

DETERMINAÇÃO DE PONTO DE BOLHA DE UM ÓLEO VIVO A PARTIR DE DADOS PVT

Luis Augusto Medeiros Rutledge (EQ/UFRJ), Krishnaswamy Rajagopal (EQ/UFRJ)

Laboratório de Propriedades do Petróleo, LATCA, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Centro de Tecnologia, Sala I-122, CP 68542 Cidade Universitária - CEP: 21941-909, Brasil,
raja@eq.ufrj.br.

Os óleos vivos são misturas variadas de hidrocarbonetos que podem sofrer grandes modificações ao serem submetidas a diferentes condições de temperatura e pressão. Ocorrem mudanças de estado físico de parte da mistura, alterações na composição, variações de viscosidade, variações de densidade, etc. Os fluidos do reservatório ao serem produzidos são submetidos a diferentes condições de pressão e temperatura desde a rocha-reservatório até a superfície. O estudo do comportamento de misturas de hidrocarbonetos contidos em uma jazida é de extrema importância para caracterização de um reservatório, assim como de sua futura produção. Os fluidos são caracterizados através de análises de laboratório feitas nas amostras coletadas. Essas análises, denominadas de análises PVT, fornecem as propriedades dos fluidos, como: fator volume de formação, compressibilidade, viscosidade, razão de solubilidade e pressão de saturação. Importante salientar que os fluidos amostrados sejam representativos do fluido original da formação. Para determinar o ponto de bolha de um fluido de reservatório, um óleo recombinado ou um fluido de sub-superfície é isobaricamente carregado na célula PVT onde é colocado em equilíbrio nas condições de temperatura e pressão do reservatório onde é observado o comportamento da variação do volume de líquido na célula em função da pressão durante o experimento. A partir da pressão de bolha e, conseqüentemente, da liberação de gás valores para razão de solubilidade, fator volume-formação e compressibilidade do óleo são obtidos. O modo como a liberação do gás de uma mistura líquida é processada afeta significativamente as relações PVT e por conseguinte os dados a serem obtidos. Este trabalho apresenta dados experimentais obtidos, através de análise PVT, do comportamento de uma amostra de óleo vivo da Bacia de Campos. Para este experimento foi utilizado o equipamento RUSKA Modelo 2370 composto de célula PVT, garrafa de amostragem, bomba de deslocamento positivo, gasômetro e garrafa de recombinação. Os experimentos mostram os procedimentos adotados como efetivos e confiáveis.

Palavras-Chave: Análise PVT, Ponto de Bolha, propriedades PVT.

1. INTRODUÇÃO

Informações acuradas e confiáveis sobre o comportamento de fases de fluidos são essenciais para o gerenciamento adequado de muitas atividades, tais como a estimativa de reservas de petróleo, o dimensionamento de equipamentos diversos, o planejamento de produção e refino e a previsão de formação de depósitos orgânicos, entre outras. No caso de um reservatório de petróleo, por exemplo, a partir de amostras de fluidos (óleo, gás e água) coletadas ao longo de sua vida produtiva, determinam-se experimentalmente as suas propriedades físicas (pressão de saturação, solubilidades de gases, viscosidades, densidades, etc.) e composicionais (composições molares, pesos moleculares) em um conjunto de ensaios conhecidos como Análise PVT. A análise PVT é assim chamada porque as propriedades físicas são estimadas a partir de variáveis mais simples: a Pressão, o Volume e a Temperatura das amostras coletadas. A amostragem é a etapa inicial do estudo e requer certos cuidados para a obtenção dos dados desejados. Qualquer que seja o método de coleta de amostra, é fundamental que na amostra contenha a proporção óleo/gás igual a do reservatório, ou seja, que os fluidos amostrados sejam representativos do fluido original da formação (Williams, 1998). Esse procedimento se torna essencial para que sejam obtidas as propriedades dos fluidos, como: fator volume de formação, compressibilidade, viscosidade, razão de solubilidade e pressão de saturação. O procedimento muito importante que é realizado na célula PVT é na verdade o processo de liberação de gás, ou seja, a pressão a que a mistura está submetida vai sendo reduzida, resultando na liberação do gás natural que está dissolvido no óleo.

O modo como a liberação do gás de uma mistura líquida é processada afeta significativamente as relações PVT e, assim como, os dados de fator volume-formação do óleo e razão de solubilidade. Basicamente são duas as liberações existentes - *flash* e *diferencial*. A Liberação Flash é a liberação na qual o gás que vai saindo de solução à medida que a pressão vai sendo reduzida permanece mantido em contato com o líquido do qual saiu. Este procedimento se realiza na célula PVT que consiste de um cilindro onde é colocada a amostra a ser analisada. A pressão no interior da célula, ou seja, a pressão a que é submetido o fluido durante os vários estágios do experimento, é reduzida recuando o pistão (mecânico) que mantém a célula pressurizada. Nesta liberação a composição total do sistema permanece constante pois o gás não é removido da célula onde é feita a liberação e o equilíbrio termodinâmico entre as fases é alcançado. Este experimento inicia-se, geralmente, numa

pressão acima da pressão de bolha. Durante este procedimento, a cada estágio de pressão, é medido o volume total de hidrocarbonetos (líquido e gás) existente no interior da célula e, caso exista, também é medido o volume de gás liberado, assim como o volume de líquido final. Portanto na liberação flash são obtidos a pressão de bolha e o coeficiente de compressibilidade isotérmica do líquido acima da pressão de bolha. O fator volume-formação duas fases abaixo da pressão de bolha e a razão de solubilidade inicial podem ser obtidos se a capacidade da célula permitir o alcance das condições-padrão de pressão e temperatura. Ao término do experimento deve-se medir separadamente o volume final de gás e líquido em condição padrão de temperatura e pressão (Rosa *et al*, 2006). Na Liberação Diferencial ocorre que à medida que o gás vai sendo liberado de solução ele é retirado do contato com o líquido do qual saiu. Neste experimento a composição total da mistura que permanece na célula vai se alterando e não apresentando equilíbrio termodinâmico entre as fases. De uma liberação diferencial são obtidos o volume de líquido no interior da célula e o volume de gás liberado em cada estágio de pressão. Com isso podem ser determinados o encolhimento do líquido e a quantidade de gás dissolvido em função da pressão, bem como as propriedades do gás liberado em cada estágio de pressão. Com isso podem ser determinados a razão de solubilidade (Rs), o fator volume-formação do óleo (Bo) e o fator volume-formação do gás (Bg).

A pressão de saturação (ponto de bolha) de uma mistura líquida de hidrocarbonetos é obtida experimentalmente em laboratório a partir dos dados colhidos durante o processo de liberação flash que é executado na célula PVT. Nesse processo de liberação o volume da célula vai aumentando à medida que a pressão vai sendo reduzida. Para cada valor de pressão registra-se o volume da célula, ou seja, o volume ocupado pela mistura de hidrocarbonetos. Um gráfico de volume x pressão do comportamento observado na célula quando o ensaio é realizado, apresenta dois comportamentos diferentes, acima e abaixo da pressão de bolha. O ponto de inflexão corresponde à pressão de bolha da mistura original. As curvas que se apresentam nesses gráficos não são linhas retas, nem acima nem abaixo da pressão de saturação (bolha). Para pressões maiores que a pressão de bolha, a linha é quase linear, já que a compressibilidade de um óleo subsaturado é aproximadamente constante. Abaixo da pressão de bolha, no entanto, a compressibilidade do sistema é fortemente influenciada pela compressibilidade do gás e o que se obtém normalmente é uma curva e não uma linha reta. Uma mistura líquida em condições de reservatório é o volume de óleo mais gás dissolvido. Por definição, razão de solubilidade (Rs) de uma mistura líquida de hidrocarbonetos, numa certa condição de temperatura e pressão, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido em condição padrão e o volume de óleo final que se obtém da mistura.

O presente trabalho tem por objetivo estudar o ponto do bolha como função da temperatura para óleo contaminado proveniente da amostragem de fundo de poço da Bacia de Campos

2. REVISÃO DA LITERATURA

Como métodos experimentais são dispendiosos, e por vezes ocorre falta de equipamentos adequados métodos de estimativa são aplicados, os quais permitem facilmente determinar as propriedades do fluido. Estes métodos estimativos, disponíveis na literatura, utilizam geralmente propriedades facilmente mensuráveis e disponíveis como temperatura, razão gás-óleo e a densidade do gás liberado. Diversas correlações foram propostas para classes de óleos e origem. No presente trabalho dentre as correlações existentes na literatura, as correlações de Standing (1947) e de Vazquez e Beggs (1980). foram utilizadas para avaliação preliminar da variação de ponto do bolha de um óleo vivo com temperatura, já que apresentaram melhor desempenho para trabalhar com até três parâmetros. Deste modo podemos determinar se seu comportamento é anômalo ou não.

3. METODOLOGIA

3.1 Materiais e Equipamento Utilizado

Neste estudo um sistema PVT que é composto por duas células (cilindros) de aço - célula PVT (Pump cell) e célula flutuante (Float cell) - conectadas por tubulação em aço. O volume, em ambas as células, pode ser alterados de forma independente. Através de um computador, conectado ao sistema PVT, se faz o acompanhamento do procedimento em questão. A célula PVT pode ser usada de forma independente permitindo que fluidos (hidrocarbonetos) colocados em seu interior sejam isolados (blindados), mantendo assim a amostra pressurizada e monofásica. Para permitir um melhor acompanhamento, a célula possui na parte superior do cilindro uma janela de safira que permite observar o comportamento da amostra no seu interior. Ambas as células são montadas na posição vertical. Os volumes das células estão em função das dimensões dos cilindros. Os volumes de ambas as células são determinadas por calibração, e a cada procedimento de troca de peças o equipamento deve ser recalibrado. Um agitador magnético, localizado no interior da célula PVT, permite a agitação do fluido pressurizado.

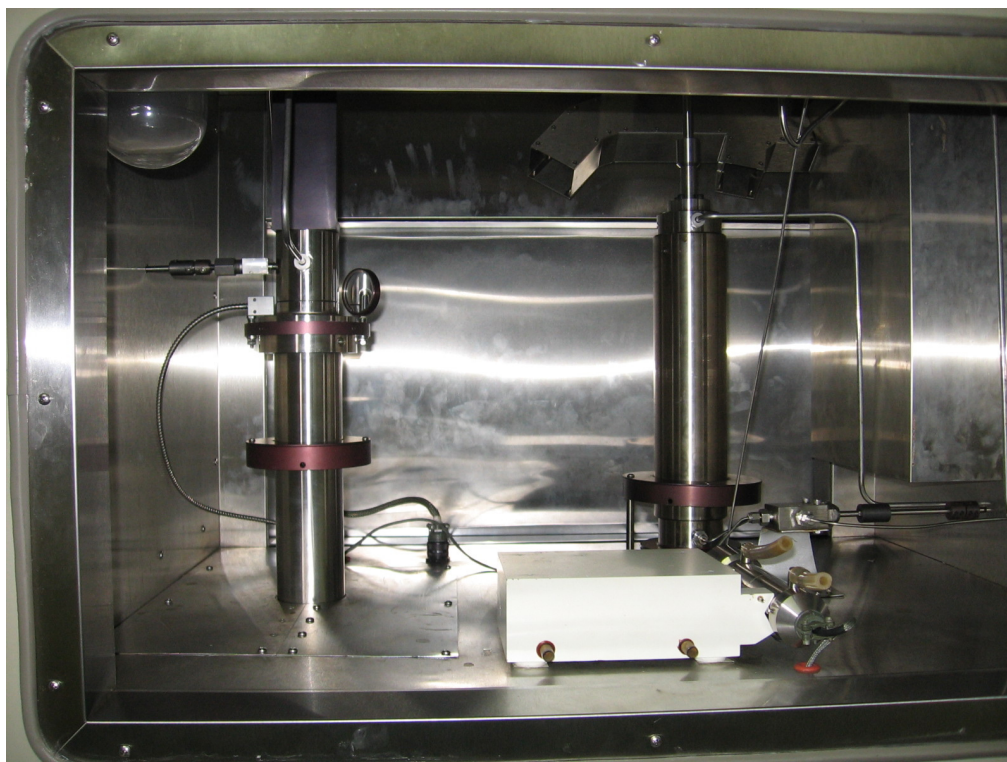


Figura 1 –Equipamento pvt

O presente trabalho foi realizado utilizando-se um equipamento RUSKA modelo 2370 composto de célula PVT (ver Figura 1) garrafa de amostragem, bomba de deslocamento positivo, gasômetro e cilindro de recombinação. A metodologia empregada envolve a transferência da amostra para a célula PVT do equipamento Ruska, onde se realiza todo o procedimento de obtenção dos dados experimentais. Importante observar que tanto no cilindro de amostragem quanto na célula PVT são respeitadas as condições de reservatório. O procedimento foi realizado utilizando-se amostra de óleo vivo proveniente da Bacia de Campos. A amostra foi doada por CENPES/Petrobras.

3.2 Metodologia Experimental

A metodologia utilizada para este experimento seguiu o procedimento elaborado por Rahman e Barrufet (1995) para obtenção de dados experimentais para equilíbrio de fases na alta pressão. O procedimento experimental se inicia transferindo amostra de óleo contida numa garrafa de amostragem (cilindro de aço) para a célula PVT. A garrafa de amostragem possui no seu interior óleo mineral e amostra (óleo) separados por um pistão flutuante. Este cilindro contém duas válvulas conectadas em suas extremidades, uma na saída inferior e outra na saída superior. A conexão da garrafa de amostragem com o equipamento PVT se faz através de linhas de aço, de tamanho 1/8 e resistentes à alta pressão, conectadas às válvulas do cilindro. A transferência da amostra se realiza injetando óleo mineral na garrafa de amostragem por meio de bomba de deslocamento positivo conectada, pela linha de aço, à garrafa. Ao injetar óleo mineral o pistão do cilindro de amostragem irá se mover deslocando óleo (amostra) para a célula PVT, todo esse processo se realiza na pressão de reservatório.

Na célula PVT a amostra pressurizada e aquecida em condição de reservatório é considerada pronta para iniciar testes. Se por acaso durante a transferência do óleo para a célula PVT se observar desprendimento de gás contido no óleo faz-se uso do agitador magnético contido no interior da célula para homogeneizar a amostra e voltar a condição de um fluido representativo de fundo de poço.

O estudo se inicia com o procedimento de Teste de Expansão a Composição Constante da amostra (hidrocarbonetos) para obtenção de dados PVT. Faz-se a despressurização da célula em vários estágios de pressão mantendo a temperatura constante. Partindo-se do primeiro valor de pressão (pressão de reservatório) faz-se um processo de liberação flash. A partir desse ponto observa-se um aumento do volume da célula que ocorre em função do desprendimento de gás contido na fase líquida da amostra. Nesse procedimento cada valor de pressão corresponde a um volume correspondente. A célula PVT possui na sua lateral um visor chamado janela de safira o que possibilita observar as primeiras bolhas que se desprendem do óleo. Portanto se determina o ponto de bolha da amostra se observando graficamente o comportamento da amostra durante a expansão e também visualmente pela janela de safira.

Para este experimento foram realizados testes de expansão à composição constante em três temperaturas - 40°C, 60°C e 70°C – observando os diferentes pontos de bolha encontrados para temperatura. Ao final do experimento podemos obter valores para gás liberado da solução e volume final de óleo, com isso determinamos Razão de Solubilidade (Rs) e o fator volume-formação do óleo (Bo).

3.2.1 Aquisição de Dados

Os dados utilizados foram obtidos a partir de amostra de óleo MRL176 proveniente do Campo de Marlim localizado na Bacia de Campos. Para realizar o estudo de expansão à composição constante desta amostra foram utilizados os valores de pressão e temperatura de reservatório. Pressão de 6050 Psi (425.36Kg/cm²) e temperatura de 70°C (158°F). Grau API de 20.44. O resultado desse estudo serviu de base para a determinação de Razão de Solubilidade (Rs) e Fator Volume-Formação do óleo.

4. RESULTADOS

Os resultados encontrados para Ponto de Bolha, Razão de Solubilidade e Fator-Volume de Formação se encontram nas subseções a seguir.

4.1 Ponto de Bolha

Pode ser observado nos Gráficos 1, 2, 3 para temperaturas de teste – 40°C, 60°C e 70°C – valores diferentes para Pontos de Bolha. Durante este estudo a célula PVT utilizada para este experimento permanece totalmente fechada. A válvula do topo da célula permanece fechada mantendo assim o sistema totalmente fechado reproduzindo condição de pressão e temperatura de reservatório. Aos poucos e de forma lenta o sistema vai sendo despressurizado sendo pressões e volumes registrados. O ponto de bolha é registrado quando a primeira bolha na janela de safira é observada. Para cada ensaio realizado se construiu um gráfico *volume x pressão* onde se pode identificar o ponto de inflexão que corresponde ao ponto de bolha da mistura. A tabela 1 apresenta valores de pontos de bolha encontrados para cada temperatura estudada.

Tabela 1 – Ponto de Bolha

Temperatura (°C)	Ponto de Bolha (PSI)
40°C	2602,59
60°C	2339,47
70°C	2309,56

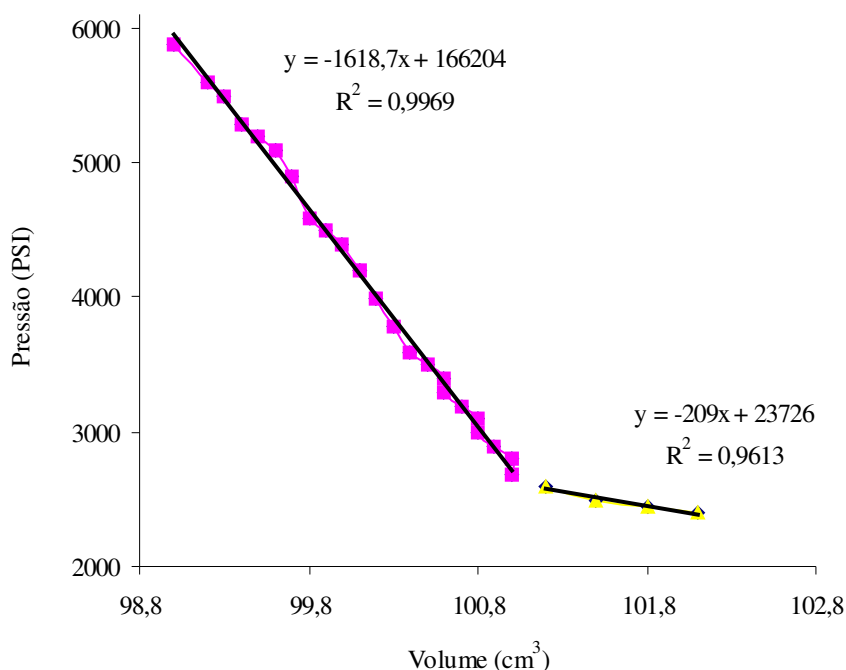


Gráfico 1 – Expansão a Composição Constante à temperatura de 40°C

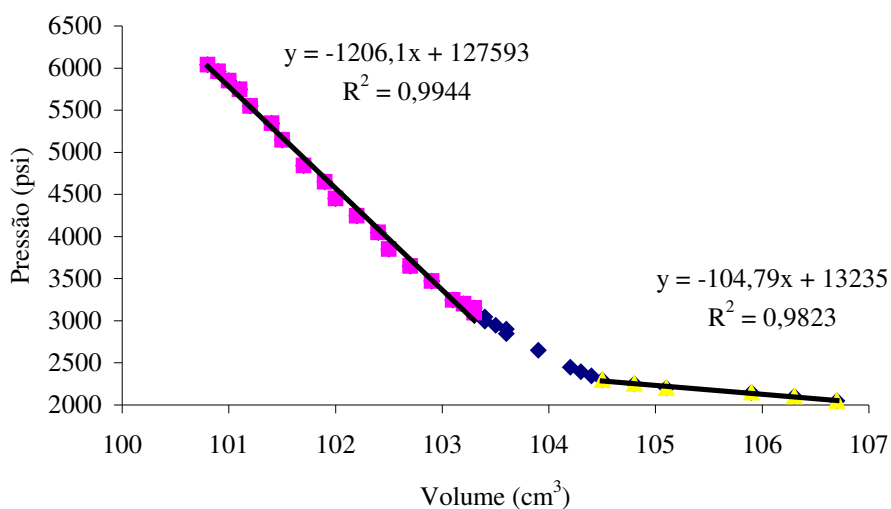


Gráfico 2 – Expansão a Composição Constante à Temperatura de 60°C

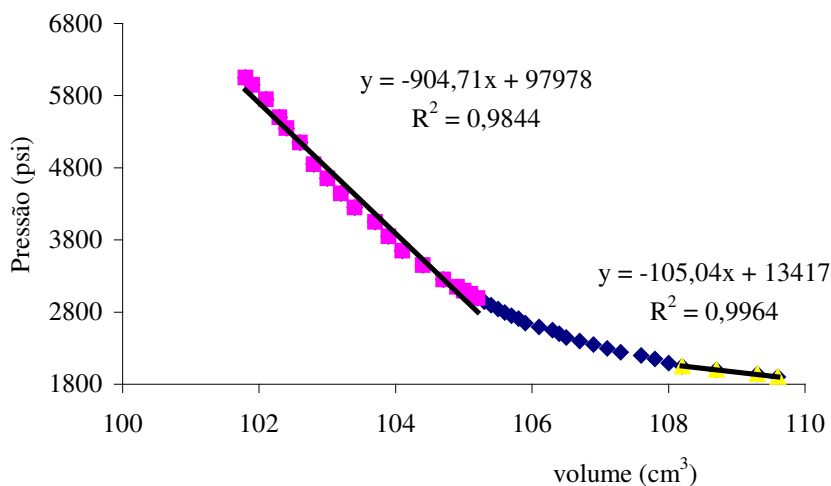


Gráfico 3 – Expansão a Composição Constante à Temperatura de 70°C

4.1.1 Correlações para Ponto de Bolha

Utilizando dados obtidos experimentalmente constatou-se que as correlações de Standing (1947) e de Vazquez e Beggs (1980) são as que apresentam melhor desempenho para avaliações com até três parâmetros. Na tabela 2 se encontram os resultados.

Tabela 2 – Avaliação de Correlações

	Correlação de Standing	Correlação de Vazquez e Beggs
desvio absoluto media AAD (Erro Relativo %)	27,48 psi (1,1%)	24,85 psi (1,0%)

Ambas as correlações descrevem ponto de bolha na mesma ordem do erro experimental. Portanto as duas correlações se aplicam para este estudo.

4.2 Razão de Solubilidade

A mistura (hidrocarbonetos) líquida em condições de reservatório é na verdade óleo mais gás dissolvido. A razão de solubilidade exprime a quantidade de gás contido na amostra. Na tabela 3 são apresentados os dados utilizados para este estudo realizado na célula PVT e valor de razão de solubilidade encontrado.

Tabela 3 – Razão de Solubilidade

Óleo Vivo	97,40 ml
Óleo Morto	64,53 ml
Gás Liberado do Óleo	3303 ml
Razão de Solubilidade	51,2 mlstd/ mlstd

4.3 Fator Volume-Formação do Óleo

O valor calculado para Fator Volume-Formação do óleo (B_o) foi obtido a partir do volume de óleo vivo inserido na célula PVT mais o valor final registrado de óleo morto após termino do experimento. Na Tabela 4 encontram-se registrados os respectivos valores. Quando a pressão na célula é menor que a pressão de bolha, o valor de fator volume-formação do óleo cai juntamente com a queda de pressão. Isso ocorre pelo fato de que à medida que a pressão é reduzida, a partir do ponto de bolha (saturação), volume adicional de gás é liberado da solução, o que leva a menores volumes de óleo no interior do reservatório (célula PVT).

Tabela 4 – Fator Volume-Formação do Óleo

Volume de óleo vivo	97,40 ml
Volume de óleo morto	64,53 ml
Fator Volume-Formação do óleo (B_o)	1,51 ml / ml std

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho demonstrou a eficiência do equipamento RUSKA 2370 e do método experimental aplicado para obtenção de dados confiáveis para o estudo desenvolvido.

Dentre as correlações existentes na literatura para vários tipos de óleos provenientes de várias regiões as correlações de Standing (1947), e de Vazquez e Beggs (1980) comprovaram a validade e eficácia dos resultados obtidos experimentalmente mostrando um erro em torno de 1% no procedimento experimental.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores reconhecem suporte financeiro do MCT/FINEP/CTPETRO/PETROBRAS através do Convênio FBR 2528-06 do projeto “Distribuição do Gás Sulfídrico entre Óleos Pesados, Gás Liberado e a Água de Formação nas Condições de Reservatório” e agradecem a bolsa de produtividade do CNPq ao Krishnaswamy Rajagopal e FINEP/CNPq pela bolsa DTI concedido ao Eng. Luis Augusto Medeiros Rutledge . Agradecemos Dr. Ian Hovell pela ajuda nos experimentos e Dr. Julio C.C.B.R; Moreira pelas valiosas sugestões no inicio do trabalho, e aos Engs. Alexandre J.M. Vieira e Eugênio A. Campagnolo do CENPES/PETROBRAS pelas orientações e doações de amostras de óleo vivo

7. REFERÊNCIAS

- WILLIAMS, J. M.; “Fluid Sampling Under Adverse Conditions”. **Revue De L’Institut Français Du Pétrole**, v. 53, n.3,p.355-365, Maio 1998
- RAHMAN, S.; BARRUFET, M. A. A., “New Technique For Simultaneous Measurement of PVT and Phase Equilibria Properties of Fluids at High temperatures and Pressure.” **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Texas: Elsevier Science, v.14, p.25-34,Abril 1995
- NOVAES, W. S.; DUTRA Jr, T.V. ; SELVAM, P. V. P., “Correlações aplicadas à predição da pressão de saturação e fator volume de formação: estudo de caso Bacia Potiguar.” em: **2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2003**, Rio de Janeiro.
- VALKÓ, P.P. ; McCain Jr, W.D., “Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas-oil ratios and surface gas specific gravities”. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. Texas: Elsevier Science, v.37, p.153-169,Outubro 2002.
- ELSHARKAWY, A.M. ; ALIKHAN, A.A., “Correlations for predicting solution gas/oil ratio, oil formation volume factor, and undersaturated oil compressibility”. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. Safat: Elsevier Science, v.17,p.291-302, Novembro 1996.
- DANESH, A., “**PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**”.Amsterdam: Elsevier Science,1998.388p.

ROSA, A. J. ; CARVALHO,R.S. ; XAVIER,J.A.D., “**Engenharia de Reservatórios de Petróleo**” .Rio de Janeiro: Interciência,2006.808p.

DETERMINATION OF BUBBLE POINT OF LIVE OILS FROM PVT DATA

Live oils are mixtures of several hydrocarbons that can suffer large modifications on being submitted to different temperatures and pressures. Changes of physical state in part of the mixture, alterations in the composition, variations in viscosity, variations in density, etc., can occur. Reservoir fluids during production are submitted to different pressure and temperature conditions, from the rock-reservoir up to the surface. The study of the behavior of hydrocarbons mixtures contained in an oil deposit is of extreme importance for the characterization of the reservoir, as well as for its future production. The fluids are characterized through laboratory analyses of collected samples. These analyses, called PVT analyses, supply fluid properties, such as: volume factor of formation, compressibility, viscosity, solubility ratio and saturation pressure. It is important to point out that the fluid samples are representative of the original formation fluid. To determine the bubble point of a reservoir fluid, a recombined oil or a subsurface fluid is isobarically loaded into a PVT cell and placed in equilibrium at the temperature and pressure conditions of the reservoir where the behavior of the variation of the volume of liquid in the cell as a function of the pressure during the experiment is observed. From the pressure of bubble formation and, consequently, gas liberation, values for the solubility ratio, volume factor of formation and compressibility of the oil are obtained. The way in which a gas from a liquid mixture is released significantly affects PVT relations and therefore the data obtained. This work presents experimental data obtained, through PVT analysis, observing the behavior of a live oil sample from the Bacia de Campos oil field. For this experiment a RUSKA Modelo 2370, made up of a PVT cell, a sampling bottle, a positive displacement pump, a gas meter and a recombination bottle, was used. The experiments show the adopted procedures as being effective and trustworthy.

Keywords: PVT Analysis, Bubble point Pressure , PVT Properties

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.