

SIMULAÇÃO FÍSICA DO MÉTODO DE INJEÇÃO DE CO₂ ATRAVÉS DE UMA REAÇÃO DE DUPLA TROCA APLICADA EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Rayssa da Costa Cabral¹

Vanessa Limeira Azevedo Gomes²

Jaceguai Soares da Silva³

Pedro Fernandes Tenório Júnior⁴

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Os métodos de recuperação avançada, aplicados em reservatórios de petróleo, são denominados convencionais ou especiais, sendo definidos quando são injetados fluidos que não estão presentes no reservatório para aumentar o fator de recuperação de petróleo do reservatório. Esses métodos podem ser divididos em métodos térmicos, miscíveis, químicos e outros como os métodos microbiológicos, ondas eletromagnéticas e etc. Dentro dos métodos miscíveis tem-se a injeção de CO₂, que consiste na redução da tensão interfacial entre o fluido deslocado (óleo) e o deslocante (CO₂) através da miscibilidade, aumentando a vazão de óleo produzido. Assim, este trabalho teve como objetivo simular o método de injeção de CO₂, considerando as características de um reservatório de petróleo, através de uma reação química de dupla troca. A metodologia aplicada foi através do desenvolvimento de um protótipo com dois reservatórios, um com os reagentes, água, bicarbonato de sódio e ácido acético para geração de CO₂ e o outro, um reservatório de petróleo, com formação e petróleo bruto. Como resultados, os cálculos do meio poroso foram obtidos e os três testes realizados apresentaram produção de óleo acima de 30% e podem caracterizar o protótipo do método de injeção de CO₂ usado como bom e eficiente, visando principalmente a redução de custos da operação.

PALAVRAS-CHAVE

Reservatório. Métodos de recuperação. Injeção de CO₂.

ABSTRACT

Advanced recovery methods, applied in oil reservoirs, are called conventional or special, and are defined when fluids are not injected that are not present in the reservoir to increase the oil recovery factor of the reservoir. These methods can be divided into thermal, miscible, chemical and other methods such as microbiological methods, electromagnetic waves and so on. Within the miscible methods is the injection of CO₂, which consists in the reduction of the interfacial tension between the displaced fluid (oil) and the displacement (CO₂) through the miscibility, increasing to the produced oil flow. Thus, the objective of this work was to simulate the CO₂ injection method, considering the characteristics of an oil reservoir, through a double exchange chemical reaction. The methodology applied was through the development of a prototype with two reservoirs, one with reagents, water, sodium bicarbonate and acetic acid for CO₂ generation, and the other, an oil reservoir with formation and crude oil. As results, the porous media calculations were obtained and the three tests performed presented oil production above 30% and can characterize the prototype of the CO₂ injection method used as good and efficient, mainly aiming at the reduction of operation costs.

KEYWORDS

Reservoir. Enhanced Oil Recovery (EOR). Injection Of CO₂.

1 INTRODUÇÃO

Ao longo da vida produtiva, um poço pode passar por até três estágios produtivos. O primeiro estágio se refere a produção apenas pela ação da energia natural da formação (características naturais do reservatório). No segundo estágio, são utilizados métodos de recuperação convencionais, a fim de manter a pressão adequada para o deslocamento de fluidos, onde são injetados a água ou o gás que são imiscíveis com o óleo. E o terceiro estágio é a utilização de métodos miscíveis, térmicos, químicos e outros. As características da rocha reservatório e dos fluidos nela contidos, um ou mais estágios podem ser antecipados, a fim de produzir o maior volume de óleo e proporcionar a maior lucratividade (ROSA, 2011).

Os métodos especiais, referentes ao terceiro estágio, se subdividem em métodos térmicos, miscíveis, químicos, entre outros. Dentro dos métodos miscíveis tem-se a injeção de CO₂. Neste trabalho, uma simulação física do método de recuperação especial de injeção de CO₂, por meio da liberação desse gás em uma reação química de dupla troca foi proposta. Por isso, a explicação do método de recuperação por injeção de CO₂ será apresentada.

Rosa (2011), afirma que o processo de injeção de CO₂ não recupera todo o óleo da área contatada enquanto é formada a frente miscível, tendo como resultado a

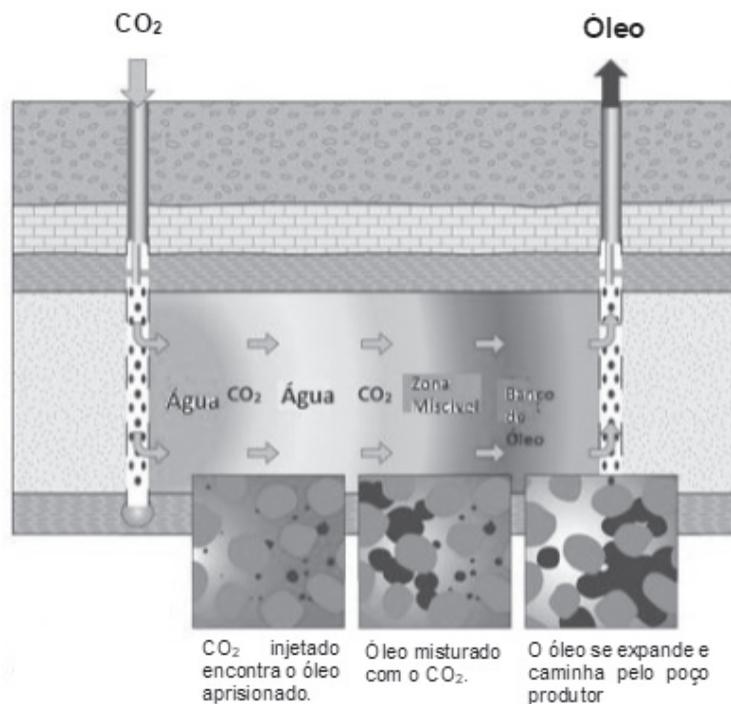
permanência de um resíduo de asfalteno que preenche cerca de 5% do volume poroso. Algumas condições são necessárias para a aplicação da injeção de CO_2 miscível, são elas:

- Óleos com grau API acima de 25;
- Intervalo de pressão do reservatório, começando com aproximadamente 1500 *psi* (105 kgf/cm^2) e alcançando um limite prático superior de 6000 *psi* (422 kgf/cm^2);
- Os reservatórios devem ter profundidade suficiente para que possam ser operados a uma pressão acima da necessária para que o deslocamento seja miscível sem que haja fraturamento da formação.

A injeção de CO_2 não possui muitas restrições e recupera boa quantidade dos hidrocarbonetos, é considerada como um dos processos de injeção mais promissores. Esse método está conectado a questões ambientais, como exemplo, a captura de gás carbônico para utilização como método de recuperação ajudando a controlar a emissão desse gás na atmosfera (SILVA FILHO, 2016)

O CO_2 no primeiro contato com o óleo não é miscível, para que seja gerada uma frente miscível são necessárias condições de temperatura, pressão e composição de óleo favoráveis, conforme a Figura 1.

Figura 1 – Sistema de Injeção de CO_2



Fonte: Adaptado de SILVA FILHO (2016).

Neste contexto, um protótipo de bancada para simulação de um reservatório de petróleo foi criado, utilizando materiais de baixo custo para geração de CO_2 , a fim de avaliar o fator de recuperação de petróleo por meio da liberação desse gás no sistema.

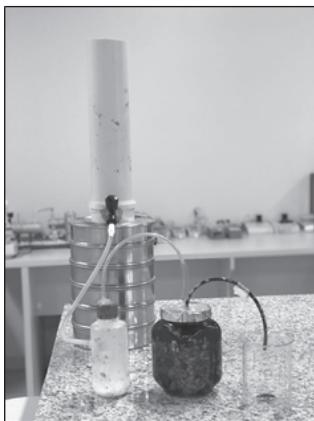
2 METODOLOGIA

Nesta seção, será apresentada a metodologia para a realização da simulação de injeção de método miscível por CO₂.

2.1 CONSTRUÇÃO DO PROTÓTIPO

Para construção do protótipo, alguns materiais foram escolhidos para simular fisicamente o método de injeção de CO₂, conforme Tabela 1. O custo total foi de R\$ 66,34. A brita e o petróleo foram utilizados para simular a rocha-reservatório com fluido, o ácido acético, o bicarbonato de sódio e a água, para reação de dupla troca e geração de CO₂. O protótipo construído é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Protótipo construído: a) Tubo PVC, b) Garrafa, c) Pote e d) Becker



Fonte: Autores (2019).

Tabela 1 – Materiais utilizados para construção do protótipo

Materiais	Custos
Ácido acético	R\$ 14,00
Bicarbonato de sódio	R\$ 4,95
Garrafa de plástico	R\$ 2,99
Fita veda rosca	R\$ 2,00
Mangueira de nível	R\$ 2,50
Petróleo bruto	-
Pote de vidro	R\$ 12,90
Bastão de silicone	R\$ 3,00
Tampa PVC	R\$ 10,00

Materiais	Custos
Torneira	R\$ 4,00
Tubo PVC	R\$ 10,00

Fonte: Autores (2019).

2.2 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

A sequência do experimento ocorreu com o cálculo estequiométrico da reação para identificar as quantidades de reagentes necessárias, onde foi pesado 41,5 gramas de bicarbonato de sódio, medidos os volumes de 30,5 mL de ácido acético, 1 L de água e 400 mL de petróleo bruto com grau API igual a 25,63, classificado como óleo médio. Além disso, foi pesado o reservatório preenchido com óleo para realizar o cálculo da porosidade.

Após as medidas dos reagentes, misturou-se a água com o ácido no reservatório e, em seguida, essa solução foi misturada com bicarbonato de sódio no recipiente do “poço injetor”, tendo como consequência uma reação com liberação de CO₂.

O reservatório, simulando o método de injeção de CO₂ foi agitado com rotação de 25, 50 e 100 rpm e tempo de 15 segundos. A Tabela 2 apresenta as condições dos testes 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 2 – Velocidade de agitação das simulações

Teste	Velocidade da Agitação (rpm)
01	25
02	50
03	100

Fonte: Autores (2019).

Os resultados foram feitos em duplicata para obter melhor precisão nos cálculos de vazão, porosidade, permeabilidade e fator de recuperação.

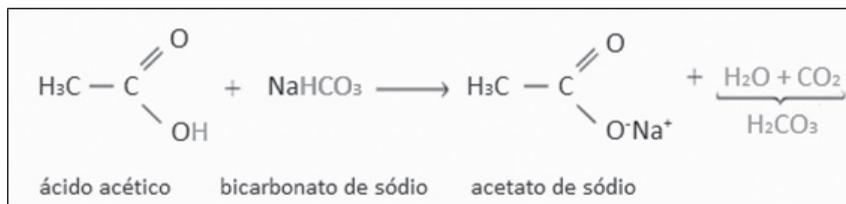
3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, serão apresentados e examinados os produtos resultantes das simulações com a injeção CO₂ por meio de uma reação química entre bicarbonato de sódio e ácido acético, realizadas em um reservatório de petróleo, onde o escoamento de fluidos admitiu condições isotérmicas, buscando a melhoria do processo de recuperação de óleo.

3.1 REAÇÃO DE DUPLA TROCA

Inicialmente, realizou-se o cálculo estequiométrico, de acordo com a reação de bicarbonato de sódio com ácido acético, mostrando (FIGURA 3) uma reação de dupla troca que tem como consequência a liberação de dióxido de carbono (FELTRE, 2004)

Figura 3 – Reação de ácido acético com bicarbonato de sódio



Fonte: Autores (2019).

As quantidades de 41,5 gramas de bicarbonato de sódio e 30,5 mL de ácido acético misturados com 2 L de água para liberou 11,2 L de gás carbônico e formou o acetato de sódio que é caracterizado como um sal.

3.2 CÁLCULOS DAS PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO

De acordo com os dados da Tabela 3 e o uso da porosidade, definida como a razão entre o volume poroso e o volume total da rocha, foi possível realizar o cálculo da porosidade por meio da massa do sistema. Neste caso, obteve-se o volume poroso igual a 233,46 cm³ e a porosidade do reservatório obtida foi igual a 0,1945 ou 19,45%.

Tabela 3 – Dados para obtenção das propriedades do reservatório

Propriedade	Dados
Massa do recipiente vazio	479,80 g
Massa do recipiente com a brita	2219,57g
Massa do recipiente com a brita e o petróleo	2675,75 g
Massa específica da brita	1,8 g/cm ³
Volume do recipiente	1200 cm ³

Fonte: Autores (2019).

Já a Tabela 4 apresenta os resultados obtidos a partir dos dados do protótipo construído (área, comprimento, diferencial de pressão (h_1-h_2) e a viscosidade do óleo, para obter a permeabilidade do reservatório.

Tabela 4 – Parâmetros para obtenção da permeabilidade do reservatório

Teste	Viscosidade (g/s.cm)	ΔP (g/cm.s ²)	Vazão (cm ³ /s)	Permeabilidade (Darcy)
01	1,34	- 2,650	0,455	3,25 x 10 ¹³
02	1,34	- 2,650	0,585	4,18 x 10 ¹³
03	1,34	- 2,650	0,676	4,83 x 10 ¹³

Fonte: Autores (2019).

3.3 ANÁLISE DO FATOR DE RECUPERAÇÃO

Testes iniciais foram feitos a fim de verificar o funcionamento do protótipo e, após isso, foram feitos os testes consideráveis para a realização do procedimento de simulação. Assim, foi utilizado 400 mL de óleo e determinados os valores de tempo de escoamento, volume de óleo produzido (V_o), volume de água produzida (V_{ap}), vazão (Q) e o fator de recuperação (F_r) em função da agitação do recipiente, de acordo com a Tabela 5.

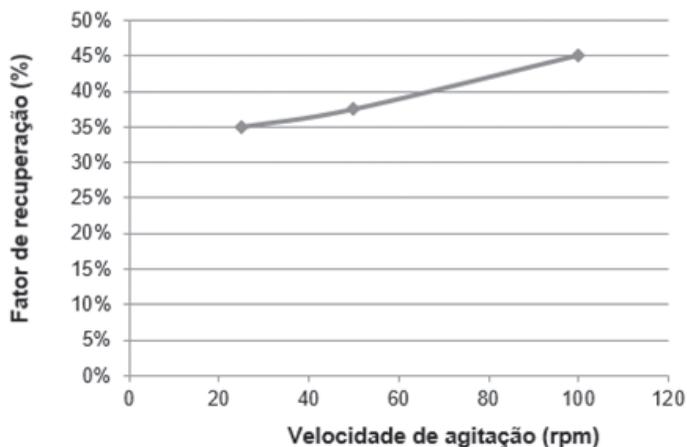
Tabela 5 – Resultados do Fator de Recuperação após injeção de CO₂

Teste	Tempo	V_o	V_{ap}	Q	F_r
01	307,2 s	140 cm ³	150 cm ³	0,455 cm ³ /s	35%
02	256,2 s	150 cm ³	120 cm ³	0,585 cm ³ /s	37,5%
03	270 s	180 cm ³	100 cm ³	0,666 cm ³ /s	45%

Fonte: Autores (2019).

Os testes foram realizados com o agitador em diferentes modos de agitação (leve, média e alta), onde, inicialmente foi feita uma agitação leve no teste 1, que obteve menor fator de recuperação, já no teste 2, a agitação foi maior obtendo fator de recuperação aproximado do teste 1, e no teste 3, o resultado foi bastante eficiente devido à alta agitação que proporcionou maior velocidade da reação devido aos choques efetivos dos reagentes durante essa agitação, esse comportamento é representado na Figura 4.

Figura 4 – Gráfico do comportamento do fator de recuperação em relação à velocidade de agitação



Fonte: Autores (2019).

Por meio dos valores obtidos com os testes foi possível calcular a média do fator de recuperação de óleo, obtendo como resultado 39,16% de óleo recuperado, sendo considerado um resultado maior do que o fator de recuperação em reservatórios de óleo médio a pesado que utilizam a técnica tradicional de injeção de CO_2 .

Os resultados para o método foram favoráveis pelo seu desempenho e baixo custo por meio do uso de materiais consideravelmente baratos e devido à produção do gás diretamente no local de injeção, demonstrados na Figura 5, visto que uma das desvantagens do método de injeção de CO_2 , utilizado pela indústria, é a dificuldade de disponibilidade que depende de fatores como transporte, tratamentos especiais aumentando os custos de produção e desfavorecendo o método.

Figura 5 – Produção de óleo e água produzida



Fonte: Autores (2019).

Assim, os resultados apresentados mostraram um protótipo de bancada aplicado na simulação de um reservatório de petróleo, utilizando materiais de baixo custo para geração de CO₂, onde foi medido o fator de recuperação de petróleo, com percentual acima de 30%.

4 CONCLUSÕES

Com base na análise dos resultados obtidos, foi possível concluir que a simulação feita, baseada no método de injeção de CO₂ por meio de reação química, apresentou bons índices de recuperação de petróleo no reservatório com grau API médio.

A porosidade obtida é maior que 15%, sendo necessária para facilitar o deslocamento desse tipo de óleo, conforme Mathiassen (2003).

Por meio da produção de CO₂ e, em seguida, a sua injeção no reservatório, promoveu-se um deslocamento radial em direção ao poço produtor, pela formação da frente miscível e da dissolução do dióxido de carbono no petróleo.

A vazão de produção de óleo do reservatório ao poço produtor foi diretamente proporcional ao volume deslocado e inversamente proporcional ao tempo de deslocamento, sendo a vazão do teste 3 com 100 rpm de agitação, considerada com melhor recuperação de óleo. O volume de CO₂ produzido na reação química foi superior ao de óleo, devido à diferença de densidade existente entre esses compostos, que possuem diferentes estados termodinâmicos em condições de superfície.

No entanto, os três testes realizados apresentaram fator de recuperação acima de 30% e podem caracterizar o método usado como bom e eficiente, visando principalmente a redução de custos da operação.

Por fim, os três testes realizados apresentaram produção de óleo acima de 30% e podem caracterizar o método usado como bom e eficiente, visando principalmente a redução de custos da operação.

REFERÊNCIAS

BORGES, Sarah M. Santana. **Recuperação avançada de petróleo (EOR) com a utilização da glicerina bruta (GB) co-produto da produção de Biodiesel**. 2009. Mestrado (Dissertação) – Programa de Pós-graduação em Química, Universidade Federal da Bahia-UFBA, Salvador, BA, 2009.

FELTRE, Ricardo. **Fundamentos da química**. Volume único, São Paulo: Ed. Moderna, 2004. 659 p.

MATHIASSEN, O. M. **CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the norwegian continental shelf**. Technical report, NTNU - Norwegian University of Science and Technology. 2003.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

SILVA FILHO, P. R. C. **Utilização da injeção de CO2 como método de recuperação avançada em reservatórios do pré-sal**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2016.

Data do recebimento: 21 de julho de 2019

Data da avaliação: 9 de novembro de 2019

Data de aceite: 12 de dezembro de 2019

1 Engenheira de Petróleo. E-mail: rayannesandes@gmail.com

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

3 Professor do Instituto Federal de Alagoas – IFAL. E-mail: jaceguaisoares@hotmail.com

4 Engenheiro de Petróleo. E-mail: pftj27@gmail.com