

# SIMULAÇÃO DA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> COM ANÁLISE DA EFICIÊNCIA: APLICAÇÃO NO CAMPO DE LULA

Vanessa Limeira Azevedo Gomes<sup>1</sup>

Pedro Paulo Omena Pontes de Miranda<sup>2</sup>

Rafaela Vercosa Vasconcelos<sup>3</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

Tempos atrás, descobriu-se hidrocarbonetos abaixo da camada de sal na Bacia de Santos, onde foram encontrados óleo leve e uma boa concentração de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Os reservatórios brasileiros da camada pré-sal possuem, características como “óleo leve” e alto grau API. Por isso, a injeção de CO<sub>2</sub>, que é um método de recuperação avançada, cujo mecanismo principal é a redução da tensão interfacial entre o fluido deslocado (óleo) e o deslocante (CO<sub>2</sub>) através da miscibilidade, vem sendo utilizada nos campos do pré-sal. Assim, neste trabalho foi realizado um estudo com o objetivo de verificar a eficiência do escoamento de petróleo durante a injeção de CO<sub>2</sub>, utilizando-se, para tal, características semelhantes às observadas no campo de Lula. Para a realização das simulações, utilizou-se a ferramenta *ANSYS CFX®*, que consiste num *software* de CFD (*Computational Fluid Dynamics*). O estudo se deu através da simulação em três casos com vazões de injeção de CO<sub>2</sub> distintas e a sua influência sobre o fator de recuperação do óleo. Os casos 1, 2 e 3 retornaram, respectivamente, produções acumuladas de 3.682, 3.361 e 1.939 m<sup>3</sup> de petróleo. Já a curva do fator de recuperação cresceu em todos os casos com o decorrer do processo de injeção, alcançando valores de aproximadamente 23,6% para a maior injeção, 21,5% para a injeção média e 12,4% para o menor valor de injeção de CO<sub>2</sub>.

## PALAVRAS-CHAVE

Reservatório. Campo de Lula. Injeção de CO<sub>2</sub>. Simulação Numérica.

## ABSTRACT

In the past, hydrocarbons have been discovered below the salt layer in the Santos Basin, where light oil and a good concentration of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) have been found. The Brazilian reservoirs of pre-salt layer have characteristics such as "light oil" and a high API grade. Therefore, CO<sub>2</sub> injection, which is an advanced recovery method, whose main mechanism is the reduction of the interfacial tension between the displaced fluid (oil) and the displacing fluid (CO<sub>2</sub>) through the miscibility, has been used in the fields of pre-salt. Thus, in this work a study was carried out with the objective of verifying the efficiency of the oil flow during the CO<sub>2</sub> injection, using, for such, characteristics similar to those observed in the Lula field. To perform the simulations, the ANSYS CFX® tool, which consists of CFD (Computational Fluid Dynamics) software, was used. The study was based on simulation in three cases with different CO<sub>2</sub> injection rates and their influence on the oil recovery factor. Cases 1, 2 and 3 returned, respectively, accumulated production of 3,682, 3,361 and 1,939 cubic meters of CO<sub>2</sub>. The recovery factor increased in all cases with the injection process, reaching values of approximately 23.6% for the highest injection, 21.5% for the medium injection and 12.4% for the lower CO<sub>2</sub> injection value.

## KEYWORDS

Well stimulation. Acidification. Permeameter. Injectivity Factor.

## 1 INTRODUÇÃO

Em 2006, descobriu-se hidrocarbonetos abaixo da camada de sal na Bacia de Santos, onde foram encontrados óleo leve e uma boa concentração de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), deixando o Brasil em uma posição de destaque na indústria de petróleo. Os reservatórios brasileiros da camada pré-sal possuem, em grande parte, óleo leve, com densidade acima de 31° API (BELTRÃO et al., 2009), características atraentes economicamente, pelo rendimento em derivados de maior valor agregado, como gasolina e lubrificantes.

Com o advento das descobertas das cobiçadas reservas localizadas na camada pré-sal, iniciou-se um intenso processo em busca de novas tecnologias que permitissem uma melhor exploração dos recursos naturais nela contidos e para superar as barreiras impostas na extração e na elevação dos hidrocarbonetos do poço até a plataforma de produção.

Segundo Kamali (2015), os desafios técnicos e a grande diversidade de conhecimentos requeridos explicam por que as atividades de exploração e de produção de petróleo encontram-se entre as mais complexas e exigentes na geração de tecnologias. Assim, tais desafios são superados por meio da pesquisa e desenvolvimento de novos ou aprimorados equipamentos e processos para a exploração e extração de petróleo.

Nessa vertente, a modelagem computacional possibilita o estudo e a modelagem do fluxo dos hidrocarbonetos no reservatório. A implementação de um sistema computacional para simulação destes problemas é um grande desafio, pois envolve conhecimentos das áreas de programação e modelagem matemática, propriedades físicas, geração de malhas, análise do escoamento etc. Cada um destes temas, isoladamente, se constitui em uma área de conhecimento bastante vasta, tanto no aspecto teórico como no computacional (STEFFENS, 2014).

Assim, é necessário o uso de modelos numéricos para simulação de reservatórios e para o sucesso da seleção de estratégias de produção. O sucesso na sua aplicação requer que sejam respondidas uma série de questões a respeito da representação de fluidos e de como a modelagem de fluidos interage com a qualidade da simulação composicional.

Neste estudo, apresentar-se-á um modelo fluidodinâmico para escoamento de óleo leve em um reservatório carbonático, localizado na Bacia de Santos. O projeto fundamenta-se em desenvolver um modelo físico para verificar a eficiência do fluxo de petróleo durante a injeção de  $\text{CO}_2$  no campo de Lula. Segundo a ANP (2018), o campo de Lula, situado na porção central da Bacia de Santos, situa-se a cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro, numa lâmina d'água de cerca de 2.200m de profundidade. Seus reservatórios são compostos por rochas carbonáticas da formação Barra Velha, que se encontram entre 4.700 a 6.000m abaixo do nível do mar e soterrados por uma espessa camada de sal de até 2.000m. Há que se considerar, ainda, que o campo de Lula é tido como um dos principais produtores de petróleo do Brasil.

De acordo com Morais (2013), elementos contaminantes, tais quais ácido sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) e  $\text{CO}_2$ , exigem o aprimoramento das tecnologias disponíveis. O  $\text{CO}_2$  é responsável pela geração de ácido carbônico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) quando em contato com água, o que torna os processos corrosivos, inerentes à atividade em questão, ainda mais agressivos. A ação corrosiva do ácido carbônico é ainda potencializada devido à presença de alguns outros agentes, tais como as altas pressões e temperaturas comumente enfrentadas em grandes profundidades.

Dentre as soluções tecnológicas utilizadas nos campos do pré-sal, destacam-se os sistemas de separação e reinjeção de  $\text{CO}_2$ . A injeção de  $\text{CO}_2$  é considerada o método de recuperação terciária mais empregado em todo o mundo, sendo usualmente adotado em campos que já passaram pela injeção de água, classificada como método de recuperação secundária.

Ainda sobre a injeção de  $\text{CO}_2$ , tem-se que o seu principal mecanismo é a redução da tensão interfacial entre o fluido deslocado (óleo) e o deslocante ( $\text{CO}_2$ ) por meio da miscibilidade. Além disso, a injeção de  $\text{CO}_2$  apresenta bons incrementos à taxa de óleo produzido, sendo possível, ainda, a associação dela à injeção de água, ou injeção secundária, aumentando a taxa de dissolução do gás carbônico na água contida no reservatório e evitando que ele volte a ser produzido graças à sua associação ao gás natural (MORAIS, 2013).

Assim, a motivação para a realização do presente estudo se dá devido ao fato das jazidas localizadas no pré-sal possuírem hidrocarbonetos de excelente qualidade, mas com elevadas quantidades de dióxido de carbono. Com isso, um modelo numé-

rico será construído para verificar a eficiência do escoamento de petróleo durante a injeção de  $\text{CO}_2$ , tendo como referência o campo de Lula. Para isso, as propriedades do óleo, do  $\text{CO}_2$  e da rocha serão consideradas e a ferramenta computacional utilizada será o *software ANSYS CFX*.

## 2 METODOLOGIA

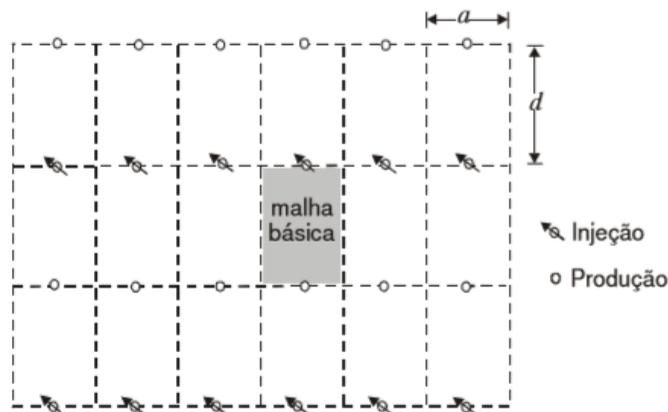
A metodologia para a realização da simulação física, inclui a construção da malha, as características da jazida, as propriedades dos fluidos nela contidos, bem como as do que será injetado, as condições iniciais e de contorno, além de outros parâmetros necessários para efetuar a simulação com a ferramenta *ANSYS-CFX 19.2*.

### 2.1 MODELO ESTÁTICO

Neste trabalho, foi considerada uma parcela do reservatório petrolífero, com 130m de comprimento, 20 m de altura e 40 m de largura. A distância entre cada um dos poços de injeção (dois no total) ao poço produtor é de 56,4 m. A definição desses parâmetros baseou-se no trabalho de Oliveira (2015), que retrata a recuperação de óleos leves em reservatórios petrolíferos do pré-sal, a partir da fluidodinâmica computacional.

Os poços foram considerados como cilíndricos, com diâmetro de 7" (poço aberto) e 1,5 m de comprimento. A disposição dos poços se deu em um esquema de "linha direta", conforme demonstrado na Figura 1, onde  $a$  é a distância entre os poços e  $d$  é a distância entre as linhas. Segundo Rosa (2006), o modelo de injeção em linha direta é composto por linhas de poços de injeção e linhas de poços de produção dispostas alternadamente, sendo constante a distância entre as linhas ( $d$ ), e a distância entre os poços ( $a$ ) na linha, que definem as dimensões do retângulo que constitui a malha base.

**Figura 1** – Malha de reservatório com poços dispostos em linha direta



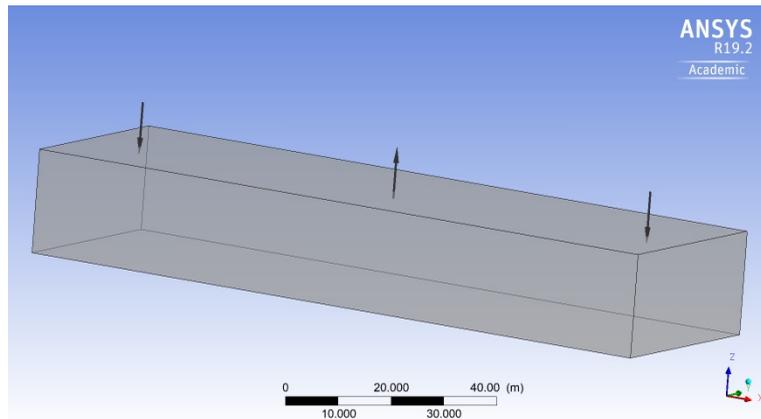
Fonte: Rosa (2006).

## 2.2 CONSTRUÇÃO DA MALHA

Adotou-se, visando à simplificação deste estudo, uma restrição nas dimensões do modelo do reservatório em análise de forma que toda a formação compreendida entre o assoalho marinho, onde é encontrado o sistema de cabeça do poço, até o início do reservatório, bem como a lâmina d'água, são desconsiderados.

A malha de estudo foi construída por meio da ferramenta ICEM-CFD 17.0, na qual foi desenhado o reservatório, em formato paralelepípedo, e definiu-se alguns pontos, visando a delimitar os poços (injetores e produtor), conforme a Figura 2.

**Figura 2** – Representação do reservatório



Fonte: Autores (2021).

## 2.3 MODELAGEM DINÂMICA

A descrição das propriedades do óleo e do CO<sub>2</sub> é de extrema relevância para se obter efeitos adequados à realidade. Para tal, utilizou-se um óleo de grau API 28 (densidade de 0,88714 g/cm<sup>3</sup>), ou seja, o mesmo observado no campo de Lula, de acordo com Petrobras (2014). De igual modo, empregou-se um valor de viscosidade análogo ao visto no referido campo, conforme observado na Tabela 1.

**Tabela 1** – Propriedades do óleo para o caso avaliado

Propriedades físicas		Fonte
Calor específico (J/kg.K)	2092	Cavalcante (2016)
Condutividade térmica (W/m.K)	0,03	Oliveira (2015)
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	887,14	Cunha (2010)
Massa molar (kg/kmol)	105,47	Cunha (2010)
Saturação inicial (%)	100	-
Viscosidade (cP)	1,14	Nakano et al. (2009)

Fonte: Autores (2021).

**Tabela 2** – Propriedades do CO<sub>2</sub> para o caso avaliado

Propriedades físicas		Fonte
Calor específico (J/kg.K)	851	CFX 19.2
Condutividade térmica (W/m.K)	0,0145	CFX 19.2
Densidade (Kg/m <sup>3</sup> )	1,788	CFX 19.2
Massa Molar (Kg/Kmol)	44,01	CFX 19.2
Saturação inicial (%)	0	-
Viscosidade (cP)	0,015	CFX 19.2

Fonte: Autores (2021).

Após a definição das informações referentes aos fluidos, realizou-se o preenchimento dos dados pertinentes ao reservatório. A temperatura e a pressão estática utilizadas seguiram os valores descritos por Nakano e colaboradores (2009) para o campo de Lula. A permeabilidade equivaleu ao valor observado na Bacia de Santos, segundo Guedes (2016) e a porosidade consistiu na adotada por Silva (2016) em seu estudo sobre recuperação avançada, conforme pode-se analisar na Tabela 3.

**Tabela 3** – Propriedades do meio poroso utilizadas na simulação

Propriedades da rocha		Fonte
Permeabilidade (mD)	100	Guedes (2016)
Porosidade (%)	15	Silva (2016)
Coefficiente de perda de resistência ( <i>loss K</i> )	0	Oliveira (2015)
Temperatura (°C)		
Pressão estática (kgf/cm <sup>2</sup> )	64	Nakano et al. (2009)
	580	Nakano et al. (2009)

Fonte: Autores (2021).

## 2.4 FERRAMENTA COMPUTACIONAL

A simulação computacional de um sistema (neste caso, reservatórios) permite a avaliação de um maior número de variações do projeto, com custos e tempo menores, reduzindo a necessidade de construção de protótipos (NAKAMURA et al., 2003). A simulação com *Computational Fluid Dynamics* (CFD), portanto, auxilia na compreensão da natureza dos fenômenos que ocorrem em reservatórios. O *ANSYS CFX®* é o principal *software* de CFD, o pacote CFX é um conjunto de programas voltados para a área de CFD de uso geral.

O *ANSYS CFX®* é um conjunto de *softwares* de fluidodinâmica computacional desenvolvido pela ANSYS, utilizado para modelar fluxos estáveis e transitórios, fluxos

laminares e turbulentos, fluxos subsônico, transônico e supersônico, transferência de calor e radiação térmica, flutuabilidade, fluxos não newtonianos, transporte de componentes escalares que não reajam, fluxos multifásicos e combustão (ANSYS, 2013).

Após o problema ter sido levantado, o primeiro passo é o desenho da geometria, depois a criação da malha, sendo iniciado antes de utilizar o pré-processamento deste *software*. O conjunto de pontos discretos é denominado de malha (PINHEIRO, 2008). Podendo utilizar aplicativo *Mesh* que faz parte do conjunto de *softwares* da ANSYS para gerar a malha.

Posteriormente, a malha ser criada usamos o *CFX-Pre*, definindo as condições de contorno e valores iniciais. Depois no *CFX-Pre*, os dados são importados para o *CFX-Solver*, obtendo a resolução das variáveis na simulação de acordo com o problema que foi criado.

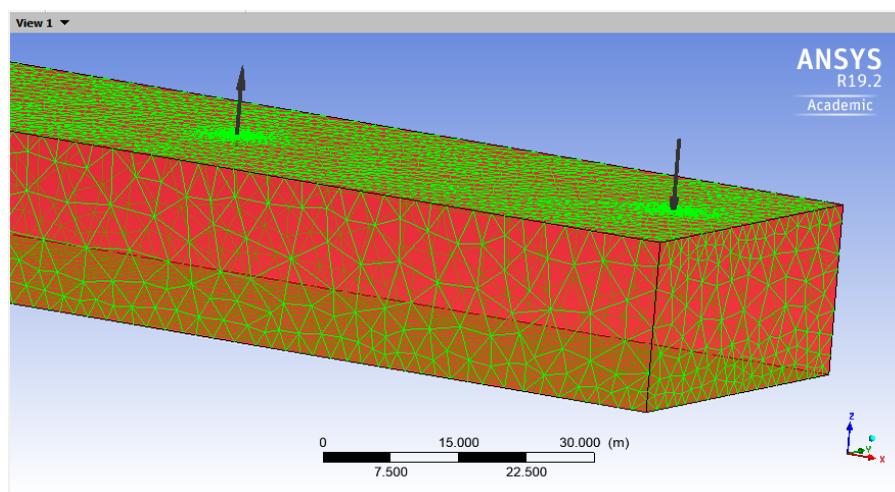
### 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os produtos resultantes das simulações com a injeção de  $\text{CO}_2$ , realizadas no reservatório de petróleo, onde o escoamento de fluidos admitiu condições isotérmicas, buscando a otimização do processo, serão apresentados e examinados nesse tópico.

#### 3.1 DEFINIÇÃO DO TEMPO DE SIMULAÇÃO

Inicialmente, simulou-se a injeção de  $\text{CO}_2$  em condições isotérmicas, com uma vazão mássica de 0,1 kg/s de  $\text{CO}_2$  por poço injetor, sendo a parcela pressuposta do reservatório de petróleo determinada por uma malha do tipo não-estruturada, contendo 6.093 elementos e 3.229 nós, como ilustrado na Figura 3. Considerou-se o reservatório totalmente saturado com óleo ( $S_o = 1$  e  $S_g = 0$ ) no início da produção.

**Figura 3** – Representação da malha utilizada na simulação



Fonte: Autores (2021).

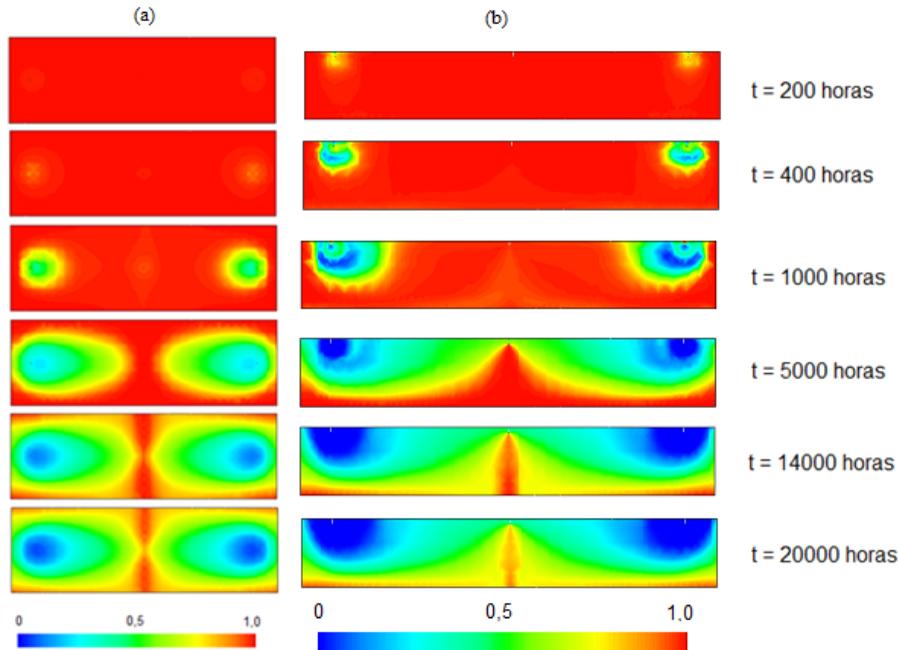
Após a realização da primeira simulação, efetuaram-se duas outras, alterando primeiramente a vazão de injeção de 0,1 kg/s para 0,05 kg/s e, posteriormente, para 0,01 kg/s, a fim de compreender melhor os resultados gerados. Da mesma forma que as dimensões da malha, as vazões de injeção também foram baseadas nas utilizadas por Oliveira (2015).

As simulações foram realizadas estimando-se um tempo total de 20.000 horas, que resulta em aproximadamente 2 (dois) anos e 4 (quatro) meses. Utilizou-se intervalos de tempo (timesteps) de 100 horas, ou seja, o *software* calculou um ponto de análise a cada 100 horas, resultando num total de 200 pontos. O tempo médio das simulações foi de 2 horas e 37 minutos. De posse dos dados gerados, realizou-se a análise do comportamento dos fluidos (óleo e CO<sub>2</sub>).

### 3.2 ANÁLISE QUALITATIVA DO COMPORTAMENTO DOS FLUIDOS

Para análise qualitativa do comportamento dos fluidos, considerou-se apenas a vazão de injeção de 0,1 kg/s, devido ao grande número de imagens geradas em cada simulação. É válido salientar, entretanto, que o fenômeno que se pretende demonstrar pôde ser registrado em todas as simulações. A variação da fração volumétrica do óleo no reservatório, considerando as vistas superior (a) e frontal (b), pode ser observada na Figura 4 (a) e (b), respectivamente.

**Figura 4** – Variação da fração volumétrica do óleo no reservatório (a) vista superior e (b) vista frontal



Fonte: Autores (2021).

O procedimento, cuja injeção ocorreu de forma contínua, com vazão mássica constante de 0,1 Kg/s de  $\text{CO}_2$  – por poço injetor – e reservatório com temperatura de 337 K, deu-se por meio do método isotérmico. Por meio da Figura 4 (a) e (b), pôde-se verificar a expansão do  $\text{CO}_2$  injetado com o passar da simulação. Ao injetar gás no reservatório, constatou-se (pela variação da fração do óleo) que foi criada uma frente de contato miscível entre o  $\text{CO}_2$  e o óleo, que se expandiu com o passar do tempo, diminuindo a sua viscosidade e levando essa mistura em direção ao poço produtor. Ao se misturar ao óleo, o  $\text{CO}_2$  tende a reduzir a densidade e, conseqüentemente, a viscosidade dele.

A simulação mostrou que a formação da miscibilidade foi gerada nos estágios iniciais, sendo vista inclusive no primeiro intervalo de cálculo (tempo de 200 horas), conforme visto na Figura 4 (b), devido à imediata expansão do dióxido de carbono no reservatório. O  $\text{CO}_2$  deslocou-se na jazida de forma radial, dissolvendo-se no óleo e caminhando na direção do poço produtor. Percebeu-se ainda uma similaridade entre os contornos das frentes de avanço advindas dos dois poços injetores.

Por se tratar de escoamento transiente, o comportamento do fluido variou com o tempo, havendo mudança das propriedades do fluido em diversos pontos do reservatório. A exemplo disso, tem-se as variações na viscosidade e densidade do óleo, devido ao inchamento e vaporização do  $\text{CO}_2$  no mesmo.

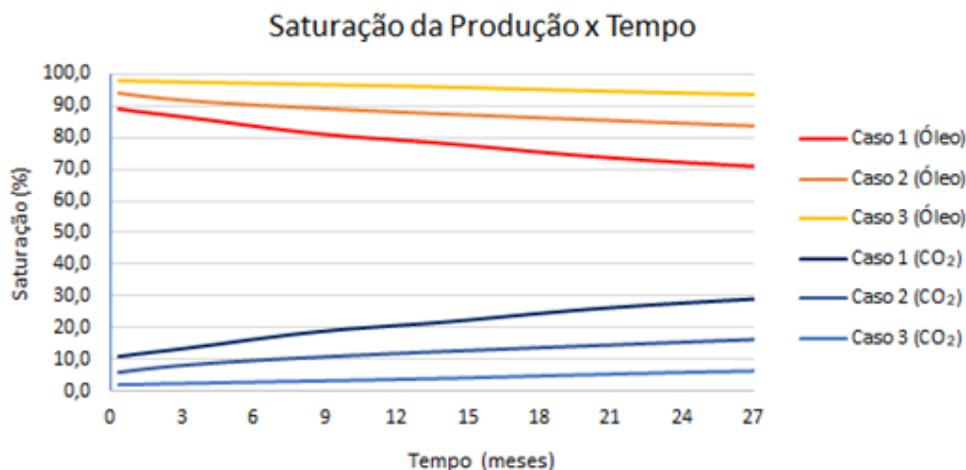
### 3.3 ANÁLISE QUANTITATIVA DO COMPORTAMENTO DOS FLUIDOS

Após a verificação do comportamento visual dos fluidos contidos no reservatório, ou seja, como eles se deslocaram no interior da jazida no decorrer do processo de injeção, realizou-se a análise quantitativa dos dados gerados. Dessa vez, considerou-se todas as simulações realizadas, para que seja possível a melhor compreensão dos parâmetros analisados.

A fim de facilitar a leitura dos gráficos, nomeou-se as injeções de 0,1 kg/s, 0,05 kg/s e 0,01 kg/s como, respectivamente, caso 1, caso 2 e caso 3.

#### 3.3.1 Saturação de Produção

O primeiro parâmetro analisado consiste na verificação das frações de fluidos associadas à produção, ou seja, o percentual de produção de cada fluido na vazão de extração, conforme pode-se verificar na Figura 5.

**Figura 5** – Frações de fluidos presentes na vazão de produção

Fonte: Autores (2021).

Ao comparar os três casos simulados, observou-se que a produção de óleo mais expressiva, em termos percentuais, foi a da menor vazão de injeção, que variou de 98% a 93% ao longo dos 27 meses considerados. A menor saturação de óleo na produção, por sua vez, aconteceu com a maior vazão de injeção, cujos valores oscilaram entre 89% e 71%.

Assim, verificou-se que o aumento da injeção de CO<sub>2</sub> acarreta a diminuição das frações de óleo presentes na vazão de produção, graças à facilidade em que ele se dissolve nos hidrocarbonetos. Deve-se considerar, entretanto, que o percentual de óleo produzido não implica necessariamente numa maior rentabilidade, dependendo, destarte, de outras variáveis, como, por exemplo, o volume explotado.

Outro importante fator a ser levado em consideração é que quanto mais dióxido de carbono for produzido, maiores serão os custos com separação e tratamento dele, para que possa ser reinjetado no reservatório.

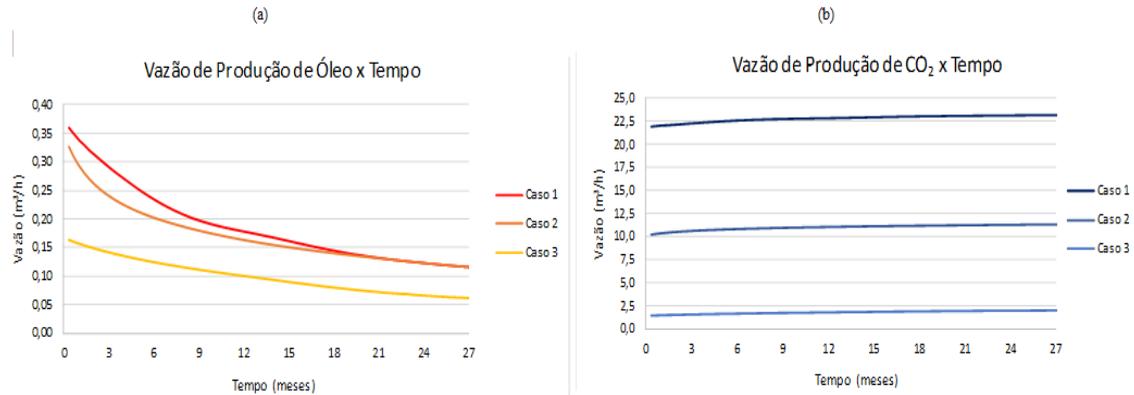
### 3.3.2 Vazão de Produção

Os dados apresentados referem-se aos volumes extraídos por meio do poço produtor, de óleo e de CO<sub>2</sub>. Conforme se observa na Figura 6 (a), a vazão de óleo máxima ocorreu nos primeiros meses das simulações, sendo a maior delas a do caso 1, com 0,358 m<sup>3</sup>/h; os casos 2 e 3 apresentaram, por outro lado, vazões de 0,325 m<sup>3</sup>/h e 0,162 m<sup>3</sup>/h. Pouco depois, os volumes de óleo produzidos tenderam a diminuir. O fato de a maior quantidade de óleo ser produzida ao longo dos primeiros meses se deve ao óleo estar começando a ser deslocado pelo CO<sub>2</sub>, o que resulta em menos gás dissolvido nos hidrocarbonetos.

Outra questão importante é que a injeção de CO<sub>2</sub> se dá de forma constante, ou seja, a tendência é que haja a depleção da pressão estática do reservatório e, conse-

quentemente, a diminuição da vazão de produção. Além disso, deve-se considerar que nem todo o óleo contido em um reservatório pode ser totalmente retirado. Assim, a redução da produção dele é um fator usual na vida de uma jazida.

**Figura 6** – Vazão de (a) de óleo e de (b) CO<sub>2</sub> no poço produtor

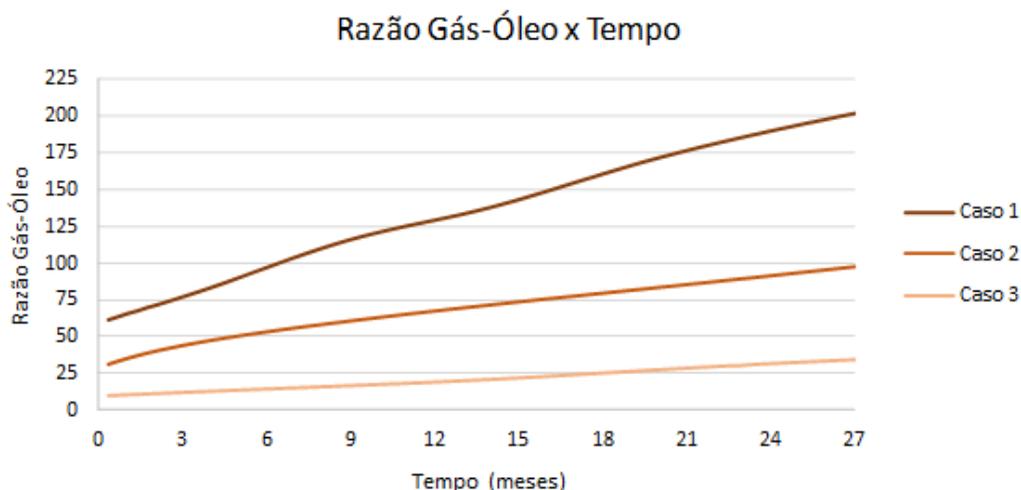


Fonte: Autores (2021).

Em contrapartida, a produção foi caracterizada por grandes volumes de CO<sub>2</sub>, atingindo os maiores e os menores valores, respectivamente, nos casos 1 e 3, como pode-se observar na Figura 6 (b). As vazões máximas para os 3 casos foram de 23,148m<sup>3</sup>/s, 11,271m<sup>3</sup>/s e 2,058m<sup>3</sup>/s. É notório salientar que, à medida em que se aproxima da superfície, o CO<sub>2</sub> vai se desprendendo do petróleo e ocupando maiores volumes, devido à redução da pressão a que está sendo submetido.

### 3.3.3 Razão Gás-Óleo (RGO)

De posse dos dados de extração de óleo e de CO<sub>2</sub>, foi possível analisar a razão gás-óleo (RGO) obtidas em cada situação. Como o próprio nome sugere, a RGO consiste na divisão entre a quantidade de gás retirado do reservatório e a quantidade de óleo explotada. Assim, pode-se observar na Figura 7 o gráfico que relaciona a RGO para os 3 casos simulados. Nela, observou-se que, ao final do tempo de análise, a razão gás-óleo para os casos 1, 2 e 3, foi de, respectivamente, 203,85, 99,37 e 34,61 m<sup>3</sup>std/m<sup>3</sup>std. Assim, verificou-se que a RGO referente à maior injeção de CO<sub>2</sub> (caso 1) retornou um valor muito próximo ao observado no campo de Lula, que, segundo Nakano (2009), varia de 220 a 240m<sup>3</sup>std/m<sup>3</sup>std.

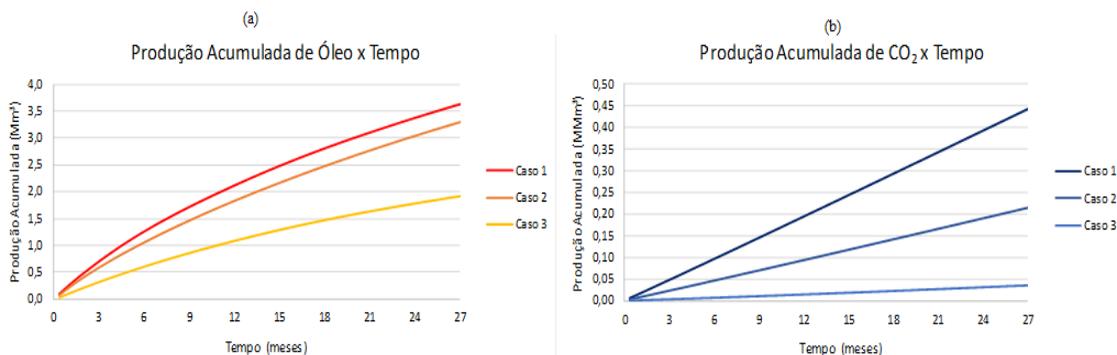
**Figura 7** – Relação entre as produções de gás e óleo

Fonte: Autores (2021).

### 3.3.4 Produção Acumulada

Em seguida, analisou-se quanto de óleo e  $\text{CO}_2$  foi retirado ao longo de todo o tempo de simulação. Como resultado, obtiveram-se os gráficos observados na Figura 8 (a) e (b), que relacionam os volumes de óleo e gás carbônico produzidos pelos três casos de injeção de  $\text{CO}_2$ .

Conforme observado na Figura 8 (a), o valor da produção acumulada de óleo foi da ordem de milhares de metros cúbicos, sendo a mais expressiva a vista no caso 1, com aproximadamente  $3.680 \text{ m}^3$  de petróleo produzidos. A menor produção acumulada de óleo deu-se no caso 3, com um total de  $1.940 \text{ m}^3$  de óleo produzidos.

**Figura 8** – Produção acumulada de (a) óleo e de (b)  $\text{CO}_2$  após a injeção de  $\text{CO}_2$ .

Fonte: Autores (2021).

A produção acumulada de  $\text{CO}_2$ , observada no Gráfico da Figura 8 (b), por sua vez, oscilou entre dezenas e centenas de milhares de metros cúbicos. Os casos 1, 2 e 3 retornaram, respectivamente, produções acumuladas de 456.000, 219.700 e 37.100 metros cúbicos de  $\text{CO}_2$ . Há que se considerar, todavia, que a razão para valores tão altos se dá devido à produção acumulada consistir no somatório do produto das vazões, em  $\text{m}^3/\text{h}$ , pelo quantitativo de horas consideradas na simulação. A discrepância entre a ordem de grandeza das produções acumuladas de óleo e  $\text{CO}_2$  se deve ao caráter expansivo dos gases que, como fora reiterado anteriormente, à medida em que se aproximam da superfície, desprendem-se do óleo e ocupam volumes maiores.

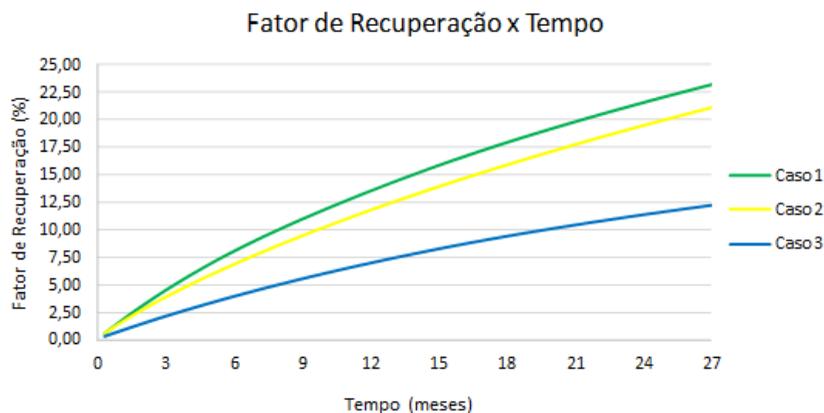
Segundo Thomas (2004), parte do gás presente na produção é proveniente da solução de óleo, ou seja, partículas que se encontram dissolvidas no óleo nas condições de reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para as condições de superfície.

### 3.3.5 Fator de Recuperação

Por fim, foi plotado o gráfico do fator de recuperação, considerando as três vazões mássicas de injeção de  $\text{CO}_2$ , conforme observado na Figura 9. Assim, analisou-se o fator de recuperação, que consiste na razão entre o volume final de óleo produzido ou estimativa de produção de um reservatório pelo volume de óleo *in place*, ou seja, o volume de óleo contido na formação. Sendo considerado como um dos parâmetros mais importantes da indústria de petróleo (ALMEIDA, 2004). O volume de óleo inicialmente contido na formação foi de aproximadamente  $15.600 \text{ m}^3$  de óleo, sendo notório salientar que esse valor fora obtido pelo produto entre a porosidade e o volume do reservatório, em metros cúbicos, tendo em vista que a saturação inicial era de 100% de óleo.

Conforme Figura 9, a curva do fator de recuperação cresceu em todos os casos com o decorrer do processo de injeção, alcançando valores de aproximadamente: 23,60% para a maior injeção, 21,55% para a injeção média e 12,43% para o menor valor de injeção de  $\text{CO}_2$ .

**Figura 9** – Fator de recuperação para os casos estudados



Fonte: Autores (2021).

De acordo com Rosa (2006), o fator de recuperação médio, reconhecido mundialmente, para os métodos de recuperação especiais (terciários), varia entre 20% a 40%. Assim, percebeu-se que, dentro do tempo de simulação considerado, as vazões de injeção de 0,1 e 0,05 kg/s de CO<sub>2</sub> retornaram valores adequados aos esperados, havendo um melhor aproveitamento no caso 1. Deve-se considerar, porém, que o fator de recuperação tende a aumentar com o passar do tempo, ou seja, ao aumentar o tempo de simulação, o mesmo deve ser otimizado.

Por fim, segundo Oliveira (2015 apud ROSA 2006), durante uma simulação, vários fatores, como por exemplo, o número de componentes que constituem o reservatório, os valores de vazão de injeção, o tempo de simulação e os pontos de análise, dentre outros, podem interferir no resultado, ou seja, no fator de recuperação.

## 4 CONCLUSÕES

Assim, com base nas análises feitas a partir dos resultados, conclui-se que:

O modelo físico, baseado no método de injeção contínua de CO<sub>2</sub> em reservatório similar aos vistos no campo de Lula, mostrou bons índices de recuperação de óleo, tendo em vista o tempo de simulação aplicado e as simplificações realizadas.

A vazão de injeção de CO<sub>2</sub> apresenta uma relação diretamente proporcional com o fator de recuperação, sendo a injeção de 0,1 kg/s de CO<sub>2</sub> a que retornou o melhor resultado, ou seja, a que entregou a maior quantidade de óleo.

Ao injetar CO<sub>2</sub> no reservatório, promoveu-se um deslocamento radial rumo aos poços produtores, por meio da formação da frente miscível e da dissolução do dióxido de carbono no petróleo.

A diminuição da vazão de injeção de CO<sub>2</sub> ocasiona o aumento da fração de óleo na vazão de produção, porém reflete numa menor extração de hidrocarbonetos.

Em nenhum momento houve aumento na vazão de produção de óleo, devido ao fato de o CO<sub>2</sub> ser deslocado rumo ao poço produtor em conjunto com o óleo em que foi solubilizado, também à vazão de injeção ter sido constante.

O volume de CO<sub>2</sub> produzido mostrou-se superior ao de óleo, graças à enorme diferença de densidade existente entre esses compostos, que se apresentam em diferentes estados termodinâmicos em condições de superfície.

A produção acumulada para os casos 1 e 2 mostrou-se bem próxima, refletindo, dessa forma, em fatores de recuperação muito semelhantes.

## REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo. **Sumário executivo do campo de Lula (2018)**. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

ANSYS. **ANSYS CFX Introduction**. Canonsburg: ANSYS, 2013.

ANSYS. **ANSYS CFX-Solver Theory Guide**. Canonsburg: ANSYS, 2013.

BELTRÃO, Ricardo L. Carneiro; SOMBRA, Cristiano Leite; LAGE, Antônio Carlos V. M.; FAGUNDES NETTO, José Roberto; HENRIGUES, Carlos Cunha Dias. **Challenges and new technologies for the development of the presalt cluster, Santos Basin, Brazil.** Houston: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009.

CAVALCANTE, Diego Bruno de Souza. **Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub> e C1 aplicado a um reservatório de óleo leve.** Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, 2016.

CUNHA, Acto de Lima. **Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica.** Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, 2010.

GUEDES, Gilmar Alexandre Júnior. **Estudo da injeção de água e gás em um reservatório com características do pré-sal brasileiro.** Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, 2016.

KAMALI, Fatemeh; HUSSAIN, Furkan; CINNAR, Yildiray. **A Laboratory and Numerical Simulation Study of Co-optimizing Storage and CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery.** Sydney: The University of New South Wales, 2015.

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore.** Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada – IPEA; Petrobras, 2013.

NAKAMURA, Masanori; WADA, Shigeo; MIKAMI, Taisei; KITABATAKE, Akira; KARINO, Takeshi. **Computational study on the evolution of a vortical flow in a human left ventricle during early diastole.** Sendai: Tohoku University, 2003.

NAKANO, Célia Maria Ferraz; PINTO, Antônio Carlos Capeleiro; MARCUSSO, José Luiz; MINAMI, Kazuiohi. **Pre-Salt Santos Basin – extended well test and production pilot in the Tupi área – the planning phase.** Texas: Offshore Technology Conference, 2009.

OLIVEIRA, L. M. T. M. **Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração Five-Spots.** Maceió: Universidade Federal de Alagoas - UFAL, 2015.

PINHEIRO, Jorge Vagaroso de Barros. **Escoamento laminar de fluidos não-Newtonianos em permutadores de calor.** Bragança: Escola Superior de Tecnologia e de Gestão; Instituto Politécnico de Bragança, 2008.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SILVA, Paulo Roberto Filho. **Utilização da Injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada em reservatório do pré-sal.** Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2016.

STEFFENS, Lindaura Maria; LIMA, Roberta Rodrigues de; TEZZA, Fernando Boeger; LANZMASTER, Dara. **Modelagem e simulação computacional em reservatórios de petróleo.** Florianópolis: Seminário de Iniciação Científica da Universidade de Santa Catarina – UDESC, 24, 2014.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

---

**Data do recebimento:** 21 de maio de 2021

**Data da avaliação:** 9 de agosto de 2021

**Data de aceite:** 12 de setembro de 2021

---

---

1 Professora do curso de Engenharia de Petróleo, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.  
E-mail: vanessa.limeira@gmail.com

2 Acadêmico do curso de Engenharia de Petróleo, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.  
E-mail: pedropontesdemiranda@hotmail.com

3 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.  
E-mail: rafaela\_vasconcelos@hotmail.com