

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

INFLUÊNCIA DA COTA DE VAPOR NA INJEÇÃO CÍCLICA APLICADA A RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO

AUTORES:

Everton de Lima de Andrade¹, Marcos Allyson Felipe Rodrigues¹, Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão¹, Tarcílio Viana Dutra Junior¹, Marco Aurélio da Câmara Cavalcanti de Albuquerque Neto¹

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, 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 - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DA COTA DE VAPOR NA INJEÇÃO CÍCLICA APLICADA A RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

The increase of oil recovery in land-based fields is current one of the main challenges of the oil industry. A significant portion of the world's existing hydrocarbon onshore reserves is composed of heavy and extra-heavy oil. Thermal methods are often employed in enhanced recovery of heavy oil because they provide significant reduction of fluid viscosity and increase in mobility. One of the most versatile solutions for heavy oil recovery is a steam soak, because it provides production of considerable volumes of oil and return of the invested value quickly. This work aims at the technical and economical, through the numerical simulation, of the variation of the injection quota in the cyclic injection of steam in a reservoir of heavy oil with characteristics of the Brazilian northeast. As simulations were performed, use CMG's STARS software, version 2013, Computer Modeling Group Ltd, in cylindrical reservoir model containing a single injector/producer well. The oil contained in the reservoir is classified as heavy, with 16.76 ° API. The reservoir rock property are: 25m of thickness, 80m of reservoir radius, top depth equal to 200m, 30% of porosity, horizontal permeability of 1000md and vertical permeability of 100md. The steam injection rates varied from 500 to 5000 m³STD/cycle, with increments of 500 m³STD/day, totaling 10 different quotas. After the simulations, technical data such as recovery factor, oil rate and cumulative produced water were analyzed. An economic analysis was performed using the net present value method to identify a more profitable flow to the detriment of production. The results show that with the increase of the injection quota, the larger the volumes of oil and water produced, consequently, the higher the recovery factor. The economic analysis showed the quota of 5000m³STD/day presented a higher NPV, US\$ 4,887,946.11, in relation to other studied quotas, also presenting a lower Payback, with one year and four months of the project.

Keywords: cyclic steam injection; reservoir simulation; economic analysis; EOR.

Introdução

De acordo com QUEIROZ (2006), grande parte das reservas de petróleo atualmente existentes no mundo são compostas por óleo pesado (°API entre 10 e 20). No Brasil, grande parte dos reservatórios petrolíferos localizados no Nordeste possuem óleo com essa característica. Para garantir a produção de maneira adequada e eficiente do óleo pesado é necessário o uso de métodos de recuperação avançada.

Segundo QUEIROZ (2006), na recuperação de petróleo, os métodos recomendados para reservatórios com óleo pesado são os térmicos, já que apresentam maiores índices de sucesso em todo o mundo, principalmente a injeção de vapor devido à tecnologia ser amplamente dominada, resposta rápida ao aumento da produção, entre outros. No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação avançada mais utilizado na extração de óleos pesados, principalmente nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, na região Nordeste.

A injeção de vapor pode ser de maneira cíclica ou contínua. De acordo com ROSA (2011), a injeção cíclica é usada para reforçar a recuperação primária em reservatórios. Ela é composta por três fases que constituem um ciclo, a primeira é a etapa de injeção de vapor, depois o fechamento do reservatório por um determinado tempo conhecido como *Soaking*, em que o calor será transmitido no reservatório, e pôr fim a fase de produção, em que o poço é aberto. Assim que um ciclo é finalizado, outro tem início.

O presente trabalho tem como objetivo analisar a influência da cota de injeção cíclica de vapor em um reservatório de óleo pesado com características do Nordeste brasileiro. As respostas analisadas foram fator de recuperação, produção acumulada de óleo, produção acumulada de água produzida e vazão de óleo. Com as respostas foi possível realizar uma análise econômica utilizando o método do VPL.

Metodologia

Para as simulações foi considerado um reservatório homogêneo cilíndrico com diâmetro de 160 m e espessura de 25m com refinamento de 22 x 1 x 25 blocos nos eixos R, θ e Z, respectivamente como mostra a figura 1. As simulações foram feitas com o *software* STARS da CMG de modelo 2013, que trabalha com simulação de métodos térmicos em reservatórios de petróleo.

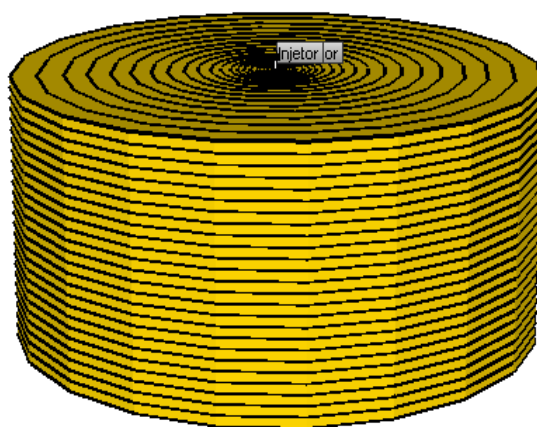


Figura 1. Modelo do reservatório em 3 dimensões.

Os dados necessários para entrada no simulador estão presentes na tabela 1, são as principais propriedades da rocha reservatório.

Tabela 1. Propriedades da rocha reservatório.

Contato água-óleo	220 m
Profundidade do topo do reservatório	200 m
Porosidade do reservatório	30%
Permeabilidade horizontal (kh)	1000 mD
Permeabilidade vertical (kv)	0,1*kh
Compressibilidade da formação	$4,351 * 10^{-4}$ 1/kPa @1980,17 kPa
Capacidade calorífica da formação	$2.34731 * 10^6$ $\frac{\text{J}}{\text{m}^3 * \text{C}}$
Condutividade térmica da formação	490601 $\frac{\text{J}}{\text{m} * \text{dia} * \text{C}}$

O modelo de fluido do reservatório foi criado com a ajuda de uma análise PVT. A tabela 2 apresenta a composição do óleo, que apresenta oito pseudo-componentes, o °API do óleo, o coeficiente de expansão térmica e a densidade do gás. O óleo é classificado como pesado e de características similares ao encontrado na região nordeste do Brasil.

Tabela 2. Composição do óleo.

Pseudocomponente	Fração Molar (%)
CO2-N2	0,00622
C1-C3	0,08634
IC4-C6	0,00376
C7-C19	0,17325
C20-C26	0,222
C27-C34	0,17238
C35-C38	0,06284
C39+	0,2732
Propriedades físicas do fluido	Valor
Densidade do gás	0,7010
Grau API	16,76
Coeficiente de expansão térmica do óleo	$6,8845 \times 10^{-4}$

A viscosidade do óleo apresenta alta sensibilidade à temperatura, esse é um dos principais motivos da aplicação de métodos térmicos. A figura 2 apresenta o comportamento da viscosidade do óleo usado no estudo com a temperatura.

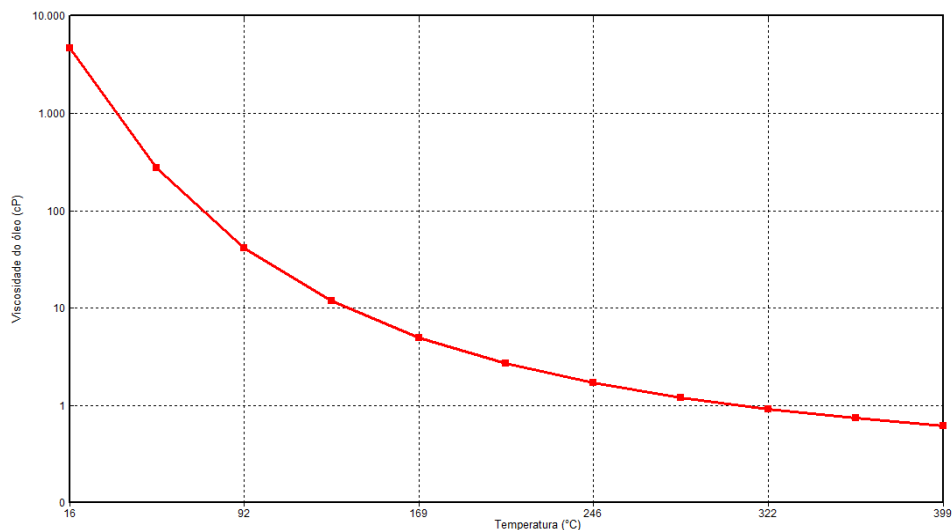


Figura 2. Viscosidade do óleo *versus* Temperatura.

A tabela 3 apresenta alguns dos principais parâmetros operacionais usados nas simulações.

Tabela 3. Condições operacionais do processo.

Parâmetro	Valor
Temperatura do vapor (°C)	177
Título do vapor (%)	75
Pressão Máxima no Poço Injetor (kPa)	7200
Pressão Mínima no Poço Injetor (kPa)	196
Número de Ciclos	10
Tempo de Projeto (anos)	10

A vazão de vapor injetada por ciclo variou de 500 a 5000 m³std/ciclo, com incrementos de 500 m³std/dia, totalizando 10 cotas diferentes de injeção.

A análise econômica foi realizada pelo método do valor presente líquido, VPL. A tabela 4 apresenta os parâmetros usados na análise econômica.

Tabela 4. Parâmetros para análise econômica.

Parâmetro	Valor
Custo com aquisição de gerador (US\$)	1,200,000.00
Custo de Perfuração e completação de um poço vertical <i>onshore</i>	400,000.00
Custo com geração e injeção vapor (US\$/m ³ std)	20.00
Custo com separação, tratamento e descarte da água produzida (US\$/m ³)	3.00
Custo com separação e tratamento de óleo (US\$/bblóleo)	1.00
Preço do barril de petróleo (US\$/bbl)	35.00
TMA (%)	10

Resultados e Discussão

A figura 3 apresenta os valores de vazão obtidos em todos os 10 ciclos para as 10 diferentes cotas de injeção.

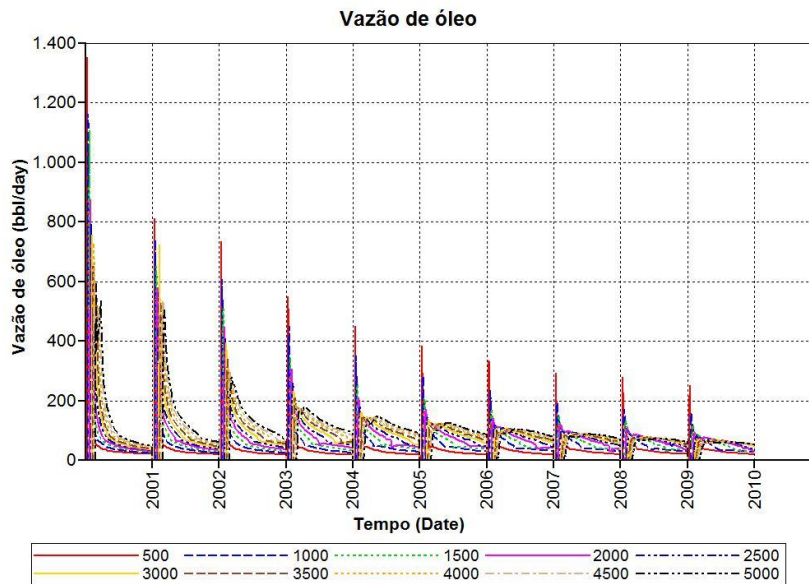


Figura 3. Vazões de óleo ao longo do tempo.

Analisando o gráfico, percebe-se que as maiores cotas de injeção proporcionam maiores vazões em todos os ciclos, entretanto nos primeiros ciclos as diferenças são maiores em relação as cotas menores. O melhor resultado obtido foi para a cota de 5000 m³std/ciclo, já que proporciona maiores vazões de óleo ao longo da vida de produção do poço.

A figura 4 apresenta a produção acumulada de petróleo ao longo do tempo do projeto. Há relação entre o comportamento da figura 3 com os valores presentes na figura 4, já que quanto maior for a vazão de produção, maior será o volume de óleo produzido acumulado.

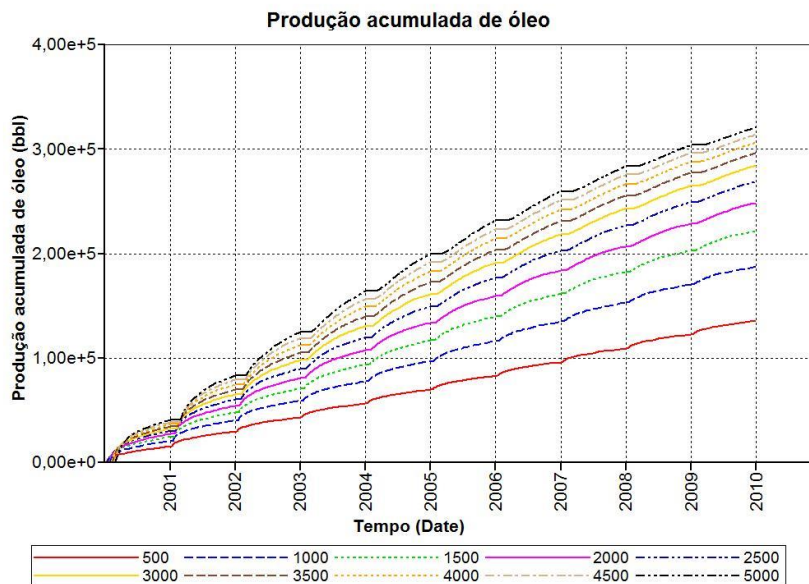


Figura 4. Produção acumulada de óleo *versus* tempo.

Examinando o gráfico, nota-se que há relação diretamente proporcional entre a produção acumulada de óleo e a cota de injeção. Ou seja, a cota que apresentou a maior produção acumulada foi a maior cota de injeção, 5000 m³std/ciclo, com a produção de 320.966 barris de petróleo, resultando em um fator de recuperação de 59,13%. Observa-se também que a medida em que ocorre o aumento da cota, menor é a diferença de produção entre a cota anterior, por exemplo, a diferença do volume

produzido, em 2010, entre a cota de 500 m³std/ciclo e a cota de 1000 m³std/ciclo é menor do que a diferença de produção entre as cotas de 4500 m³std/ciclo e 5000 m³/ciclo.

A figura 5 mostra a produção acumulada de água em função do tempo para as diferentes cotas de injeção.

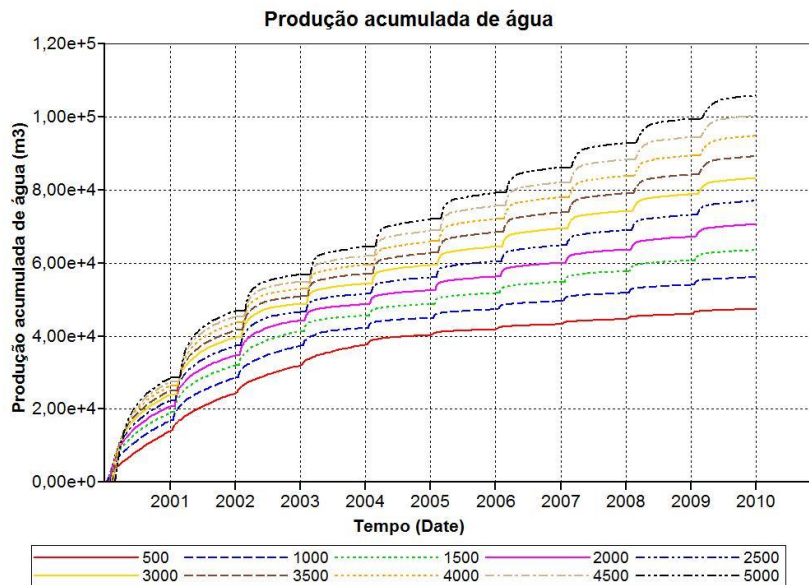


Figura 5. Produção acumulada de água.

Observando a figura 5 percebe-se que a relação entre a vazão de óleo, produção acumulada de óleo, cota de injeção de vapor e produção acumulada de óleo é diretamente proporcional. A maior produção acumulada aconteceu para o caso com a maior cota de injeção, 5000 m³std/ciclo, com 105.837 m³ de água produzida. As diferenças de produção acumulada entre cotas vizinhas são praticamente iguais. Por exemplo, as diferenças nos volumes de água produzida entre a cotas de 3000 m³std/ciclo e 3500 m³std/ciclo e as cotas de 4000 m³std/ciclo e 4500 m³std/ciclo são praticamente as mesmas.

Visando analisar o desempenho econômico de cada cota adotada, a figura 6 apresenta o comportamento do Valor Presente Líquido, VPL em função do tempo para os 10 ciclos e as diferentes cotas de injeção.

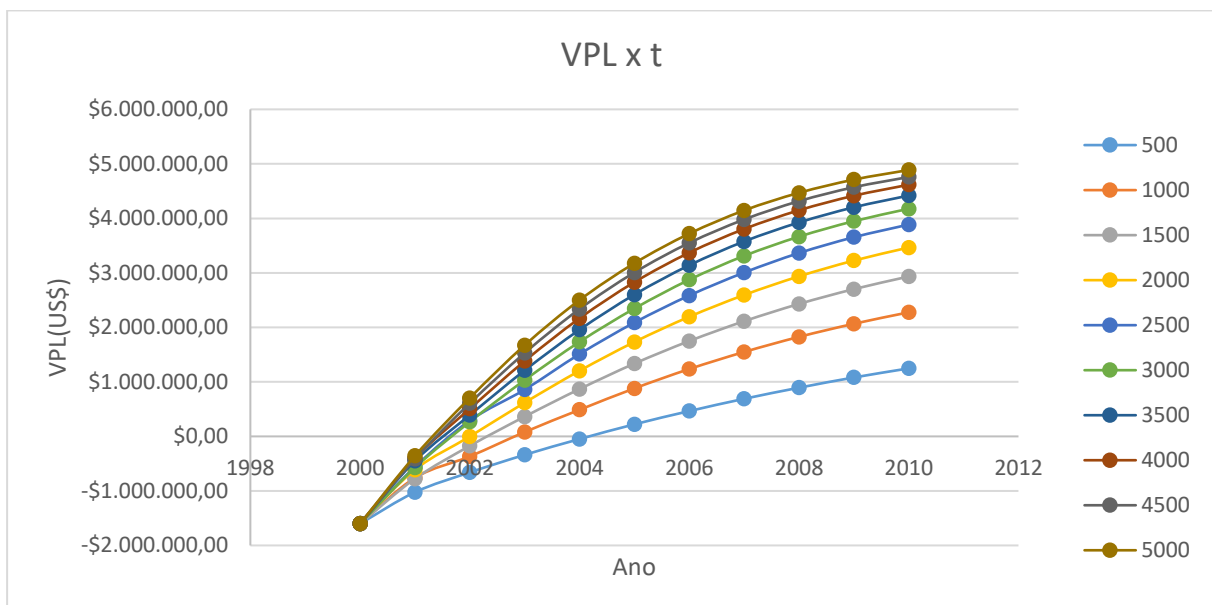


Figura 6. VPL *versus* tempo.

O VPL possui comportamento semelhante as outras variáveis analisadas, como produção acumulada de óleo e vazão de produção. A cota de 5000 m³std/ciclo apresentou maior VPL quando comparada com as demais cotas de injeção, o valor do seu VPL foi de US\$ 4.887.946,11. Dessa maneira, pelo ponto de vista econômico a maior cota é considerada a melhor escolha para aplicação.

Também pode-se analisar o *Payback*, o tempo em que haverá o retorno do investimento realizado no projeto. Quanto maior a cota de injeção analisada, menor é esse tempo de retorno do investimento, ou seja, a cota de 5000m³std/ciclo proporciona o menor *Payback*, 1 ano e 4 meses. Nota-se que a redução do tempo de retorno com o aumento da cota é cada vez menor.

Conclusões

A cota de injeção que mostrou melhores resultados na análise técnica foi a de 5000m³std/ciclo, considerando que apresentou maiores vazão de produção, produção acumulada de petróleo e fator de recuperação.

Quanto maior a cota de injeção, maior a produção acumulada de água. O maior volume de água produzida para a maior cota simulada não afetou significativamente a receita gerada, devido ao baixo custo com tratamento e descarte da água e a maior produção de óleo gerada.

Na análise econômica, a maior cota simulada também indicou melhores resultados, considerando que exprimiu o maior valor de VPL e o menor *Payback*.

A injeção cíclica de vapor nesse reservatório com características do nordeste brasileiro é viável tecnicamente e economicamente.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à Universidade Federal do Rio grande do Norte e à ANP através do PRH- ANP 43 por todo o suporte fornecido para a execução deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ROSA, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

QUEIROZ, G. O. Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2006. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

RODRIGUES, M. A. F.; GALVÃO, E. R. V. P. Estudo da Injeção de Água junto ao Vapor como Método de Recuperação Avançada em Campo de Óleo pesado. 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e desenvolvimento em Petróleo e Gás. Aracaju, Brasil, 2013.