

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DE EQUILÍBRIO DE FASES DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS COM GÁS CARBÔNICO RELEVANTES NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

AUTORES:

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

INSTITUIÇÃO:

Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ESTUDO DE EQUILÍBRIO DE FASES DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS COM GÁS CARBÔNICO RELEVANTES NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Abstract

The study of physical properties of reservoir fluids with carbon dioxide (CO_2) is important because large hydrocarbon reserves are located below the pre-salt layer with large quantities of high pressure CO_2 . In petroleum reservoirs, for a given temperature and pressure range, the fluid can, in the presence of CO_2 , present complex phase behavior where we can observe two phases (ELV and ELL) or three phases (VLLE). The study of this behavior is needed for enhanced oil recovery, since it helps in the prediction of the phase behavior of reservoir fluids into systems where CO_2 injection used and in reservoir simulations. The experimental procedure was carried out using a Schlumberger PVT device comprising a visual high pressure cell containing a floating piston, allowing the variation of pressure and simultaneously monitoring the behavior of the samples of synthetic oil and mixtures of CO_2 for determining the vapor-liquid equilibrium. Experiments were carried out at temperatures of 58, 70 and 80 °C to verify phase behavior in the system and the determination of the saturation pressures for each temperature. The experimental results demonstrate the effectiveness of the methodology developed to study phase envelope measurements for the mixtures in the presence of CO_2 using PVT equipment. The experiments all so show the need of a visual cell for determining bubble point and other phase equilibrium properties near the critical point. These data are needed for the equation of state of choice as well as for adjustment of relevant fluid parameters for reservoir simulation aiming at enhanced oil recovery with CO_2 injection.

Introdução

Estudo de equilíbrio de fase de misturas contendo hidrocarbonetos na presença de gás carbônico (CO_2) em variadas concentrações é extremamente importante para as técnicas aplicadas na recuperação avançada de petróleo e para a compreensão do comportamento dos fluidos de reservatórios dos campos de pré-sal que contém altas concentrações deste gás. Os reservatórios na presença de altas concentrações de apresentam um complexo comportamento em condições de temperatura e pressões variadas, onde se observa formação de duas fases (ELV) ou três fases (ELLV) em equilíbrio. Usando misturas sintéticas, o Laboratório de Termodinâmica e Cinética Aplicada – LATCA/UFRJ realizou medidas experimentais representativas das condições de pressão e temperatura encontradas nos fluidos de reservatórios localizados no Pré-Sal brasileiro com o objetivo de um melhor entendimento do complexo comportamento destes óleos que se encontram nestas condições. Estudos experimentais foram realizados utilizando equipamento PVT com célula visual desenvolvida especialmente para medidas de propriedades dos fluidos na alta pressão e estudo do comportamento de fase de amostras monofásicas. Esse equipamento fornece dados com extrema precisão em ambiente com controle de pressão e temperatura. Ensaio de inchamento a composição constante foram realizados com adições controladas de diferentes concentrações de gás carbônico, metano, e de misturas desses dois gases nas temperaturas de 58, 70 e 80 °C. Para estes experimentos foram utilizadas misturas sintéticas preparadas na célula PVT recombinando amostras de óleos mortos bem caracterizados e varias quantidades de metano e de CO_2 .

Metodologia

O presente trabalho foi realizado utilizando uma célula PVT visual para estudos de comportamento de fases e medição de propriedades físicas das fases líquido-vapor. Foram realizados testes de inchamento a composição constante com adições controladas de diferentes concentrações de gás carbônico, metano, e de misturas desses dois gases nas temperaturas de 58 °C, 70 °C e 80 °C. Para cada concentração de gás ou mistura de gases, a amostra de óleo foi injetada numa célula PVT na temperatura de 25 °C e na pressão de injeção de 100 psig. Após o aumento da pressão na célula PVT para 9.000 psig, gás carbônico e/ou metano a 9.000 psig e 20 °C foi injetado até atingir o nível desejado em % v/v. Seguindo a injeção de gás, a temperatura da célula foi elevada até a condição desejada. Utilizando-se um agitador contido no interior da célula, a mistura foi recombinada e mantida em repouso por 24 horas para garantir a homogeneização. Após este período, foi verificado visualmente que o sistema atingiu uma única fase. A pressão foi gradualmente reduzida para diversas pressões escolhidas e o volume da amostra foi medido em cada pressão. A temperatura foi mantida constante durante as medições. Desta forma, foi possível identificar o ponto de saturação para cada mistura, verificar visualmente a formação de fases líquido-vapor e a região supercrítica. O ponto de bolha foi observado visualmente

Resultados e Discussão

Os resultados dos estudos de óleos contendo misturas com 10% de gás carbônico e metano e 20% de gás carbônico e metano são respectivamente apresentados na forma gráfica. As figuras 1 a 6 mostram pressão vs. volume em cada temperatura e concentração de CO₂.

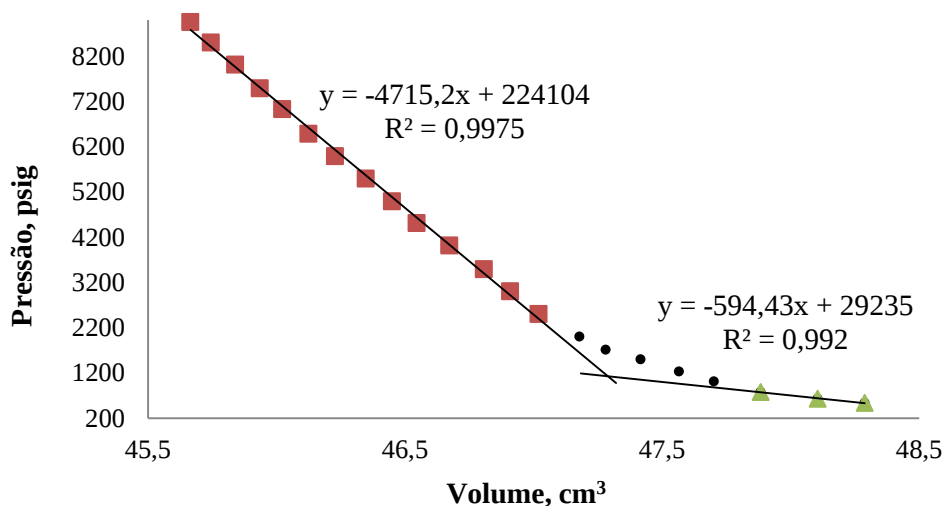


Figura 1 – Experimento a 58 °C, óleo recombinado com 10 % CO₂ e 10 % CH₄

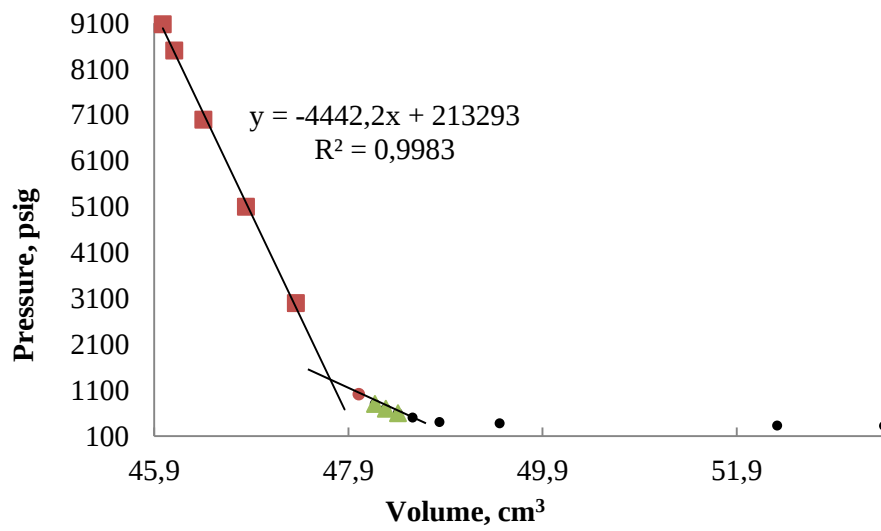


Figura 2 – Experimento a 70 °C, óleo recombinado com 10 % CO₂ e 10 % CH₄

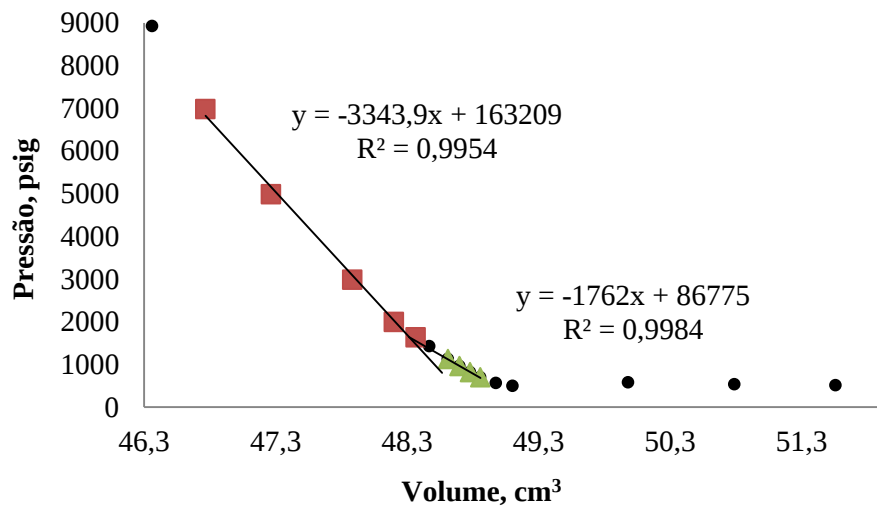


Figura 3 – Experimento a 80 °C, óleo recombinado com 10 % CO₂ e 10 % CH₄

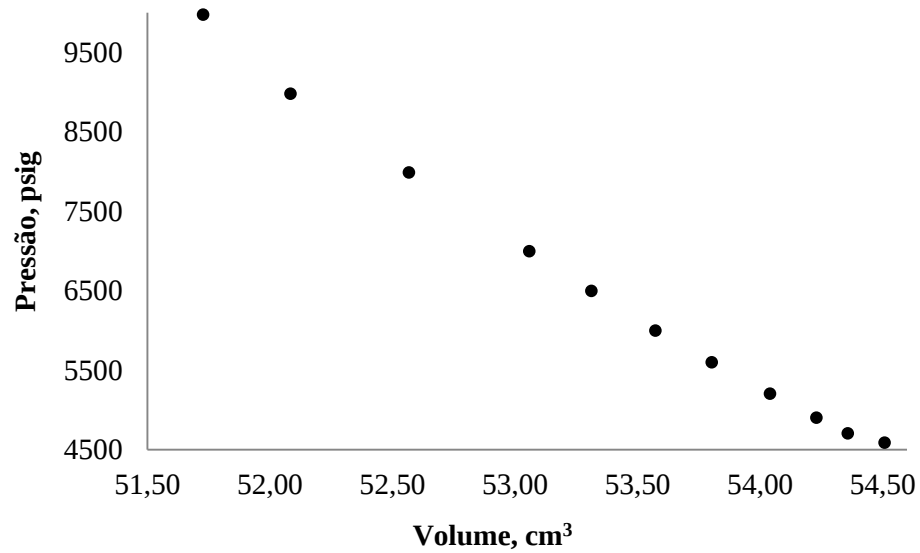


Figura 4 – Experimento a 58 °C, óleo recombinação com 20 % CO₂ e 20 % CH₄

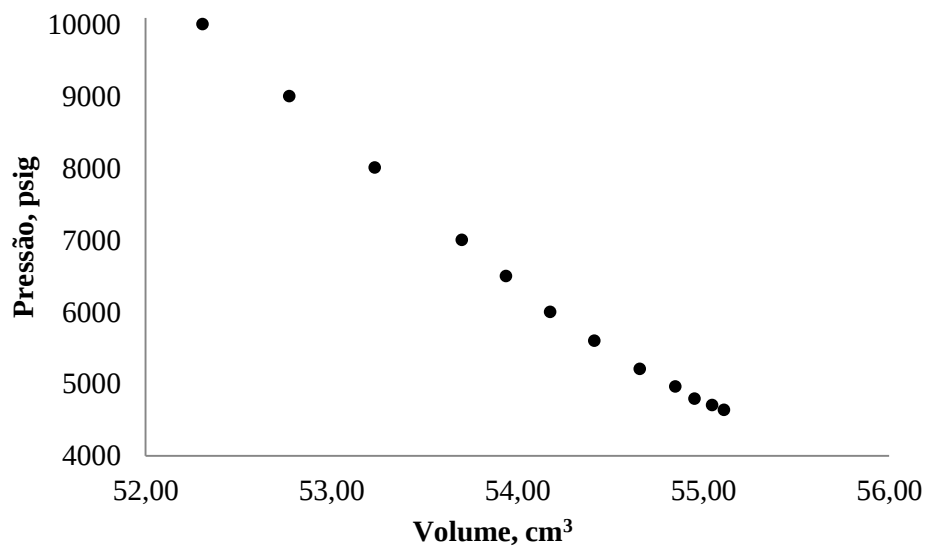


Figura 5 – Experimento a 70 °C, óleo recombinação com 20 % CO₂ e 20 % CH₄

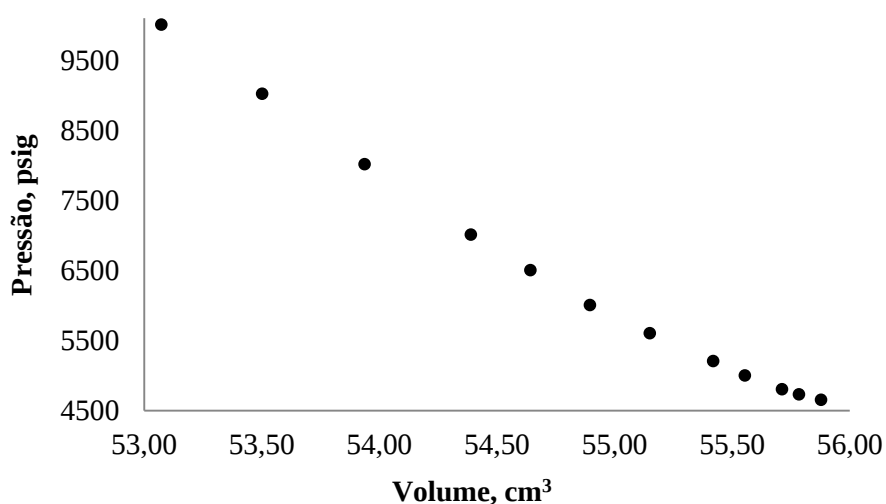


Figura 6 – Experimento a 80 °C, óleo recombinado com 20 % CO₂ e 20 % CH₄

Os pontos de bolha obtidos visualmente são apresentados na Tabela 1. Os pontos de bolha também foram determinados pelo método sugerido por Ali Danesh (1998). Na baixa concentração de CO₂. Ambos os métodos resultam na mesma estimativa. Nas altas concentrações não foi possível utilizar o este método utilizando dados de expansão. As compressibilidades de fases aproximam e a identificação de mudança da inclinação torna difícil. É necessário ter uma célula visual.

Tabela 1 - Pressões no Ponto de Saturação

	Amostra com 10% CO ₂ e 10% CH ₄		Amostra com 20% CO ₂ e 20% CH ₄
Temperatura	Visual	Gráfico	Visual
58 °C	1125 Psig	1130 Psig	4590 Psig
70 °C	1352 Psig	1350 Psig	4636 Psig
80 °C	1641 Psig	1636 Psig	4731 Psig

Conclusões

Os dados obtidos demonstraram a precisão do equipamento PVT para estudos em alta pressão e da metodologia experimental desenvolvida para precisa determinação do ponto de saturação visual. Com o presente trabalho observou-se que ao aumentarmos as concentrações de CO₂ na mistura torna-

se mais difícil determinar o ponto de bolha pelos testes de inchamento na região perto do ponto critica. É necessário determinar visualmente o ponto de bolha nos estudos de comportamento de fase de amostras nas condições perto de ponto critico.

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 e Ian Hovell e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior CAPES pela Bolsa de Doutorado para Luciana L. P. Rolemberg de Andrade.

Referências Bibliográficas

DANESH, A. *PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. Amsterdam: Elsevier Science, 1998. 388p.