

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO DE OLÉO COM INJEÇÃO DE CO_2 SEGUNDO A VARIAÇÃO DE PRESSÃO

AUTORES:

Débora Cristina Almeida de Assis; Nayra Vicente Sousa da Silva; Leonardo do Nascimento Guimarães

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Pernambuco

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATORIO DE ÓLEO COM INJEÇÃO DE CO₂ SEGUNDO A VARIAÇÃO DE PRESSÃO

Abstract

The recovery factor represents the volume that should be produced of all oil volume contained in the reservoir rock at the time of its discovery. Predominantly, the recovery factor of oil from a reservoir is approximately 20% to 30%, since there are some problems that affect the recovery in oil reservoirs, as the immiscibility and difference in viscosity between the fluids. In order to increase the recovery factor in economically productive reservoirs, CO₂ has been extensively used how a special recovery technique. However, CO₂ show different dependent behaviors of the temperature, oil composition and pressure, may exhibit miscible behavior with the oil or not. Thus, we performed a numerical simulation in a fictitious reservoir under the CO₂ injection by manipulating the injection pressures in order to verify its behavior. To this end, the pressure used is in the range of Minimum Miscibility Pressure, which according to Metcalfe (1982) and Holtz (2001) is from 1450 to 2175 psi. The numerical tool used was the compositional simulator CMG, the GEM and the analysis was done in terms of oil cumulative volume on the surface, rate gas/oil, oil saturation and recovery factor.

Introdução

O fator de recuperação representa o que deverá produzir, em percentagem (%) de todo o volume de óleo contido na rocha-reservatório no momento da sua descoberta. Este fator varia de acordo com a natureza dos reservatórios (porosidade das rochas), com as características do petróleo (maior ou menor viscosidade) e com os mecanismos de produção atuantes no reservatório. A recuperação pode ser aumentado através de técnicas especiais chamadas de recuperação secundária e terciária, conforme a sofisticação do método adotado dentre estas podemos citar é à base de injeção de gases miscíveis ou parcialmente miscíveis, cujo princípio ativo é o de atuar na viscosidade do óleo a ser recuperado mediante o efeito de solvência. E o caso dos processos via injeção de gás carbônico, nitrogênio e o próprio gás natural de petróleo.

Em particular, podemos destacar o CO₂ que nos últimos anos vem sendo bastante utilizado por grandes companhias petrolíferas por está apresentando uma performance bastante satisfatória no fator de recuperação de reservatórios economicamente improdutivos, mas que têm quantidades significativas de óleo dentro. No Brasil, na Bacia do Recôncavo baiano, a Petrobrás vem investindo neste tipo de projeto desde 1987. Segundo Blunt et al, 1993 a injeção de CO₂ em campos maduros de petróleo permite recuperar 40% do óleo residual deixado no reservatório após a produção inicial e a recuperação convencional com injeção de água.

O CO₂ tem uma forte atração pelo óleo, dissolvendo-se bem no mesmo, causando vaporização e inchamento, e conseqüentemente deslocamento do mesmo no interior do reservatório. Todavia, quando se trata de método especial de recuperação é necessário que o deslocamento do óleo seja completamente miscível. A um primeiro contado o CO₂ não é miscível com o óleo, entretanto, sob condições de temperatura, pressão e composição do óleo favoráveis gera-se uma frente miscível no reservatório (ROSA et al, 2007).

O dióxido de carbono promove um deslocamento miscível eficiente a uma pressão muito menor do que para gás pobre para a maioria dos reservatórios. Porém, se a pressão de injeção for muito baixa, a eficiência do deslocamento será inferior ao nível desejado, pois o deslocamento seguirá imiscível. Para pressões altas, o deslocamento se torna miscível por múltiplos contatos fazendo com que a recuperação atinja o nível desejado (Ravagnani & Suslick, 2008). A eficiência do deslocamento é alta,

sendo a saturação do óleo reduzida para cerca de 5% do volume poroso da região contatada, mas apresenta a desvantagem de não está disponível facilmente.

Quanto maior a pressão, maior a recuperação do reservatório submetido a este tipo de recuperação. Todavia, quanto maior a pressão, maior o custo de injeção. Deste modo, considera-se a pressão ótima de injeção a situa-se próxima a Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM). Segundo Metcalfe (1982) e Holtz (2001), a PMM está geralmente acima de 1450 a 2175 psi, dependendo da composição e da densidade do óleo, da temperatura e pressão do reservatório e da pureza do CO₂ injetado. A PMM

Neste contexto, este trabalho propõe-se o estudo de um reservatório fictício, no qual o CO₂ é injetado, manipulando as pressões de injeção para análise da sensibilidade em termos de Fator de Recuperação (FR).

Metodologia

Neste trabalho será utilizada a simulação numérica para realizar previsão de comportamento e estimativa de volume de um modelo de reservatório que utiliza a injeção de CO₂, como método para melhorar a eficiência do deslocamento, e obter mais sucesso na produção de hidrocarbonetos. Para tal procedimento será executado o GEM (General Adaptive Implicit Equation of State Compositional Model) do pacote comercial da CMG (Computer Modelling Group). GEM é um simulador de reservatório composicional completo com recursos avançados para a modelização de processos em que a composição do fluido e suas interações são essenciais para a compreensão do processo de recuperação. O GEM utiliza uma formulação implícita adaptada que decide automaticamente, a cada passo de tempo, se o conjunto de blocos deve ser resolvido por modelos totalmente implícitos ou explícitos, reduzindo assim a quantidade de tempo da simulação e preservando a estabilidade dos cálculos (CMG, 2008).

O modelo de reservatório utilizado é caracterizado por um sistema de ¼ five-spot invertido, possuindo um poço injetor e um produtor, completados no 1º e 3º layers, respectivamente, com raio de 0.25 ft. O reservatório está localizado a uma profundidade de 975 m do nível do mar com uma pressão referencial de 1100 psi para a profundidade de 935 m. O reservatório é composto por um grid de 7 blocos, em i e j, com dimensões para os blocos de: DI (500m), DJ (500m) e 3 blocos em k com DK variável (50m, 30m e 20 m). Apresenta porosidade constante de 20% e compressibilidade da rocha de 5.0E-6 psi⁻¹, bem como a permeabilidade variável de: PermI (200; 50 e 500 mD); PermJ (200; 50 e 500 mD); e PermK (25; 50 e 50 mD). A saturação de óleo inicial é de 0,8; a saturação de água inicial é de 0,2 e a de gás 0,0.

O poço injetor, com uma cota máxima de injeção de gás de 1.2e+07 bbl/dia. Afim de, analisar o comportamento do reservatório com relação à variação da pressão de injeção, foram impostas as seguintes pressões: 1450, 1700, 1850, 2000 e 2175psi, dentro do intervalo proposto por Metcalfe (1982) e Holtz (2001) e, também, a pressão de 1200 psi afim de verificar o comportamento abaixo da faixa proposta de PMM. O período de simulação da produção neste modelo de reservatório ocorre durante um período de 20 anos.

Formulação

Nesta seção serão descritas as equações e variáveis utilizadas no GEM para solução das equações utilizadas no problema. As equações de escoamento são discretizadas usando o método adaptativo-implícito (Collins, Nghiem e Li, 1986; Thurnau Thomas, 1983 apud GEM, 2008), pois abrange tanto o método explícito, transmissibilidade e do método totalmente implícito como casos particulares. As equações de balanço de material para os componentes da fase óleo, gás e água por diferenças finitas estão detalhadas a seguir:

Balanço de Massa:

$$\psi_i \equiv \Delta T_0^m y_{io}^m (\Delta p^{n+1} - \gamma_0^m \Delta D) + \Delta T_g^m y_{ig}^m (\Delta p^{n+1} + \Delta P_{cog}^m - \gamma_g^m \Delta D) + q_i^m - \frac{V}{\Delta t} [N_i^{n+1} - N_i^n] = 0 \quad i=1, \dots, n_c \quad (1)$$

$$\psi_{n_c+1} \equiv T_w^m (\Delta p^{n+1} + \Delta P_{cwo}^m - \gamma_w^m \Delta D) + q_{n_c+1}^m - \frac{V}{\Delta t} [N_{n_c+1}^{n+1} - N_{n_c+1}^n] = 0 \quad (2)$$

Em que:

$N_i (i=1, \dots, n_c)$ = Moles do componente i por unidade de volume do bloco

n_{n_c+1} = Moles de água por unidade de volume do bloco

γ_{g-o} = Gravidade específica do gás ou óleo

P_{cwo} = Pressão capilar água-óleo

P_{cog} = Pressão capilar óleo-gás

y_{ij} = Fração molar do componente i na fase j

q = Taxa de injeção/produção

D = profundidade

V = Volume do bloco

Assume-se que não há transferência de massa entre as fases hidrocarbonetos e água. Quanto as sobrescritas n e n +1 esta relacionado ao tempo atual e o posterior. Já o expoente m refere-se ao n para o gridbloco explícito e n+1 para o gridbloco completamente implícito. No GEM, o termo explicitamente refere-se gridbloco com transmissibilidade explícita onde a pressão é tratada apenas de forma implícita. Os N_i estão relacionados com a fase porosa em função da densidade molar, saturações e composições assim como segue:

$$N_i = \phi (\rho_o S_o y_{io} + \rho_g S_g y_{ig}) \quad i=1, \dots, n_c \quad (3)$$

$$N_{n_c+1} = \phi \rho_w S_w \quad (4)$$

Onde:

ρ_{o-g} = Densidade do óleo e do gás;

ϕ = Porosidade;

S_{o-g} = Saturação do óleo e do gás

Equilíbrio de Equilíbrio de Massa:

Uma vez que o sistema de hidrocarbonetos está na região bifásica em uma dada p, T e $N_i = (i, \dots, n_c)$, a fase composicional e separações pode ser obtida resolvendo a equação de equilíbrio termodinâmico (abaixo) para N_{ig} , os moles da componente i na fase gás.

$$g_i \equiv \ln f_{ig} - \ln f_{io} = 0 \quad i=1, \dots, n_c \quad (5)$$

Para N_{ig} , os moles da componente i na fase gás. Os moles da componente i na fase óleo, N_{io} , pode ser obtido a partir de,

$$N_{io} = N_i - N_{ig} \quad i=1, \dots, n_c \quad (6)$$

Equações de Saturação

As saturações estão relacionadas com N_i e m através da seguinte equação:

$$S_w = N_{n_c+1}/(\phi \rho_w) \quad (7)$$

$$S_o = (1 - S_w) \frac{N_o/\rho_o}{N_o/\rho_o + N_g/\rho_g} \quad (8)$$

$$S_g = (1 - S_w) \frac{N_g/\rho_g}{N_o/\rho_o + N_g/\rho_g} = 1 - S_w - S_o \quad (9)$$

Equações de Volume de Consistência ou Moles

Para a definição de N_i ($i=1, \dots, n_c$) temos:

$$\psi_p = \sum_{i=1}^{n_c+1} N_i^{n+1} - \phi^{n+1} (\rho_o S_o + \rho_g S_g + \rho_w S_w)^{n+1} = 0 \quad (10)$$

Forçando a consistência entre N_i 's e as densidades, saturações e porosidades. Assim a equação (10) pode ser reescrita como segue:

$$\psi'_p \equiv V \frac{\sum_{i=1}^{n_c+1} N_i^{n+1}}{(\rho_o S_o + \rho_g S_g + \rho_w S_w)^{n+1}} - V \phi^{n+1} = 0 \quad (11)$$

O primeiro termo da Equação (11) é o volume ocupado pelo fluido (gás, óleo e água) e o segundo termo é o volume poroso. Nesta equação força a consistência entre o volume do fluido e o volume poroso. Uma equação similar é definida para a equação do balanço de volume por Acs et al (1985) e Watts (1986) citado por GEM (2008).

Resultados e Discussão

Os resultados foram analisados em termos do comportamento da razão gás-óleo e óleo-gás na superfície, saturação de óleo na 1ª e 3ª layers, e por fim, o fator de maior representatividade produtiva que é o Fator de Recuperação.

Analisando, primeiramente, a relação entre a razão gás-óleo e óleo-gás, percebemos um comportamento semelhante para as curvas referentes às pressões variadas e que inicialmente a razão óleo-gás apresenta valores elevados, mantendo-se constante (até aproximadamente 3 anos) e decrescendo vertiginosamente ao longo do tempo devido a chegada de gás no poço produtor. A razão gás-óleo possui comportamento inverso, como já era esperado. Para pressões maiores (2000 e 2175psi) a queda da vazão óleo-gás dar-se de forma mais gradativa, se comparada com pressões menores (1200 e 1450psi).

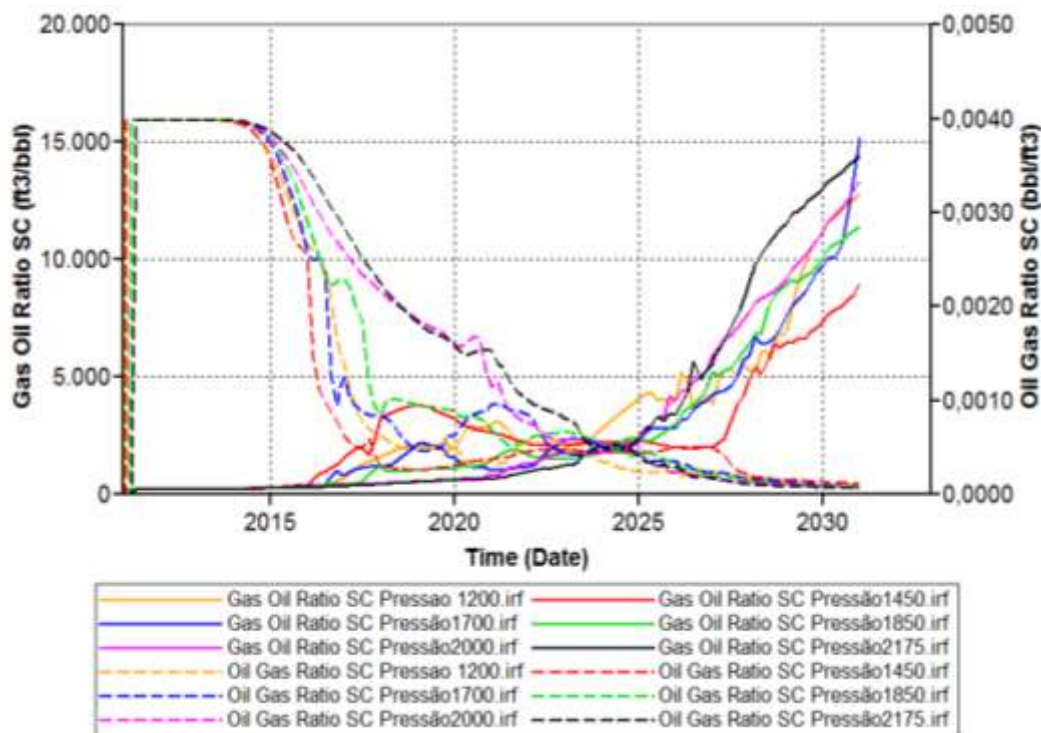


Figura 01 – Razão óleo-gás e gás óleo.

Na segunda análise, foi feito o acompanhamento da saturação de óleo na layer 01 para os blocos A, B e C, conforme mostrado na figura 02. Vale ressaltar que o poço injetor está completado nesta layer, o poço produtor na layer 03.

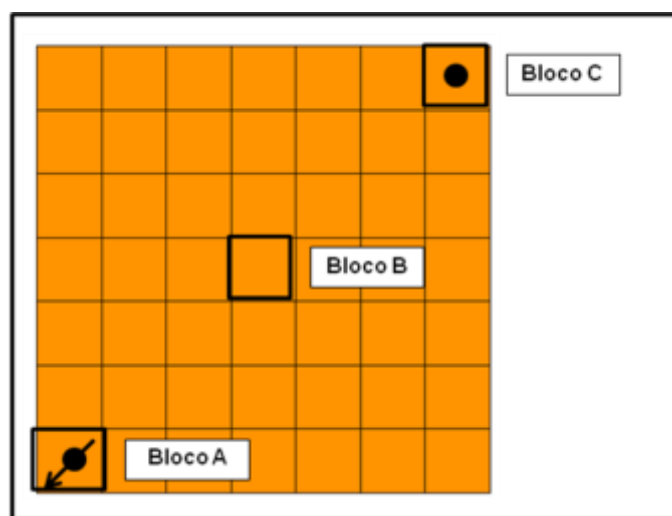


Figura 02 – Localização dos blocos.

A Figura 03 apresenta as curvas relativas ao avanço da saturação de óleo para os blocos A, B e C (Figura 02) para as pressões de injeção de 1200, 1700 e 2175 psi. Dentre as curvas, destacamos a referente ao bloco B, situado Grid (4, 4, 1), por está situado no centro da malha. A baixa saturação de óleo em meados de 2017 – 2018 representa o avanço do banco de CO₂ e, a sua frente, há um aumento da saturação de óleo, proveniente comportamento imiscível do CO₂ a baixa pressão. As setas vermelhas representam o gradiente de saturação de óleo comparado a saturação inicial (0,8), já as setas pretas a frente de saturação do gás e do óleo. Percebe-se que para as pressões de 1700 e 2175 o CO₂ apresenta-se miscível ao óleo, como mostra a região das curvas destacadas pela elipse em vermelho da figura 03.

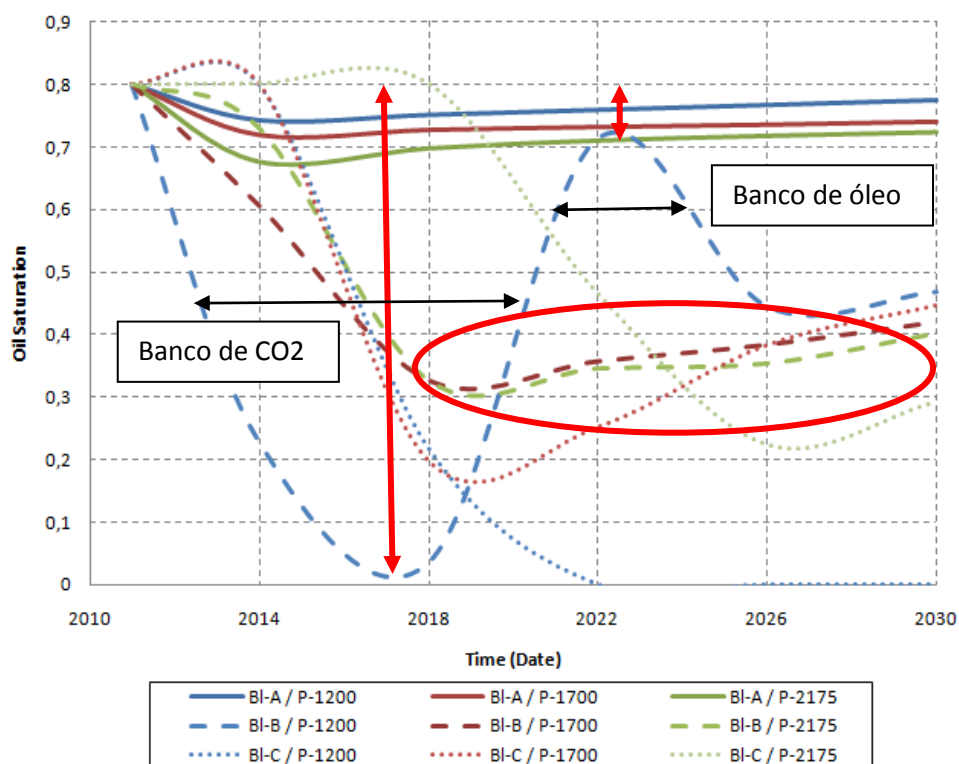


Figura 03 – Saturação de óleo na layer 1.

Conforme Figura 04, observa-se que nos primeiros anos, aproximadamente entre o ano 0 e 2018, os casos com menores pressões apresentaram fatores de recuperação mais altos do que os demais casos, ou seja, com maiores pressões. Acredita-se que isto se deve ao banco de CO₂ formado, deslocando o óleo mais expressivamente nestes anos preliminares. Percebe-se ainda que, pouco antes do ano 2020 este cenário mudou, apresentando uma redução no fator de recuperação, isto se deve a perda de eficiência do método diante das atuais condições do reservatório. Ao final do ano de 2030, para pressão de 1200 psi, deslocamento imiscível, o valor aproximado do fator de recuperação foi de 68%, enquanto que para os valores maiores de pressão foi cerca de 70%.

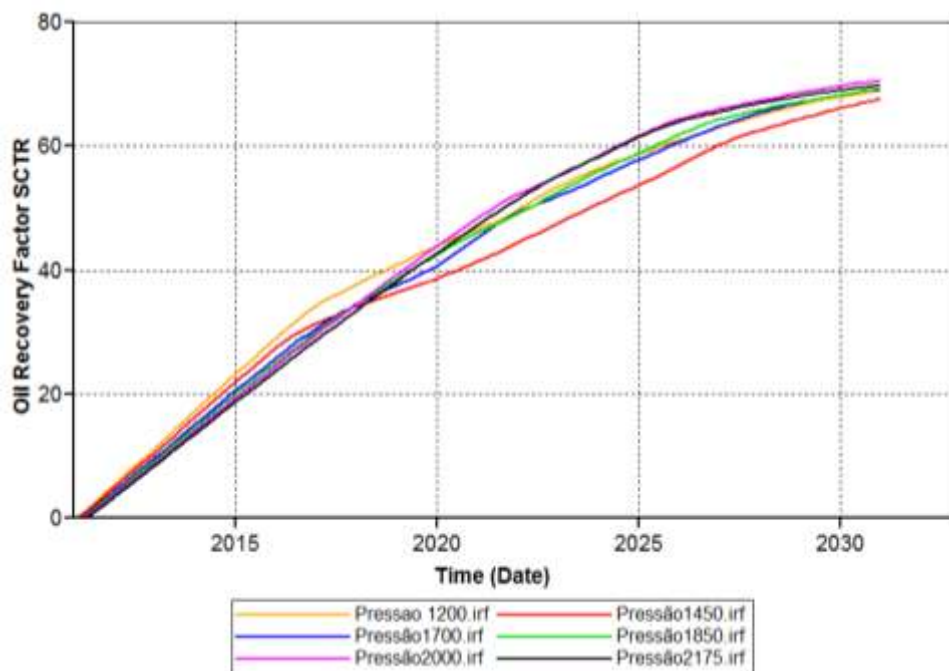


Figura 04 – Fator de recuperação.

Conclusões

A pressão do reservatório é um parâmetro de grande representatividade no desempenho da recuperação. Diante dos resultados observa-se que para o modelo estudado o comportamento do CO₂ na forma miscível, conforme na literatura, apresenta melhor resultado em termos de Fator de Recuperação. Porém, a diferença de cerca de 2% no Fator de Recuperação é inexpressiva comparando os dois tipos de deslocamento, miscível e imiscível. Assim, para este modelo não justifica a utilização de maiores pressões para a obtenção de um maior volume de óleo recuperado, visto que isto implicaria em maiores custos de produção.

Agradecimentos

O presente trabalho foi desenvolvido com recursos provenientes do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, PRH-26.

Referências Bibliográficas

BLUNT, M; Fayers, F.J.; Orr, F. M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery, Energy Conversion and Management, vol.34, p. 1197-1204, 1993.

GEM, CMG, and Computer Modelling Group, Calgary, Alberta Canada , 2008.

HOLTZ M.H., Nance P.K., Finley R.J. 2001. Reduction of Greenhouse Gas Emissions through CO₂ EOR in Texas. Environmental Geosciences, 8(3):187-199.

METCALFE, R.S. Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO₂ and rich gas displacements. SPE Journal, 22(2):219-225, 1982.

RAVAGNANI, A. T. F. da S. G. & Suslick, S. B.. Modelo dinâmico de seqüestro geológico de CO₂ em reservatórios de petróleo. Revista Brasileira de Geociências, 2008.

ROSA, A. J. Carvalho, R. de S. Xavier, J. A. D., Engenharia de Reservatórios de Petróleo / INTERCIÊNCIA, 2007.