

Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo

Computational modeling of carbon dioxide injection
as an enhanced oil recovery method

Oldrich Joel Romero¹

Universidade Federal do Espírito Santo
oldrichjoel@gmail.com

Flavio Rios Pereira²

Universidade Federal do Rio de Janeiro
riospflavio@gmail.com

Resumo: De maneira a suprir parte significativa da demanda energética mundial, na qual o petróleo se apresenta como principal fonte de energia, é importante que sua extração seja eficiente, visto que a descoberta de novas reservas tem se tornado cada vez mais difícil e escassa. Uma alternativa provada ser efetiva na prática para aumentar o volume de óleo produzido é utilizar os denominados métodos especiais de recuperação (*Enhanced Oil Recovery* – EOR) que visam deslocar o óleo remanescente, normalmente após a utilização de um método convencional, tal como a injeção de água. Uma das técnicas EOR é a injeção miscível de dióxido de carbono – CO₂. A técnica é de fundamental importância uma vez que, além de permitir a produção de volumes adicionais de petróleo, auxilia de forma eficiente a dar um destino útil a esse gás, que, quando lançado à atmosfera, contribui com um problema ambiental muito destacado nos últimos anos: o aquecimento global. O estudo da injeção de CO₂ ganhou destaque no Brasil recentemente, devido principalmente às altas concentrações desse gás nos reservatórios carbonáticos do pré-sal. Nesse contexto, insere-se o presente trabalho, o qual tem como objetivo compreender o processo de injeção miscível de CO₂ mediante a modelagem computacional utilizando o software Eclipse®. Os resultados obtidos comprovam a eficiência da técnica na melhora do fator de recuperação quando considerados diversos cenários de produção. Destaca-se, ainda, que existe uma vazão de injeção crítica de CO₂ acima da qual não há melhoras no processo extrativo.

Palavras-chave: simulação de reservatórios, injeção de CO₂, recuperação de petróleo.

Abstract: In order to supply most of the global energy demand, in which oil is still the main source of energy, oil production must be efficient, since the discovery of new reservoirs today is a difficult task. One option that has been proven efficient is the EOR method, which can improve oil recovery. The aim of this paper is to study and analyze the CO₂ flood using the Eclipse simulation software. Projects to study this method are leading the ranking of EOR projects in the USA. They indicate better destination to CO₂, a greenhouse gas that greatly affects global temperature. In Brazil, this technique gained notoriety due to high CO₂ concentration in the oil from the pre-salt layer. The results of the simulation showed an increase in oil production compared to water flood. Hence, the study of this method is fascinating and carrying it out can bring great results for the oil industry and the future of Earth as well.

Keywords: reservoir simulation, CO₂ injection, oil recovery.

¹ Universidade Federal do Espírito Santo. Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil.

² Universidade Federal do Rio de Janeiro. Av. Pedro Calmon, 550, Cidade Universitária, 21941-901, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Introdução

Nas últimas décadas, a descoberta de novos campos de petróleo tem se tornado cada vez mais desafiadora. Nesse sentido, o incremento dos fatores de recuperação em campos maduros é de fundamental importância para suprir a demanda energética mundial, na qual o petróleo corresponde à maior porcentagem e deve continuar a corresponder por várias décadas. Assim, as companhias precisam investir em pesquisa de tal forma a maximizar e/ou acelerar a produção dos reservatórios. Com essa finalidade, a injeção miscível de dióxido de carbono – CO₂ é uma ótima alternativa. Trata-se de um método especial de recuperação de petróleo que vem sendo bastante estudado nos diversos centros de pesquisa e universidades em vários países.

Recentemente, a injeção de CO₂ ganhou destaque no Brasil devido ao fato de que o óleo dos reservatórios do pré-sal apresenta concentração relativamente elevada de CO₂. Entretanto, esse gás também é gerado pela queima dos combustíveis fósseis. A queima, que normalmente é realizada em motores de combustão interna, turbinas, etc., permite o aproveitamento da energia contida nos hidrocarbonetos em quase todas as formas de transporte e em diversas indústrias que impulsionam o desenvolvimento da humanidade. O agravante nesse processo é que o consumo das fontes

fósseis não renováveis está ocorrendo a uma velocidade tão elevada que a natureza não consegue manter o equilíbrio entre geração e absorção de CO₂. O desmatamento contribui também para o aumento do CO₂ uma vez que menos árvores significam menos capacidade de transformar CO₂ nocivo em CO₂ benéfico-novamente agindo contra o equilíbrio natural. Diversos estudos indicam que sua emissão contribui para a intensificação do efeito estufa.

Devido a essas razões, a injeção de CO₂ mais do que uma alternativa para suprir parte da demanda energética por petróleo para o futuro global, cuja proporção tende a aumentar nos próximos anos (Figura 1), representa também uma forma de minimizar a liberação desse gás na atmosfera.

Quanto à demanda mundial por energia, segundo previsões da Exxon Mobil (Exxon Mobil, 2010) mostradas na Figura 1, esta deve aumentar com o tempo devido principalmente ao crescimento populacional e ao avanços tecnológico e industrial. Nesse contexto, o petróleo ainda será a fonte de energia mais utilizada nas próximas décadas, e sua demanda, assim como a do gás natural e do carvão, continuará aumentando. Como pode ser verificado na referida Figura, a parcela da demanda energética mundial correspondente às energias renováveis ainda será pequena, devido à dificuldade de ascensão desse mercado em um ambiente energético altamente competitivo.

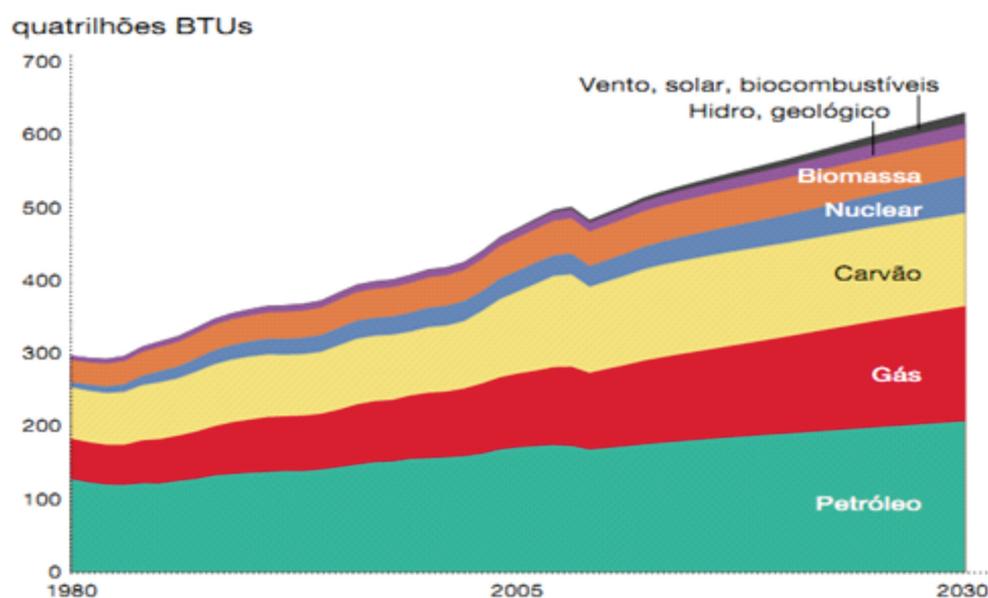


Figura 1. Registro e previsão da demanda mundial de energia (Exxon Mobil, 2010).

Figure 1. Record and forecast of world energy demand (Exxon Mobil, 2010).

Neste trabalho, o objetivo principal é avaliar o impacto da injeção miscível de CO₂ no fator de recuperação de óleo, visando compreender quais são os mecanismos de atuação que favorecem a diminuição da saturação de óleo residual. Para isso, é efetuada a modelagem computacional utilizando o *software* comercial Eclipse®.

Fundamentação teórica

As fontes que dão origem ao CO₂ atmosférico podem ser divididas em dois grupos: (i) as naturais – provenientes da respiração de animais; e (ii) a antropogênica – que é originada pelas atividades humanas. Nessa segunda categoria, menciona-se como principais atividades: fontes de emissão, usinas de geração de energia derivada de combustíveis fósseis, fabricação de cimento, produção de amônia, fundição de aço e metais não-ferrosos, caldeiras industriais, refinarias e poços de gás natural (Ravagnani, 2007).

A captura e o armazenamento do CO₂ é uma alternativa para diminuir seu impacto negativo na camada de ozônio, auxiliando na transição para uma matriz energética com menores taxas de emissão de CO₂. Como apresentado em Lima Santin e Alvim (2007), existem três alternativas para a redução das emissões de carbono antropogênicas:

(a) aumento da eficiência energética de tal forma a produzir menos CO₂ por unidade de emprego de energia;

(b) descarbonização do fornecimento de energia através da ampliação do uso de energias renováveis;

(c) captura do CO₂ para utilização em processos de recuperação de petróleo e armazenamento geológico.

As duas primeiras opções exigem utilização de tecnologias novas e consequente mudança no cenário energético mundial. A terceira alternativa significa reduzir os danos gerados pela emissão através da redução das concentrações de CO₂, mantendo a atual matriz energética mundial. Assim, a captura de CO₂ para utilização como método de recuperação avançada de petróleo, identificada pela sigla EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*, apresenta-se como uma alternativa bastante atraente.

No contexto EOR, antes de injetar o CO₂ no reservatório de petróleo, é necessário capturá-lo da atmosfera ou do seu ponto de geração. Esse processo é conhecido como sequestro de CO₂. Neste artigo, o estudo se concentra no

impacto da injeção de CO₂ na recuperação do petróleo contido no meio poroso.

O objetivo da utilização de um método especial de recuperação de petróleo é a redução da saturação de óleo remanescente, geralmente após a utilização de algum método convencional de recuperação. Dois fatores influenciam esse processo: o número de capilaridade Ca e a razão de mobilidades M .

O número de capilaridade Ca refere-se à importância das forças viscosas em relação às forças capilares dominantes na escala de poros do reservatório e é definido através da Equação (1) (Green e Willhite, 1998) como sendo

$$Ca = \frac{v\mu d}{\sigma}, \quad (1)$$

onde v é a velocidade de Darcy (m/s), μ_d é a viscosidade do fluido deslocante (Pa.s) e σ é a tensão interfacial (N/m).

Na Figura 2, pode ser observado que o aumento do número de capilaridade resulta na diminuição da saturação de óleo residual (Thomas, 2007), implicando que os métodos de recuperação de petróleo devem promover o aumento desse parâmetro adimensional. No entanto, para uma redução de, por exemplo, 50% da saturação de óleo residual, é necessário um incremento de três ordens de grandeza do número de capilaridade. Uma forma prática de aumentar o número de capilaridade é reduzir a tensão interfacial mediante a injeção de surfactantes no contexto dos métodos químicos, ou injetando fluidos aquecidos no contexto dos métodos térmicos.

Já a razão de mobilidades M é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante λ_d e a mobilidade do fluido deslocado (óleo) λ_o , definida pela Equação (2)

$$M = \lambda_d / \lambda_o = \frac{k_d / \mu_d}{k_o / \mu_o} = \frac{k_d \mu_o}{k_o \mu_d} \quad (2)$$

na qual λ é a mobilidade, k é a permeabilidade e μ é a viscosidade. Os fluidos deslocante e deslocado (óleo) são identificados pelo subíndices “d” e “o” respectivamente.

A razão de mobilidades influencia o parâmetro de eficiência macroscópica (volumétrica ou de varrido). Quando a razão de mobilidades apresenta valores próximos de 1, é dita “favorável”, porque isso indica um escoamento mais lento do fluido deslocante, favorecendo uma frente de deslocamento mais uniforme de óleo residual, aumentando, portanto, a eficiência de varrido do reservatório. Quando a razão de mobilidades apresenta um valor

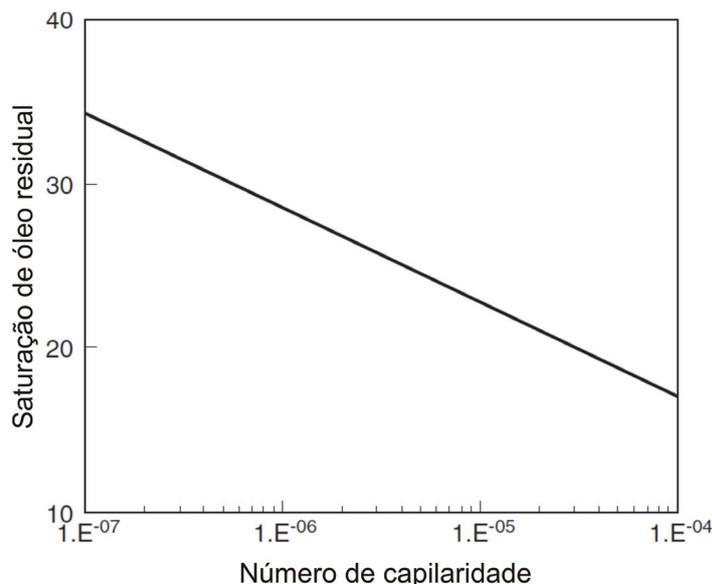


Figura 2. Efeito do aumento do número de capilaridade na redução da saturação de óleo residual (Thomas, 2007).

Figure 2. Effect of the capillary number in the reduction of residual oil saturation (Thomas, 2007).

muito maior do que um ($M \gg 1$) é dita “desfavorável”. Para tornar a razão de mobilidades favorável, segundo a Equação (2), os métodos EOR devem favorecer a diminuição da viscosidade do óleo μ_o presente no reservatório e/ou promover o aumento da viscosidade do fluido deslocante μ_d .

Existem diversos métodos EOR, os quais podem ser classificações como métodos térmicos, métodos químicos, métodos miscíveis e outros métodos. Os métodos térmicos têm como mecanismo a redução da viscosidade do óleo através do aumento da temperatura do óleo no reservatório, facilitando o escoamento no meio poroso. Alguns conhecidos são: injeção de vapor cíclica ou contínua, injeção de água aquecida e combustão *in situ*. Nos métodos químicos, o fluido deslocante é misturado com produtos químicos. São exemplos: injeção de soluções poliméricas (Romero e Chuquer, 2013; Bortoloti e Romero, 2013; Chuquer *et al.*, 2012; Assunção *et al.*, 2011a; e Assunção *et al.*, 2011b), injeção de solução micelar, injeção de Alkali-Surfactante-Polímero – ASP (Romero *et al.*, 2013a) e injeção de espumas (Romero *et al.*, 2013b). Os métodos miscíveis têm como principal mecanismo a redução da tensão interfacial entre o fluido deslocante e o deslocado (óleo) através da miscibilidade. Essa redução facilita o escoamento do óleo no meio poroso em direção ao poço produtor. Os mais conhecidos são: injeção de banco (banco refere-se a

um volume determinado) de GLP – Gás Liquefeito de Petróleo, injeção de gás pobre, injeção de gás enriquecido, injeção de N_2 e injeção de CO_2 . A categoria “outros métodos” engloba as técnicas que não se enquadram em nenhuma das três primeiras categorias, como, por exemplo: SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage* (drenagem gravitacional assistida por vapor), MEOR – *Microbial Enhanced Oil Recovery* (recuperação de petróleo mediante bactérias), injeção de nanopartículas, estimulação sísmica, etc.

A injeção miscível de CO_2 tem como mecanismo principal a redução da tensão interfacial entre o óleo do reservatório e o CO_2 injetado (Rodrigues, 2012). Ou seja, para ocorrer o deslocamento miscível, é preciso que a mistura de óleo e CO_2 atinja a miscibilidade. Portanto, o CO_2 deve ser comprimido em superfície a uma pressão suficiente, de tal forma que, após descontar todas as perdas de cargas que ocorrem nas tubulações em superfície e ao longo da coluna de injeção, atinja o reservatório e se torne um solvente para as frações mais leves do óleo. Essa pressão é conhecida como Pressão Mínima de Miscibilidade – PMM.

A injeção do CO_2 se processa segundo vários esquemas (Rosa *et al.*, 2006), dentre eles: injeção contínua de CO_2 ; banco de CO_2 deslocado por água; banco de CO_2 deslocado por outro gás; injeção alternada de água e CO_2 (WAG – *Water Alternating Gas*); banco de CO_2

deslocado por injeção alternada de água e gás de hidrocarbonetos. Esquemas de injeção em bancos, ou bateladas, são mais difundidos do que a injeção contínua, porque a injeção em bancos é uma forma prática de controlar a elevada mobilidade do CO₂ e também por razões econômicas. De forma geral, processos EOR utilizam normalmente a injeção em bancos. É importante lembrar que o tamanho do banco está diretamente relacionado com a eficiência do processo e que os custos também são influenciados fortemente. Se a pressão no contato CO₂/óleo, que é a borda dianteira do banco de CO₂, está acima da PMM, será gerada uma frente miscível no reservatório que desloca o óleo residual. Essa zona miscível é formada pela transferência de componentes C₂-C₃₀ do óleo para o CO₂ (Rosa *et al.*, 2006).

Como visto, a pressão mínima de miscibilidade – PMM é um parâmetro que define se o processo será miscível ou imiscível. Assim, no contexto da injeção miscível de CO₂, sustentar uma taxa de recuperação de óleo depende de atingir e manter a PMM. Uma grande variação de pressão em que o reservatório se encontra pode alterar o processo físico de injeção miscível para injeção imiscível. A PMM pode aumentar na presença de heterogeneidades em pequena escala e isso tornará a injeção de CO₂ menos efetiva (De Mello, 2011). Outros parâmetros que influenciam a PMM são temperatura, densidade, composição do petróleo e contaminantes do CO₂. A PMM pode ser determinada através de testes laboratoriais e correlações. Uma correlação bastante utilizada é a proposta por Cronquist (1978 *in* Ahmed, 1997):

$$PMM = 15,988 T^{(0,744206 + 0,0011038M_{C5+} + 0,0015279Y_{C1})}, \quad (3)$$

em que T é a temperatura do reservatório em °F, M_{C5+} a massa molecular de pentanos e frações mais pesadas do óleo, e Y_{C1} representa a fração molar de metano e nitrogênio.

A injeção de CO₂ é mais vantajosa em comparação com os outros métodos de injeção de gases pois pode extrair componentes mais pesados do óleo no intervalo C₂-C₃₀. Isso significa que o CO₂ pode ser miscível com óleos cujas quantidades de componentes C₂-C₆ sejam menores. Outro motivo que torna a injeção de CO₂ bastante atrativa é a necessidade de uma pressão menor para atingir a miscibilidade. O impacto ambiental benéfico resultante de sua utilização é uma motivação também muito importante. A injeção de CO₂ é comprovada-

mente mais eficaz do que outros gases, recuperando 70% do óleo original *in situ* do remanescente da recuperação secundária (Assunção *et al.*, 2011a). Algumas desvantagens do método são a precipitação de asfaltenos após a remoção dos hidrocarbonetos mais leves, reações indesejadas do ácido carbônico com as rochas carbonáticas do pré-sal, cujos efeitos precisos estão ainda longe de serem conhecidos.

Segundo apresentado em Lima Santin e Alvim (2007), um reservatório candidato à injeção de CO₂ deve atender a alguns critérios, como: (i) estar em um estágio avançado de injeção de água; (ii) apresentar densidade maior do que 25 °API; (iii) ter viscosidade menor que 12 cP; (iv) situar-se em profundidades entre 726 m (2.381 pés) e 2.990 m (9.809 pés); (v) apresentar pressão do reservatório entre 1.500 psi e 6.000 psi; e (vi) ter porosidade maior que 15 %, dentre outros. Destaca-se que, no caso de aplicação em reservatórios do pré-sal, o processo se inicia com a injeção direta do CO₂ sem a injeção de água e a profundidades acima de 5.000 m.

Nos Estados Unidos da América (EUA), diversos projetos de injeção de CO₂ vêm sendo realizados com resultados bastante satisfatórios. Projetos iniciais foram registrados e implementados no estado do Texas, com intuito de recuperar uma maior parte do óleo residual remanescente de campos maduros. Segundo Rodrigues (2012), o número de projetos de injeção de CO₂ nos EUA tem crescido de maneira bastante acentuada. Vale ressaltar que os EUA dispõem de fontes baratas de CO₂ e ótima infraestrutura para seu transporte. Entretanto, há pouca informação de utilização de projetos dessa natureza na escala em que ocorrem nos EUA e em outros países.

No Brasil, a Petrobras iniciou em 2009 a injeção de CO₂ no campo terrestre de Miranga, no estado da Bahia. O objetivo é a captura de 370 toneladas/dia de CO₂, evitando seu lançamento na atmosfera. Segundo a companhia, tal experiência deve servir como laboratório de testes para novas tecnologias a serem aplicadas na exploração do pré-sal, visto que alguns dos reservatórios ali encontrados têm revelado a presença de CO₂ natural associado ao petróleo.

Deve ser destacado que os combustíveis fósseis no seu estado natural não são, ou são minimamente poluentes. Seu efeito nocivo é decorrente do fato de que a energia contida nos hidrocarbonetos somente pode ser viabilizada e utilizada após sua queima, que, por sua vez,

gera, dentre outros, o controverso CO_2 . Esse gás, quando produzido em excesso, é prejudicial à vida humana e animal no planeta. Como pode ser vislumbrado, o estudo do CO_2 é fascinante e a abrangência de seu impacto nos obriga a pensar mais coletivamente, motiva-nos a ultrapassar barreiras como as fronteiras dos países. A forma de agir, seja ela consciente ou inconsciente, de cada um dos bilhões de seres humanos determinará a continuidade da vida no planeta.

Metodologia de solução

Especificação do problema

Visando compreender o efeito da injeção de CO_2 em um reservatório de petróleo é estudada, de forma simplificada, mediante a abordagem numérica, uma situação prática. O modelo de reservatório considerado é heterogêneo, tem forma de paralelepípedo, é completamente horizontal e encontra-se a uma profundidade de 2.460 m. Esse reservatório, com largura de 305 m, dimensão perpendicular ao papel e não mostrada na Figura, contém um poço injetor de CO_2 e um poço produtor de óleo e CO_2 , ambos verticais, distantes 1.220 m, e completados ao longo de toda a espessura de 61 m, como mostrado na Figura 3.

Somente o CO_2 é injetado do início ao fim do projeto. Essa técnica normalmente é aplicada em reservatórios horizontais e inclinados (Bautista, 2010). A depender da razão de mobilidades, o processo é afetado pela heterogeneidade e pela espessura do reservatório, gerando problemas tais como a formação de *fingers*, tornando a frente de avanço instável e acelerando o *breakthrough* (tempo de chegada do fluido deslocante ao poço produtor). Outro problema é a segregação gravitacional do gás (menos denso) em reservatórios espessos, nos quais o CO_2 se desloca preferencialmente através das camadas superiores do reservatório deixando zonas de óleo sem contatar na sua base, tornando o deslocamento menos eficaz, segundo esquematizado na Figura 3. Em algumas situações com reservatórios inclinados, a segregação gravitacional irá ajudar no deslocamento do óleo, devido à formação de uma capa de gás que auxilia na manutenção da pressão durante a produção.

Os dados do sistema rocha-fluido foram obtidos junto à Schlumberger, proprietária do *software* utilizado, e são apresentados nas Tabelas 1, 2 e 3. O CO_2 que é injetado em superfície, apresenta densidade (ρ_{CO_2}) igual a 0,1163 lb/ft³, enquanto que os dados Pressão-Volume-Temperatura – PVT do óleo a 200°F são apresentados na Tabela 3, onde P é a pressão,

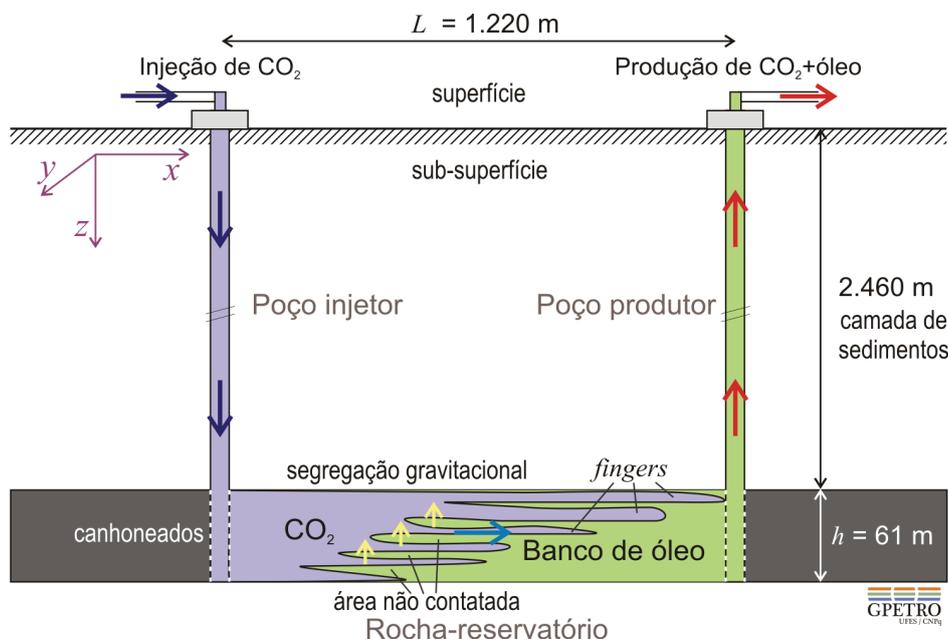


Figura 3. Representação esquemática do reservatório no qual ocorre o processo de recuperação de petróleo.

Figure 3. Schematic representation of the reservoir where the recovery process occurs.

Tabela 1. Dados do reservatório para o modelo proposto.

Table 1. Reservoir-rock information.

Parâmetros	Valores
Porosidade, %	18
Permeabilidade, mD	detalhados na Tabela 2
Compressibilidade da formação, psi ⁻¹	4 x 10 ⁻⁶
Pressão inicial, psia	3.536
Temperatura, °F	200
Profundidade, pés	8.073
Espessura, pés	200
Distância entre os poços, pés	4.000
Volume total de óleo, MMrb	14,2
Saturação de óleo, %	85
Saturação de água, %	15
Pressão de saturação, psia	1.011

Tabela 2. Dados de permeabilidade nas direções *x*, *y* e *z*.

Table 2. Permeability data in *x*, *y* and *z* directions.

Camadas	Permeabilidade, mD
1	50
2	0,5
3	20
4	80
5	150

B_g e μ_g referem-se ao fator volume-formação do gás e a sua viscosidade respectivamente. A composição do óleo presente no reservatório é: 1 % de CO₂, 1 % de N₂, 18 % de C₁, 10 % de C₃, 30 % de C₁₀ e 40 % de C₁₅.

Como durante a injeção miscível de CO₂ ocorre transferência de massa entre as fases, a modelagem composicional é a mais adequada para descrição do equilíbrio do sistema de hidrocarbonetos. Na modelagem composicional, cada uma das espécies químicas representadas no modelo pode existir em qualquer uma das três fases (Cotia, 2012).

O modelo composicional não considera apenas a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diferentes fases presentes. Portanto, a fase óleo não é mais admitida como um único compo-

Tabela 3. Dados PVT do CO₂ injetado.

Table 3. PVT data of the CO₂ injected.

P, psia	B _g , Rb/Mscf	μ _g , cP
14,7	225,3155	0,0185
20	165,4242	0,0185
60	54,7152	0,0185
80	40,8745	0,0186
100	32,5733	0,0186
200	15,9628	0,0187
400	7,6584	0,0190
1.000	2,6748	0,0206
1.500	1,5795	0,0232
2.000	1,0630	0,0278
2.500	0,7982	0,0340
3.000	0,6580	0,0406
4.000	0,5250	0,0518
5.000	0,4620	0,0606
6.000	0,4243	0,0682
7.000	0,3987	0,0752

nente, mas sim como um conjunto de vários componentes tais como C₁, C₂, C₃, etc. Devido ao grande número de componentes presentes na fase óleo, ou gás, uma prática muito utilizada é o agrupamento de diversos desses componentes, formando um grupo chamado de pseudocomponente. Por exemplo, um óleo de um reservatório poderia ser representado por três pseudocomponentes: C₁, C₂-C₆, C₇₊. Dessa forma, o pseudocomponente C₂-C₆ engloba os hidrocarbonetos C₂, C₃, C₄, C₅ e C₆, enquanto os hidrocarbonetos com pesos moleculares maiores do que C₆ estão considerado no pseudocomponente C₇₊, o que permite a diminuição do tempo computacional (Rosa *et al.*, 2006).

Formulação matemática

O estudo do fluxo de fluidos em meios porosos é baseado na equação da difusividade hidráulica. É obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade, a lei de Darcy, e a equação de estado.

Em coordenadas cartesianas, tridimensionais, e em regime transiente, a forma dessa equação é

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\partial \rho}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (4)$$

Na formulação composicional, a equação da continuidade leva em conta a conservação de massa de cada componente i , devido à troca de massa entre as fases, sendo representada na Equação (5).

$$-V.[C_{ig}\rho_g v_g + C_{io}\rho_o v_o + C_{iw}\rho_w v_w] + q_i = \frac{\partial}{\partial t} [\emptyset (C_{ig}\rho_g S_g + C_{io}\rho_o S_o + C_{iw}\rho_w S_w)], \quad (5)$$

onde C_{ig} , C_{io} e C_{iw} representam a fração mássica do i -ésimo componente nas fases gás, óleo e água respectivamente; ρ_g , ρ_o e ρ_w representam as massas específicas das fases gás, óleo e água respectivamente; v_g , v_o e v_w são as velocidades superficiais das fases gás, óleo e água respectivamente; S_g , S_o e S_w são as saturações das fases gás, óleo e água respectivamente; q_i é a vazão mássica da injeção do componente i por unidade de volume do reservatório; e \emptyset é a porosidade da rocha-reservatório.

Abordagem numérica

Simuladores de reservatórios de petróleo são programas de computador que permitem resolver as equações do escoamento de fluidos em meios porosos, obedecendo a determinadas condições iniciais e de contorno. Simuladores são ferramentas fundamentais para auxiliar na caracterização de reservatórios, identificar barreiras e propriedades petrofísicas próximas aos

poços. Desse modo, após um ajuste de histórico para calibrar o modelo, a aplicação desse método torna-se uma ferramenta importante na previsão de produção de modo rápido e com baixo custo, permitindo a simulação de diversos cenários que não poderia ser obtida de outra forma. Destaca-se que a aplicação da ferramenta depende de profissionais treinados e altamente qualificados, o que é essencial para a correta resposta dessa ferramenta.

Nesse contexto, a solução das equações que governam o problema, no domínio representado pela Figura 3, é obtida mediante o uso do *software* comercial Eclipse®, que é baseado no método de diferenças finitas. O reservatório é discretizado com um nível de refinamento tal que a malha permita obter uma solução próxima da real e com um tempo computacional adequado e coerente. Neste estudo, foi selecionada uma discretização de $100 \times 1 \times 5$ elementos nas direções x , y e z respectivamente, resultando num total de 500 células, tal como apresentado na Figura 4. A dimensão de um bloco representativo é, portanto, 12,3 m x 305m x 12,3 m (40 pés x 1.000 pés x 40 pés).

Foram estudados oito cenários da injeção de CO_2 , detalhados na Tabela 4. Os dois primeiros casos com injeção de água, variando a taxa de injeção diária. Os seis restantes são cenários com injeção de CO_2 também variando a taxa de injeção diária. A injeção começa em 1º de setembro de 2004, e o tempo de injeção correspondente varia entre 15 e 30 anos. Embora a data de início da injeção corresponda a um tempo passado, este trabalho tem por finalidade apresentar a técnica de simulação e o desempenho do CO_2 para diversas condições.

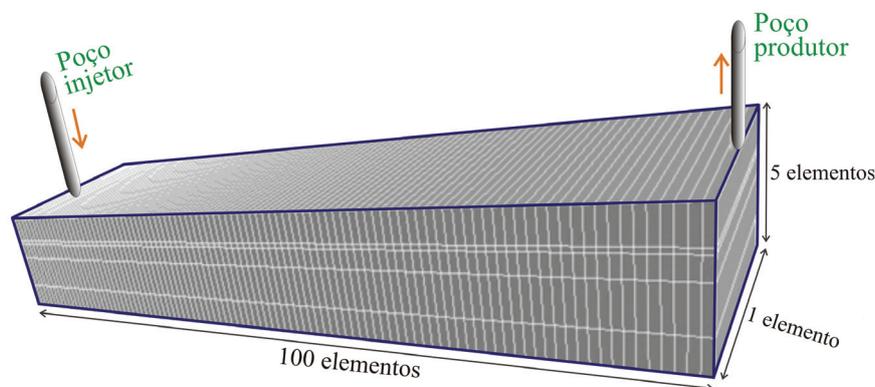


Figura 4. Discretização espacial do reservatório.

Figure 4. Spatial discretization of the reservoir.

Tabela 4. Cenários considerados.
Table 4. Cases studied.

Cenário	Fluido injetado	Taxa de injeção, MM ft ³ /dia	Tempo de injeção anos
i	água	5	30
ii	água	10	15
iii	CO ₂	5	30
iv	CO ₂	10	15
v	CO ₂	20	15
vi	CO ₂	30	15
vii	CO ₂	50	15
viii	CO ₂	100	15

Os resultados obtidos na simulação foram pós-processados com o auxílio do *software Petrel*[®], também da Schlumberger.

Resultados e discussões

Caso 1: efeito da taxa de injeção de água

Para analisar o efeito da taxa de injeção diária de água na produção acumulada de óleo, este parâmetro foi aumentado de 5 MM ft³/dia (cenário *i*) para 10 MM ft³/dia (cenário *ii*). Houve um aumento insignificante na produção acumulada de óleo assim como na taxa de produção diária de óleo. Os resultados são visualizados na Figura 5. Nessa Figura, os dados de produção acumulada de óleo são apresentados no eixo vertical esquerdo, enquanto que a taxa de produção diária de óleo, no eixo vertical direito. O eixo horizontal apresenta o avanço do tempo durante a injeção. Com essa comparação, pode-se concluir que a quantidade diária de água injetada, quando ultrapassa um determinado valor, tem pouca influência na produção acumulada de óleo.

A análise da Figura 5 permite também concluir que o *breakthrough* é alcançado em 2009. O *breakthrough* é o instante em que o banco de água injetada, após percorrer os 1.220 m que separam os poços injetor e produtor, atinge o poço produtor e começa a ser produzida junto com o óleo. Na data indicada, ocorre uma acentuada queda na taxa de produção diária de óleo para os dois cenários considerados. Portanto, a partir desse instante, a produção

acumulada de óleo tende a se estabilizar, porque cada vez menores volumes do hidrocarboneto são produzidos devido ao incremento gradativo na produção de água. É importante ressaltar que os custos com a separação e o tratamento da água produzida são cada vez mais relevantes e, eventualmente, tornam o processo antieconômico.

Caso 2: comparação entre injeção de água e CO₂

A Figura 6 expõe o impacto da injeção de água e CO₂ ao longo de 30 anos na produção diária e na produção acumulada de óleo. Durante os primeiros 10 anos aproximadamente de injeção, a água apresenta melhor desempenho, e a vazão diária de óleo e, com isso, sua produção acumulada, é mais significativa. Isso pode ser explicado pela elevada compressibilidade do gás. Em termos práticos, como o custo de captura, transporte e injeção do CO₂ é elevado, o processo como um todo é antieconômico para tempos de injeção não muito longos.

Embora a produção acumulada resultante da injeção de água seja, no início, elevada, após o *breakthrough*, apresenta uma diminuição acentuada, tendendo a se estabilizar rapidamente em um patamar pouco menor do que 1.500.000 m³std/d. No caso da injeção de CO₂, a produção acumulada de óleo cresce mais lentamente, porém, por um período de tempo maior. A diminuição desse crescimento é menos brusca do que com a água, com isso, a quantidade de óleo em superfície con-

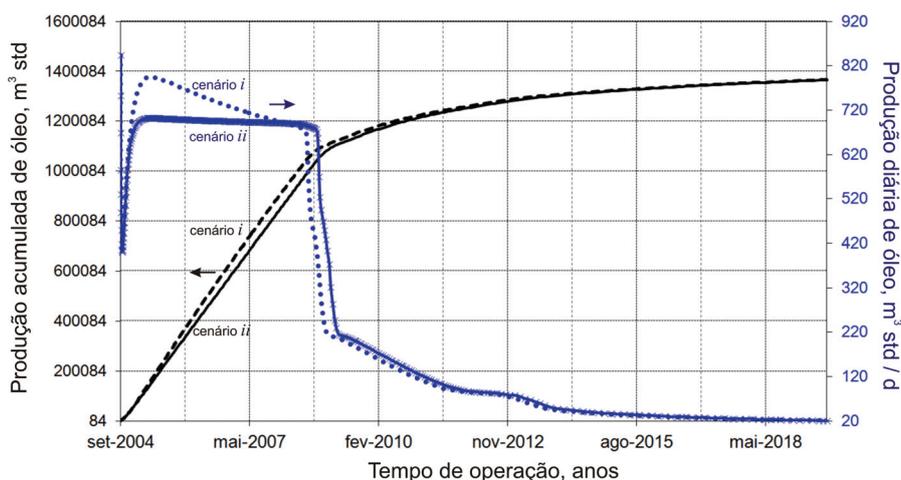


Figura 5. Efeito da taxa de injeção diária de água na produção acumulada de óleo.
Figure 5. Effect of water injection rate in the cumulative oil production.

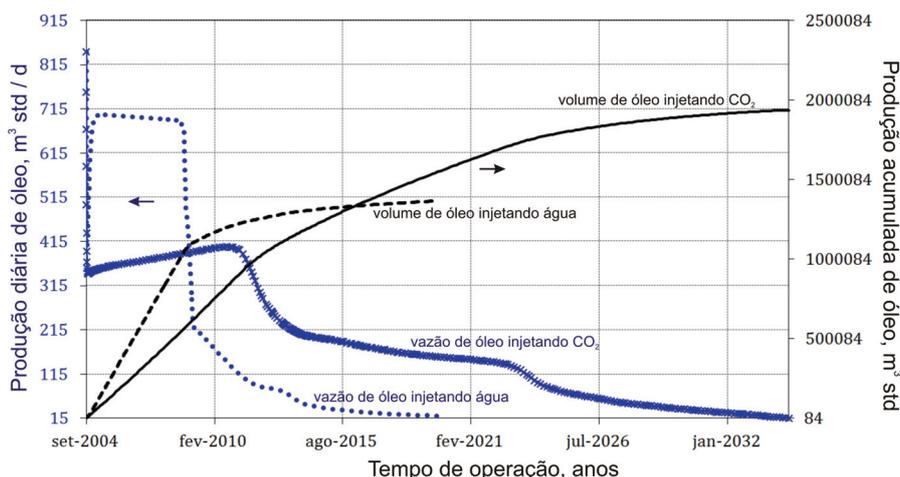


Figura 6. Comparativo entre injeção de água e de CO₂.
Figure 6. Comparison between water and CO₂ injection.

tinua a aumentar, embora de forma lenta, ultrapassando, 11 anos depois do início da injeção, o volume de óleo produzido com a água. Essa tendência de queda menos acentuada persiste até o final do período de injeção, resultando no fato de que o CO₂ apresenta um fator de recuperação de aproximadamente 40% superior em comparação com a injeção de água no mesmo período. Na literatura, são reportados ganhos de 24% no fator de recuperação (Rodrigues, 2012).

Com esse resultado, pode-se concluir que a injeção de CO₂ apresenta melhor desempenho para tempos longos de injeção.

Analisando-se a produção diária de óleo, observa-se que, no período inicial com a

água, a vazão de óleo é aproximadamente duas vezes maior do que com CO₂. No entanto, ao atingir o *breakthrough*, essa taxa diminui acentuadamente (de 700 m³std/d para 200 m³std/d) e continua diminuindo a valores tão baixos quanto 20 m³std/d 9 anos após o início da injeção. Com o CO₂, a taxa de produção diária de óleo é menos afetada, aumentando até 2011, em que o *breakthrough* do gás é identificado. Entretanto, a diminuição da taxa instantânea de óleo é muito menos intensa, saindo de 400 m³std/d para 200 m³std/d, mantendo-se em valores aceitáveis por tempos maiores. A diminuição é gradual e atinge valores baixos apenas em 2021. Isso explica seu melhor desempenho.

Caso 3: efeito da taxa de injeção de CO₂

Alterando-se a taxa de injeção diária de CO₂ (5, 10, 50 e 100 MMft³/d, respectivamente), algumas observações sobre a produção instantânea e a acumulada de óleo podem ser apontadas. Na Figura 7, observa-se que, com baixas vazões de injeção (5 e 10 MMft³/d), cenários *iii* e *iv*, a produção instantânea de óleo é pouco alterada, mantendo-se quase constante em aproximadamente 300 m³std/d ao longo dos 15 anos em que o processo ocorre. Para maiores taxas de injeção (50 e 100 MMft³/d), cenários *vii* e *viii*, a resposta é bastante diferente. Um

pico de 3.500 m³std/d de produção instantânea de óleo é registrado, valor quase 12 vezes superior ao valor com baixas taxas de injeção para diminuir bruscamente até valores próximos de zero em curto espaço de tempo. De uma forma geral, elevadas taxas de injeção de CO₂ resultam em antecipação de receitas, no entanto, o custo de captura, transporte e processamento de grandes volumes de CO₂ deve ser adequadamente considerado de tal forma a garantir a viabilidade econômica do projeto.

Analisando-se os resultados de produção acumulada de óleo ao longo de 15 anos apresentados na Figura 8 para as quatro taxas de in-

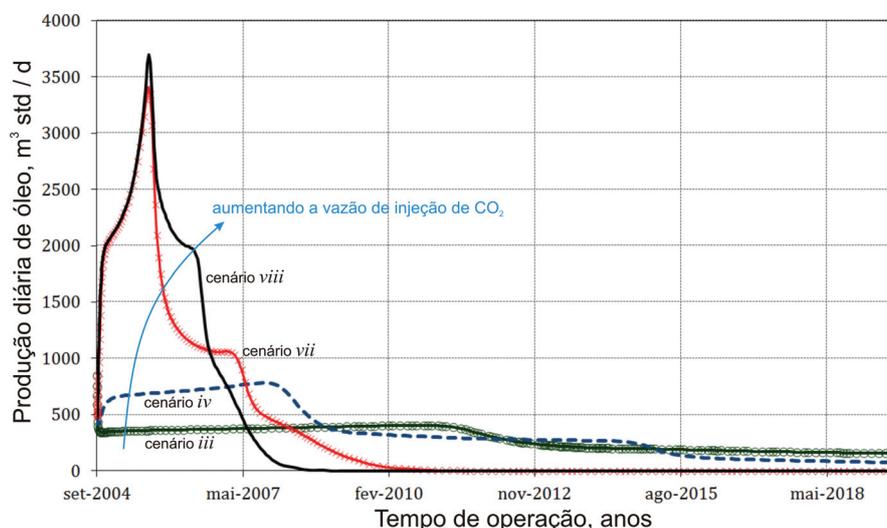


Figura 7. Efeito da taxa de injeção de CO₂ na produção diária de óleo.
Figure 7. Effect of the CO₂ injection rate in the instantaneous oil production.

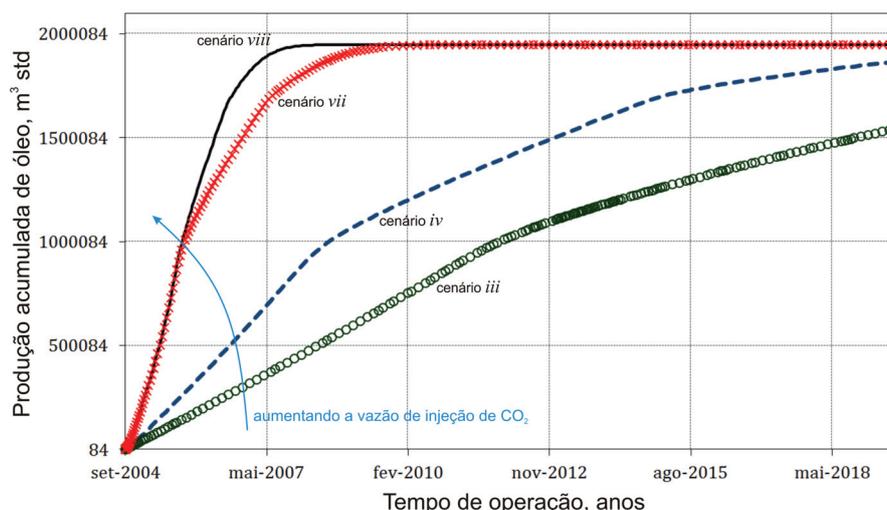


Figura 8. Efeito da taxa de injeção de CO₂ na produção acumulada de óleo.
Figure 8. Effect of the CO₂ injection rate in the cumulative oil production.

jeção de CO_2 (5, 10, 50 e 100 MMft^3/d) já mencionadas, nota-se que, de um modo geral, em todos os casos, há um aumento da produção acumulada e, após um certo tempo, ocorre a estabilização em um patamar. Aparentemente, esse patamar, nos quatro cenários, é de 1.900.000 m^3std . Entretanto, para as baixas vazões de injeção representados pelo cenários *iii* e *iv*, o tempo de 15 anos ainda não foi suficiente para atingir a estabilização. Portanto, nesses dois casos, um tempo maior de injeção é necessário para fazer qualquer afirmação mais conclusiva.

Como no caso da produção instantânea, vazões de injeção de CO_2 elevada (50 e 100 MMft^3/d) resultam em antecipação de receitas uma vez que o patamar de produção é alcançado em 6 e 3 anos respectivamente. Como destacado, para baixas vazões de injeção (5 e 10 MMft^3/d), o valor máximo de produção de óleo ainda não é alcançado nos 15 anos considerados.

Novamente, para definir a taxa de injeção adequada a ser utilizada no projeto, é preciso realizar um estudo de viabilidade econômica, utilizando parâmetros CAPEX – custos de capital e OPEX – custos operacionais, de tal forma a dar subsídios na escolha do projeto de extração que atenda as exigências de eficiência e rentabilidade.

Caso 4: vazão crítica de injeção de CO_2 , q^*

A Figura 9 apresenta o efeito do aumento da vazão de injeção diária de CO_2 na produ-

ção acumulada de óleo para intervalos de produção de 5, 10 e 15 anos. Essa Figura compila os resultados apresentados. Nos três casos, há um crescimento inicial do volume de óleo produzido com o aumento da vazão de injeção de CO_2 e uma estabilização em 12,2 MMstb de volume de óleo em superfície, sendo que o patamar é antecipado com tempos maiores de injeção. Para o tempo de injeção de 5 anos, a produção acumulada de óleo atingiu seu valor máximo com taxa de injeção de 50 $\text{MM ft}^3/\text{d}$. Já para o tempo de 10 anos, o valor máximo foi atingido com 30 $\text{MM ft}^3/\text{d}$. Por último, com intervalo de 15 anos, o patamar é alcançado com taxa de injeção de 20 $\text{MM ft}^3/\text{d}$. Esses resultados indicam que existe uma taxa de injeção crítica q^* , ou máxima, que está relacionada com a produção acumulada máxima de óleo para as características do reservatório estudado. A determinação dessa vazão de injeção crítica é importante pelas implicações técnicas e principalmente econômicas envolvidas. Isto é, taxas de injeção de CO_2 acima da crítica não têm mais impacto no aumento da produção acumulada de óleo e a única consequência é perda de dinheiro com sequestro, transporte e injeção do gás.

É natural, portanto, procurar representar os resultados apresentados na Figura 9 mediante parâmetros adimensionais de tal forma que as três curvas colapsem em uma curva padrão representativa, tal como a esquematizada na Figura 10. A partir da adimensionalização da vazão de injeção de CO_2 e da produção acu-

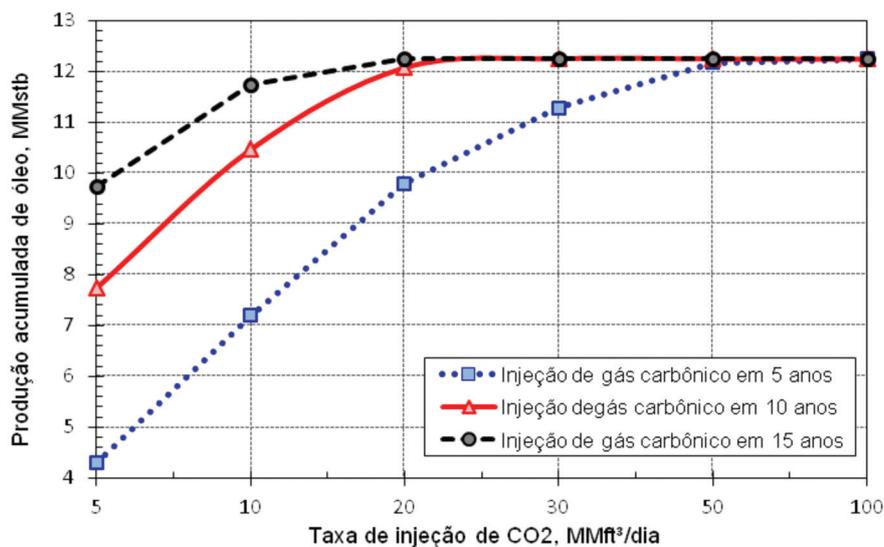


Figura 9. Efeito da taxa de injeção e tempo de injeção de CO_2 na produção acumulada de óleo.
Figure 9. Effect of the CO_2 injection rate and time in the cumulative oil production.

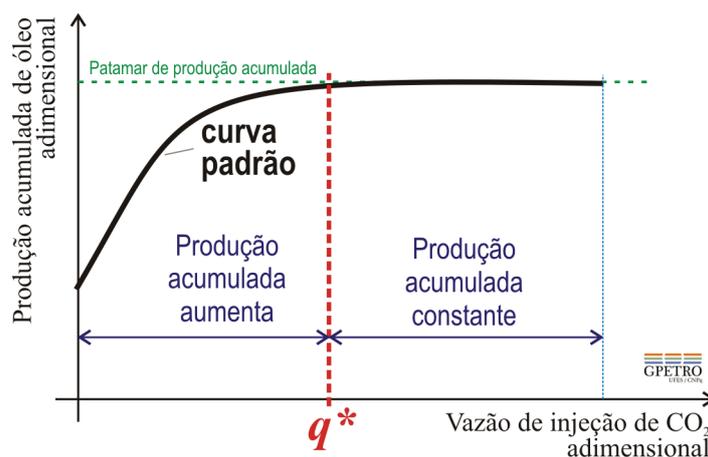


Figura 10. Vazão de injeção crítica de CO_2 e a curva padrão de produção acumulada de óleo.
Figure 10. Critical rate of CO_2 injection and the standard curve of cumulative oil production.

mulada de óleo, seria possível determinar a taxa de injeção crítica de CO_2 , q^* .

Considerações finais

A injeção miscível de CO_2 é uma das técnicas de recuperação avançada de petróleo que está sendo estudada e aplicada de modo alternativo e promissor contra os potenciais danos ao planeta, devido aos impactos positivos no aumento do fator de recuperação assim como pela diminuição dos efeitos ambientais nocivos que esse gás pode causar se liberado para o meio ambiente. Esse cenário é ainda mais crítico se consideramos que, no Brasil, as descobertas de reservatórios carbonáticos do pré-sal mostram existência de volumes elevados desse gás. Portanto, encontrar um destino adequado para o gás é de vital importância.

Neste estudo, foi considerado um modelo de reservatório simplificado, com um poço injetor e um poço produtor, no qual CO_2 é injetado para deslocar óleo contido na formação. A influência de diversos parâmetros, tais como tipo de fluido deslocante, vazão de injeção e tempo de injeção foram avaliados, onde as seguintes conclusões são destacadas:

(a) Em um processo de injeção convencional utilizando água como fluido deslocante, após o *breakthrough*, a produção de óleo começa a diminuir acentuadamente. O aumento da vazão de injeção não produz melhorias visíveis no volume de óleo produzido;

(b) A injeção de CO_2 , quando comparada com a de água, é mais eficiente para tempos longos de injeção, resultando em aumento acentuado

do fator de recuperação. Já para tempos menores, a água apresenta melhor desempenho;

(c) A alteração da vazão de injeção de CO_2 tem impacto na produção instantânea e acumulada de óleo. O aumento da vazão de injeção resulta na antecipação de receitas. Isso é, mais óleo é produzido em menos tempo. No entanto, a capacidade dos equipamentos apresenta limitações técnicas, as quais devem ser consideradas no projeto;

(d) Existe uma vazão crítica de injeção de CO_2 , acima da qual não há melhoras na produção de óleo; e

(e) Postula-se ainda a possibilidade de uma adimensionalização que permita colapsar as curvas de produção acumulada em uma curva padrão, e, com isso, determinar a vazão crítica de injeção de CO_2 .

As possibilidades de estudo nesta linha são amplas, e trabalhos que podem ser desenvolvidos de tal forma a complementar a presente análise são relacionados a:

- alterações das propriedades do reservatório petrolífero para características de produção mais próximos da realidade;
- análises do impactos de injeção desse gás em outros tipos de óleos;
- estudo do impacto da injeção alternada de água e CO_2 (WAG – *Water Alternating Gas*); e
- elaboração de uma modelagem econômica, avaliando custos envolvidos em todo o processo de tal forma a ter melhores subsídios na escolha de uma alternativa.

Finalmente, em cenários apontados por relatórios recentes de aumento contínuo da demanda dos combustíveis fósseis, espera-se que a emissão de CO_2 acompanhe essa tendência.

O resultado disso é que apenas uma forma de agir mais consciente como a abordada neste estudo assim como decisões bem planejadas quanto à destinação final para o CO₂ podem ajudar a preservar o futuro do nosso planeta, uma vez que a emissão desse gás em grande quantidade para a atmosfera configura consequências desastrosas para toda forma de vida.

Agradecimentos

Professor Oldrich Joel Romero agradece ao CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e à FAPES – Fundação de Amparo à Pesquisa do Espírito Santo pelo suporte financeiro parcial concedido. Os autores agradecem também à Schlumberger pela concessão das licenças temporárias dos softwares Eclipse® e Petrel®.

Referências bibliográficas

- AHMED, T. 1997. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, 5, Rio de Janeiro, 1997. *Anais...* Disponível em: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39034-MS>. Acesso em: 01/07/2014. <http://dx.doi.org/10.2118/39034-MS>.
- ASSUNÇÃO, P.M.; RODRIGUES, L.M.N.; ROMERO, O.J. 2011a. Efeito da injeção de polímeros na recuperação de óleos pesados. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 6, Florianópolis, 2011. *Anais...* Florianópolis, SC. p. 1-9. Disponível em <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/6/publicacoes/repositorio/trabalhos/31130520052011489.pdf>. Acesso em: 01/07/2014.
- ASSUNÇÃO, P.M.; RODRIGUES, L.M.N.; ROMERO, O.J. 2011b. (SPE-148875-MS) Effect of polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, 11, Kuwait city, 2011. *Anais...* HOCE, Society of Petroleum Engineers, p. 1-9. Disponível em <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-148875-MS>. Acesso em: 01/07/2014. <http://dx.doi.org/10.2118/148875-MS>
- BAUTISTA, E.V. 2010. *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Natal, RN. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 135 p.
- BORTOLOTTI, G.B.; ROMERO, O. J. 2013. Avaliação da injeção de soluções poliméricas utilizando o software Eclipse. In: Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Aracaju, 2013. *Anais...* Aracaju, SE, p. 1-8. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/7/publicacoes/repositorio/trabalhos/114108100720134076.pdf>. Acesso em: 01/07/2014.
- CHUQUER, E.; BERGAMIN, E.S.; ROMERO, O.J. 2012. Modelagem computacional da injeção de soluções poliméricas utilizando UTCHEM. In: CONEM 2012, São Luís do Maranhão, 2012. *Anais...* Maranhão, MA, p. 1-9. Disponível em: <http://www.abcm.org.br/pt/wp-content/anais/conem/2012/PDF/CONEM2012-1648.PDF>. Acesso em: 01/07/2014.
- COTIA, D.M.R. 2012. *Análise da Recuperação Avançada de Óleo através da Injeção de CO₂ alternado com Água sob Incerteza Geológica*. Rio de Janeiro, RJ. Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 158 p.
- DE MELLO, S.F. 2011. *Estudo Sobre Simulação Composicional de Reservatórios de Petróleo com Injeção de CO₂*. Campinas, SP. Dissertação de Mestrado. UNICAMP, 225 p.
- EXXON MOBIL, 2010. Panorama Energético – Perspectivas para 2030. Irving, Texas. 16 p. Disponível em: http://www.exxonmobil.com.br/Brazil-Portuguese/PA/Files/Panorama_Energetico2030.pdf. Acesso em: 01/09/2013.
- GREEN, D.W.; WILLHITE, G.P. 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Texas, SPE Textbook Series, 545 p.
- LIMA SANTIN, M.F.C.; ALVIM, A.M. 2007. Os Impactos do Crescimento Econômico sobre o Aquecimento Terrestre: A Contribuição dos Países em Desenvolvimento. p. 1-6. Disponível em: http://www.ecoeco.org.br/conteudo/publicacoes/encontros/vii_en/mesa2/trabalhos/impactos_do_crescimento_economico.pdf. Acesso em: 01/09/2013.
- RAVAGNANI, A.T.F. da S.G. 2007. *Modelagem Técnico-Econômica de Sequestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros*. Campinas, SP. Tese de Doutorado. UNICAMP, 181 p.
- RODRIGUES, L.M.N. 2012. *Análise Técnico-Econômica da Injeção Miscível de CO₂ utilizando Simulação de Reservatórios*. São Mateus, ES. Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo, 92 p.
- ROMERO, O.J.; CALIMAN, I.; SAAD, H.C.; RIBEIRO, I.M.C. 2013a. Impacto da tecnologia ASP na produção de petróleo. In: Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Aracaju, SE, 2013. *Anais...* Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/7/?url=../publicacoes/source/lista_por_area.php&id_area=40. Acesso em: 01/09/2013.
- ROMERO, O.J.; CHUQUER, E. 2013. Aplicação de soluções poliméricas no deslocamento de óleos pesados. *Petro & Química*, **349**:62-66.
- ROMERO, O.J.; ZUCATELLI, P.J.; FEJOLI, R.F.; SALZMANN, S.V. 2013b. Injeção de espumas em reservatórios de petróleo. In: Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Aracaju, SE, 2013. *Anais...* Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/7/?url=../publicacoes/source/lista_por_area.php&id_area=40. Acesso em: 01/09/2013.
- ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência, 808 p.
- THOMAS, S. 2007. Enhanced Oil Recovery – An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, **63**(1):9-19. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2007060>

Submetido: 06/12/2013

Aceito: 02/06/2014