

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise de Diferentes Configurações de Poços no Processo de Combustão *in-situ*

AUTORES:

Mirella Lopes da Rocha, Edson de Andrade Araújo, Allene de Lourdes Souto de Moura 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.

Análise de Diferentes Configurações de Poços no Processo de Combustão *in-situ*

Abstract

The growing number of mature fields, heavy oil recovery has performed one of the great challenges of the oil industry. The Brazilian Northeast, for example, has numerous heavy oil reservoir that may be exploited by using thermal methods. Among the methods have thermal combustion in situ (CIS) which is one of oil recovery techniques in which the heat is produced within the reservoir by combustion of oil with the injected oxygen, in contrast with the heated fluid injection in further surface for subsequent injection, which causes heat loss on the way to the reservoir, is a method, however is a difficult complex method to be implemented due to the associated risks. The main objective of this work was to study the implementation of the CIS in 5-spot settings and inverted nine-spot through the parametric analysis of the process in vertical wells, using a semisynthetic reservoir with Northeastern characteristics Brazilian. Simulations were performed in a commercial program thermal processes, called "STARS" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), the company CMG (Computer Modelling Group). Analysis of operating parameters were carried out: injection flow, configuration of wells and 3D maps of oil saturation. The results showed that the completion of the production well was the parameter that showed the greatest influence in the recovered oil for in situ combustion methods, and the wells configuration also influences the oil recovery due to the number of producing wells.

Keywords: air injection, heavy oil, in-situ combustion and computer simulation.

Introdução

O processo de combustão *in-situ* é uma técnica de recuperação térmica que consiste em gerar calor dentro do próprio reservatório, através de uma frente de combustão. O reservatório é aquecido por esta frente de combustão, que queima uma pequena porção do volume de óleo *in place* e é sustentada pela injeção contínua de ar, propagando-se através do reservatório. Em um processo de combustão estável, o consumo de combustível é da ordem de 10% OOIP (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).

Devido à redução de viscosidade com o aumento da temperatura, este método é normalmente utilizado para óleos pesados, porém, pode também ser utilizado na recuperação de óleos leves, pois o método de combustão *in-situ* promove produção através do fluxo de combustível-gás, expansão térmica e vaporização de óleos leves (GERRITSEN *et al.*, 2004). Enfim, a combustão *in-situ* é aplicável a uma grande variedade de reservatórios.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo realizar um estudo comparativo do processo de combustão *in-situ* tradicional para duas configurações de malhas 5-spot e 9-spot invertidos, usando um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro. Para tal análise, foi utilizado um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo usando processos térmicos, denominado STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*).

Metodologia

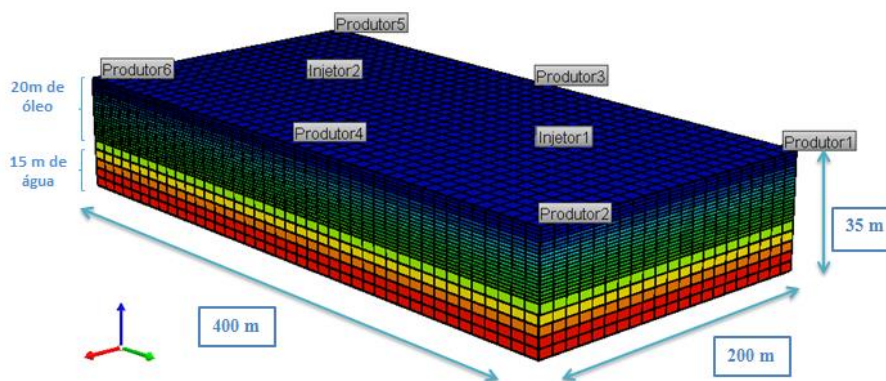
O modelo estudado é de um reservatório homogêneo semissintético em três dimensões (3D) no sistema cartesiano com características do Nordeste Brasileiro. As dimensões da malha e as características do reservatório podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Dimensões da malha e propriedades da rocha-reservatório.

Sistema 3D		Sistema 3D	
Número total de blocos	21.525	Tamanho do bloco em k (m)	Variável
Dimensão em x (m)	200	Área do reservatório (m ²)	2.800.000
Dimensão em y (m)	400	Profundidade do reservatório (m)	35
Dimensão em z (m)	35	Temperatura inicial (°C)	110
Numero de blocos em i	21	Contato água-óleo (m)	220
Tamanho do bloco em i (m)	9.5238	Permeabilidade Horizontal (Kh, mD)	1000
Numero de blocos em j	41	Permeabilidade Vertical (Kv, mD)	0,1 x Kh
Tamanho do bloco em j (m)	9.756	Porosidade (%)	30
Numero de blocos em k	25	Pressão inicial (psia)	287

O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas nas direções “i”, “j” e “k”, com dimensões de 200 m x 400 m x 35 m, totalizando 21.525 blocos, que constituem a malha de simulação representada na Figura 1.

Figura 1 - Modelo Base 3D.



O modelo de fluido apresenta oito pseudo-componentes sendo: óleo pesado (C₄₀₊), óleo médio (C₂₀₋₃₉ e C₁₀₋₁₉), óleo leve (C₆₋₉, C₄₋₅ e C₁₋₃), gás inerte (CO₂ e N₂); 2 (dois) componentes: oxigênio (O₂) e a água (H₂O), e o coque (C). A Tabela 2 apresenta as composições.

Tabela 2 - Agrupamento e percentual dos componentes.

Componentes	Fração Molar Inicial (%)	Componentes	Fração Molar Inicial (%)
CO ₂	0,40848	C6-9	0,26498
N ₂	0,15177	C10-19	17,104
C1-3	8,7316	C20-39	47,083
C4-5	0,32485	C40+	25,932

Dentre as reações químicas participantes no modelo citados abaixo, as sete primeiras representam as reações de oxidação que ocorrem no sistema, tendo como produto gás carbônico (CO₂) e água (H₂O). A reação sete envolve a oxidação do coque (C). A oitava e a décima segunda reação representam o craqueamento do óleo pesado (C₂₁₋₄₀₊) e óleo médio (C₁₃₋₂₀). As reações químicas foram

ajustadas no módulo Builder da CMG para o modelo “Nordeste Brasileiro”. As reações químicas incluídas no modelo juntamente com as suas energias de ativação (E.A) e a entalpia das reações (E.R) podem ser observadas na Tabela 3.

Tabela 3- Energia de Ativação e Entalpia das reações químicas.

Reações	E.A (BTU/lbmol)	E.R (BTU/lbmol)
$C_{40+} + 88.52 O_2 \rightarrow 58.68 CO_2 + 59.68 H_2O$	32785	814240
$C_{20-39} + 41.91 O_2 \rightarrow 27.607 CO_2 + 28.607 H_2O$	32785	4521600
$C_{10-19} + 23.845 O_2 \rightarrow 15.563 CO_2 + 16.563 H_2O$	32785	2102400
$C_{6-9} + 11.23 O_2 \rightarrow 7.153 CO_2 + 8.153 H_2O$	32785	2102400
$C_{4-5} + 6.935 O_2 \rightarrow 4.29 CO_2 + 5.29 H_2O$	32785	2102400
$C_{1-3} + 2.109 O_2 \rightarrow 1.072 CO_2 + 2.072 H_2O$	32785	2102400
Coque+ $1.678 O_2 \rightarrow 0.785 CO_2 + 1.785 H_2O$	28800	230000
$C_{40+} \rightarrow 2.015 C_{6-9} + 0.936 C_{10-19} + 0.5299 C_{20-39} + 15.836 \text{ Coque}$	28800	20000
$C_{20-39} \rightarrow 1.426 C_{6-9} + 0.662 C_{10-19} + 7.471 \text{ Coque}$	28800	20000
$C_{10-19} \rightarrow 1.614 C_{6-9} + 4.228 \text{ Coque}$	28800	20000
$C_{6-9} \rightarrow 2.251 C_{1-3} + 0.617 IC_4 - NC_5 + 1.964 \text{ Coque}$	28800	20000
$IC_4 - NC_5 \rightarrow 2.735 C_{1-3} + 1.193 \text{ Coque}$	28800	20000

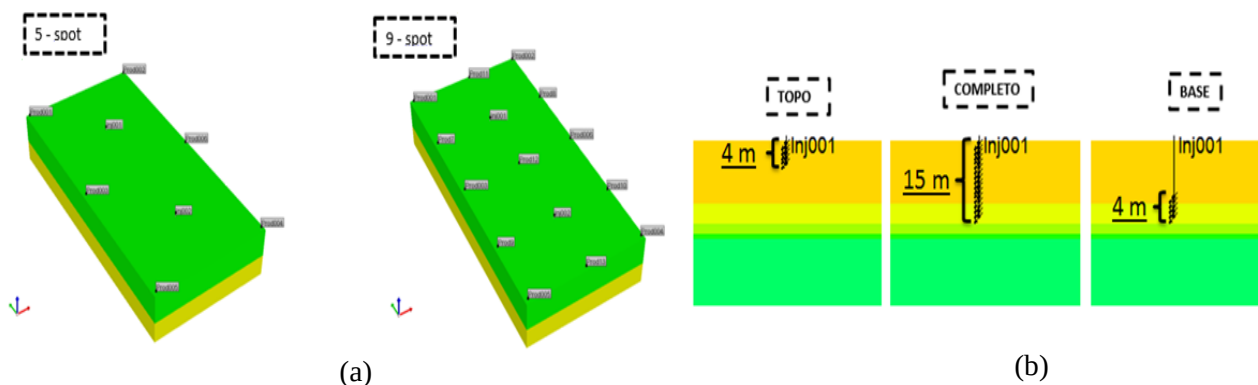
A Tabela 4 apresenta os intervalos em que as variáveis operacionais foram analisadas, para a configuração CIS 5-spot e 9-spot, sendo 27 casos para cada modelo de malha.

Tabela 4-Intervalo dos parâmetros estudados na CIS.

PARÂMETROS	Níveis		
	-1	0	1
Vazão de Injeção total de ar ($m^3\text{STD}/\text{dia}$)	20000	50000	70000
Completação Injetor	Topo	Completo	Base
Completação Produtor	Topo	Completo	Base

A Figura 2 mostra a configuração de poço e as completações para o sistema CIS.

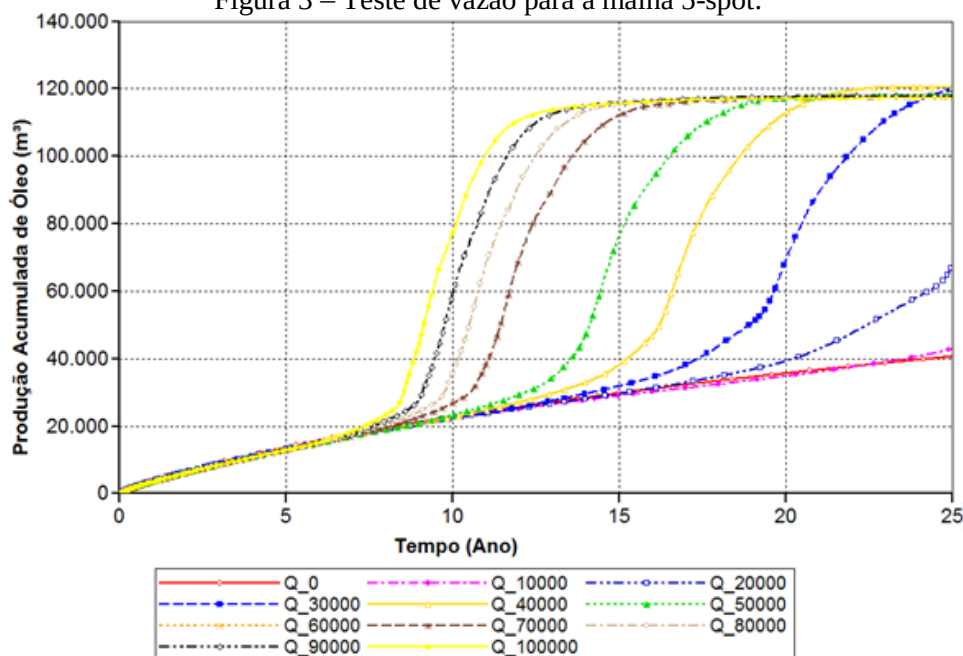
Figura 2 – (a) – Configuração 5 e 9-spot; (b) - Completação dos poços injetores e produtores.



Resultados e Discussão

Para a construção do método CIS no reservatório estudados foram criadas duas malhas de 5-spot invertido e 9-spot invertido e a partir daí foram testadas várias vazões de injeção de ar com concentração de 21% de oxigênio com o intuito de avaliar o comportamento do reservatório. As Figuras 3 e 4 mostram a produção acumulada de óleo para as diferentes vazões de injeção comparando com a recuperação primária para o método 5-spot e 9-spot.

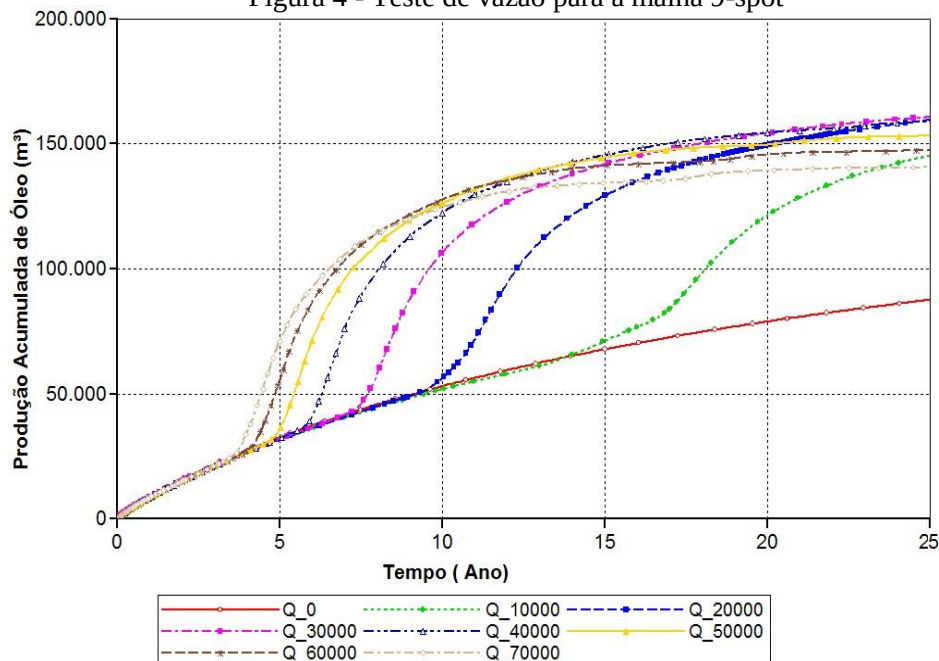
Figura 3 – Teste de vazão para a malha 5-spot.



Na Figura 3 verifica-se que a recuperação primária é menor quando comparada com os modelos com injeção de ar, mostrando que é favorável a injeção devido a formação da frente de combustão o que favorece o deslocamento do óleo no meio poroso. A partir do sétimo ano de produção altas vazões promovem antecipação da produção. Vazões acima de 40.000 m³STD/dia não são interessantes se trabalhar para a configuração de poços 5-spot, visto que não se têm alteração na produção acumulada de óleo devido a depleção no reservatório mostrando que o limite de injeção para que se obtenha boa produção de óleo foi atingindo com produção acumulada de óleo de 120.000 m³.

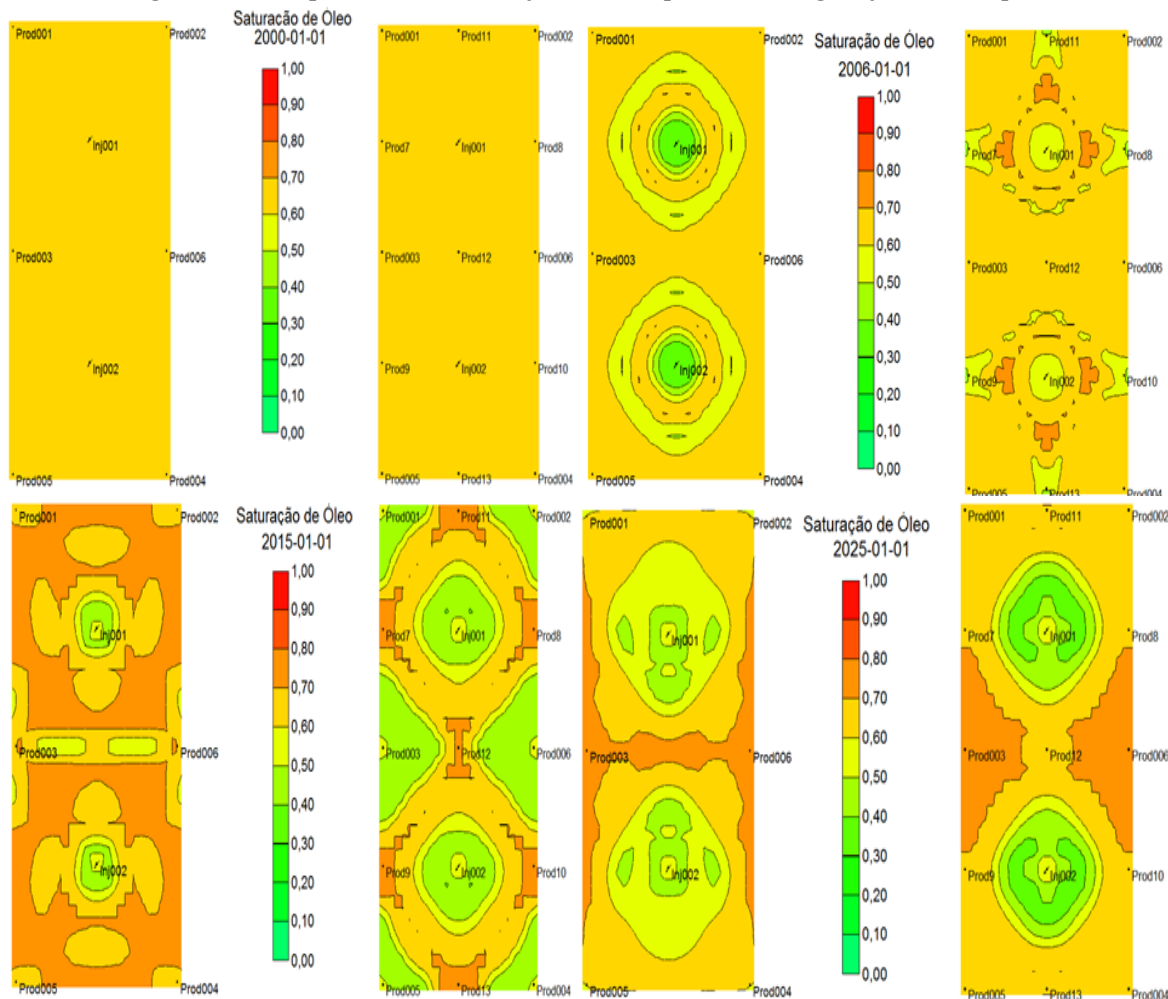
A Figura 4 mostra o teste de vazão para a malha 9-spot.

Figura 4 - Teste de vazão para a malha 9-spot



Na Figura 4 mostra a produção acumulada de óleo para diferentes vazões de injeção de ar. Nela temos que chegada do banco de óleo se dá a partir do quarto ano de produção, enquanto que para o 5-spot só há produção de óleo no sétimo ano. Posteriormente a este período temos um aumento da produção acumulada de óleo em função das diferentes vazões, na qual até 50.000 m³STD/dia é interessante injetar ar para a configuração de poços 9-spot invertido, ou seja, uma vazão maior quando comparado a configuração 5-spot. Esse aumento da vazão de injeção favorece o avanço e a manutenção da frente de combustão ao longo do reservatório até atingir o poço produtor, ou seja, atingindo o máximo de produção acumulada de óleo em torno de 160.000 m³ comparado com a malha 5-spot se obteve um acréscimo de 40.000 m³.

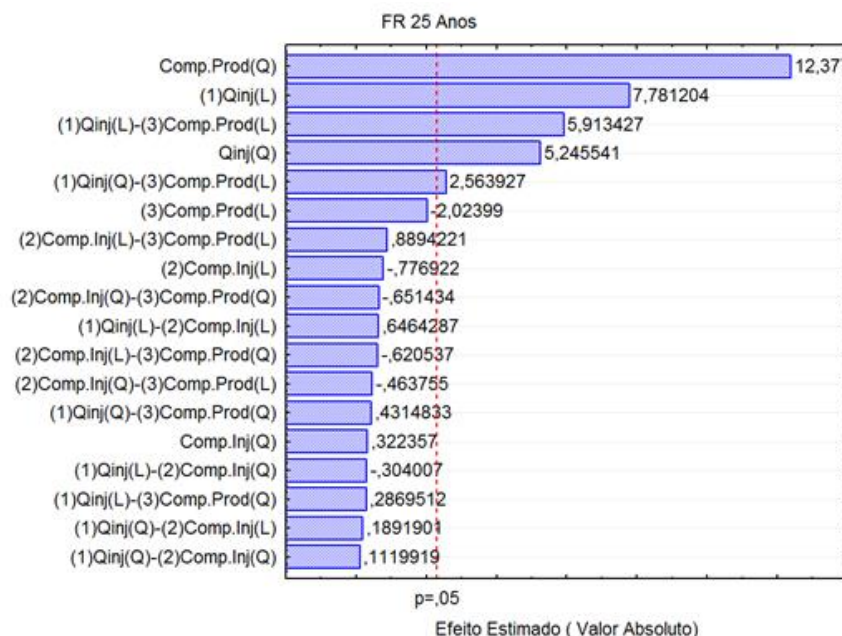
Figura 5 – Comparativo da Saturação de óleo para as configurações 5 e 9-spot.



Com o intuito de avaliar o comportamento físico dentro do reservatório para as duas configurações de poços, foram criados mapas 3D de saturação de óleo com a mesma vazão de injeção de ar de 70.000 m³STD/dia para os tempos 0,6,15 e 25 anos de produção, como mostrado na Figura 5. O mapa de saturação de óleo para as duas configurações de poços, no ano 2000 ambos se encontram nas mesmas condições de reservatório com saturação de óleo em torno de 60%. No ano de 2006 temos a chegada do banco de óleo nos poços produtores laterais, visto que estão mais próximos do poço injetor, enquanto na configuração 5-spot devido a maior distância dos poços de esquinas (*Coners*) o óleo ainda não foi produzido. Em 2015 ambas as configurações já possuem produção de óleo em todos os poços e a saturação de óleo encontrada é bem menor no 9-spot, visto que o mesmo apresenta maior número de poços, consequentemente maior produção. Por fim em 2025 grande parte do reservatório já se encontra varrido, porém com saturação de óleo residual alta, sendo interessante maior tempo de projeto para que esse óleo fosse produzido.

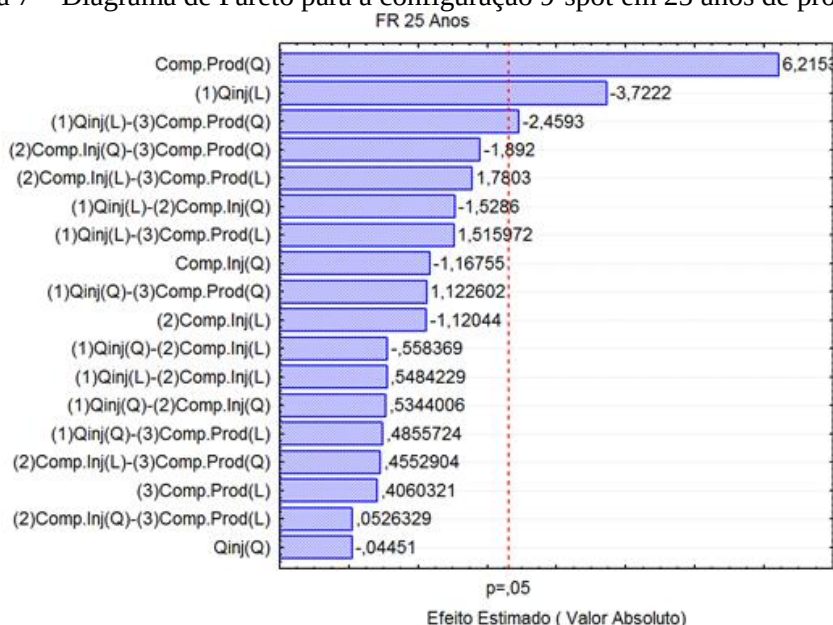
Após o teste de vazão, foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais: vazão de injeção, completação do poço injetor e completação do poço produtor, para duas variações de configurações de poços o 5-spot e o 9-spot. Foi usada a técnica de análise de planejamento experimental com três níveis (3³), totalizando 27 simulações, para cada configuração de poço, logo um total de 54 simulações para o método CIS. A análise da significância dos parâmetros operacionais foi feita através do diagrama de Pareto, tendo o fator de recuperação de óleo (FR) como variável resposta 25 anos. A Figura 6 mostra o diagrama de Pareto para a malha 5-spot.

Figura 6 – Diagrama de Pareto para a configuração 5-spot em 25 anos de produção.



A Figura 6 mostra a variável de resposta é o fator de recuperação em 25 anos de produção para a configuração 5-spot invertido. Em ordem decrescente estão os efeitos que continuam apresentando influência estatisticamente significativa: Completação do poço produtor (Comp.Prod) e a vazão de injeção (Qinj). A interação que apresentou influência foi à vazão de injeção (Qinj tanto de forma quadrática como linear com completação do poço produtor (Comp.Prod) linear. A variável completação do poço produtor (Comp.Prod) continua afetando positivamente o fator de recuperação. Já a vazão de injeção de ar passa a influenciar positivamente em 25 anos o fator de recuperação, ou seja, para este tempo específico é viável o aumento da vazão de injeção de 20.000 m³STD/dia para 50.000 ou 70.000 m³STD/dia.

Figura 7 – Diagrama de Pareto para a configuração 9-spot em 25 anos de produção.



No Diagrama de Pareto referente a Figura 7 têm-se como variáveis significativas estaticamente a completação do poço produtor e a vazão de injeção de ar. A completação do poço produtor afeta positivamente o fator de recuperação, ou seja, sua mudança de nível aumenta o fator de recuperação em 6.21%. Já o aumento da vazão de injeção em 25 anos influencia negativamente a fração recuperada, devido a canalização do ar no poço produtor o que está impedindo a produção de óleo. A interação que se mostrou estatisticamente significativa foi entre a vazão de injeção e a completação do poço produtor influenciando negativamente o fator de recuperação, não sendo interessante levar ambas as variáveis para o nível máximo.

Conclusões

- O aumento da vazão de injeção promove o incremento da produção acumulada de óleo para ambas as configurações até um certo limite.
- A chegada do banco de óleo é mais rápida para a configuração 9-spot devido a presença dos poços laterais que antecipam a produção.
- O diagrama de Pareto mostrou que a completação do poço produtor afeta positivamente o fator de recuperação em ambas as configurações. Já a vazão de injeção de ar afeta negativamente a malha 9-spot e positivamente a malha 5-spot mostrando que em 25 anos ainda se pode aumentar a vazão de injeção que se obtém incremento do fator de recuperação.

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo programa, ao PRH-PB 221 e a Petrobrás pelo apoio financeiro, ao LEAP (laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) pela infraestrutura, aos professores do PPGCEP (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo).

Referências Bibliográficas

ARAÚJO, J. S. Influência das tensões tectônicas na permeabilidade da Formação Açú – Bacia Potiguar. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 122 p., Natal, 2008.

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