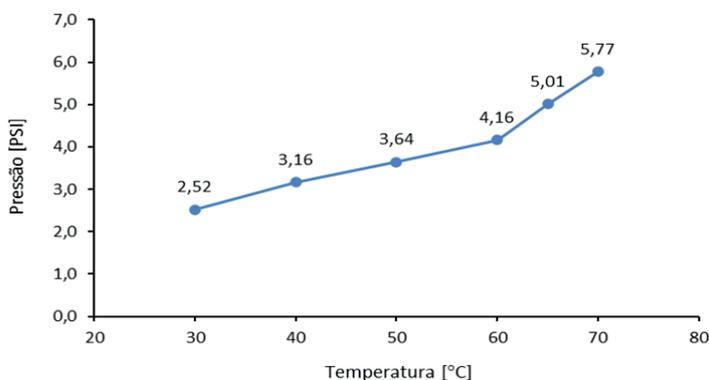
Figura 4 – Análise da amostra de óleo A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A segunda coleta de dados foi feita com uma amostra identificada com 'campo B', cujos valores obtidos apresentam-se na Figura 5. Semelhante ao ocorrido no campo A, houve uma tendência crescente da pressão conforme o aumento da temperatura.

Figura 5 – Análise da amostra de óleo B.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 4 e 5, apresentam a visualização das pressões de vapor do petróleo em função da temperatura para cada tipo de amostra de petróleo coletado nas estações produtoras. Os resultados revelaram uma clara tendência de aumento na pressão de vapor conforme a temperatura aumenta, refletindo as propriedades físico-químicas do petróleo e as condições do reservatório. A amostra A, que é proveniente de reservatórios mais profundos e temperaturas mais elevadas, apresentaram pressões de vapor mais altas em comparação com a amostra de um poço mais maduro do tipo B, que operam em condições mais rasas e temperaturas mais baixas.

Os resultados desta análise têm implicações importantes para a indústria de petróleo e gás. Compreender as variações nas pressões de vapor do petróleo em diferentes condições de reservatório, às quais os poços estão submetidos é essencial para o planejamento e a execução eficazes das operações de produção e transporte. Isso permite o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de riscos e otimização de processos para garantir a segurança e eficiência das operações.

5 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em suma, a temperatura desempenha um papel crucial no comportamento do fator de encolhimento do petróleo. À medida que a temperatura aumenta, a viscosidade do petróleo diminui e sua capacidade de reter gases dissolvidos também é reduzida. Isso pode levar à evaporação de frações mais leves do petróleo e à formação de bolhas de vapor, especialmente em locais onde a temperatura é mais elevada, como próximo a equipamentos de aquecimento ou em regiões de clima quente.

Por outro lado, em áreas com temperaturas mais baixas, o resfriamento do petróleo pode ocorrer, aumentando sua densidade e diminuindo o volume de gases dissolvidos.

Além disso, as perdas de pressão ao longo do duto contribuem para o encolhimento do petróleo, já que parte da energia cinética do fluxo é dissipada devido ao atrito com as paredes do duto e à turbulência do fluido.

Portanto, tanto a pressão quanto a temperatura são fatores interdependentes que influenciam o comportamento do fator de encolhimento do petróleo durante o transporte pelo duto. Monitorar e controlar essas variáveis é essencial para garantir a eficiência e segurança das operações de transporte de petróleo.

Em resumo, os resultados deste estudo destacam a importância de considerar as variações nas pressões de vapor do petróleo em diferentes tipos de poços, especialmente em relação às condições de temperatura. A compreensão dessas variações é essencial para garantir a segurança e eficiência das operações de produção e transporte de petróleo, além de fornecer insights valiosos para o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de riscos e otimização de processos.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure of Crude Oil: VPCRx (Expansion Method). ASTM D- 6377-20 (2020).

BARCZA, M. V. Processos Químicos Industriais III. EEL USP. São Paulo, 2017.

BARCZA, M. V. Processos Químicos Industriais III: Processamento do Petróleo e do Gás Natural. São Paulo: Escola de Engenharia de Lorena, Universidade de São Paulo, 2021.

PICHLER, H.; HENSE, K. Crude oil vapour pressure testing. PTQ Quarterly Journal of Petroleum Technology, Q1. Grabner Instruments, a subsidiary of Ametek, 2012.

7 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG) por disponibilizar a sua infraestrutura para realização deste estudo.