

## EMULSÃO, PROBLEMA OU SOLUÇÃO PARA O ESCOAMENTO DE ÓLEOS PESADOS

Carlos Henrique Monteiro de Carvalho – [chmc@cenpes.petrobras.com.br](mailto:chmc@cenpes.petrobras.com.br)

Roberto Carlos Gonçalves de Oliveira – [rcgo@cenpes.petrobras.com.br](mailto:rcgo@cenpes.petrobras.com.br)

Petróleo Brasileiro, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello  
Quadra 7, Ilha do Fundão – 91494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

***Resumo.** Nas últimas décadas, foram descobertas grandes reservas de petróleo em ambiente offshore em diferentes partes do mundo, estes petróleos, geralmente pesados, apresentam elevada viscosidade. No processo de produção de petróleo é comum a co-produção de água sob a forma emulsionada. Esta água pode originar da própria formação produtora ou ser a consequência da utilização de processos de recuperação. A formação de emulsões tipo água em óleo (A/O) durante o processo de produção é altamente indesejável tendo em vista o incremento da viscosidade do petróleo. Vários estudos tem sido conduzidos de forma a prevenir a formação deste tipo de emulsão ou mesmo, promover a inversão de fases durante o processo de produção, dando origem a emulsões tipo óleo em água (O/A) de baixa viscosidade. No presente trabalho são apresentados resultados experimentais que revelam a influência do tipo de emulsão formada sobre os parâmetros de escoamento. Os parâmetros de escoamento por sua vez, foram avaliados a partir de um simulador de escoamento especialmente montado para este fim.*

***Palavras-chave:** Emulsão, Viscosidade de emulsão, Escoamento de emulsão, Tipo de Emulsão, Petróleo pesado.*

### 1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, foram descobertas grandes reservas de petróleos pesados e extrapesados em diferentes partes do mundo, em especial na Venezuela, Canadá e na antiga União Soviética (Carvalho & Oliveira, 1997). Estima-se que essa quantidade de petróleo seja equivalente à de petróleos leves e médios, ou seja, cerca de 6 bilhões de barris. Na Tabela 1, é apresentada a distribuição geográfica das principais reservas mundiais de petróleos pesados e extrapesados. Cabe destacar que as reservas de petróleos mais leves vêm decrescendo rapidamente, restando-se a necessidade da exploração das reservas de petróleos mais pesados. Os petróleos pesados (< 20°API) são geralmente petróleos que já sofreram processo de degradação biológica e portanto, são ricos em compostos poliaromáticos, resinas e asfaltenos, sendo pobres em hidrocarbonetos saturados.

Embora existam grandes reservas de petróleos pesados já descobertas há bastante tempo, sua exploração ainda é pequena devido ao custo de produção e ao seu baixo valor comercial.

Com o objetivo de agregar valor às reservas de petróleos pesados e extrapesados, novas técnicas especiais de produção e de aproveitamento vêm sendo desenvolvidas.

Tabela 1. Distribuição de petróleos Pesados e extrapesados no mundo

País	Reservas (bilhões de barris)	
	<i>In-place</i>	Recuperável
Venezuela	2,700	0,500
Canadá	1,700	0,255
União Soviética	1,500	0,213
Estados Unidos	0,100	0,030
Iraque	0,029	0,003
Madagáscar	0,025	0,001
Itália	0,012	0,001
Irã	0,010	0,001

No processo de produção de petróleo é comum a co-produção de contaminantes não desejados, onde se destaca a água sob a forma emulsionada. Esta água pode se originar da própria formação produtora, ou ser a consequência da utilização de processos de recuperação. A formação de emulsões tipo água em óleo (A/O) durante o processo de produção é altamente indesejável tendo em vista o incremento da viscosidade do petróleo. A movimentação destes petróleos e suas emulsões tem sido um grande problema para as companhias petrolíferas.

Estudos conduzidos por estas Companhias apontam para diferentes alternativas de movimentação. Entre os métodos desenvolvidos para o transporte dos petróleos pesados, destacam-se: diluição com petróleo leve ou derivado; *upgrading* parcial do petróleo; aquecimento de sistemas de dutos isolados; transporte anular (*core flow*); e escoamento de sistemas de emulsões inversas tipo óleo em água. Estes diferentes métodos apresentam vantagens e desvantagens, já que a solução do problema implica em elevação do custo final do petróleo explotado

Na técnica de escoamento de petróleo sob a forma emulsionada (O/A), utiliza-se a fase externa como fluido lubrificante, reduzindo, assim a perda de pressão por atrito no duto. Do ponto de vista do escoamento, é desejável que as emulsões tenham baixa viscosidade com o máximo possível de conteúdo de fase interna. Além desta característica, a emulsão deve ser estável nas condições de escoamento, e de fácil separação nas unidades de tratamento. Aparentemente, as características anteriormente citadas são contraditórias, porém, possíveis desde que se conheça, em detalhes, a fenomenologia envolvida, tanto do ponto de vista físico-químico, como as características das fases envolvidas e do produto emulsificante utilizado.

## 2. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

### 2.1 Comportamento de materiais viscoplásticos

Por definição, *fluido* “é qualquer substância que se deforma continuamente (escoa) sob a ação de uma tensão de cisalhante (tangencial), por menor que seja esta tensão” (Fox & Mc Donald, 1981). Em contraste, pode-se definir um material viscoplástico como aquele que não apresenta deformação contínua quando submetido a uma tensão inferior ao seu limite de escoamento. Quando solicitado por tensões acima de seu limite de escoamento, o material viscoplástico escoar. Este comportamento viscoplástico é característico de diferentes materiais.

Por exemplo, em geral a maioria dos metais escoam quando experimentam tensões que provocam deformações superiores a 1%.

Em alguns líquidos (por exemplo, suspensões concentradas de partículas sólidas em líquidos newtonianos) este comportamento viscoplástico também é observado. Nestes casos, o líquido possui uma tensão de escoamento (ou tensão plástica, ou ainda tensão de Bingham): quando solicitado por tensões cisalhantes menores que a tensão de escoamento, o líquido não escoam (nestes casos, muitas vezes o líquido pode ser modelado como um material elástico). Quando o valor da tensão cisalhante supera a tensão de escoamento estabelece-se, então, o fluxo. Em geral, a maioria dos líquidos que mostram este comportamento viscoplástico fluem como fluidos newtonianos (isto é, com viscosidade constante) uma vez ultrapassado o limite de escoamento.

Este comportamento é descrito matematicamente pela equação de Bingham, proposta em 1919 para descrever o comportamento reológico de tintas. O modelo de Bingham postula, Eq. (1):

$$\left\{ \begin{array}{ll} \frac{du}{dy} = 0 & \text{se } \tau_{xy} < \tau_p \\ \tau_{xy} = \tau_p + \mu \frac{du}{dy} & \text{se } \tau_{xy} > \tau_p \end{array} \right. , \quad (1)$$

onde  $\tau_p$  é a tensão de escoamento,  $\mu$  é a viscosidade,  $\tau_{xy}$  é a tensão cisalhante e  $du/dy$  é a taxa de cisalhamento. A figura 1 ilustra o comportamento de um fluido modelado pela equação de Bingham, comparando-o com o de um fluido newtoniano.

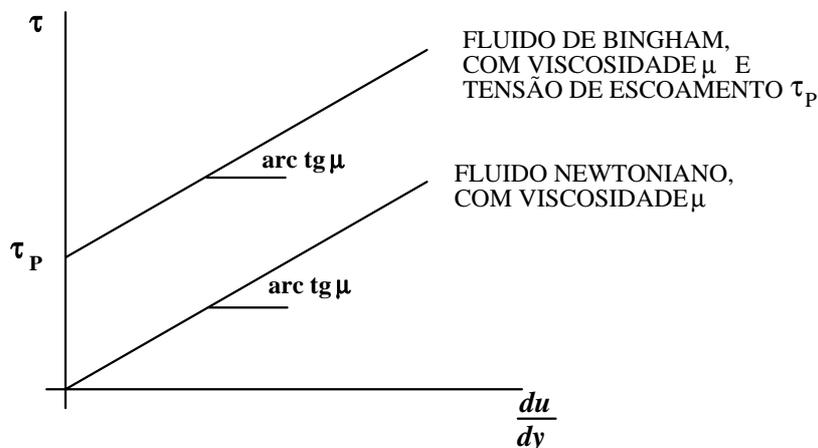


Figura 1 - Representação Gráfica dos Modelos de Newtoniano e de Bingham.

Tintas, graxas, pasta de dentes, suspensões (como as encontradas em fluidos de perfuração) e diversos alimentos são exemplos de materiais que se comportam em vários processos de acordo com o previsto pelo modelo de Bingham. No entanto, é necessário mencionar que, embora o conceito de tensão de escoamento seja de grande utilidade prática na solução de diversos problemas reais, sua existência é por vezes questionada (Barnes & Walter, 1985) tendo por base o argumento que qualquer material escoam quando solicitado por uma tensão cisalhante, por menor que ela seja: é apenas uma questão da escala de tempo envolvida. Tome-se como exemplo a fluência de vitrais ao longo de séculos. De toda forma, em uma gama de problemas de engenharia, modelos reológicos baseados no conceito de tensão de escoamento levam a resultados analíticos que se aproximam bastante da realidade.

## 2.2 Escoamento laminar de fluidos newtonianos em dutos cilíndricos

Caso a caracterização reológica a ser apresentada revele que o petróleo pesado e as emulsões comportam-se como fluidos newtoniano, sem as características de material viscoplástico, então o fluido confinado no interior do duto deverá escoar uma vez aplicado qualquer diferencial de pressão  $\Delta P$ , por menor que seja, ainda que à velocidades muito baixas. Nesta situação, considerada a alta viscosidade do fluido, são válidas todas as equações derivadas à partir das soluções clássicas (transiente e permanente) do escoamento laminar de fluidos newtonianos em dutos cilíndricos. Estas correlações serão revistas a seguir.

Considera-se um fluido newtoniano, de densidade  $\rho$  e viscosidade  $\mu$ , contido no interior de um tubo de diâmetro  $D$  e comprimento  $L$ . Ao submeter este fluido a um diferencial de pressão  $\Delta P$ , ele se acelera imediatamente, e eventualmente atinge o regime permanente. No regime permanente, revela um perfil de velocidades parabólico, cuja a solução analítica é dada por (Bird, Stewart & Lightfoot, 1960):

$$v(r) = -\frac{D}{16\mu} \frac{\Delta P}{L} \left[ 1 - \left( \frac{2r}{D} \right)^2 \right] \quad (2)$$

Pode-se assim calcular a vazão  $Q$  em função do diferencial de pressão aplicada,  $\Delta P$ :

$$Q = \frac{\pi \Delta P D^4}{128 \mu L} \quad (3)$$

É importante lembrar que esta solução é válida apenas em regime laminar, no qual:

$$\text{Re} = \frac{\rho \bar{v} D}{\mu} < 2300 \quad (4)$$

onde:

$$\bar{v} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (5)$$

é a velocidade média do escoamento. As situações analisadas neste trabalho se enquadram neste critério de escoamento laminar.

## 2.3 Emulsões

As emulsões naturais de leite e seivas vegetais, por exemplo, são conhecidas e utilizadas há milhares de anos. Os ancestrais dos chineses e egípcios fabricavam e utilizavam tintas à base de emulsão tipo óleo em água estabilizadas com clara de ovos e resinas vegetais. Atualmente, as emulsões são utilizadas pela indústria em diversas aplicações comerciais. A definição clássica de emulsões descreve as emulsões como um sistema disperso de grande área superficial, termodinamicamente instável, constituído por dois líquidos imiscíveis, um dos quais está disperso no outro sob a forma de gotas, que se mantém estabilizado pela ação de agentes emulsificantes (Becher, 1966). As emulsões podem ser classificadas em emulsão do tipo água em óleo (A/O) e emulsão do tipo óleo em água (O/A) onde a fase externa é a água.

De forma geral, considera-se que a formação de uma emulsão está relacionada ao fornecimento de energia ao sistema óleo-água. No caso da produção de petróleo, este fornecimento de energia pode ter origem mecânica como por exemplo, o cisalhamento provocado por uma bomba de fundo, ou ter origem hidráulica como por exemplo, à queda de pressão em válvulas. O processo de inversão de fases em uma emulsão está diretamente relacionado à proporção volumétrica da fase dispersa, da natureza e da quantidade do agente emulsificante. Geralmente, o aumento do conteúdo da fase dispersa favorece o processo de inversão de fases. Para gotas de mesmo diâmetro, teoricamente, a inversão de fase se processa quando a proporção volumétrica da fase dispersa atinge 75% em volume. Porém este valor não deve ser considerado como um valor exato, tendo em vista que as emulsões geralmente apresentam uma distribuição bem ampla de diâmetro de gota.

A viscosidade de uma emulsão pode diferir muito em relação à viscosidade das fases que a geraram (Sherman, 1970). Dentre os principais fatores que influenciam a viscosidade das emulsões destacam-se: a viscosidade da fase externa, a fração volumétrica da fase interna e a distribuição e o diâmetro médio das gotas da fase interna. Sendo que a viscosidade de uma emulsão apresenta uma relação de proporcionalidade com a viscosidade da sua fase externa.

A reologia dos sistemas dispersos tem sido objeto de diversos estudos ao longo dos anos, provavelmente devido ao grande número de indústrias que utilizam dispersões em seus processos produtivos. Muitos destes sistemas são, essencialmente, dispersões de partículas sólidas e/ou líquidas, no interior de um fluido, como exemplo podemos citar, entre outros, a tinta PVC, os fluidos de perfuração, o chocolate etc.

As emulsões apresentam características particulares, associadas à complexidade de suas estruturas. Em condição estática as partículas podem se aglomerar formando uma estrutura reticulada com comportamento viscoelástico, sob baixas taxas de cisalhamento. Com o incremento da taxa de cisalhamento, a estrutura reticulada é destruída gradativamente, facilitando o escoamento do sistema disperso. Vários fatores influenciam o processo de formação da estrutura reticulada, entre os quais podemos destacar: a proporção da fase dispersa, o tamanho e a forma das partículas.

### **3. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS**

Inicialmente, foi efetuada a caracterização física e reológica do petróleo. Em seguida, foram preparadas emulsões diretas tipo A/O e inversas do tipo O/A com diferentes conteúdos de água. Para o preparo das emulsões, foi utilizado um homogeneizador de turbina, ajustado para a rotação de 8 000 rpm e tempo de cisalhamento de três minutos. Finalmente, foi efetuado o levantamento reológico das emulsões sintetizadas. Na Figura 2, apresentam-se as curvas de viscosidade do petróleo e de suas emulsões sintetizadas.

Da análise desta figura, verifica-se que a viscosidade do petróleo e suas emulsões diretas aumentam exponencialmente com a diminuição da temperatura. Sendo este comportamento mais pronunciado nas emulsões tipo A/O. Também foi observado que o incremento do conteúdo de fase interna (água) promove o aumento da viscosidade destas emulsões.

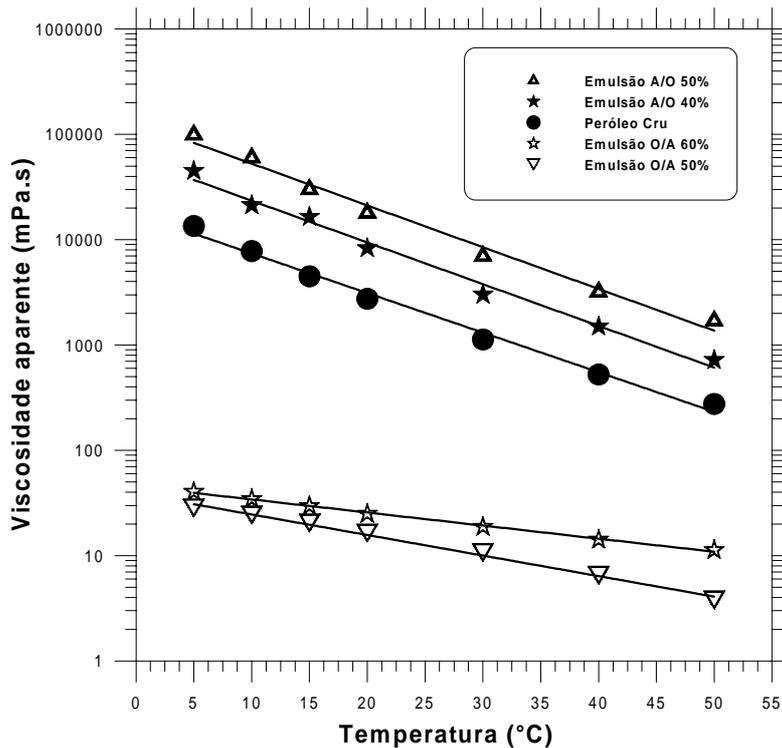


Figura 2 - Viscosidade do petróleo e de suas emulsões sintéticas em função da temperatura.

A formação de emulsões diretas (A/O) não ocorre espontaneamente no reservatório, sendo conseqüência do processo de produção do petróleo, no qual o sistema óleo-água é submetido a elevado cisalhamento. A estabilidade da emulsão gerada, por sua vez, depende das características das fases que a compõem e do nível de cisalhamento imposto quando de sua geração. No caso de emulsões geradas a partir de petróleos pesados, a estabilidade associada é, geralmente, bastante elevada visto que os petróleos pesados tendem a apresentar elevado conteúdo de emulsificantes naturais que reduzem a cinética de coalescência entre as gotas da emulsão.

Comparando-se as curvas de viscosidade apresentadas na Fig. 2, verifica-se a enorme redução da viscosidade quando da geração de emulsão inversa (O/A). Outro fato relevante é que a viscosidade das emulsões inversas sofre menos interferência das variações de temperatura do que a viscosidade do petróleo desidratado. Verifica-se ainda que, a geração de emulsões inversas (O/A) é de extrema utilidade para a redução da viscosidade de petróleos, principalmente quando do escoamento sob baixas temperaturas, a exemplo das existente no mar em águas profundas. Tomando-se como referência a viscosidade relativa a 20 °C e as emulsões inversas preparadas com 50% e 60% em volume de fase externa, foi observada uma redução de viscosidade da ordem de 100 a 150 vezes, respectivamente.

Os testes de perda de carga foram conduzidos no *loop* de circulação, Fig. 3, objetivando levantar o diferencial de pressão do petróleo e de suas emulsões inversas, de forma contínua.

Na Tabela 2 apresentam-se os resultados de diferencial de pressão do petróleo e de suas emulsões inversas, para diferentes condições de vazão. Da análise dos dados apresentados nesta tabela, verifica-se uma redução média de 95% no valor do diferencial de pressão entre o petróleo e a emulsão inversa com 50% v/v de fase interna, e uma redução média de 93,5% para a emulsão inversa com 60% v/v de fase interna.

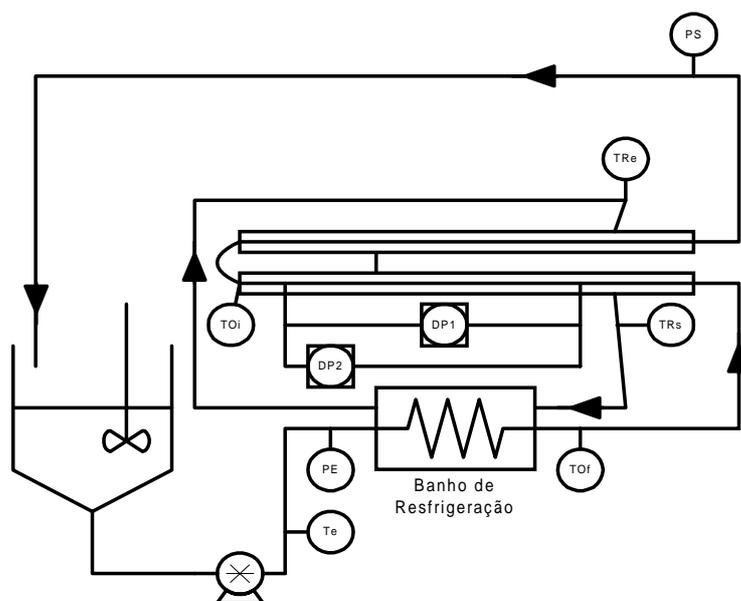


Figura 3 – Loop de circulação para medir diferenciais de pressão.

Tabela 2. Diferencial de pressão do Petróleo cru e das emulsões em diferentes vazões.

Vazões (L/h)	Diferencial de Pressão (psi)			% Redução (em relação a emulsão)	
	Petróleo	Emulsão Inversa		50% v/v	60 % v/v
		50 % v/v	60 % v/v		
10,74	6.72	0.30	0.38	95,54	94,34
20,00	11.96	0.49	0.67	95,90	94,42
30,86	14.66	0.72	0.90	95,09	93,83
50,15	22.97	1.06	1.50	95,38	93,45
65,01	25.97	1.43	1.92	94,49	92,60
73,04	27.05	1.56	2.11	94,23	92,21

Na Figura 4, é apresentada a comparação entre as curvas de diferencial de pressão do petróleo cru e de suas emulsões diretas e inversas.

Da análise desta figura constata-se que as emulsões inversas apresentam diferenciais de pressão significativamente menores do que o do petróleo desidratado. Atribui-se este comportamento à menor viscosidade das emulsões inversas. Como, a fase externa das emulsões inversas é a água, há um menor atrito do fluido com as paredes do tubo, oferecendo, assim, baixa resistência ao escoamento, e, como consequência direta, um menor diferencial de pressão. Observa-se, ainda, que o diferencial de pressão do petróleo varia exponencialmente com a vazão, limitando desta forma a capacidade de transferência. Por outro lado, verifica-se que o diferencial de pressão aumenta com o incremento do conteúdo de fase interna nas emulsões do tipo A/O, tendo sido observado um incremento de até duas vezes e meia quando comparamos os diferenciais de pressão do petróleo desidratado e da emulsão do tipo A/O com 40% em volume da água como fase interna

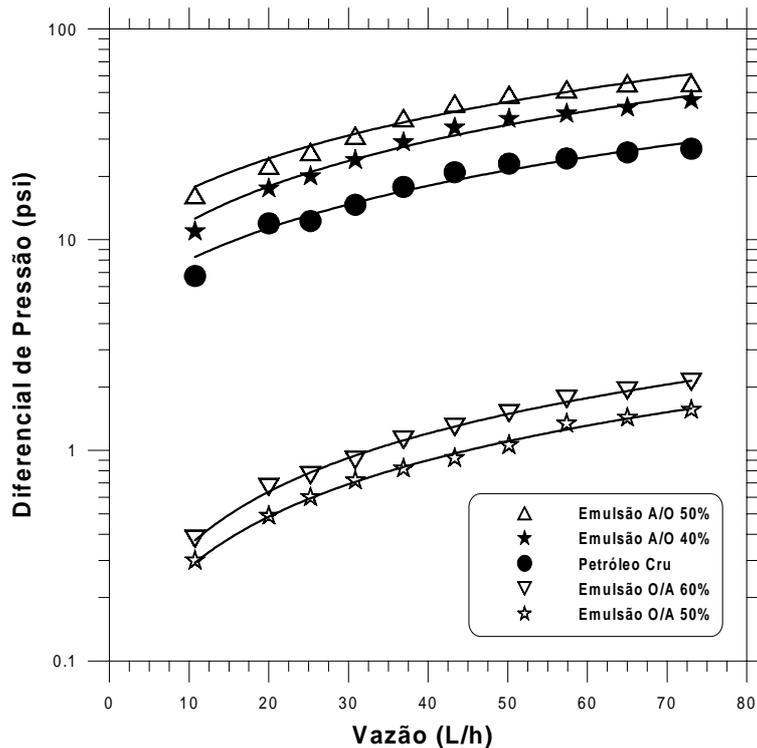


Figura 4 – Diferencial de pressão do petróleo cru e das emulsões.

#### 4. CONCLUSÕES

Os resultados experimentais mostram que a geração de emulsões inversas, do tipo óleo em água, propicia uma redução do diferencial de pressão com relação ao petróleo desidratado, para as mesmas condições de escoamento. Observou-se que estas reduções podem alcançar valores da ordem de até 20 vezes quando a emulsão inversa apresenta conteúdo de fase interna (petróleo) igual a 50% em volume.

Finalmente, cumpre destacar que a aplicação desta tecnologia pode ser indicada tanto para petróleos pesados, quanto para petróleos que apresentem problema de movimentação por consequência do aumento de viscosidade em função da temperatura. No caso de produção *offshore* pode-se ainda utilizar esta tecnologia como forma de melhorar a fluidez do petróleo produzido, elevando a capacidade de escoamento dos dutos de exploração, das linhas de produção e como consequência elevando o volume de petróleo produzido.

#### REFERÊNCIAS

- Barnes, H.A. & Walter, K., 1985. *Rheol. Acta*, 24, 323-326.
- Becher, P., 1966, *Emulsions: Theory and Practice*, 2nd., London: Chapman & Hall.
- Bird, R.B., Stewart, W.E. & Lightfoot, E.N., 1960. *Transport Phenomena*. Wiley International Edition, John Wiley & Sons, New York.
- Carvalho, C. H. M., Oliveira, R. C. G., 1997, Estado-da-arte da técnica de redução de viscosidade de petróleos por emulsificação. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIPILOT. 51 p. Relatório interno.
- Fox, R.W. & A.T., 1981 McDonald. *Mecânica dos Fluidos*. Guanabara Dois, Rio de Janeiro.
- Sherman, P., 1970, *Industrial Rheology*. London : Academic Press, 423 p.

## **EMULSION, PROBLEM OR SOLUTION FOR THE FLOW OF HEAVY CRUDE OIL**

*Summary: During the last decades, giant offshore crude oil reserves were discovered around the world. Most of them comprise heavy and high viscosity crude oils. During oil production, it is common to have co-production of emulsified water. The water may originate from the producing formation itself or be a consequence of recovery processes. The formation of water in oil emulsions (W/O) during production is highly undesirable due to the increase of the oil viscosity. Several studies have been carried out to prevent the formation of this type of emulsion or even to promote phase inversion production, creating oil in water emulsions (O/W) of low viscosity. In the present work experimental results are presented that show the influence of emulsion type on flow parameters. The flow parameters were evaluated from a flow simulator especially designed for this purpose.*

**Key word:** *Emulsion, Viscosity emulsion, Flow emulsion, Type of emulsion, Heavy crude oil.*