

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Modelagem e Simulação do Método de Injeção WAG aplicado no Campo de Lula

AUTORES:

Ianara Bomfim da Luz¹, Marcela Morgana Bonifácio Chaveiro¹, Maria de Fátima Farias Rocha², Vanessa Limeira Azevedo Gomes¹

INSTITUIÇÃO:

¹Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL e ²Universitário Tiradentes – UNIT

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DO MÉTODO DE INJEÇÃO WAG APLICADO NO CAMPO DE LULA

Abstract

Oil is one of the major sources of energy in the world, and its exploration and production is necessary to meet world demand. As a result, there is a growing need for effective and cost-effective alternatives to exploit it. Thus, the biggest challenge of petroleum engineering is the reach of hard-to-access reserves, such as the discovery of new ultra-deepwater pre-salt fields in Brazil that require the development and application of new technologies, as is the case. The case of advanced oil recovery (EOR) methods. These methods are classified as conventional and special, the latter occur from the need to increase the life of the reservoir through an external agent to decrease the viscosity of petroleum, increase the viscosity of the shifting fluid and decrease the interfacial tension between the fluids, covering thermal, chemical, miscible or microbiological methods. Among the miscible methods is the Water Alternating Gas (WAG) technique, which consists of alternating injection of water and carbon dioxide (CO₂). This method becomes efficient in production processes in the pre-salt fields due to distinct reservoir characteristics such as large light oil accumulations and a high concentration of carbon dioxide (CO₂). Thus, this work aims, through the numerical model, to analyze the efficiency of runoff, oil production and recovery rates during the simulation of the WAG method, taking as reference the Lula field in the Santos basin. The modeling and simulations were made using SolidWorks, considering the data from the Squid field. As a result, the reservoir modeling was made, considering one-dimensional system and parallelepiped format, aiming to delimit the points between the injector and producer wells, and the simulation of WAG injection in the injector well was performed, providing a performance improvement for the production increase. And obtaining a rising curve for the recovery method.

Introdução

O petróleo é um dos principais potenciais de energia no mundo, podendo ser encontrado em diversas reservas em diferentes países com a existência de hidrocarbonetos em rochas sedimentares, apresentando características de porosidade, permeabilidade e viscosidade, nas quais tais parâmetros constituem a base na indústria petrolífera enfatizando a exploração e produção de óleo e gás. Uma das etapas mais melindrosa do processo de exploração e produção do petróleo é a extração e elevação do mesmo até a superfície, tornando-se uma das atividades mais complexa e exigentes no desenvolvimento de novas tecnologias, para que ocorra maior eficiência na estimulação de poços, especialmente em poços de difícil acesso, assim aumentando a produtividade de óleo (PARAFITA, 2014).

No Brasil, atualmente, uma das maiores descobertas na indústria do petróleo é o pré-sal da Bacia de Santos, compondo-se por grandes acumulações de óleo leve (excelente qualidade com alto valor comercial) e uma alta concentração de dióxido de carbono (CO₂). Um dos maiores desafios dessa bacia são as localizações dos reservatórios em águas ultra profundas mais de 2.000 metros. Um dos principais campos produtores de petróleo do pré-sal é campo de Lula, apresentando alta taxa de gás-óleo, conteúdo de CO₂, alta pressão e baixa temperatura (BELTRÃO et al. 2009).

Diante das dificuldades mencionadas anteriormente, é necessário a aplicação de mecanismos como os métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR), executado quando a energia natural do reservatório não é mais eficiente para a produção de óleo. Os EORs são utilizados para potencializar a pressão (energia) e, conseqüentemente, aumentar o fator de recuperação e a vazão de produção, e facilitando o escoamento do fluido. Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais. Os convencionais baseiam-se na injeção de fluidos (água ou gás natural) no reservatório, não havendo a interação química ou termodinâmica entre os fluidos o que ocasiona eficiência do varrido do petróleo (PARAFITA, 2014).

Por outro lado, os métodos especiais apresentam melhor desempenho no processo de recuperação, uma vez que diminui a viscosidade do petróleo, aumentar a viscosidade do fluido deslocante e minimiza a tensão interfacial entre os fluidos. Os métodos especiais podem ser divididos em métodos térmicos, químicos, miscíveis ou microbiológicos (BORGES 2009, apud MIRANDA; VASCONCELOS, 2018).

Segundo Borges (2009), os métodos miscíveis são indicados para reduzir as tensões interfaciais que impedem que o fluido injetado desloque o óleo para a superfície. Essas tensões podem ser explicadas pelas forças capilares e interfaciais geradas entre os fluidos, já que estes não se misturam. Assim, buscou-se injetar fluidos que fossem miscíveis com o óleo do reservatório. À vista disso, o CO₂ é uma excelente escolha, pois possui forte atração pelo óleo e dissolve bem no mesmo, gerando vaporização e inchamento, e, conseqüentemente, ocorre o deslocamento do mesmo no interior do reservatório (ROSA et al., 2006).

Dentro dos métodos miscíveis tem-se a técnica WAG (*Water Alternating Gas*), que é muito utilizada no processo de recuperação do pré-sal. O método WAG é o processo de injeção alternada de pequenos *slugs* de água e CO₂. Esse método pode ser classificado como miscível ou imiscível, é usualmente aplicado para controle de mobilidade em processos de injeção de gás CO₂ miscível, sendo utilizado também em menor escala para injeção imiscível. Esse controle de mobilidade é conseguido através da escolha da razão de injeção de água/gás, a fim de diminuir a ultrapassagem da água pelo gás e garantir uma ótima eficiência de varrido (ROSA et al., 2016).

Assim, este trabalho tem como objetivo, através do modelo numérico, analisar a eficiência do escoamento, produção de petróleo e as taxas de recuperação durante a simulação do método WAG, tendo como referência o campo de Lula, na bacia de Santos. A modelagem e as simulações foram feitas utilizando o *software SolidWorks*, considerando os dados do campo de Lula.

Metodologia

O procedimento para a realização do presente trabalho, iniciou com a revisão de artigos sobre métodos de recuperação avançada, método WAG e Campo de Lula. Na sequência, o método WAG foi escolhido para ser aplicado no Campo de Lula. Em seguida, foi feita a aquisição dos dados do poço, das características do reservatório e das propriedades dos fluidos injetados. A modelagem no *software Solidworks* foi realizada e, por fim, a interpretação dos resultados.

Os dados aplicados na simulação do método WAG tais como, características do reservatório, as propriedades dos fluidos e valores de injeção injetados, podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1: Dados do reservatório para simulação WAG.

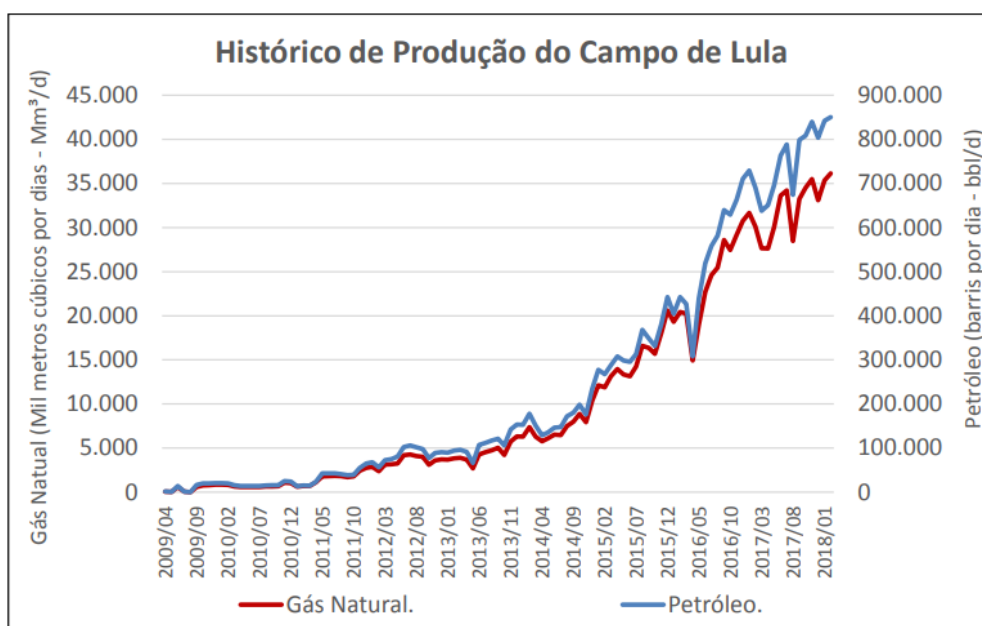
Parâmetros	Dimensões	Fonte
Comprimento, altura, largura	130 m, 20 m e 40 m. Respectivamente.	Oliveira (2015)
Distância entre o poço de injeção e o poço produtor	56,4 m	Oliveira (2015)
Poço cilíndrico	Diâmetro de 7,875 "(poço aberto) e 1,5 m de comprimento	Oliveira (2015)
Densidade do óleo -Campo de Lula	887, 14 kg/m ³	Cunha et al. (2010)
Densidade do CO ₂	1,788 kg/m ³	CFX 19.2
Densidade da água	1000 kg/m ³	-

Dados: MIRANDA; VASCONCELOS (2018).

Resultados e Discussão

Esta seção apresenta os resultados das simulações realizadas, através das análises e discussões sobre o modelo de injeção WAG em relação a produção do Pré – sal no campo de Lula. A Figura 1 apresenta o histórico de produção em relação a produção de Gás Natural e de Petróleo em relação aos anos no campo Lula.

Figura 1: Histórico de Produção do Campo de Lula



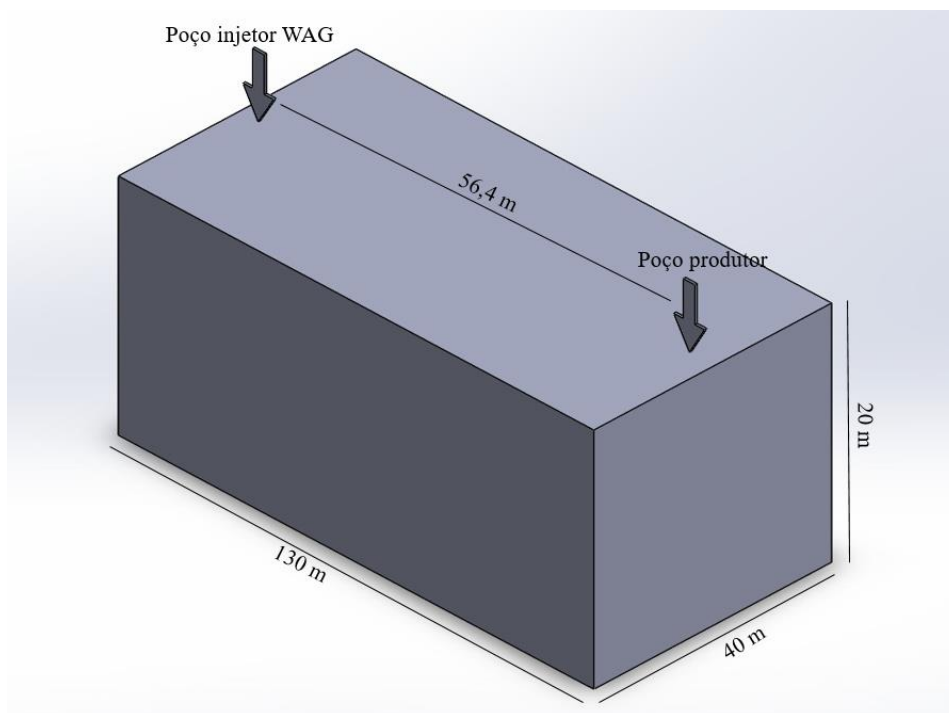
Fonte: ANP, 2018.

Os reservatórios do pré-sal, onde encontra-se o campo de Lula, contêm grandes volumes de óleo com grau API entre 27° e 30°, grande quantidade de CO₂, alta pressão, temperatura inicial de 64°C, viscosidade de aproximadamente 1,14 cP e RGO entre 220 e 240 m³ std/ m³ std (NAKANO et al., 2009).

Diante das circunstâncias mencionadas, neste trabalho aplicou-se o gás CO₂ no método de injeção WAG, por ser benéfico na região estudada (campo de Lula), por apresentar grande quantidade do gás e consequentemente facilitar a aplicação do processo. Visto que, uma das características mais importantes da utilização do gás carbônico (CO₂) para os processos de EOR é a sua forte tendência de dissolver-se no óleo, acarretando inchamento e vaporização do mesmo, fato esse que resulta no deslocamento do óleo no interior do reservatório (MATTE,2010).

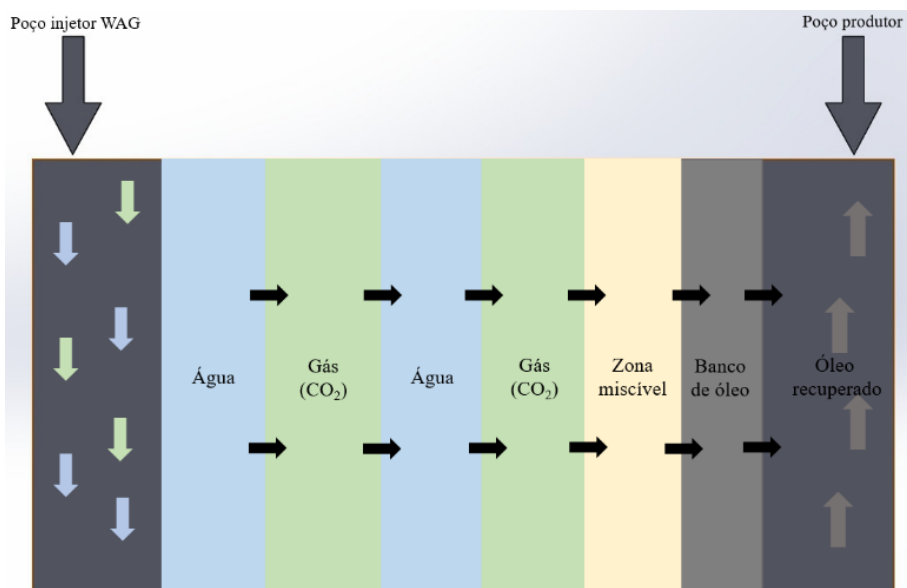
Inicialmente, através da construção da simulação de modelagem 3D por meio da ferramenta do *software Solidworks*, foi modelado o reservatório, baseado com as características de um reservatório do campo de Lula, em formato de uma estrutura de unidimensional e paralelepípedo, visando delimitar os pontos entre os poços injetor e produtor, e proporcionar o escoamento do fluido em apenas uma direção ou sentido, visando delimitar alguns pontos entre os poços (injetores e produtores), de acordo com a Figura 2.

Figura 2: Modelagem 3D do reservatório do campo de Lula.



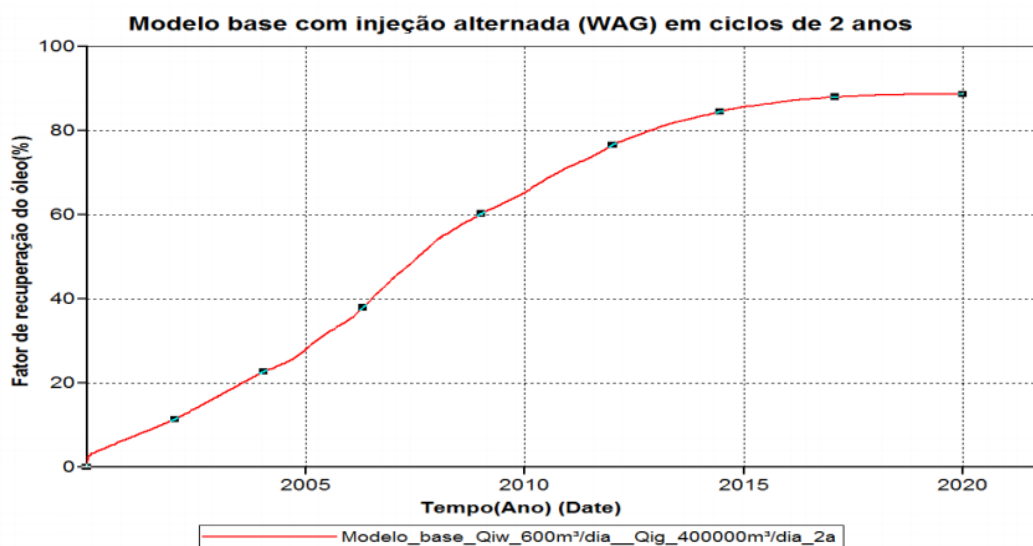
Fonte: Dados das Autoras, 2019.

Na Figura 3, pode-se observar a simulação da injeção alternada de água e gás (CO₂), fazendo com que a parcela de óleo seja conduzida ao poço produtor através de uma zona miscível de CO₂, isto é, o gás injetado é miscível com o óleo do reservatório ao longo do tempo ou imediato ao contato, a miscibilidade provoca a diminuição da viscosidade do óleo, tornando-o mais leve. Nesse caso, o óleo está sendo varrido por injeção tanto de água como de gás.

Figura 3: Injeção WAG no campo de Lula.

Fonte: Dados das Autoras, 2019.

Ferreira (2017), citou em seu estudo a modelo base do gráfico do fator de recuperação *versus* tempo de Silveira (2016), usando WAG, com ciclos de dois anos, com vazão de injeção de água de 600 m³/dia e de gás de 400000 m³/dia, ambos distribuídos para quatro poços injetores. Na Figura 4, observa-se gradativamente o aumento do fator de recuperação do óleo no decorrer do tempo através do método WAG, aproximadamente 90% de aumento da produção.

Figura 4: Modelo base da injeção WAG.

Fonte: Silveira (2016), apud Ferreira (2017).

Conclusões

A simulação do reservatório, com características do campo de Lula, e consequentemente dos poços injetores e produtores por intermédio da injeção a injeção alternada de água e gás- WAG,

mostrou a relevância por busca de alternativas eficientes e econômicas na indústria petrolífera, com a principal finalidade de obter uma boa eficiência na produção, segurando e/ou aumentando o fator de recuperação e assim melhorar o rendimento da reserva.

Este método combina os melhores efeitos de deslocamento do gás e de varrido da água, em razão da miscibilidade do CO₂ no óleo, fazendo a viscosidades deste último ser reduzida, provocando a remoção de óleos presente nos poros até o poço produtor e consequentemente transportado até a superfície.

No entanto, é imprescindível fazer novos estudos mais aprofundado, tais como, a análise econômica do projeto, como o quanto de água está sendo produzido simultaneamente com o óleo, uma vez que a produção e utilização de água em um poço de petróleo é dos problemas mais pertinentes, outro fator, é explorar mais as ações de mitigação do efeito estufa por emissões de CO₂. Por fim, empregar o uso de ferramentas computacionais mais minuciosa para realizar as simulações numéricas, como por exemplo *ANSYS CFX*^R.

Agradecimentos

Ao Centro Universitário Tiradentes.

Referências Bibliográficas

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Lula**, 2018.

BELTRÃO, Ricardo L. Carneiro; et al. **Challenges and new technologies for the development of the presalt cluster, Santos Basin, Brazil**. Houston: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009.

BORGES, Sarah M. Santana. **Recuperação avançada de petróleo (EOR) com a utilização da glicerina bruta (GB) co-produto da produção de Biodiesel**. Salvador: Universidade Federal da Bahia - UFBA, 2009.

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.

FERREIRA, Francisco Thoiamy Cavalcante. **Análise da injeção alternada de água e gás (WAG) com escalonamento das vazões**. TCC (graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2017.

NAKANO, Célia Maria Ferraz; et al. **Pre-Salt Santos Basin—extended well test and production pilot in the Tupi área—the planning phase**. Texas: Offshore Technology Conference, 2009

MATTE, Alexandre da Cunha. **Métodos Especiais de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Dióxido de Carbono Gasoso e seus Processos Derivados**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2010.

MIRANDA, Pedro P.O. Pontes; VASCONCELOS, Rafaela V. **Simulação da injeção de CO₂ com análise da eficiência: aplicação no Campo de Lula**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo), 2018.

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.

PARAFITA, Jofranya Wendyana Alves. **Análise paramétrica do método de injeção alternada de água e CO₂ (WAG) em reservatórios de petróleo.** Dissertação (mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2014.

ROSA, A. J; et al. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Interciência. Rio de Janeiro. 2006.

SILVEIRA, Adson Alexandre Quirino da. **Análise técnico-econômica da injeção alternada de água e gás (WAG) em reservatório de óleo leve.** Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil, 2016.