



AVALIAÇÃO DO FATOR DE ENCOLHIMENTO DE PETRÓLEO E SUA RELAÇÃO COM RAZÃO DE SOLUBILIDADE E MASSA ESPECÍFICA

Erilucia F.F.A. Lima¹, Maria Paula N.M.R. Almeida¹, Stephanie S. Assunção¹,
Vitor L.X. Carvalho¹, Wally T. Rocha¹, Rafaela R. Oliveira¹, Jilliano B. Silva¹,
Valter J. Fernandes Jr.¹, Antonio S. Araujo¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Instituto de Química,
Laboratório de Combustíveis e Lubrificantes (UFRN).

RESUMO

Neste trabalho, foram realizadas análises físico-químicas relativas ao Fator de Encolhimento (FE) e Razão de Solubilidade (RS) de amostras de petróleo bruto coletadas em campos de E&P do Estado do Rio Grande do Norte. Durante o processo de coleta, foram registradas a Pressão (P), Temperatura (T) e volume de petróleo, cujos valores de P variaram de 98,4 a 137,3 kPa; e T entre 22,4 a 33,1 °C. Adicionalmente, foram determinadas as seguintes propriedades: massa específica a 20°C da amostra contendo água e da emulsão e BSW. Os valores de massa específica para amostras contendo emulsão apresentaram os menores valores. Considerando-se que o FE é uma função dependente de (T e P), a partir dos resultados obtidos, foram determinadas correlações existentes entre o FE com a massa específica e a razão de solubilidade, os quais foram linearizados em função da razão [T/P].

Palavras-chave: fator de encolhimento; razão de solubilidade; massa específica

INTRODUÇÃO

A indústria de exploração, produção e refino de petróleo é uma das mais importantes e rentáveis do mundo, sendo a principal responsável para o fornecimento de energia para vários setores produtivos do Brasil, contribuindo para o crescimento econômico do país. Porém, para garantir a qualidade do produto até o consumidor, torna-se necessário que as empresas do setor conheçam suas mais diversas propriedades físico-químicas, visando otimizar o seu processamento. Dentre estas propriedades, destacam-se o Fator de Encolhimento (FE), Razão de Solubilidade (RS), grau API (*American Petroleum Institute*), massa específica, BSW (*Basic Sediment and Water*). O Fator de Encolhimento (FE) é definido como o volume de petróleo estabilizado nas condições padrões de medição dividido pelo volume de petróleo não-estabilizado nas condições de pressão e temperatura do processo (ANP/INMETRO, 2013). Quando o petróleo bruto produzido é descarregado para um tanque de estocagem, sob condições

atmosféricas, as frações leves do petróleo são evaporadas, provocando desta forma uma redução no volume.

O encolhimento de óleo é um processo em que o petróleo, ao sofrer sua etapa de separação de gases, perde em despressurização, componentes residuais leves, como metano, etano, propano e butanos, acarretando uma diminuição no óleo medido na saída do separador. O encolhimento é medido numericamente como $(1 - FE)$, e representa a razão (%/100) da produção não-estabilizada que volatiliza do líquido na forma de gases. O FE é aplicado a uma produção não-estabilizada, com o objetivo de ajustar para um volume estabilizado, ou seja, $FE = (\text{Volume de óleo estabilizado} / \text{Volume de óleo não-estabilizado})$; com ambas as medições realizadas ou ajustadas para a condição de Pressão e Temperatura de referência. Para uma produção não-estabilizada, a Razão de Solubilidade (RS) equivale à relação entre Volume de gás liberado e Volume de óleo estabilizado; medidos nas condições de referência, ou seja: $RS = (V_{\text{gás}} / V_{\text{óleo}})$.

Neste trabalho, são discutidas as propriedades FE e RS, bem como suas relações com a pressão e temperatura. Estas informações são de grande importância para previsão de custos envolvidos e facilidades de produção.

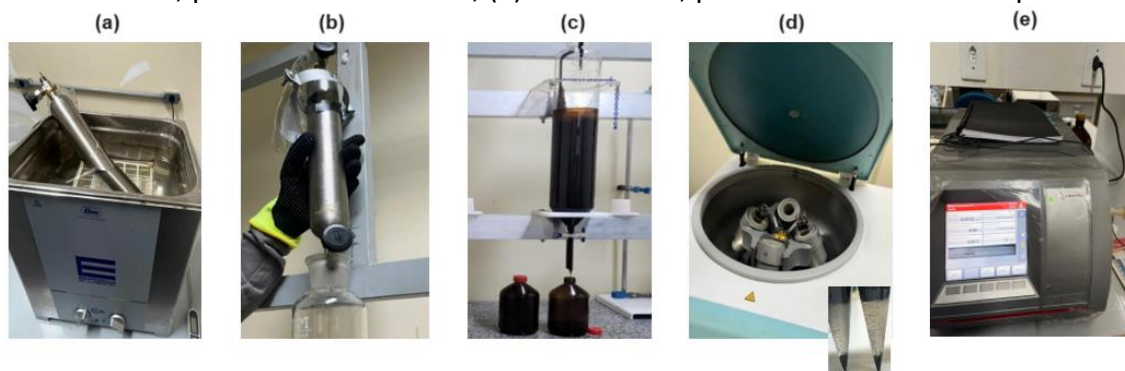
METODOLOGIA

O Fator de Encolhimento (FE) foi determinado para 06 amostras de petróleo coletadas e campos de Exploração e Produção (E&P) do estado do Rio Grande do Norte. Neste trabalho, foram utilizados métodos analíticos para a determinação do Fator de Encolhimento (FE), sob diferentes condições de temperatura e pressão em amostras de petróleo pressurizadas em cilindros de pequenos volumes, de acordo com a Norma API-20.1. Para a amostragem, os cilindros utilizados são de aço, contendo válvulas de agulha em cada extremidade, e as amostras coletadas geralmente apresentam concentrações de água livre e gases dissolvidos.

No procedimento, o cilindro vazio é inicialmente preenchido com um líquido, geralmente água, com objetivo de impedir a despressurização da amostra e consequente liberação do gás durante o processo de amostragem. Para cada amostra, foram determinados os seguintes parâmetros: pressão de coleta, temperatura de amostragem, volume de água livre, BSW (emulsão), massa específica, assim como o

Fator de Encolhimento (FE) e Razão de Solubilidade (RS). A sequência das análises é ilustrada na Figura 1.

Figura 1. Esquema ilustrativo da sequência de eventos para determinação das propriedades físico-químicas do petróleo: (a) cilindro com petróleo, à temperatura de 45-50 °C; (b) despressurização do cilindro pela válvula superior; (c) escoamento do volume total de óleo pela válvula inferior; (d) separação de alíquotas: com água, outra com emulsão, para determinar BSW; (e) densímetro, para análise da massa específica.



RESULTADOS E DISCUSSÃO

As seis amostras de petróleo bruto, coletadas em campos de E&P do estado do Rio Grande do Norte, foram codificadas de P1, P2, P3, P4, P5 e P6. Na etapa de amostragem, foram inicialmente anotados os valores de pressão, temperatura e volume de petróleo. Em laboratório, foram determinados a temperatura, volume de água livre, assim como a massa específica, BSW volume final, Fator de Encolhimento e Razão de Solubilidade. Estes valores estão sumarizados na Tabela 1.

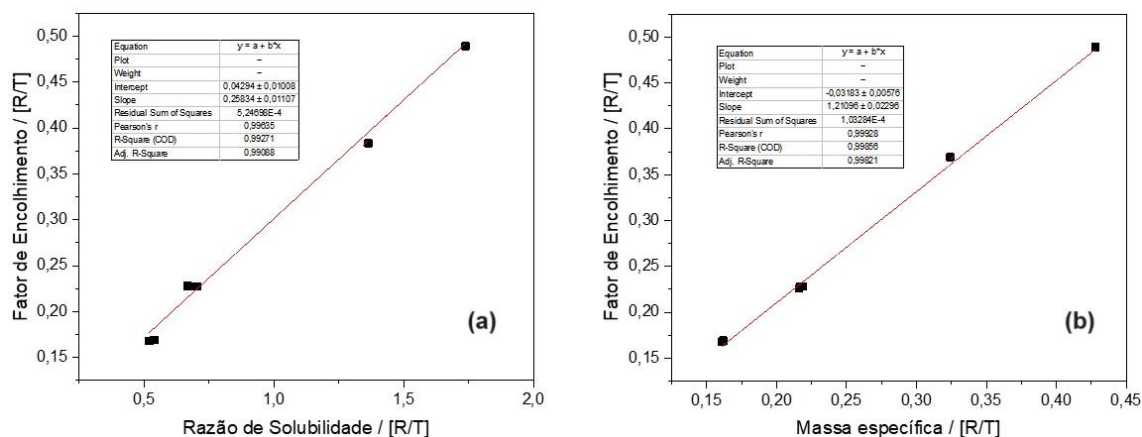
Tabela 1 – Propriedades das amostras de petróleo, analisadas em campo e laboratório

PROPRIEDADE	UNIDADE	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Pressão (amostragem)	kPa	137,3	137,3	101,3	101,3	58,8	98,1
Temperatura (inicial laboratório)	°C	23,1	23,2	23,1	23,0	33,1	22,4
Volume inicial (amostragem)	mL	1820	1780	1840	1700	1050	1820
Volume final	mL	1820	1780	1840	1700	920	1820
Volume de água livre	mL	1680	1640	1700	1080	140	48
Temperatura (final laboratório)	°C	23,1	23,2	23,1	23,0	28,4	23,0
BSW (emulsão)	%	41,00	40,00	39,00	32,00	0,15	22,50
Massa específica a 20 °C (água)	g/mL	0,9996	0,9996	1,0000	1,0001	1,0538	1,000
Massa específica a 20 °C (emulsão)	g/mL	0,9564	0,9562	0,9544	0,9527	0,7579	0,9595
Fator de Encolhimento (FE)	-	0,998	0,998	0,998	0,998	0,868	0,998
Razão de Solubilidade	m³/m³	3,085	3,181	3,089	2,972	3,087	2,918

Considerando-se que o fator de encolhimento é uma propriedade dependente de P,T e V, os valores de FE tabelados foram relacionados com a razão de solubilidade e com massa específica como uma função de $[P/T]$. Para demonstrar estas relações, foram

obtidos gráficos de $FE/[R/T]$ versus $RS/[R/T]$, e como função de massa específica, ou seja: $FE/[R/T]$ versus Massa específica/ $[R/T]$, como visualizado na Figura 2.

Figura 2 – Relações de fator de encolhimento em função de razão de solubilidade (a) e massa específica (b) para várias temperatura e pressão.



CONCLUSÃO

O Fator de Encolhimento (FE) é uma das propriedades mais importantes da indústria de petróleo, pois está relacionado ao poder de recuperação e produção de um determinado poço de petróleo. Foi demonstrada a existência de uma correlação linear ($R^2=0,99$) entre o FE com razão de solubilidade e massa específica em razão de $[R/T]$, para diferentes amostras de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), IQ/UFRN e CNPq.

REFERÊNCIAS

ANP/INMETRO. Resolução Conjunta ANP/Inmetro nº.1, de 10 de junho de 2013. <http://sistema-sil.inmetro.gov.br/rtac/RTAC001995.pdf> (acesso em 28/10/2023)

API 20.1 – Manual of Petroleum Measurement, Allocation Measurement; 2011.

ASTM D4007 – Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).

ASTM D5002 – Standard Test Method for Density and Relative Density of crude Oils by Digital Density Analyzer.