

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Desafios na Medição das Propriedades de Fluidos de Reservatórios Necessárias para Produção, Armazenamento e Transporte de Petróleo

AUTORES:

Krishnaswamy Rajagopal, Ian Hovell, Luciana L. de P. R. de Andrade, Luis Augusto Medeiros Rutledge, Roque Pereira Mascarenhas

INSTITUIÇÃO:

LATCA, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Desafios na Medição das Propriedades de Fluidos de Reservatórios Necessárias para Produção, Armazenamento e Transporte de Petróleo

Abstract

The physical and compositional properties of reservoir fluids and different conditions of temperature and pressure of reservoir determine the phase behavior of fluids and affect the production and exploitation of reservoirs. These properties are necessary to accurately estimate the quantities of fluid in the tank and volumes of oil and gas to be produced ensuring the flow during the production of the reservoir. The properties must be measured from the PVT analysis (pressure-volume-temperature). The PVT analysis quantifies the phase behavior of fluid by reducing the pressure at constant temperature reproducing the behavior of fluid, resulting in increased volume of the fluid and releasing the gas dissolved in oil, with or without the removal of this gas formed by differential vaporization test and flash vaporization test, respectively. Both the differential vaporization test as the flash vaporization test are carried out in PVT equipment for determining saturation pressure, shrinkage factor and solution gas-oil ratio. The differential vaporization test simulates the behavior of the oil and the gas in the tank and the flash vaporization test can simulate the fluid behavior in different sectors of production, from the reservoir to the storage tank on the surface. Storage, transportation and refining of oil depend directly on the physical properties of live crude oil and the separation strategy used in primary separators. Separator tests are also performed to quantify and measure the properties of fluids at surface conditions, enabling the determination of the shrinkage factor and solution gas-oil ratio. The determination of the shrinkage factor is performed only in the laboratory, due to the characteristics of the equipment used. The separator test is performed using the gasometer. An effective methodology of separator test was developed to measurement of shrinkage factor and solution gas-oil ratio for obtaining experimental shrinkage factor and solution gas oil ratio of primary separator samples of aromatic-naphthenic oils. The experimental data were compared to estimated data from correlations found in the literature, proving the effectiveness of the method.

Introdução

As propriedades dos fluidos de reservatório são utilizadas na engenharia de reservatórios para o planejamento de processos de produção e recuperação de petróleo. As propriedades de fluidos de reservatórios podem ser medidas em laboratório a diversas temperaturas e pressões através da análise PVT, que pode ser cara ou demorada, ou podem ser calculadas através de correlações encontradas na literatura. A análise PVT realizada em laboratório faz uma estimativa precisa das propriedades de fluidos de reservatórios utilizadas na engenharia de reservatórios. No uso das correlações encontradas na literatura, há algumas desvantagens em comparação à obtenção de dados experimentais como a precisão, a necessidade de outras propriedades experimentais para o cálculo e a limitação da faixa estudada. Além disso, a natureza físico-química do fluido de reservatório depende de sua origem e muitas dessas correlações foram desenvolvidas a partir de dados limitados e são utilizadas para óleos e faixas para as quais elas não foram avaliadas.

A razão gás-óleo é calculada como a razão entre o volume do gás total liberado e o volume do óleo residual, ambos em condições padrão. Esta é uma propriedade importante de equilíbrio de fases na produção do reservatório. O fator volume formação de óleo é calculado como a razão entre o volume de óleo mais gás dissolvido em condições de separação de pressão e temperatura e o volume do óleo residual em condições padrão. Esta é uma propriedade volumétrica importante na produção de petróleo.

Foram medidos dados experimentais de razão gás - óleo e fator volume formação do óleo para óleos naftênicos e naftênico – aromáticos, que constitui maior parte da produção off-shore no Brasil atualmente. Os dados experimentais foram avaliados através de correlações encontradas na literatura.

Metodologia

O comportamento de fases do óleo vivo é função da sua composição e das condições de temperatura e pressão do reservatório, o mesmo óleo pode apresentar comportamento diferente quando sujeito a diferentes condições de temperatura e pressão. O equipamento PVT é utilizado especialmente para a medição das propriedades dos óleos vivos e para o estudo do comportamento de fases da amostra. Este equipamento quantifica o comportamento de fases do óleo vivo através da variação de volume resultante da variação da pressão a temperatura constante. Nos testes de PVT, a pressão diminui a temperatura constante, à semelhança do que acontece durante a produção do reservatório, resultando num aumento do volume de fluido e da liberação do gás dissolvido no óleo, com ou sem a remoção do gás formado durante a expansão. A célula PVT visual consiste em um vidro de Pirex de alta pressão contendo um êmbolo flutuante e é utilizada para medir o volume das fases vapor e líquida em equilíbrio isotérmico. Em volta do tubo, um fluido transparente exerce pressão no tubo externo de igual valor da pressão interna da amostra em estudo. Este equipamento fornece dados com alta precisão com temperatura e pressão controladas. Nós usamos para testes de liberação diferencial, PVT Ruska, livre de mercúrio (Figura 1) ou PVT com célula visual (Figura 2).



Figura 1 PVT Ruska Sem Mercúrio



Figura 2 PVT Oil-Phase Célula Visual

Método experimental para determinação do fator volume formação do óleo e da razão gás óleo. O óleo e o gás são separados a partir de fluidos do reservatório no separador primário do poço de petróleo. As condições de separação são medidas na planta quando as amostras de óleo vivo são coletadas.

As amostras são recebidas no laboratório em cilindros de amostragem de alta pressão equipados com pistões flutuantes. Após a verificação das condições de recebimento do cilindro de amostragem – identificação da amostra, válvulas, e vazamentos aparentes – o cilindro é conectado à bomba de deslocamento positivo (Figura 3), elevando a pressão do cilindro, enquanto este é agitado, até uma pressão, no mínimo, 100% maior que a de separador. Esta será a pressão de trabalho que garante que a

amostra está monofásica. A agitação a temperatura ambiente é mantida e a pressão é corrigida sempre que necessário. Quando a pressão do cilindro se estabiliza, o cilindro é posicionado verticalmente, com o lado da amostra no topo, por no mínimo 24 horas. Após esse tempo, o cilindro é aquecido, com uma fita de aquecimento e controlador de temperatura, até a temperatura de trabalho. A pressão é corrigida durante este processo para evitar pressões excessivas devido ao aumento de temperatura.

Quando temperatura e pressão do cilindro estão estáveis, uma alíquota de líquido monofásico é coletada em um picnômetro *U-Tube* previamente limpo, evacuado e pesado, a massa do picnômetro vazio é registrada como *massa de picnômetro vazio*. A válvula do cilindro do lado da amostra é conectada ao picnômetro e é cuidadosamente aberta enquanto a bomba de deslocamento corrigirá a queda de pressão para a pressão de análise. A válvula do cilindro é aberta completamente. Quando a pressão estabiliza novamente, o volume de fluido hidráulico injetado indicado na bomba é zerado. A válvula do picnômetro é cuidadosamente aberta enquanto a bomba de deslocamento corrige a queda de pressão para a pressão de análise. A velocidade de deslocamento da bomba é mantida em torno de 2 cm³ por minuto abrindo e fechando o picnômetro.

O volume de amostra transferido para o picnômetro é calculado, usando como referência o deslocamento de fluido hidráulico indicado pela bomba de alta pressão. O picnômetro é então desconectado da bomba e pesado e sua massa é registrada como *massa de picnômetro com óleo vivo*. Após pesado, o picnômetro é conectado ao gasômetro limpo e evacuado, Figura 4. Uma vez que o vácuo está estável a válvula superior do picnômetro é cuidadosamente aberta para que o gás dissolvido no óleo seja liberado. O volume do gás liberado é medido. O picnômetro é pesado e a massa do óleo morto é registrada como *massa do picnômetro com óleo morto*.



Figura 3 Bomba de Deslocamento Positivo



Figura 4 Gasômetro

O gás separado é liberado para um gasômetro, em que o volume do gás liberado é medido sob condições padrão. O picnômetro é pesado novamente para determinar a massa de óleo residual. A densidade do óleo residual é medida em densímetro (Anton Paar) em condições padrão, ASTM 5002-99, e o volume do óleo residual é encontrado. As composições do óleo residual e do gás libertado são determinadas usando cromatografia em fase gasosa e líquida (Agilent Cromatógrafo), ASTM D2887-03 e ASTM D1945-03. O peso molecular do óleo é determinado por crioscopia (Osmomat ou Cryete), ASTM D2224-78 (1983). Para verificar a ausência de água, o teor de água é medido usando Karl Fischer titulação (Metrohm), ASTM D4928-12. A partir destas medições, o volume da amostra de

óleo, o volume do óleo residual e o volume do gás são determinados. Os experimentos são repetidos 5 vezes.

Resultados e Discussão

Dados experimentais de razão gás-óleo e fator volume formação de óleo foram obtidos para cinquenta e quatro amostras de óleo vivo naftênicos e naftênico-aromáticos. As faixas das propriedades dos óleos medidas são apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Propriedades dos óleos

Propriedade*	Máximo	Mínimo	Médio
P_{sep} , psia	289	112	138
T_{sep} , °F	189	75	137
API	33	27	31
R_s , scf/STB	63	21	32

* P_{sep} – pressão do separador; T_{sep} – temperatura do separador, API – grau API a 15,6°C; R_s – razão gás óleo; B_o – fator volume formação do óleo.

As correlações empregadas para o cálculo da razão gás-óleo e fator volume formação de óleo encontradas na literatura foram usadas para avaliar os dados experimentais. Foram calculados o erro relativo absoluto médio $AARE$, Eq. (1), e o desvio padrão SDA , Eq. (2). O $AARE$ representa média aritmética dos valores absolutos dos erros relativos. Quanto mais próximo de zero maior a precisão da correlação na representação dos dados.

$$AARE = \frac{100}{NP} \sum \left(\left| \frac{x_{est} - x_{exp}}{x_{exp}} \right| \right) \quad (1)$$

onde NP é o número de pontos experimentais, x_{est} é o valor estimado pela correlação, x_{exp} é o valor obtido experimental.

$$SDA = \sqrt{\frac{1}{NP-1} \sum \left(\left| \frac{x_{est} - x_{exp}}{x_{exp}} \right| - AARE \right)^2} \quad (2)$$

A Tabela 2 apresenta o erro relativo absoluto médio $AARE$ e o desvio padrão SDA para as correlações de Standing (1947), Glaso (1980), Kartoatmodjo e Schmidt (1991) e Dindoruk e Christman (2001) para a estimativa da razão gás-óleo.

Tabela 2 – Desvios entre valores estimados pelas diversas correlações em comparação com valores experimentais de razão gás-óleo

Correlação	AARE %	Máximo AARE %	Mínimo AARE %	SDA %
Standing (1947)	34,3	48,6	9,7	8,7
Glaso (1980)	11,0	30,3	0,6	7,5
Kartoatmodjo e Schmidt (1991)	33,1	49,7	3,7	10,3
Dindoruk e Christman (2001)	17,7	50,5	1,1	12,3

A Tabela 3 apresenta o erro absoluto médio *AARE*, e o desvio padrão *SDA* para as correlações de Standing (1947), Glaso (1980), Kartoatmodjo and Schmidt (1991) e Dindoruk e Christman (2001) para a estimativa do fator volume formação do óleo.

Tabela 3 – Desvios entre os valores estimados pelas correlações em comparação com valores experimentais de fator volume formação do óleo

Correlação	AARE %	Máximo AARE %	Mínimo AARE %	SDA %
Standing (1947)	2,3	6,9	0,2	1,4
Glaso (1980)	1,5	5,0	0,1	0,9
Kartoatmodjo e Schmidt (1991)	3,0	8,1	0,0	1,6
Dindoruk e Christman (2001)	1,9	5,8	0,1	1,1

As Figuras 5 e 6 comparam as estimativas pelas correlações com valores experimentais da razão gás-óleo e fator volume formação do óleo, respectivamente.

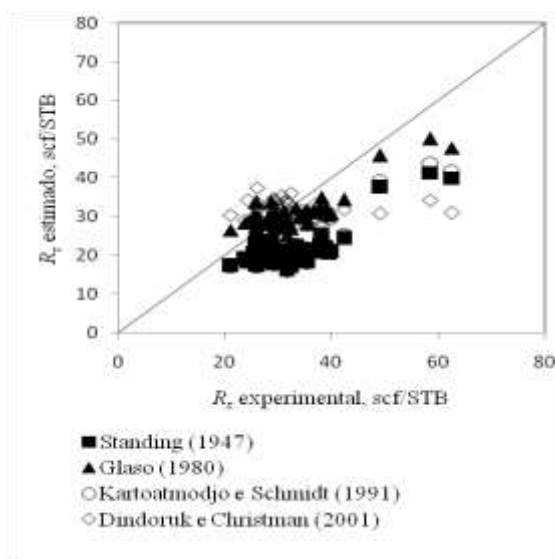


Figura 5 – Comparação das correlações para razão gás - óleo com experimentos

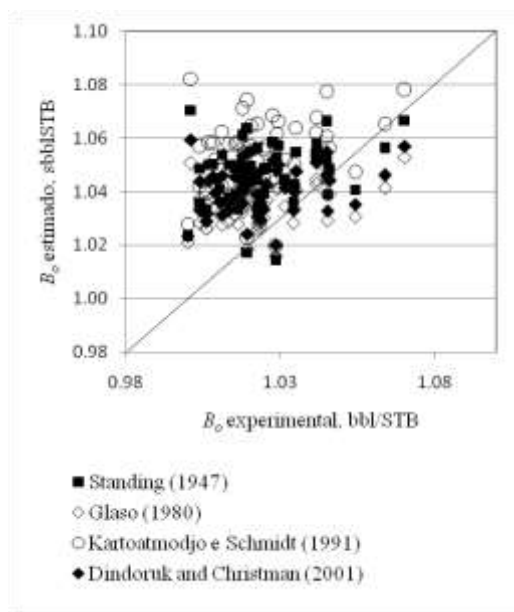


Figura 6– Comparação das correlações para fator volume formação do óleo com experimentos

Conclusões

Usando equipamentos PVT, foi desenvolvida uma metodologia efetiva de medição de propriedades de fluidos de reservatórios, razão gás-óleo e fator volume formação do óleo, necessárias para processos de produção, armazenamento e transporte de petróleo. As correlações encontradas na literatura para estimativa da razão gás-óleo e fator volume formação do óleo foram avaliadas e mostram-se inadequadas para uso com óleos vivos naftênicos e naftênico-aromáticos. Estamos desenvolvendo novas correlações para estimativas a partir das variáveis medidas rotineiramente no campo.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio da PETROBRAS e da Agência Nacional do Petróleo ANP pelo projeto “Pesquisa e Desenvolvimento de Métodos de Medição, Modelagem e Simulação de Propriedades Físico-Químicas de Fluidos de Reservatórios nas Altas Pressões para Gestão Tecnológica de Gases Ácidos em Reservatórios” (Termo de Cooperação: 0050.0070891.11.9) e pela Bolsa de Pesquisador para Krishnaswamy Rajagopal, Ian Hovell e Roque Pereira Mascarenhas e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior CAPES pela Bolsa de Doutorado para Luciana L. P. Rolemberg de Andrade.

Referências Bibliográficas

STANDING, M.B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oil and gases. **Drilling & Production Practices, API**, p. 275-287, 1947.

DINDORUK, B.; CHRISTMAN, P.G. PVT Properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oil. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2001, New Orleans, Louisiana.

KARTOATMODJO, R. S. T.; SCHMIDT, Z. New correlations for crude oil physical properties. Paper SPE 23556 available from SPE Book Order Dept., Richardson, Texas, 1991.

GLASO, O. Generalized pressure-volume-temperature correlations. **Journal of Petroleum Technology**, v.32, n.5, p.785-795, 1980.