

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise da Influência de Diferentes Frações de Fase Interna em Emulsões de Petróleo

AUTORES:

Ana Carolina Murta Silva; Ana Paula Meneguelo.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE DIFERENTES CONTEÚDOS FASE INTERNA EM EMULSÕES DE PETRÓLEO

Resumo

A indústria de Petróleo e Gás (O&G) desempenha um papel crucial na oferta de energia e no desenvolvimento global. A demanda por petróleo e gás continua a crescer, prevendo-se um aumento significativo na produção até 2045. Dentro desse contexto, os campos de produção *offshore*, no Brasil, destacam-se como ativos importantes, enfrentando desafios técnicos, como profundidade e presença de sal. Um dos desafios da indústria de O&G é a previsão e controle das emulsões formadas durante a exploração e produção de petróleo. A análise reológica é uma das ferramentas que pode ser utilizada para prever o comportamento das emulsões formadas de forma a prever o gasto energético durante seu escoamento. Desta forma, este trabalho realizou a caracterização de amostras de petróleo típicas da região de pré-sal, preparou emulsões A/O e O/A emulsões e realizou a análise reológica. Os resultados mostraram que os óleos estudados exibem comportamento newtoniano e que a adição de água e variações de temperatura afetam suas propriedades reológicas, influenciando seu comportamento de fluxo e resistência ao cisalhamento. Esses resultados são fundamentais para o desenvolvimento de estratégias operacionais eficazes na indústria de O&G.

Palavras-chave: emulsão, conteúdo de fase interna, cisalhamento, Lei de Potência.

Abstract

The Oil and Gas (O&G) industry plays a crucial role in energy supply and global development. The demand for oil and gas continues to grow, with a significant increase in production expected by 2045. In this context, offshore production fields in Brazil stand out as important assets, facing technical challenges such as depth and salt presence. One of the challenges in the O&G industry is forecasting and controlling the emulsions formed during oil exploration and production. Rheological analysis is a tool that can be used to predict the behavior of these emulsions in order to estimate energy expenditure during their flow. This study characterized typical pre-salt region oil samples, prepared A/O and O/A emulsions, and performed rheological analysis. The results showed that the studied oils exhibit Newtonian behavior and that the addition of water and temperature variations affect their rheological properties, influencing their flow behavior and shear resistance. These findings are crucial for developing effective operational strategies in the O&G industry.

Keywords: emulsion, internal phase content, shear, Power Law.

Introdução

Conforme o Boletim Anual Estatístico de 2023, divulgado pela *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC, 2023), a produção global de petróleo ultrapassou 72,8 milhões de barris por dia em 2022, registrando um incremento de 4,97% em relação ao ano anterior. No mesmo período, a demanda mundial por petróleo também cresceu em 2,55%, aproximando-se da marca de 100 milhões de barris por dia (OPEC, 2023).

Neste contexto, garantir a disponibilidade contínua de petróleo requer a implementação de políticas de gestão de recursos energéticos que envolvem desde investimentos na exploração e produção de novas reservas até o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para extração, escoamento e refino de petróleo. Essas medidas fornecem a base para enfrentar os desafios emergentes na indústria petrolífera, como a formação de emulsões, permitindo uma exploração mais eficaz em termos energéticos e de recuperação dos recursos disponíveis.

À medida que a produção de petróleo declina devido à exaustão natural do reservatório, é comum observar um aumento gradual no volume de água em relação ao petróleo extraído. Esse fenômeno é resultado da movimentação da água em direção aos poços produtores à medida que o óleo é retirado, e está relacionado ao uso de técnicas avançadas de recuperação para manter a pressão do reservatório (SILVA, 2013). Com o aumento da produção de petróleo e do volume de água nos campos petrolíferos maduros, surge o desafio adicional da formação de emulsões na indústria.

As emulsões, caracterizadas pela dispersão de pequenas gotículas de um líquido em outro, são frequentemente observadas na indústria petrolífera (AARØEN *et al.*, 2021). Geralmente, o petróleo é uma emulsão complexa de gotículas aquosas dispersas em líquido petrolífero, comumente contendo entre 30% e 80% de óleo e entre 30% e 50% de água (HUANG *et al.*, 2014). Esse alto teor de água pode ter diversos efeitos adversos, como redução na eficiência dos processos de refino, corrosão de equipamentos e degradação da qualidade do produto final. Sua formação está fortemente ligada à presença da água, que pode ser proveniente de diferentes fontes, incluindo formações geológicas, aquíferos próximos ou métodos específicos de recuperação utilizados durante a extração de petróleo e os agentes emulsificantes naturais presentes no petróleo. Além disso, essas emulsões são estabilizadas e formadas em grande parte devido à tensão de cisalhamento gerada durante as operações de bombeamento e transporte nos equipamentos e tubulações. Neste processo os emulsificantes presentes no óleo que contribuem para a estabilização das emulsões ao longo do processo produtivo.

Os desafios derivados da formação de emulsões na indústria petrolífera são multifacetados e afetam diretamente suas operações. Incluem problemas como corrosão, agravada pela presença de sais dissolvidos na água, bem como questões relacionadas ao fluxo adequado, formação de hidratos e incrustações, e dificuldades em atender aos padrões de qualidade do produto final (LING *et al.*, 2018). Ademais, a viscosidade dos sistemas emulsionados costuma ser mais elevada do que em fases individuais, o que implica um consumo energético maior durante o bombeamento (KOLOTOVA *et al.*, 2018).

O cenário apresentado evidencia que a complexidade inerente ao petróleo e suas propriedades, particularmente a formação de emulsões, representam desafios substanciais para a indústria de petróleo e gás. Portanto, torna-se crucial a compreensão desses fenômenos e a busca por soluções que otimizem as operações nesse setor.

Metodologia

Inicialmente realizou-se a caracterização de uma amostra de petróleos típico da região do pré-sal brasileiro. A amostra foi caracterizada quanto a seu grau API, teor de água e teor de sais. A caracterização foi realizada no Laboratório de Preparo de Amostras e Análises Químicas (LAPAQUI) do Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGEN). Neste trabalho a amostra será tratada por L01. Após essa análise preliminar seguiu-se o preparo das emulsões.

Preparo das Emulsões

Foram preparadas emulsões com diferentes frações mássicas de água destilada, sendo 5%, 10%, 20%, 30%, 40% e 60%. O procedimento de preparo consistiu em verter a massa de água pesada no béquer contendo amostra de petróleo, ambos pesados previamente em balança analítica (ATX224). Após realizou-se uma homogeneização com bastão de vidro por cerca de 30s, sendo em seguida a mistura homogeneizada em homogeneizador Ultra-Turrax modelo T-25, a uma velocidade angular de 5.000 rpm por 5 minutos. As amostras foram imediatamente submetidas a análise reológica.

Análise Reológica

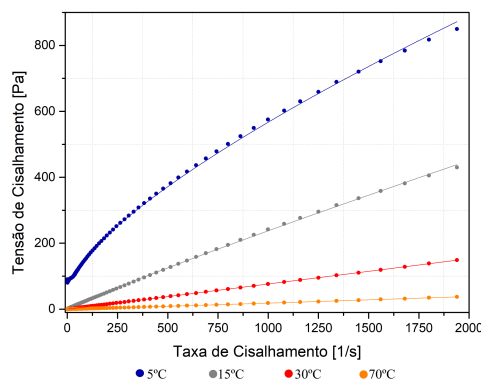
Conduziu-se os testes de viscosidade dinâmica nas emulsões utilizando o Reômetro Modular Compacto, modelo MCR 72 com geometria de cilindro concêntricos. As amostras das emulsões preparadas foram submetidas a diversas taxas de cisalhamento (1 a 1500 rpm) em diversas temperaturas para avaliar seu comportamento reológico. Para cada emulsão formada com as diferentes frações mássicas de água avaliou-se a curva de escoamento nas temperaturas de 5°C, 15°C, 30°C e 70°C. O procedimento de análise coletou para cada temperatura 100 pontos para curva de escoamento.

Resultados e Discussão

A caracterização das amostras seguiu as normas ASTM D1250, ASTM D5002, ASTM D4007 e ASTM D6470. Para o petróleo definido como L01 obteve-se densidade de (0.8798 ± 0.0006) g/cm³ caracterizado como óleo de densidade média, que varia de 0.87 a 0.92, conforme estabelecido pelo Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural. Além disso, o óleo obteve um grau API de 27.3, enquadrando-se na categoria de petróleo mediano conforme os padrões estabelecidos pela ANP, que variam de 22.3°API a 31.1° API.

O teor de água encontrado no óleo L01 foi de (0.5670 ± 0.0008) (%w/w). A Figura 1 representa as curvas de escoamento obtidas para o petróleo L01 nas temperaturas de 5 °C, 15 °C, 30 °C e 70 °C, respectivamente.

Figura 1 - Influência da variação da temperatura

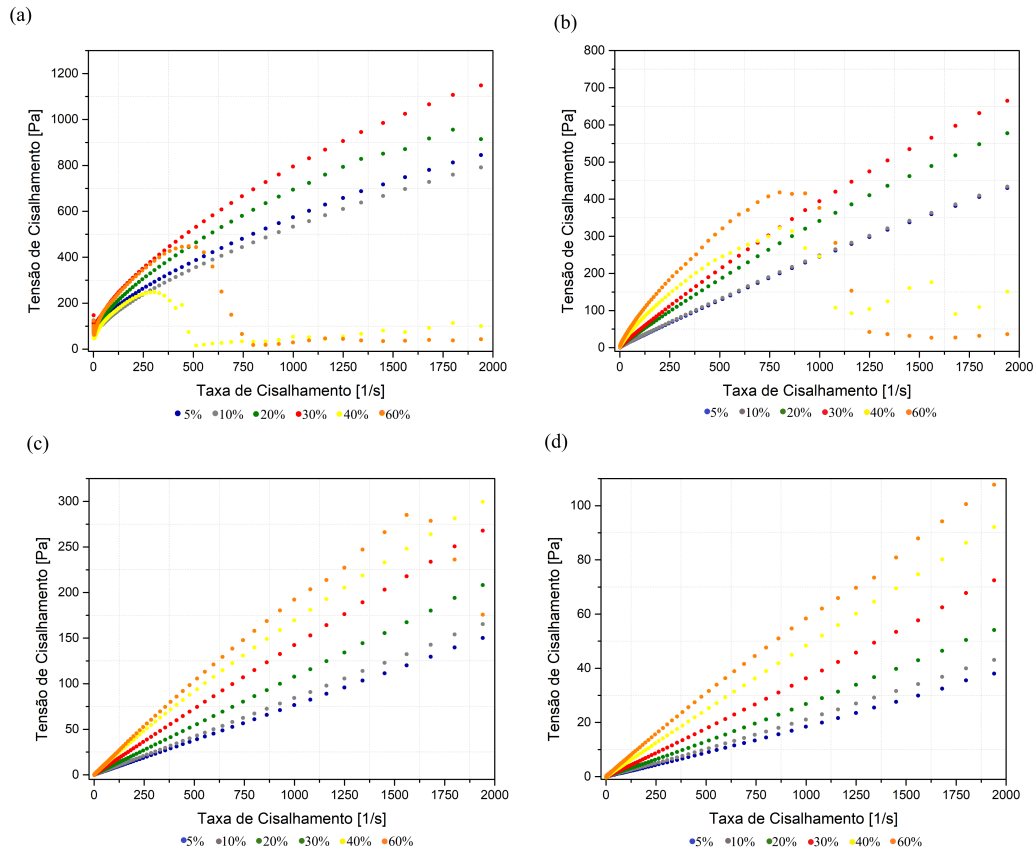


Fonte: Autoral

Para caracterização do fluido como newtoniano ou não-newtoniano os dados experimentais foram ajustados considerando a Lei de Potência. Os coeficientes de correlação linear (R^2), que avaliam a qualidade do ajuste, apresentaram valores próximos a 1, indicando que este é o melhor modelo a ser utilizado. Os valores de R^2 foram 0.99882, 0.99974, 0.99998 e 0.99979 para as temperaturas de 5 °C, 15 °C, 30 °C e 70 °C, respectivamente, descrevendo um comportamento newtoniano para todas as faixas de temperatura.

As emulsões sintetizadas como óleo L01 e água destilada apresentam o comportamento reológico conforme indicado na Figura 2.

Figura 2 - Influência da temperatura e conteúdo de fase interna.



(a) Temperatura de 5 °C (b) Temperatura de 15 °C (c) Temperatura de 30 °C (d) Temperatura de 70 °C.

Fonte: Autoral.

Quanto ao comportamento reológico, as emulsões de petróleo sintetizadas com 5%, 10%, 20% e 30% de água destilada apresentaram comportamento Newtoniano ($R^2 > 0.99$) em toda a faixa de temperatura analisada. Em contraste, a emulsão preparada com 40% de fase interna apresentou comportamento Newtoniano ($R^2 > 0.99$) nas temperaturas de 30°C e 70°C, enquanto os coeficientes de correlação linear para as temperaturas de 5°C e 15°C foram, respectivamente, 0.02062 e 0.48096. Analisando a emulsão com 60% de água destilada, observou-se comportamento Newtoniano ($R^2 > 0.99$) a 30°C e 70°C; para 5°C e 15°C, a emulsão apresentou comportamento não Newtoniano, com coeficientes de correlação linear de 0.19138 e 0.42257, respectivamente.

De acordo com a Figura 2 (a) e (b), tem-se que para emulsões sintetizadas com 40% e 60% do conteúdo de fase interna composta por água o comportamento da curva de escoamento para as temperaturas de 5°C e 15°C não corresponde ao comportamento recorrente de fluidos. Tal fato também foi identificado por Ilda *et al.* (2007), sendo atribuído pelos autores à ruptura da emulsão devido ao cisalhamento da amostra.

Ao analisar a Figura 2, percebeu-se uma diminuição da tensão de cisalhamento com o aumento da temperatura para as emulsões com conteúdo de fase interna de 5%, 10%, 20% e 30%. Entretanto, ao aumentar o conteúdo de fase interna, notou-se um incremento nos valores de tensão para uma mesma temperatura na Figura 2 (c) e (d).

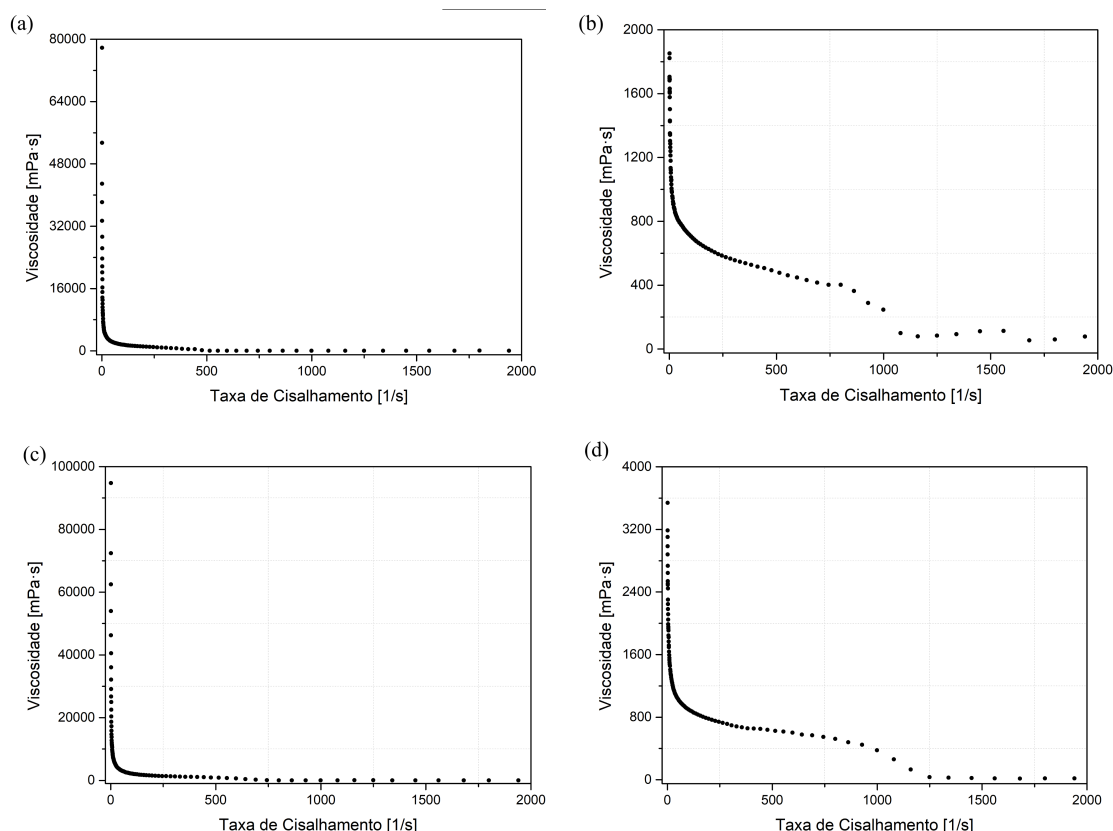
Ainda analisando os resultados representados na Figura 3 (a), observa-se maiores valores de tensão de cisalhamento para a emulsão preparada com 5% de água destilada quando comparada à 10% de água destilada. Essa ocorrência pode ser um indicativo de um ponto de inversão de fase, devendo

ser citada a presença de água condensada nas bordas do copo de medição de cilindro concêntrico durante o experimento, podendo provocar tal fenômeno.

As emulsões sintetizadas com diferentes teores de água destilada apresentaram comportamentos reológicos variados, incluindo comportamento Newtoniano e não Newtoniano. Este tipo de comportamento já foi relatado por Pedersen e Rønningsen (2000) e Saidler (2016), que verificaram um aumento da não linearidade da viscosidade abaixo de 30°C.

Quanto à viscosidade das emulsões sintetizadas com água destilada que apresentaram $R^2 < 0.99$, os resultados estão presentes na Figura 3.

Figura 3 - Viscosidade das Emulsões Sintetizadas com Água Destilada.



- (a) Viscosidade aparente da emulsão com conteúdo de fase interna de 40% a temperatura de 5 °C
 (b) Viscosidade aparente da emulsão com conteúdo de fase interna de 40% a temperatura de 15 °C
 (c) Viscosidade aparente da emulsão com conteúdo de fase interna de 60% a temperatura de 5 °C
 (d) Viscosidade aparente da emulsão com conteúdo de fase interna de 60% a temperatura de 15 °C.

Fonte: Autoral.

A adição de água ao óleo resultou na formação de emulsões que exibem comportamento pseudoplástico nas faixas de temperatura de 5°C e 15°C, para os conteúdos de fase interna de 40% e 60% enquanto nas temperaturas de 30°C e 70°C o comportamento identificado é Newtoniano, similar ao do óleo puro. Apesar da semelhança no comportamento reológico, as emulsões sintetizadas exibiram valores de viscosidade superiores aos do óleo.

De acordo com os dados coletados, as viscosidades das emulsões sintetizadas apresentaram maiores valores para altos conteúdos de fase interna. Segundo Naccache (2020) à medida que a fração volumétrica da fase dispersa aumenta, a distância entre as partículas diminui, resultando em uma distorção das linhas de corrente ao redor do escoamento das partículas adjacentes, o que altera substancialmente a viscosidade do sistema como um todo.

Conclusões

O estudo revelou que o petróleo bruto, classificado como óleo médio com °API de 27,3 e densidade de 0,8798 g/cm³, apresentou propriedades reológicas fortemente influenciadas pelo teor de água nas emulsões. Observou-se que a inversão de fase ocorreu em temperaturas de 5°C, 15°C e 30°C quando o teor de água presente na emulsão ultrapassou 30%, sendo que as emulsões a 70°C não exibiram tal inversão. Os fatores dependentes para a ocorrência de inversão de fase incluíram, não apenas o alto teor de água, mas também a temperatura, com a inversão de fase sendo mais pronunciada em temperaturas mais baixas. As emulsões demonstraram comportamentos reológicos variados, com características tanto Newtonianas quanto não Newtonianas, dependendo da concentração da fase interna e da temperatura. Esses resultados são essenciais para compreender como o petróleo se comporta sob diferentes condições operacionais e para otimizar as estratégias de produção e processamento, levando em conta a interação entre a concentração de água, a presença de sal e a temperatura.

Referências Bibliográficas

AARØEN, Ola; RICCARDI, Enrico; SLETMOEN, Marit. Exploring the effects of approach velocity on depletion force and coalescence in oil-in-water emulsions. *RSC Adv*, Volume 11, Issue 15, 2021. DOI: 10.1039/d1ra00661d.

HUANG, Qunxing; MAO, Feiyan; HAN, Xu; et al. Characterization of emulsified water in petroleum sludge. *Fuel*, v. 118, p. 214–219, 2014.

IIDA, Patrícia Hiromi; SCHEER, Agnes de Paula; WEINSCHUTZ, Regina; SANTOS, Bruno Mendes dos. Estudo do efeito da água em emulsões de petróleo. In: *PDPETRO*, 4., 2007, Campinas, SP. Anais... Campinas, SP: ABPG, 2007. p. 2.3.0080-1.

KOLOTOVA, Daria S. et al. Rheology of water-in-crude oil emulsions: Influence of concentration and temperature. *Murmansk State Technical University*, Murmansk, Russia, v. 10, p. 241-250, 2018. Disponível em: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/35423378/>. Acesso em: 9 jun. 2024.

LING, N. N. A. et al. Quantifying the Effect of Salinity on Oilfield Water-in-Oil Emulsion Stability. *Energy Fuels*, 2018, 32, 10042–10049. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b02143.

NACCACHE, João Pedro Aiex. Desenvolvimento de emulsões modelo para mimetizar propriedades físicas de emulsões de petróleo. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2020.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. *Annual Statistical Bulletin*. Disponível em: <https://asb.opec.org/index.html>. Acesso em: 9 jun. 2024.

PEDERSEN, Karen; RØNNINGSEN, Hans Petter. Effect of Precipitated Wax on Viscosity: A Model for Predicting Non-Newtonian Viscosity of Crude Oils. *Energy & Fuels*, v. 14, 1999. DOI: 10.1021/ef9901185.

SAIDLER, Luila Abib. Desenvolvimento de metodologia de preparo de microemulsão de petróleo do tipo água em óleo por aplicação de ondas ultrassônicas. 2016. Disponível em: https://sappg.ufes.br/tese_drupal/tese_10321_Luila%20Abib%20Saidler%20Lima20161111-123006.pdf. Acesso em: 9 jun. 2024.

SILVA, Dermeval Inêz da. **Processo da Reinjeção da Água Produzida na Recuperação Secundária dos Poços de Petróleo de Catu/ba, Para Reduzir os Riscos Ambientais**. Monografia de Especialização, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.