

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

COMPARATIVO ENTRE VARIAÇÕES DO PROCESSO DE COMBUSTÃO IN-SITU EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

AUTORES:

Diego de Azevedo Oliveira, Edson de Andrade Araujo e Jennys Lourdes Meneses Barillas

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

ESTUDO DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA UTILIZANDO COMBUSTÃO IN SITU EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

With the intention of improving the oil production, the enhanced oil recovery methods are developed and each time are more studied by the oil industry. The enhanced oil recovery methods aim to produce the portion of oil that cannot be produced with the primary recovery and conventional methods. For recovering heavy oil, the thermal methods stands out because they lower the oil viscosity, and among these methods, there is the in situ combustion that differently from the others thermal process generate heat inside the reservoir. The objective of this thesis is to study the CAGD (Combustion Assisted Gravity Drainage) process, one of the various configuration from CIS method. This thesis is carried out using with reference a reservoir from the northeast of Brazil, also order to develop the CAGD area through the comparative of the results between a reservoir using CAGD and another using THAI™. For the study, was used the simulator STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) from CMG (Computer Modelling Group).

Introdução

Com o aumento da ocorrência de óleos pesados e ultrapesados é necessário investimento em novas tecnologias para uma maior recuperação do óleo. Existem previsões econômicas de que o óleo seja a principal fonte de energia fóssil do mundo até 2025 (MOTHÉ; SILVA, 2008). No Brasil, o óleo pesado tem maior ocorrência em águas profundas da Bacia de Campos, marítimo, Estado do Rio de Janeiro. A recuperação desses óleos se faz necessária para o Brasil porque a busca da autonomia no setor por encontrar métodos para refinar, transportar, produzir e explorar os óleos pesados. É necessário entender que os óleos pesados têm uma maior dificuldade manuseio e processamento em comparação com o óleo leve. Sendo assim, diversos métodos térmicos estão sendo estudados e desenvolvidos, tais como: SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), ES-SAGD (Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage), SW-SAGD (Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage), entre outros, para que possa aumentar a extração do óleo, melhorando a capacidade de escoamento dos fluidos, aumentando a rentabilidade dos reservatórios não convencionais e estendendo sua vida produtiva.

Os métodos Térmicos se apresentam em duas categorias: a injeção de fluidos aquecidos e a combustão in situ. A injeção de fluidos aquecidos acontece na superfície e é transferido para um fluido que logo é injetado no reservatório. A combustão in situ gera calor dentro do reservatório, neste tipo de processo é comum utilizar poços injetores e produtores verticais.

No processo de combustão, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar (ROSA *et al.*, 2006). Sendo assim, o reservatório é aquecido pela frente em combustão, aproximadamente, 10% do volume de óleo *in place* (VOIP), propagando o calor através do reservatório (GREAVES *et al.*, 2000). Como em qualquer reação de combustão, o comburente (oxigênio) se combina com o combustível (óleo) liberando calor e formando produtos como água e dióxido de carbono para uma reação completa. Nesse caso, a composição do óleo afeta a quantidade de energia liberada. (ARAÚJO, 2012).

A queima do combustível, ou seja, do óleo, faz com que aumente a temperatura e diminua a viscosidade, além disso, vaporiza as frações mais leves que deslocam o óleo para o poço produtor. O vapor gerado e os componentes leves vaporizados são condensados após entrar em contato com as

porções frias do óleo. A frente de combustão só se move para frente do reservatório quando toda a queima do combustível depositado ocorre, isto pode ser observado na Figura 1.

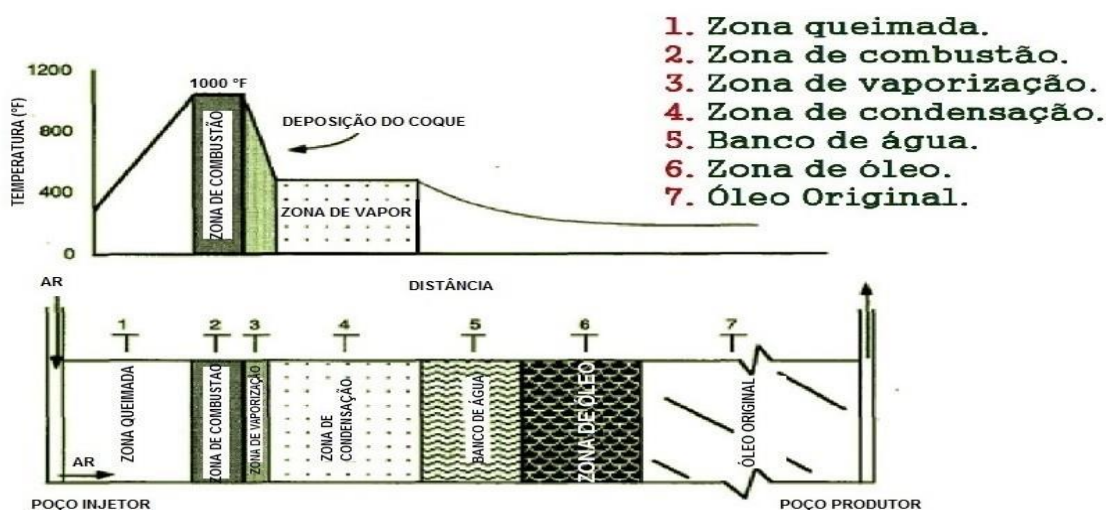


Figura 1: Representação das zonas formadas durante o processo da combustão *in situ*. (Adaptado ROSA, 2006)

Kisman e Lau (1994) desenvolveram um arranjo para o processo de combustão *in-situ* (ISC). Eles propuseram utilizar poços laterais para ventilar o fluxo de saída dos gases do reservatório. Processo chamado de COSH (*Combustion Override Split Production Horizontal Well*), utilizando o poço produtor horizontal. Drenagem por gravidade estabiliza o desenvolvimento da frente de combustão em todo poço produtor. Eles apresentaram que utilizar poços horizontais para as operações de combustão *in-situ* obtém vantagens. Poços horizontais provêm uma maior área de contato entre a formação e a frente de combustão. Tem uma maior produção do que os poços verticais. O óleo mobilizado não necessariamente precisa atravessar o banco de óleo frio para ser produzido e esse efeito pode beneficiar a performance geral de todo o processo. (RAHNEMA, H.; MAMORA, D.; BARRUFET, M. A., 2012).

Poços horizontais podem também ser utilizados junto de outros processos térmicos. Oskouei (2011) confirmou a viabilidade do processo de combustão *in-situ* em câmaras maduras de SAGD. Mais tarde, Rahnema et al. (2011) mostraram em laboratório a performance da injeção de ar através de pares SAGD. O experimento observacional mostrou que, enquanto a frente de combustão não avança através da câmara SAGD, ela cria uma crosta de coque em torno do SAGD o que pode minimizar o vazamento de vapor. (RAHNEMA, H.; MAMORA, D.; BARRUFET, M. A., 2012).

O THAI™ (*Toe-to-Heel Air Injection*) é um processo de combustão que consiste de um poço horizontal produtor e um poço vertical injetor. A frente de combustão é mantida pela injeção do ar no poço vertical empurra o óleo para o poço produtor, deslocando o óleo de maneira horizontal. O processo tem se apresentado viável tanto economicamente quanto tecnicamente. Porém, ainda é um processo carente de resultados científicos e pouco se sabe como controlar o processo de combustão e obter melhores índices de recuperação. (ARAUJO, 2012).

O método “*Toe-to-Heel Air Injection*” é um processo de recuperação de petróleo avançado que consiste na combustão *in situ* com a perfuração horizontal, isto possibilita uma maior quantidade de extração de óleo pesado em reservatórios (GREAVES; TURTA, 1997). Este ainda não foi utilizado no Brasil.

Metodologia

Modelagem

O reservatório considerado é um tridimensional homogêneo com características do nordeste Brasileiro. Os dados do reservatório são mostrados na Tabela 1:

Tabela 1: Propriedades do reservatório.

Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Permeabilidade horizontal, kh, (mD)	1200
Permeabilidade vertical, kv, $0.09 \cdot K_h$ (mD)	108
Pressão Inicial no topo do reservatório kP (Psi)	1979 (287)
Porosidade (%)	23
Compressibilidade da formação (1/kP) @ 1979 kP	$2,18 \cdot 10^{-10}$
Temperatura Inicial do reservatório °C (°F)	38 (100,4)
Capacidade calorífica volumétrica da formação (J/(m ³ *K))	$2,347 \cdot 10^6$
Condutividade térmica da rocha (J/(m*day*°C))	$2,74 \cdot 10^5$
Condutividade térmica da fase água (J/(m*day*°C))	$5,35 \cdot 10^4$
Condutividade térmica da fase óleo (J/(m*day*°C))	$1,15 \cdot 10^4$
Condutividade térmica da fase gás (J/(m*day*°C))	3900
Capacidade calorífica volumétrica da formação <i>Overburden</i> e <i>Underburden</i> (J/(m ³ *K))	$2,347 \cdot 10^6$
Condutividades térmicas <i>Overburden</i> e <i>Underburden</i> (J/(m*day*K))	$1,496 \cdot 10^5$
Contato água-óleo (m)	228
Reservatório molhado à água;	-
Eixo x, largura (m)	90
Eixo y, comprimento (m)	250
Eixo z, espessura (m)	28

O modelo do fluido tem características do nordeste Brasileiro, é um óleo pesado e algumas propriedades podem ser observadas na Tabela 2:

Tabela 2: Características do Óleo

Viscosidade Inicial @ 38 °C	1097.2 cP
Grau API do óleo	16,76

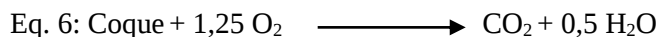
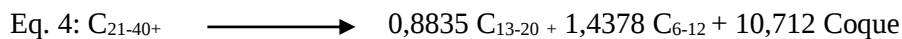
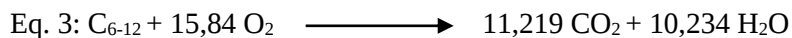
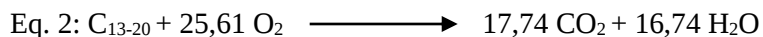
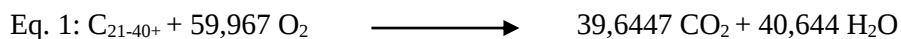
O modelo de fluido para estudo apresenta 5 pseudo-componentes (C_{1-3} , C_{4-5} , C_{6-12} , C_{13-20} , C_{21-40+}) e 4 componentes: Água (H₂O); Oxigênio (O₂); Gás inerte (CO₂ e N₂); Coque (C). A Tabela 3: *Mássica Inicial dos Componentes*, a seguir, apresenta os agrupamentos e a *mássica inicial dos componentes no reservatório*: (ARAUJO, 2012)

Tabela 3: *Mássica Inicial dos Componentes*

Componentes	Mássica Inicial (%)
C_{6-12}	0,1
C_{13-20}	0,2
C_{21-40+}	0,7

Para a modelagem de combustão foram consideradas 5 reações químicas. As três primeiras (Eq.1, Eq.2 e Eq.3) representam as reações de oxidação que ocorrem com os três pseudo-componentes do óleo, tendo como produto gás carbônico (CO₂) e água (H₂O). A Eq. 4 e Eq. 5 representam o

craqueamento do óleo pesado (C_{21-40+}) e óleo médio (C_{13-20}). A Eq. 6 é a reação que envolve a oxidação do Coque (C). (ARAÚJO, 2012)



As energias de ativação e a entalpia das reações estão de acordo com a Tabela 4: (ARAÚJO, 2012)

Tabela 4: Energias de ativação e entalpia das reações

Equação	Energia de Ativação (Btu/lbmol)	Entalpia da reação (Btu/lbmol)	Fator Pré Exponencial
Eq. 1	32785	814240	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 2	32785	4521600	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 3	32785	2102400	$3,02 \cdot 10^{10}$
Eq. 4	28800	20000	$4,167 \cdot 10^5$
Eq. 5	28800	20000	$4,167 \cdot 10^5$
Eq. 6	28800	230000	416,7

Para modelagem dos poços foram definidos os valores operacionais de acordo com a Tabela 5:

Tabela 5: Modelagem do Poços

Poço Produtor		
Vazão Máxima de Produção (m³/dia)	5000	
Pressão Mínima da Cabeça (kPa)	196,5	
Poço Injetor – Modelo Base		
Vazão de Injeção (m³/dia)	50000 m³/d	
Temperatura de Injeção (°F)	100,4	
Pressão (Psi)	1200	
Composição do Ar	O ₂	21%
	N ₂	79%

Foram realizadas três análises de parâmetros operacionais, tais como: Comprimento do poço injetor; distância vertical entre poços; e número de poços.

Configuração Um – Tamanho do poço Injetor

Foram utilizados dois poços horizontais, modificando o comprimento do poço injetor dentro do reservatório, afim de analisar a influência desse parâmetro operacional. A Tabela 6 exemplifica os tamanhos dos poços.

Tabela 6: Tamanhos dos poços injetores horizontais

Configurações do Poço Injetor	Comprimento Horizontal (m)
Pequeno	64,3
Médio	128,6
Grande	192,9

Configuração Dois – Distância vertical entre poços

A distância entre os poços foi o segundo parâmetro modificado, sendo utilizado juntamente com a mudança do comprimento do injetor, a Tabela 7 tem os valores:

Tabela 7: Distância vertical entre poços

Distancia Vertical entre Poços (m)	Número de Blocos Completados Verticalmente	Distância Vertical do topo ao Injetor (m)
15,75	2	3.5
12,25	4	7
7	7	12.25

Configuração Três – Número de poços

Na terceira configuração dos poços, se têm dois poços injetores no reservatório, ambos são colocados próximos dos limites do reservatório de maneira simétrica, além disso varia-se a altura do par de poços injetores para modificar a distância vertical, com um total de três simulações para encontrar o melhor cenário.

Metodologia

Com o objetivo de analisar o reservatório foi utilizado a seguinte metodologia: Modelagem dos fluidos; Modelagem do reservatório; Realização do modelo base; Em seguida foram realizadas as análises da vazão de injeção de ar para o modelo base, da influência do comprimento do poço injetor e a distância vertical para diferentes configurações, de diferentes números de poços, por fim o estudo do aumento da vazão para diferentes números de poços e o comparativo entre os métodos THAI e CAGD;

Resultados e Discussão

Nesta seção são mostrados os resultados comparativos entre os métodos THAI™ e o CAGD, começando com um comparativo para o Fator de recuperação com tempo. O método CAGD sofreu modificações de configuração de modo a tentar alcançar o melhor desempenho do método para um reservatório do nordeste brasileiro.

A Figura 2 mostra um comparativo entre os poços dispostos de acordo com a configuração um, sendo os poços completados como o modelo base.

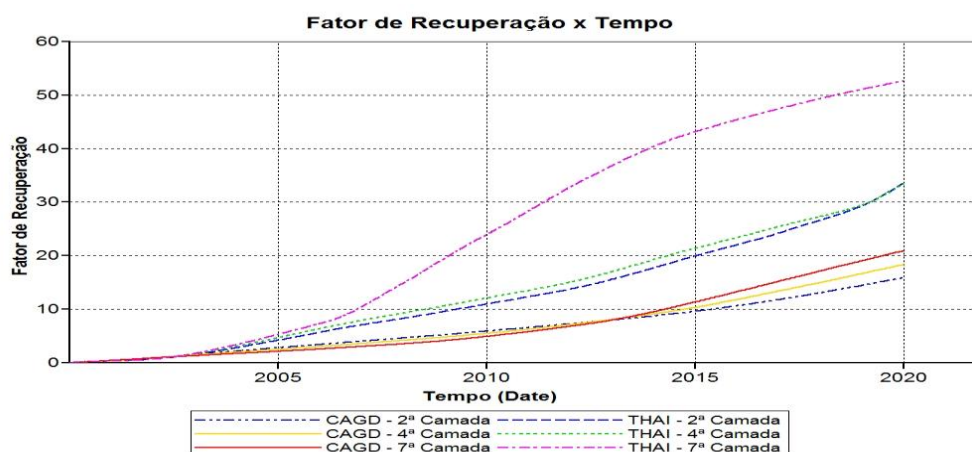


Figura 2 - Fator de recuperação no tempo, CAGD contra THAI™.

Pode ser observado que a utilização do THAI™ melhora a recuperação do óleo quando comparada ao CAGD para este caso, o fator de recuperação sobe em torno de 30%. Isto devido a maior área de varredura do THAI™ dentro do reservatório e por ter maior distribuição da frente de combustão, alcançando maiores temperaturas e assim diminuindo a viscosidade do óleo.

A Figura 3 mostra a temperatura média do reservatório, como pode ser observado as temperaturas alcançadas com o método THAI™ são superiores do que a com método CAGD.

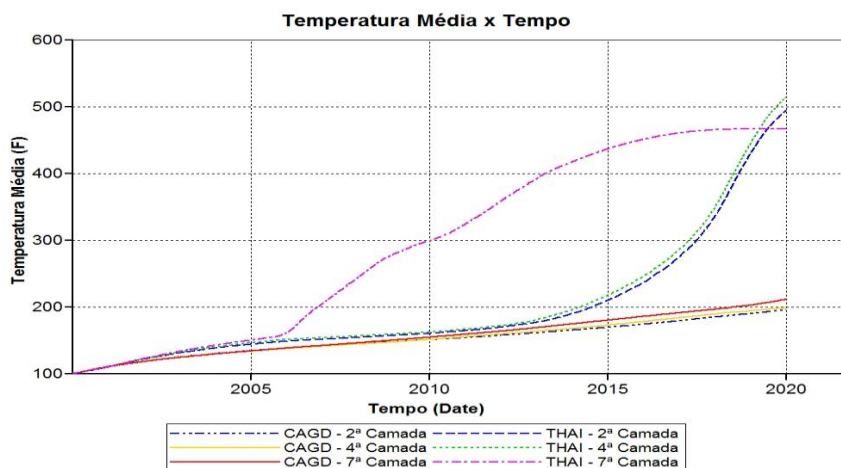


Figura 3 - Temperatura média do reservatório no tempo, CAGD contra THAI™.

É observado que a temperatura média do reservatório com o método THAI™ é superior do que com o método CAGD, com o pico de aproximadamente 200°F para o CAGD e de aproximadamente 500°F para o THAI™. Este parâmetro influencia diretamente na produção, uma vez que significa uma maior produção de calor e diminuição da viscosidade.

Na terceira análise da configuração da completação é perfurado somente dois poços, porém de maneira que não atuem na mesma linha de ação vertical. O intuito é de que se apresente um maior tempo para o *breakthrough* de ar e com isso se tenha uma maior geração de calor dentro do reservatório. Porém, ao analisar os resultados é observado que apesar deste acontecimento, ainda assim, o THAI™ se mostrou mais produtivo em um reservatório com as características do nordeste brasileiro, Figura 4.



Figura 4 – Fator de recuperação no tempo, CAGD deslocado contra THAI™.

A Figura 4, traz o gráfico do fator de recuperação com o tempo de produção, como pode ser observado o THAI™ apresenta um FR máximo de aproximadamente 52%, já o CAGD o máximo que alcançou foi cerca de 42%.

O método do CAGD apresentou resultados inferiores quando comparado com o THAI™, porque a frente de combustão do método CAGD não foi favorável para a sua produção, uma vez que uma porção de óleo era empurrado para as laterais do reservatório no lugar de ser produzido no poço produtor, com uma configuração de poço em que permitia ao método THAI™ desenvolver a frente de combustão varrendo uma maior área do reservatório, este teve uma melhor produção em todas as análises. Ao aumentar a distância horizontal entre os poços para aumentar a área de varrido a produção com o método CAGD aumenta, porém ainda assim não produz mais que o método THAI™ em um reservatório do nordeste brasileiro.

É importante ressaltar que o método CAGD obteve resultados positivos quando estudado por Rahnema, H. et al., em 2012, com reservatórios canadenses em que a viscosidade do óleo era de 27000 cp à 60 °C.

Conclusões

As principais conclusões ao comparar o método THAI™ com o método CAGD em um reservatório do nordeste brasileiro são:

- A modelagem da distribuição dos poços se mostrou um fator relevante para a melhor recuperação do óleo.
- O método THAI™ se mostrou melhor que o CAGD em todos os casos apresentados neste trabalho.

Agradecimentos

Ao PRH-PB 221 da Petrobras, pelo suporte financeiro e à CMG.

Referências Bibliográficas

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D.; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, 2006.

GREAVES, M.; XIA, T. X.; TURTA, A. T.; AYASSE, C.; **Recente Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Process**, PAPER SPE 59334, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 2000.

RAHNEMA, H.; MAMORA, D.; BARRUFET, M. A.; **Self-Sustained CAGD Combustion Front Development; Experimental and Numerical Observations**, PAPER SPE 154333, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 2012.

GREAVES, M.; XIA, T. X.; **Simulation Studies of THAI Process**. PAPER PETSOC 2000-084-P. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, 2000.

ARAUJO, Edson de Andrade; **Estudo do Processo de Combustão In-Situ Usando Poços Horizontais Como Produtores de Óleo (Toe-to-heel Air Injection)**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

MOTHÉ, C. G.; SILVA JR. C. S.; **Petróleo pesado e ultrapesado – reservas e produção mundial**. Revista TN Petróleo, V. 57, p. 76-80, 2008, disponível em www.tnpetroleo.com.br.