

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE EXPERIMENTAL DA VISCOSIDADE APARENTE EM EMULSÕES ÁGUA-ÓLEO

AUTORES:

Maria do Socorro B. da Silva; João Henrique B. Pessoa; Osvaldo Chiavone Filho; Eduardo Lins Barros Neto; Artur Cristiano P. Pereira; Rafael Melo P. de Andrade

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

ANÁLISE EXPERIMENTAL DA VISCOSIDADE APARENTE EM EMULSÕES ÁGUA-ÓLEO

Abstract

Multiphase flows can be found in various systems used in industry. The understanding of the physical behavior of these systems is of vital importance in the optimization and control of processes, security, and design of the equipment involved. To drain through the production pipeline, these stages are subjected to agitation and shear and, due to the presence of natural emulsifiers in the oil phase dispersion occurs in another, giving rise to water-oil type emulsion (A/O) (or type oil-water). The present work aims at the analysis and the study of apparent viscosity in water-oil emulsions that are produced in the flow oil pipes, dispersed in order to measure and analyze the apparent viscosity of emulsions by varying the parameters as the water content and the gross flow of oil. The oil and water samples used in bench tests were obtained from the tanks of oil and water transfer of an oil unit.

Introdução

Geralmente, o petróleo e a água encontram-se no fundo do poço, ainda sob a forma de duas fases separadas. Ao escoarem através das tubulações de produção, essas fases são submetidas à agitação e cisalhamento, promovendo a dispersão de uma fase em outra, dando origem a diminutas gotas que formam as emulsões (DJUVE *et al.*, 2001).

As emulsões podem ser encontradas em praticamente todas as fases da produção e processamento do petróleo (KOKAL, 2002). Na indústria do petróleo, boas estimativas de viscosidade, perda de carga, gradiente de pressão, tamanho de gotículas e distribuição do tamanho das gotículas de emulsões água em óleo são muito importantes para a modelagem do processo em termos de energia requerida e problemas de garantia de escoamento. Contudo, apesar da importância dessas emulsões na indústria, poucos estudos foram publicados na literatura (KELEŞOĞLU; PETTERSEN; SJÖBLOM, 2012).

A maioria das emulsões é composta por uma fase aquosa e uma fase oleosa. Quando o óleo é a fase dispersa e a água a fase contínua, a emulsão é dita óleo em água (O/A); e quando o meio disperso é a água e a fase oleosa é a fase contínua a emulsão é dita água em óleo (A/O). Múltiplas emulsões, como, por exemplo, água em óleo em água (A/O/A) consiste em gotículas de água suspensas em gotas maiores de óleo que por sua vez estão suspensas na fase aquosa. Segundo Kokal (2002), na indústria do petróleo as emulsões tipo A/O são as mais comuns, por isso, muitas vezes as emulsões O/A são ditas de emulsões reversas. Certas emulsões se mostram estáveis por um longo período devido a fatores tais como, pequeno tamanho das gotas (estabilidade cinética), pequena diferença de densidade das fases, formação de um filme interfacial em torno das gotas de água e alta viscosidade do óleo. Esta estabilidade é também reforçada por agentes emulsificantes os quais podem ser introduzidos ou ocorrem naturalmente no óleo cru, como por exemplo, os asfaltenos, resinas e ácidos naftênicos.

A aplicação de sistemas dispersos na indústria vem crescendo nas últimas décadas, por isso o preparo de emulsões vem sendo tema de inúmeros trabalhos científicos como Sulaiman (2004). Emulsões podem ser preparadas através de métodos mecânicos como os homogeneizadores e a técnica de ultrassom. As técnicas mencionadas têm como objetivo comum a aplicação de uma energia necessária para dispersar uma das fases líquidas, formando pequenas gotículas na segunda fase (fase contínua).

A viscosidade da emulsão pode exceder de forma substancial tanto a viscosidade da fase oleosa como a viscosidade da fase aquosa. A viscosidade aparente dessas misturas depende de diversos fatores:

viscosidade da água e do óleo, fração volumétrica da água, temperatura, distribuição do tamanho das gotículas, quantidade de sólidos no petróleo e taxa de cisalhamento (PLASENCIA; PETTERSEN; NYDAL, 2013).

Metodologia

Para a realização do estudo, foram produzidas diferentes emulsões de água em petróleo (A/O) e estas foram analisadas quanto à massa específica e a reologia, sem a utilização de tensoativos.

Testes em bancada: Os fluidos utilizados para o estudo das emulsões nos testes de bancada foram o petróleo cru e água produzida. O óleo utilizado possui um viscosidade de aproximadamente 130cP. Basicamente duas propriedades foram estudadas: massa específica e viscosidade das emulsões geradas.

Antes de realizar as análises, foi necessário a determinação do tempo de agitação para saturação mútua entre as fases. O procedimento consistiu em efetuar a mistura de óleo e água na proporção desejada, usando uma progressão nos tempos de agitação da amostra de 5 em 5 minutos. A cada agitação foi medida a viscosidade da amostra a temperatura ambiente e verificada a diferença entre a medida obtida em um determinado momento com a medida em um momento anterior. Quando foi verificado que não ocorria mais mudanças significativa entre as viscosidades, foi determinado o tempo de agitação para a saturação mútua entre as fases (15 minutos).

Para obtenção da mistura entre o óleo e a água para as análises, foram medidos volumes de óleo e de água referentes ao teor de água para cada amostra, em seguida, esses volumes de óleo e de água foram transferidos a um béquer e procedeu-se uma agitação durante 15 minutos, utilizando para esta mistura um agitador magnético.

Massa específica: As medidas de massa específicas foram obtidas utilizando o método do picnômetro, que consiste em usar um recipiente de vidro com um volume definido chamado picnômetro, mostrado na figura 1. Dessa forma, primeiro mede-se a massa do picnômetro sem a amostra (m_s), depois o picnômetro é preenchido com a amostra e mede-se a massa do picnômetro com a amostra (m_c). A massa específica é dada então através da equação 1. Uma balança analítica também foi usada para os ensaios de massa específica, apresentada na figura 2.

Figura 1: Picnômetros.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 2: Balança analítica usada para os ensaios de massa específica.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

$$\rho = \frac{(m_c - m_s)}{V}$$

Eq. 1

Onde ρ é a massa específica, m_s é a massa do picnômetro sem a amostra de fluido, m_c é a massa do picnômetro com a amostra de fluido e V é o volume dessa amostra no picnômetro. (SIMANZHENKOV; IDEM, 2003).

Primeiramente, para aferição do volume do picnômetro, foi medida a massa de uma amostra de água destilada a uma temperatura determinada. Em seguida, usando a tabela de massa específica da água em função da temperatura (tabela 1), foi calculado o volume do picnômetro.

Tabela 1. Massa específica da água destilada em função da temperatura.

TEMPERATURA	MASSA	TEMPERATURA	MASSA	TEMPERATURA	MASSA
	ESPECÍFICA		ESPECÍFICA		ESPECÍFICA
(°C)	(kg/m³)	(°C)	(kg/m³)	(°C)	(kg/m³)
0	999,841	10	999,700	20	998,203
1	999,900	11	999,605	21	997,992
2	999,941	12	999,498	22	997,770
3	999,965	13	999,377	23	997,538
4	999,973	14	999,244	24	997,296
5	999,965	15	999,099	25	997,044
6	999,941	16	998,943	26	996,783
7	999,902	17	998,774	27	996,512
8	999,849	18	998,595	28	996,232
9	999,781	19	998,405	29	995,944

As amostras preparadas com diferentes teores de água tiveram sua massa específica determinada usando o picnômetro cujo volume fora aferido.

Viscosidade: Para a medição da viscosidade foi usado o reômetro R/S BROOKFIELD que usa o princípio rotativo com cilindros concêntricos para medição da viscosidade.

Figura 3 - Conjunto Reômetro R/S BROOKFIELD, banho termostático e software RHEO 2000.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Geração das emulsões: As emulsões foram preparadas adicionando o petróleo em um béquer de 100 mL, com o auxílio de uma pipeta de 25 mL. A água foi adicionada aos poucos em seguida, resultando em um volume final de aproximadamente 60 mL. A amostra é levada então há um agitador magnético, onde a velocidade de agitação é controlada manualmente e assim permanece por 15 minutos. Foram feitas 16 emulsões de água-em-óleo, cujas diferenças consistiam na quantidade de água (% volumétrica). Para cada amostra, foi medido um volume de emulsão de aproximadamente 40 mL e transferido ao recipiente para medição no reômetro. A temperatura do banho termostático é ajustada em 30 °C e com a mesma amostra, foi ajustado o banho termostático agora para 40 °C e foi acionado o aparelho para efetuar a medição da viscosidade a 40 °C, depois de constatado o equilíbrio térmico, o aparelho é acionado para efetuar a medição. Os dados de viscosidade são então exportados para uma planilha do Microsoft EXCEL, onde foram analisados por gráficos através do Origin8.

Resultados e Discussão

Realizados os testes de bancada, aqui são apresentados os principais resultados obtidos com relação ao estudo das emulsões que foram produzidas. Na tabela 2, estão apresentados os resultados do ensaio para obtenção do tempo de agitação para saturação mútua entre as fases.

Tabela 2. Tempo de agitação para saturação mútua entre as fases.

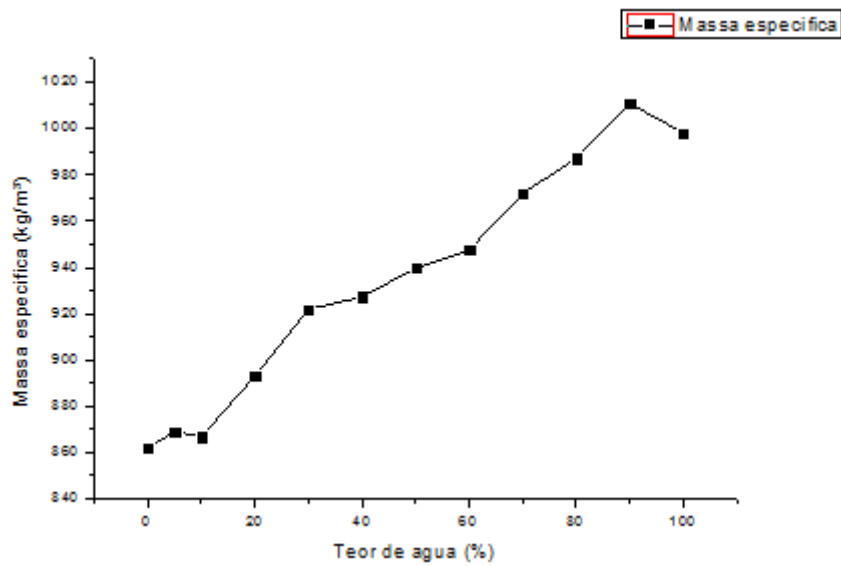
<i>ENSAIO</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
<i>Tempo de agitação (min)</i>	5	10	15	20
<i>Viscosidade (cP)</i>	68,7	106,1	110,8	129,2

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Foi estabelecido então, o tempo de agitação para a saturação mútua entre as fases óleo e água igual a 15 minutos, uma vez que a viscosidade da mistura (variável medida) apresenta valores na mesma ordem de grandeza. Em seguida, para a aferição do volume do picnômetro, a massa de água destilada a 27 °C obtida foi de 25,063 g. A massa específica da água destilada é de 0,996512 g/mL a 27 °C (BACCAN, 1985). Portanto, o volume do picnômetro utilizado é de cerca de 25,15 mL.

Foram preparadas misturas de 0%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% de teor de água e, usando o picnômetro, foram obtidos os valores de massa específica de cada mistura preparada. Em seguida foi gerada uma curva da massa específica da mistura óleo e água em função do teor de água. Essa curva está apresentada na figura 4 e os dados estão apresentados na tabela 3.

Figura 4. Curva massa específica da mistura x teor de água.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

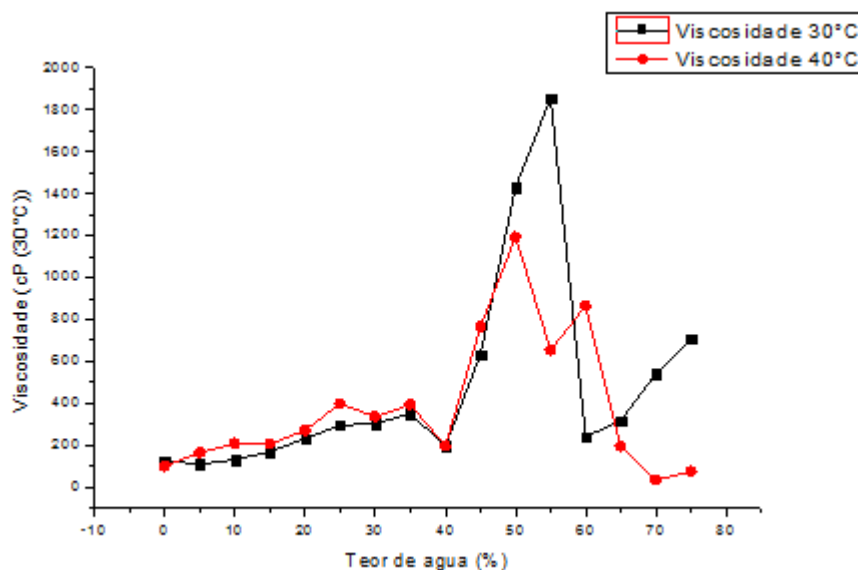
Tabela 3. Massa específica em função do teor de água.

Teor de água	Massa específica
%	(kg/m³)
0	861,871
5	869,129
10	866,903
20	893,042
30	921,869
40	927,308
50	939,598
60	947,543
70	971,873
80	987,074
90	1010,839
100	998,004

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Observa-se um aumento na massa específica da mistura, a medida que é aumentada o teor de água.

Figura 5. Dados da viscosidade da mistura aferida no reômetro (temperaturas de 30 °C e a 40°C)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Tabela 4. Dados de viscosidade aparente obtidos no reômetro a 30 °C e a 40 °C.

Teor de água	Viscosidade	
%	30°C cP	40°C cP
0	126,9	97,9
5	108,3	164,5
10	130,5	208,3
15	169,3	205,8
20	229,7	270,4
25	295	397,7
30	301,4	335,4
35	350,1	392,8
40	194,6	195,9
45	633,4	765,8
50	1429,2	1192,4
55	1856,3	653,9
60	240,5	864,1
65	314,5	195
70	541,7	32,8
75	706,2	73,5

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Pode-se observar na figura 5 as duas regiões distintas: a região com a emulsão A/O, o ponto de inversão de fase e a região com a emulsão O/A. O ponto de inversão se encontra com um teor de água por volta de 58%. Pode-se comprovar na prática o comportamento de aumento da viscosidade em função da adição de água ao sistema, evidenciando a formação das emulsões. Com o aumento da concentração da fase dispersa (água na emulsão A/O), o grande conteúdo de fase externa causa o aumento da viscosidade. Depois do ponto de inversão de fases, o aumento da fase contínua (água na

emulsão O/A) faz com que o conteúdo da fase externa diminua de forma gradual, atuando na diminuição da viscosidade, este efeito é observado para ambas as temperaturas.

Conclusões

Conclui-se que o fenômeno de inversão de fase da emulsão foi evidenciado nos testes com o reômetro, onde pode-se observar que a região de inversão de fase se altera em função da temperatura do fluido, no caso da temperatura de 30 °C o ponto de inversão de fase ficou por volta de 50% de teor de água, onde observa-se uma viscosidade mais elevada, mas a tendência de redução da viscosidade após o ponto de inversão já é observada. Já para os ensaios a 40 °C o ponto de inversão observado fica entre 50% e 60% onde apresenta uma viscosidade menor, em relação a temperatura de 30°C, com tendência a diminuir ainda mais após o ponto de inversão das fases.

Agradecimentos

Ao NUPEG II - UFRN, pelo espaço cedido para as análises, aos alunos de IC Artur Cristiano e Rafael Melo pela ajuda na produção das emulsões, e ao colega João Henrique pela colaboração nas análises.

Referências Bibliográficas

BACCAN, Nivaldo; ANDRADE, João Carlos de. Química Analítica Quantitativa Elementar. 3 ed. Edgard blucher, 2001.

DJUVE, J., YANG, X. & FJELLANGER, L. J. Chemical Destabilization of Crude Oil Based *Emulsions and Asphaltene Stabilized Emulsions. Colloid and Polymer Science*, v.279, pp.232-239, 2001.

KELEŞOĞLU, S.; PETTERSEN, B. H.; SJÖBLOM, J. Flow properties of water-in-North Sea heavy crude oil emulsions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 100, n. 0, p. 14-23, 2012.

KOKAL, S. **Crude Oil Emulsions: A State-of-the-Art Review**. SPE 77947, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. *Proceedings...* 2002, San Antonio, Texas, EUA.

PLASENCIA, J.; PETTERSEN, B.; NYDAL, O. J. Pipe flow of water-in-crude oil emulsions: Effective viscosity, inversion point and droplet size distribution. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 101, n. 0, p. 35-43, 2013.

SIMANZHENKOV, V.; IDEM, R. **Crude Oil Chemistry**. 1. ed. New York: Marcel Dekker, 2003.
SULAIMAN, A., RAMACHANDRAN, K. B. & HASAN, M. *Investigation of Specific Interfacial Area of a Palma Oil-Water System. J. Chem. Technol. Biotechnol.*, v.79, pp.706-710, 2004.