



Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

MODELAGEM MATEMÁTICA DO ESCOAMENTO EM EMULSÃO ENVOLVENDO ÁGUA E ÓLEO

Luciano Fernando dos Santos Rossi¹ e Rigoberto E. M. Morales²

¹ Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais – PPGEM
Laboratório de Ciências Térmicas – LACIT / CEFET-PR
Av. Sete de Setembro 3165, CEP. 80230-901, Curitiba-PR-Brasil
e-mail: lfrossi@cefetpr.br

² Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais – PPGEM
Laboratório de Ciências Térmicas – LACIT / CEFET-PR
Av. Sete de Setembro 3165, CEP. 80230-901, Curitiba-PR-Brasil
e-mail: rmorales@cefetpr.br

Resumo – Uma compreensão do fenômeno da formação e sua modelagem matemática do escoamento da emulsão do tipo água em óleo (A/O) são de grande interesse para a otimização da produção de óleos pesados em águas profundas. Com o aumento do tempo de operação de um poço de produção do óleo cru, ocorre um aumento da co-produção de óleo e água na forma de emulsões. Essa é uma tendência natural, pois conforme o poço vai se esgotando, a porcentagem de água na mistura vai aumentando e pode atingir valores de até 95%. Ao longo dos últimos 10 anos a indústria de petróleo tem investido no desenvolvimento de técnicas e metodologias para a viabilização da produção de óleos pesados em águas profundas. Esses óleos podem conter, além de água, componentes que exercem forças intermoleculares que facilitam a estabilização da emulsão, neste caso a viscosidade da emulsão de óleo em água pode apresentar valores 100 vezes maiores que a viscosidade do óleo. Este trabalho apresenta um breve estudo do estado da arte e conceitos com o intuito de compreender os fenômenos envolvidos no escoamento de emulsões do tipo água em óleo (A/O) em tubulações, com aplicação à produção de óleos leves e pesados em águas profundas.

Palavras-Chave: emulsão, óleo-água, água-óleo.

Abstract – The understanding of the phenomena of emulsion formation and the mathematical modeling of the water in oil emulsion type (W/O) flow are of great interest to the strategy of optimization task to the production of heavy oil in deepwater. With the increasing of time operation of a crude oil production well, occurs an increase of the co-processing of oil and water in a emulsion way. This is a natural trend, therefore as the well goes if depleting, the water percentage in the mixture goes increasing and can reach values of up to 95%. During the last 10 years the oil industry has invested in the development of techniques and methodologies to enhance the production of heavy oil in deep waters. These oils can contain, beyond water, components that exert intermolecular forces that facilitates the stabilization of the emulsion, in this case the viscosity of the oil emulsion in water can present values 100 times bigger than the viscosity of the oil. This work presents a briefing study of the state of the art and concepts with intention to understand the involved phenomena in the flow of water in oil (A/O) emulsion type in pipelines, with application to the light and oil production in deep waters.

Keywords: Emulsion, Oil-Water, Water-Oil

1. Introdução

O transporte do petróleo desde os reservatórios até a cabeça do poço e as unidades de separação envolve o confronto, em geral, com fenômenos complexos e que encarecem o processo de produção: formação geológica do reservatório, conteúdo de água e composição, pressão do reservatório, compostos finos (presentes no petróleo e na água), viscosidade do óleo, etc. Esse elenco de ocorrências pode favorecer o desenvolvimento do processo de formação de emulsões entre o óleo e a água. Esse é um fenômeno que ocupa um papel muito importante para as atividades de garantia de escoamento.

Uma emulsão é um sistema heterogêneo líquido que consiste de dois líquidos imiscíveis, um dos quais intimamente disperso na forma de gotículas dentro do outro. Uma emulsão é distinguida de uma simples dispersão de um líquido em outro, pelo fato da probabilidade de coalescência entre gotículas em contato ser reduzida enormemente devido à presença de um agente emulsificante.

As emulsões não são apenas água pura em óleo ou óleo em água pura, mas sim uma mistura complexa envolvendo uma grande variedade de compostos químicos que podem se particionar em fases nas quais podem alcançar maior estabilidade. Na fase óleo, está presente uma larga variedade de estruturas e grupos funcionais (alcanos, aromáticos, compostos heteroatômicos, etc.). Na fase onde predomina a água estão presentes cátions (íons de cargas positivas, como H_3O^+), e ânions, (íons de cargas negativas, como OH^-). Essas espécies iônicas são capazes de fortes interações intermoleculares que podem vir a tornar estável a emulsão (Becker, J. R., 1997). Os íons são hidratados pela água ou são envolvidos por camadas de água. A força de interação dos íons é determinada pela sua carga e raio de ação.

As características de uma emulsão são modificadas de acordo com a temperatura, pressão e o grau de agitação aos quais o sistema está submetido.

De uma maneira bem simples, para o caso do escoamento envolvendo água e óleo, podemos dividir as emulsões nos tipos água em óleo (A/O), de óleo em água (O/A) e de água em óleo em água (A/O/A) (Figura 1). O tipo mais indesejável é aquele onde existem gotículas de água no interior do óleo (emulsão água em óleo). De um modo geral, o petróleo e a água encontram-se no reservatório sob a forma de duas fases separadas. Ao escoarem através das tubulações de produção, essas fases são submetidas à agitação e ao cisalhamento e, em função da presença de emulsificantes naturais no petróleo (por exemplo asfaltenos, resinas, ácidos naftênicos) os quais têm características lipofílicas dominantes (ou seja, capacidade de favorecer a deposição de moléculas pesadas), ocorre a dispersão de uma fase em outra, dando origem a emulsões do tipo água-óleo (A/O), caracterizada por diminutas gotas de água dispersas no petróleo recobertas por fina camada (interface) da fase oleosa. Nesta emulsão, as gotículas de água são mantidas dispersas no meio oleoso graças à presença de tensoativos (ou surfactantes) que estão presentes no óleo, tais como os asfaltenos. O papel desses tensoativos é o de proteger as gotículas de água, criando uma interface com o óleo, o que impede sua coalescência. Nessa situação a viscosidade da emulsão pode crescer em até cem vezes comparada à viscosidade do óleo para o caso da uma emulsão de óleo em água. Sabe-se que estas emulsões podem ser também estabilizadas pela presença de materiais insolúveis, finamente divididos, na interface. Isso acarreta enormes problemas do ponto de vista do escoamento da carga (elevadas perdas de carga, elevando os custos de bombeamento da mistura).

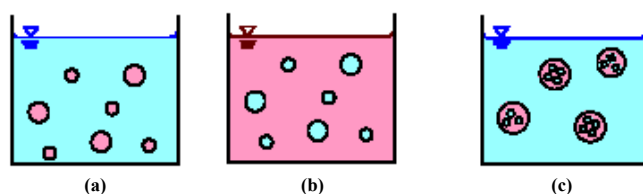


Figura 1. Esquema mostrando os tipos mais comuns de emulsões em escoamentos de água e óleo; (a) Emulsão de óleo em água (O/A); (b) Emulsão de água em óleo (A/O); (c) Emulsão de água em óleo em água (A/O/A).

Geralmente, óleos crus com baixo grau API (óleos pesados) formam emulsões mais estáveis do que os óleos de alto grau API (óleos leves). Os óleos de base asfáltica possuem uma tendência maior de emulsificar do que os óleos de base parafínica. Óleos crus de alta viscosidade formam emulsões mais estáveis que os óleos de baixa viscosidade. No caso da produção de óleos pesados, as emulsões são extremamente estáveis e de difícil tratamento, pois a alta viscosidade do óleo impede o movimento das gotas de água dispersas em óleo o que impossibilita a sua coalescência. Como agravante, os óleos pesados, normalmente, contêm maior quantidade de emulsificantes que os óleos leves.

No Brasil, não bastassem os problemas relacionados à produção de petróleo pesado, as reservas estão localizadas em águas profundas. Isto torna necessário o aprimoramento de técnicas para tornar viável a produção deste tipo de óleo. É neste cenário que o presente trabalho apresenta um estudo da arte e conceitos com o intuito de compreender os fenômenos envolvidos no escoamento de emulsões do tipo água em óleo (A/O) em tubulações, com aplicação à produção de óleos leves e pesados em águas profundas.

2. Modelagem Matemática do Escoamento Bifásico com Emulsão

Para o escoamento completamente desenvolvido, o gradiente de pressão, dp/dz , é resultado da soma dos gradientes de pressão devidos aos efeitos do atrito, dp_f/dz , e gravitacional, dp_G/dz , então:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{dp_F}{dz} + \frac{dp_G}{dz} = 2f_m \frac{\rho_m j^2}{D} + \rho_m g \sin \theta, \quad (1)$$

onde j se refere à velocidade superficial ($j = j_d + j_c$). A densidade da mistura é calculada em função da concentração da fase dispersa, ε_d , definida por:

$$\rho_m = \rho_d \varepsilon_d + \rho_c (1 - \varepsilon_d), \quad (2)$$

onde os sub-índices m , d e c se referem à mistura, à fase dispersa e à fase contínua respectivamente. O fator de atrito, f_m , é avaliado a partir do número de Reynolds da mistura, $Dj\rho_m/\eta_m$ ou Reynolds da emulsão ($Dj\rho_m/\eta_e$). Observe-se que para o cálculo do número de Reynolds é necessário utilizar um modelo para o cálculo da viscosidade da mistura (η_m) (ou viscosidade aparente para o caso da emulsão, η_e) e da concentração local da fase dispersa (ε_d). O cálculo, a metodologia sugerida para o cálculo destas variáveis é apresentada nas seguintes seções.

2.1. Cálculo da Viscosidade do Escoamento Disperso Líquido-Líquido

Em simulações envolvendo escoamentos multifásicos, para prever perda de pressão e outras características importantes relativas ao escoamento, a viscosidade da mistura transportada é um importante parâmetro de entrada. O escoamento bifásico em emulsão (A/O ou O/A) pode ser caracterizado como o escoamento de um pseudo-fluido homogêneo onde a viscosidade já não é mais uma propriedade do fluido e sim do escoamento, neste caso define-se a viscosidade como aparente (viscosidade da emulsão, η_e).

O problema da caracterização reológica começa quando a mistura é formada por emulsões do tipo água em óleo (A/O) ou óleo em água (O/A). No caso de emulsões de A/O a emulsão é estável e geralmente muito mais viscosa do que o da fase contínua (óleo). A alta viscosidade apresentada por esse tipo de emulsão acarreta na redução da capacidade das linhas de produção. É conveniente, então, medir e prever a viscosidade de tais fluidos de uma maneira confiável.

É sabido que a reologia das emulsões e sua estabilidade são influenciadas basicamente pela fração volumétrica da fase dispersa, fatores termodinâmicos (temperatura e pressão) e a composição química da água e do óleo. Em resumo, a viscosidade de uma emulsão é influenciada pelos seguintes fatores (Johnsen e Ronningsen, 2003): Fração volumétrica da fase dispersa, Viscosidade das fases contínua e dispersa, Taxa de cisalhamento (as emulsões são fluidos não-newtonianos), Temperatura, Tamanho médio das gotículas e a sua distribuição física, Natureza e concentração dos agentes emulsificantes, Presença de partículas sólidas.

Para se definir a viscosidade de uma emulsão é comum utilizar o conceito de viscosidade relativa. A viscosidade relativa (Johnsen e Ronningsen, 2003) das emulsões η_r é dada por:

$$\eta_r = \frac{\eta_e}{\eta_c} \quad (3)$$

onde η_e é a viscosidade da emulsão e η_c é a viscosidade da fase contínua.

Para baixas concentrações da fase dispersa, a emulsão pode ser considerada como um fluido Newtoniano, neste caso, o modelo mais simples para calcular a viscosidade da emulsão e o modelo de Einstein (1906), dado por:

$$\eta_r = \frac{\eta_e}{\eta_c} = (1 + 2,5\varepsilon_d); \quad \varepsilon_d \ll 1,0 \quad (4)$$

No caso da emulsão ser considerada como fluido não-Newtoniano (pseudoplástico), a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação é modelada pela seguinte relação:

$$\tau = -k\dot{\gamma}|\dot{\gamma}|^{n-1}; \quad \text{onde } n < 1 \quad (5)$$

esta relação indica que a viscosidade aparente da emulsão ($\eta_m = \tau/\dot{\gamma}$) decresce com o incremento da taxa de cisalhamento.

Richardson (1933), observou que a viscosidade relativa de uma emulsão varia exponencialmente em função da concentração da fase dispersa (ε_d), isto é:

$$\eta_r = e^{k\varepsilon_d} \quad (6)$$

onde k é uma constante. Modificações da equação (6) foram propostas para diversas aplicações, inclusive para o caso de óleos pesados.

Broughton e Squires (1938), incorporaram uma constante A no modelo de Richardson (1933), isto é:

$$\eta_r = Ae^{k\varepsilon_d} \quad (7)$$

que pode ser reescrita na forma linearizada por:

$$\ln(\eta_r) = a + k\varepsilon_d \quad (8)$$

onde $a = \ln A$ é uma constante.

A viscosidade da emulsão decresce com o aumento da temperatura, $\eta_m = Ae^{-B/T}$, onde T representa a temperatura absoluta e A e B são constantes que dependem de uma emulsão específica e da taxa de deformação. Devido à sensibilidade da viscosidade do óleo com a variação da temperatura, a viscosidade da emulsão A/O e a queda de pressão associada a este tipo de escoamento são afetadas pela temperatura. Considerando a variação viscosidade com a temperatura, Ronningsen (1995), a partir da equação (8), propôs uma equação para viscosidade que leva em consideração a taxa de cisalhamento à qual a emulsão está submetida:

$$\ln \eta_r = k_1 + k_2 T + k_3 \varepsilon_d + k_4 T \varepsilon_d \quad (9)$$

onde k_1 , k_2 , k_3 e k_4 são coeficientes dependentes da taxa de deformação, T é a temperatura em °C e ε_d a concentração da fase dispersa.

Tabela 1 – Coeficientes referentes à equação (11)

		k1	k2	k3	k4
Taxa de Cisalhamento	30 [1/s]	0,01334	-0,003801	0,04338	0,0002628
	100 [1/s]	0,0412	-0,002605	0,03841	0,0002497
	500 [1/s]	-0,06671	-0,000775	0,03484	0,00005

Para taxas de cisalhamento diferentes daquelas apresentadas na Tabela 1, os coeficientes podem ser obtidos através da interpolação linear. A equação (9) deve ser utilizada com cuidado, pois pode fornecer valores de viscosidade muito diferentes dos reais para o caso de óleos muito pesados.

A análise reológica das emulsões pode variar de um óleo para outro. Óleos similares podem apresentar caracterização reológica diferente. Devido a isto, é recomendado um estudo experimental para a caracterização reológica de emulsões com características e aplicações particulares.

2.2. Cálculo da concentração da Fase Dispersa

O cálculo da concentração local da fase dispersa (ε_d) pode ser realizada utilizando o modelo de deslizamento (Drift Flux Model) de Zuber e Findley (1965), que pode ser aplicado no escoamento disperso de óleo em água. A relação fundamental deste modelo é definida por:

$$v_d = C_o j + v_{dc} = \frac{j_d}{\varepsilon_d} ; \quad v_c = \frac{j_c}{1 - \varepsilon_d} ; \quad (10)$$

onde C_o é um parâmetro associado à distribuição das fases e v_{dc} é a velocidade de deslizamento da fase dispersa em relação à velocidade da fase contínua. Um estudo detalhado sobre as diversas correlações para calcular C_o e v_{dc} podem ser encontrado em Brauner (1998) e em Simmons e Azzopardi (2001).

O modelo de deslizamento é utilizado para o cálculo da concentração da fase dispersa (ε_d), porém, a precisão fica comprometida devido à dependência dos modelos com o diâmetro das gotículas da fase dispersa. Situação que é difícil de medir ou quantificar em escoamentos em emulsão (A/O ou O/A).

Devido à diferença de densidade entre as fases, as gotas tendem a se movimentar a uma velocidade diferente à da fase contínua. Segundo Hassan e Kabir (1990) e Flores et. al. (1997), esta diferença pode ser desprezada para os escoamentos dispersos de água em óleo (A/O) e óleo em água (O/A), ou seja, a velocidade de deslizamento definida na equação (10) é considerada como nula ($v_{dc} = 0$). Se ainda consideramos que a distribuição entre as fases é uniforme, temos que $C_o = 1.0$, e a equação (10) pode ser reescrita como:

$$\varepsilon_d = \frac{j_d}{j} ; \quad \varepsilon_c = 1 - \varepsilon_d = \frac{j_c}{j} ; \quad j = j_d + j_c \quad (11)$$

As relações dadas na equação (11) são comumente conhecidas como relações do modelo homogêneo. Este modelo é comumente utilizado para modelar o escoamento bifásico líquido-líquido disperso, neste caso considera-se, o fluido com um pseudo-fluido com distribuição uniforme das fases e que as duas fases se movimentam com a mesma velocidade e

2.3. Fator de Atrito

No caso de escoamentos envolvendo emulsão de A/O ou O/A com comportamento Newtoniano, o fator de atrito pode ser calculado por:

$$f_m = \frac{16}{Re_m} ; \quad Re_m \leq 2000$$

$$f_m = \frac{0,079}{Re_m^{0,25}} ; \quad 2000 \leq Re_m \leq 10^5 \quad (12)$$

onde $Re_m = \frac{\rho_m j D}{\eta_e}$ é o número de Reynolds da mistura e ρ_m é definidos pela equação (2) e η_e representa a viscosidade aparente da emulsão, definida na seção (2.1). Para o caso de tubos rugosos pode ser utilizada a relação de Colebrook (1939).

Para emulsões com comportamento de fluido não Newtoniano (Pseudoplástico), o fator de atrito pode ser estimado utilizando a correlação de Dodge e Metzner (1959), onde:

$$f_m = \frac{16}{Re'_m} ; \quad Re'_m = \frac{\rho_m j^{2-n'} D^{n'}}{k' (8)^{n'-1}} ; \quad \text{escoamento laminar } Re'_m \leq Re'_{L-T}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = \frac{4}{(n')^{0,75}} \log_{10} [Re'_m f_m^{(1-n'/2)}] - \frac{0,4}{n'^{1,2}} ; \quad \text{escoamento Turbulento, } Re'_m > Re'_{L-T} \quad (13)$$

onde $n' = n \leq 1$, $k' = k \left(\frac{1+3n}{4n} \right)^n$, onde n e k são as constantes do modelo para o cálculo da viscosidade de uma emulsão definida na equação (5). O número de Reynolds da transição de regime laminar para turbulento é definido por:

$$Re'_{L-T} = 6464 \frac{n(2+n)^{\frac{2+n}{1+n}}}{(1+3n)^2}.$$

A variação de pressão em um escoamento de uma emulsão (A/O ou O/A) em tubulações é caracterizada pelo fenômeno de inversão entre as fases (Brauner, 1998). Para o caso do escoamento da emulsão de A/O é observado um incremento da viscosidade da emulsão (maior ao da viscosidade do óleo) com o aumento da concentração da fase dispersa (água), até um valor limite, ponto aonde acontece uma inversão de fases, neste caso acontece o escoamento em emulsão O/A. A inversão de fases é um dos fatores que tem que ser considerados no projeto de sistema de produção aonde acontece a emulsão A/O ou O/A (Pan et. al., 1995; Angeli e Hewit, 1996 e Iannou et. al., 2005).

3. Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo – ANP por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o setor de Petróleo e Gás PRH-ANP (PRH 10 – CEFET/PR).

4. Conclusões

Há muitas dúvidas em relação ao escoamento de emulsões, é um tema amplo e de difícil caracterização, que exigirá anos de pesquisa para ser completamente entendido. Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para modelar escoamentos com emulsão em tubulações. Questiona-se a validade do emprego das correlações e modelos para calcular a concentração da fase dispersa, viscosidade e a perda de carga. Cita-se também a necessidade da verificação do comportamento reológico, para que se possa avaliar se é possível considerar um modelo de fluido newtoniano ou alguma forma alternativa para cálculo da viscosidade aparente. Existem também dúvidas relativas ao próprio comportamento das emulsões, tais como onde e como se formam, e por isso, qual o melhor local de amostragem.

4. Referências

- ANGELI, P. and HEWITT, G. F.; Pressure-Gradient Phenomenon During Horizontal Oil-Water Flow, *ASME Proceedings, OMAE*, vol. 5, pp. 287-295, 1996.
- BECKER, J. R., Crude oil – Waxes, Emulsions, and Asphaltenes, *Penn Well Publishing Company*, 1997.
- BRAUNER, N.; Liquid-Liquid Two-Phase Flow, *Chap. 2.3.5 in HEDU – Heat Exchanger Design Update*, Edited by G. F. Hewitt, pp. 1-40, 1998.
- BROUGHTON, G. and SQUIRES, L.; The Viscosity of Oil-Water Emulsions, *J. Phys. Chem*, vol. 42, pp. 253-263, 1938.
- CLIFT, R.; GRACE, J. R. and WEBER, M. E.; Bubbles, Drops and Particles, *Academic Press*, 1978.
- COLEBROOK, C.; Turbulent Flow in Pipes with Particular Reference to the Transition Region Between the Smooth and Rough Pipe Laws, *Jurnal Inst. Cir. Engineering*, vol. 11, pp. 133-156, 1939.
- DODGE, D and METZNER, A. B.; Turbulent Flow of non-Newtonian Systems, *AIChE J.*, vol. 5, nro. 2, pp. 189-204, 1959.
- EINSTEIN, A.; Eine Neue Bestimmung Der Molekularddimensionen, *Ann. Physik*, vol. 9, pp. 289-306, 1906.
- FLORES, J. G.; CHEN, X. T.; SARICA, C. and BRILL, J. P.; Characterization of Oil-Water Flow Patterns in Vertical Deviated Wells, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Texas, SPE paper 38810, pp. 1-10, 1997.
- HASAN, A. R. And KABIR, C. S.; A New Model for Two-Phase Oil/Water Flow; Production Log Interpretation and Tubular Calculations, *SPE Production Engineering*, pp. 193-199, May, 1990.
- ISHII, M. and ZUBER, N.; Drag Coefficient and Relative Velocity in Bubbly, Droplet or Particulate Flows, *AIChE J.*, vol. 25, pp. 843-855, 1979.
- IANOU, K.; NYDAL, O. J. and ANGELI, P.; Phase Inversion in Dispersed Liquid-Liquid Flows, *Experimental Thermal of Fluid Science*, v. 29, pp. 331-339, 2005.
- JOHNSEN, E. E. and RONNINGSEN, H. P.; Viscosity of ‘Live’ Water-in-Crude-Oil Emulsions: Ex Water-in-Crude-Oil Emulsions: Experimental Work and Validation of Correlations; *J. Petroleum Science and Engineering*, vol.38, pp. 23-36, 2003.
- PAN, L.C., JAYANTI, S. and HEWITT, G. F.; Flow Patterns, Phase Inversion and Pressure Gradients in Air Oil Water Flow in Horizontal Pipes, *Proceedins of the ICMF’95*, Kyoto, Japan, Paper FT2, 1995.
- RAMALHO, J. B. V. S., Efeito do envelhecimento sobre viscosidade e estabilidade de emulsões de petróleo do tipo água – óleo, *Bol. téc. Petrobrás, Rio de Janeiro*, 43 (2): 100-103, abr./jun. 2000.
- RICHARDSON, E. G., 1933, Über die Viscositat Emulsionen, *Kolloid-Z*, vol. 65, pp. 32, 1933.
- RONNINGSEN, H. P.; Correlation for Predicting Viscosity of W/O – Emulsions Based on North Sea Crude Oils, *Proc. SPE Int. Symp. Oil Field Chem.*, Houston, TX, USA p. 28968, 1995
- SIMMONS, M. J. H. and AZZOPARDI, B. J.; Drop Size Distributions in Dispersed Liquid-Liquid Pipe Flow, *Int. J. Multiphase Flow*, vol. 27, pp. 843-859, 2001.
- SJOBLOM, J.; ASKE, N.; AUFLEM, I. H.; BRANDAL, O.; HAVRE, T. E.; SAETHER, O.; WESTVIK, A.; JOHNSEN, E. E and HALLEVIK, H.; Our Current Understanding of Water-in-Crude Oil Emulsions. Recent Characterizations Techniques and High Pressure Performance, *Advances in Colloid and Interface Science*, vol. 100-102, pp. 399-473, 2003
- WALLIS, G. B.; One Dimensional Two-Phase Flow, *McGraw-Hill*, New York, 1969.
- ZUBER, N. and FINDLAY, I.; Average Volumetric Concentration in Two-Phase Flow Systems, *Trans. J. Heat Transfer*, vol. 87, pp. 453-468, 1965.