

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:

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE VAPOR CONTROLADA NA PRODUÇÃO DE
RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO DO NORDESTE BRASILEIRO**

AUTORES:

A. R. Gurgel¹, A.R. Diniz², M. A. F. Rodrigues², T.V. Dutra Jr².

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido, ²Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º 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.

ANÁLISE DA INJEÇÃO DE VAPOR CONTROLADA NA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

For the heavy oil recovery, technical and economic feasibility studies are very important to define the technology needed for extracting the maximum amount of oil from the reservoir. Taking this principle as basis, it was performed a technical and economic evaluation, aiming at verifying the best results, in terms of oil recovery and economic income of a project, when recovering heavy oil through steam injection. By this way, numerical simulations were applied, from a numerical model defined for a heavy oil reservoir, representative of a reservoir from the Brazilian Northeast. By varying its operational parameters, it was analyzed the behavior of the oil recovery factor and net present value, through 15 years of project. The results showed that the variation of the steam injection rate, for the lowest values, from the steam *breakthrough*, resulted in improving the oil recovery factor. It also had a positive effect in increasing the economic income of this project, which was verified when the steam injection rate, after the *breakthrough*, was 5 t/day or even when it was interrupted.

Keywords: Economic evaluation; heavy oil; numerical simulation; steam injection; thermal method.

Introdução

A recuperação de óleos pesados está ligada ao emprego dos chamados métodos especiais de recuperação. Dentre eles, destacam-se os métodos térmicos. Segundo GREEN & WILLHITE (1998), os métodos térmicos podem ser subdivididos em injeção de água quente, injeção de vapor e combustão in situ. A viscosidade do óleo caracteriza-se por ser uma das propriedades mais importantes a ser modificada. Além disso, uma vez que o calor seja adicionado a rocha-reservatório, vários fenômenos podem ocorrer de forma simultânea dentro do meio poroso. Alguns deles compreendem a redução da viscosidade, destilação dos componentes mais leves e alterações no volume do óleo.

Vogel (1984), sugeriu que no início dos projetos de injeção de vapor altas taxas de injeção sejam utilizadas e, depois, deve haver redução para compensar o fluxo de calor na direção vertical. Ele também estabeleceu um ponto no qual em projetos de injeção de vapor em campos maduros, onde o *breakthrough* do vapor foi atingido, a vazão de produção do óleo é essencialmente independente da taxa de injeção de vapor. Assim, acréscimos na quantidade de vapor injetado tendem a ter pouco incremento na produção de óleo.

O valor presente líquido foi o critério adotado nesta pesquisa, devido a ser um método aceito internacionalmente pelos profissionais de finanças, conceitualmente correto e que leva a decisões financeiras adequadas. Sua aplicação não possui restrições, deixando facultativo ao tomador de decisão a adoção de outros critérios para complementar as informações sobre o projeto (RODRIGUES, 2012).

Neste estudo, um modelo homogêneo semissintético com configuração de ¼ de five spot invertido com as características da região Nordeste do Brasil, em especial, a Bacia Potiguar foi desenvolvido para se estudar os efeitos do gerenciamento da vazão de injeção de vapor (Q_{inj}) a partir do tempo de chegada do vapor ao poço produtor (*breakthrough* do vapor) no fator de recuperação de óleo (FR) e no VPL (valor presente líquido). Para a elaboração do modelo numérico foi utilizado o simulador comercial denominado STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) pertencente a CMG (*Computer Modelling Group*). Assim sendo, buscou-se melhorias na

quantidade de óleo produzido, além da diminuição dos gastos energéticos e financeiros associados a injeção de vapor. A diminuição destes gastos também teve como finalidade impactar positivamente no uso mais eficiente do recurso ambiental da água utilizada na forma de vapor para a recuperação de hidrocarbonetos na rocha reservatório.

Metodologia

Um modelo numérico foi desenvolvido através dos ajustes dos dados de rocha e fluidos do reservatório de acordo com os critérios adotados por Gurgel (2015). A partir deste modelo, foi estudado o comportamento do fator de recuperação. Além disso, o critério do Valor Presente Líquido foi adotado como forma de se avaliar economicamente os resultados para que fosse decidido o melhor cenário de retorno econômico proveniente das simulações.

Ajuste dos dados rocha-fluido no simulador numérico

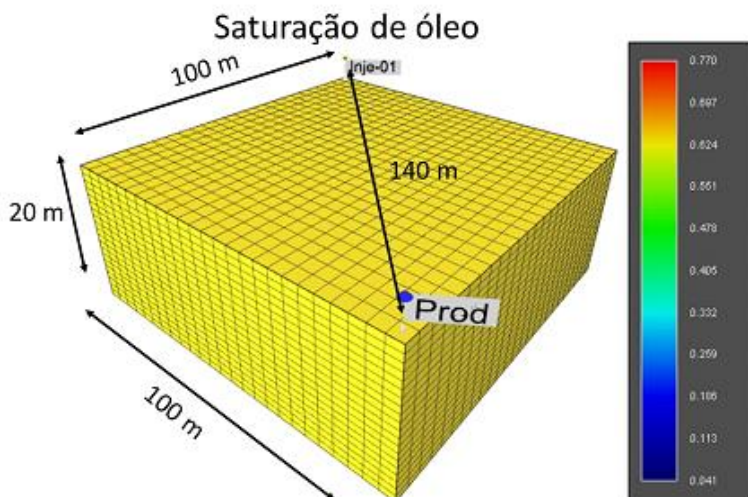
A tabela 1 apresenta os dados das propriedades da rocha-reservatório utilizados na elaboração do modelo numérico.

Tabela 1. Dimensões do modelo numérico e propriedades do reservatório.

Propriedades	Valores
Área do reservatório (m ²)	100 x 100
Espessura da zona produtora, h (m)	20
Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Número de blocos nas dimensões i, j, k	25, 25, 20
Saturação média de óleo na zona produtora (%)	64
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	0,1 x Kh
Porosidade (%)	24
Temperatura inicial (K)	310,93
Pressão inicial no topo do reservatório (kPa)	1.992,035
Volume de óleo <i>in place</i> (m ³)	52.884
Compressibilidade efetiva da formação, 1/kPa	4,35 x 10 ⁻⁴
Pressão máxima de injeção, kPa	7.196,14
Pressão máxima de produção, kPa	196,45

A figura 1 ilustra as dimensões físicas do modelo numérico elaborado no simulador comercial.

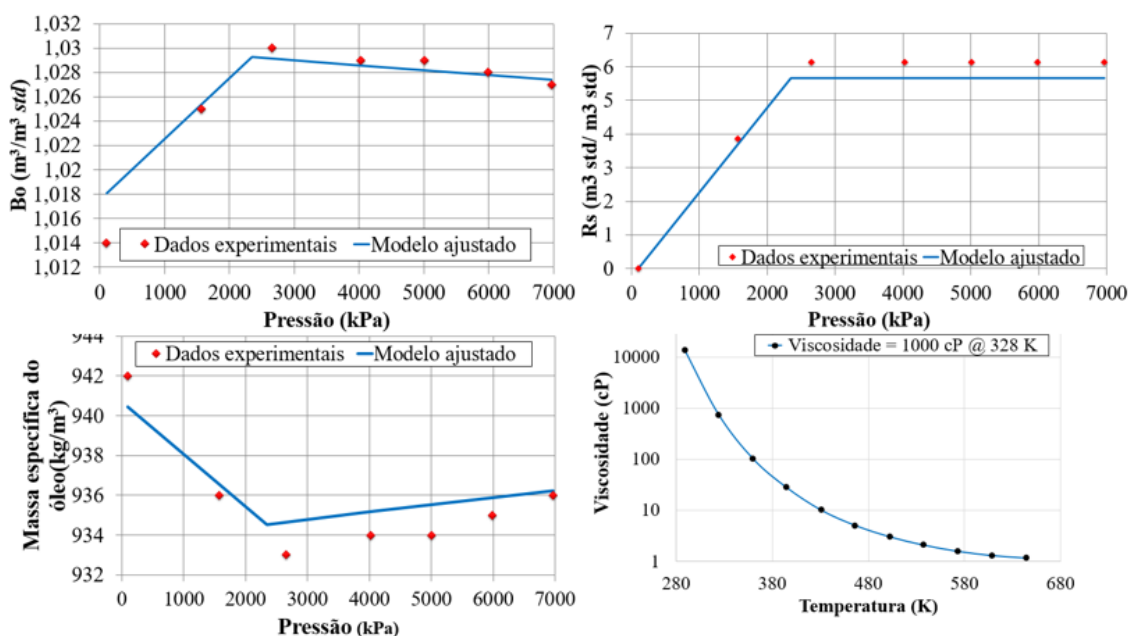
Figura 1. Modelo numérico em três dimensões



Conforme pode ser observado na figura 1, o modelo apresenta dimensões de 100 m x 100 m e espessura de 20 m de zona produtora (sem a presença de uma zona de água). A injeção de vapor se deu de forma contínua com configuração de $\frac{1}{4}$ de *five spot* invertido, isto é, com dois poços verticais, um injetor e outro produtor, enquanto que a distância entre eles foi de 140 m.

O modelo de fluidos de hidrocarbonetos foi projetado com o auxílio do simulador comercial *WinProp*, da *CMG*, de acordo com as características da região em análise (Bacia Potiguar) conforme pode ser observado na figura 2.

Figura 2. Comparação entre os dados experimentais e os dados ajustados através do software para o fator -volume formação de óleo (B_o), razão gás-óleo (R_s) e a viscosidade.



Os parâmetros operacionais para este estudo estão apresentados na tabela 2.

Tabela 2. Valores dos operacionais do modelo numérico.

Parâmetros	Valor
Qualidade do vapor (%)	75
Vazão de injeção de vapor até o tempo de irrupção (t/dia)	30
Vazão máxima de produção de líquido (m³std/dia)	100
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	200,5
Pressão máxima de injeção (kPa)	7.198
Temperatura do vapor (K)	561
Intervalo de completação dos poços injetor e produtor (m)	20

O procedimento para a análise consistiu em manter a vazão de injeção constante até o tempo de irrupção (*breakthrough*) do vapor (sétimo ano). Este tempo é caracterizado pela chegada do banco de vapor ao poço produtor. A partir deste tempo, a vazão de foi modificada para valores de 0 t/dia (vazão interrompida), 5 t/dia, 10 t/dia, 15 t/dia, 20 t/dia, 25 t/dia 30 t/dia e 35 t/dia.

A análise técnico-econômica deste trabalho consistiu em um cálculo simplificado do VPL (valor presente líquido) com o objetivo de comparar os ganhos financeiros obtidos com o aumento do fator de recuperação de óleo e a diminuição da quantidade de vapor gasta quando se diminuiu a vazão de injeção a partir do tempo de *breakthrough*. Na forma algébrica, o VPL pode ser descrito como:

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad \text{Eq.1}$$

Sendo:

- VPL** = valor presente líquido do fluxo de caixa da alternativa considerada;
 F_t = cada receita ou despesa envolvida no fluxo de caixa, no instante t considerado;
 i = taxa mínima de atratividade considerada para o investimento;
 I_0 = investimento inicial do projeto;
 t = instante de tempo considerado;
 N = tempo total de projeto.

Neste estudo, os dados utilizados foram obtidos a partir do trabalho de Rodrigues (2012) de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3. Valores numéricos assumidos para a análise econômica do projeto.

Dados	Valores
Preço do gerador de vapor	1.200.000,00
Custo de perfuração e completação de um poço vertical	200.000,00
Custo de elevação de fluidos (US\$/bbl)	2,00
Custo de separação, tratamento e descarte da água produzida (US\$/m³)	6,00
Custo de transporte, separação e tratamento do óleo (US\$/bbl)	1,00
Custo de vapor (US\$/bbl) → Q_v	10,0
Capacidade do gerador de vapor (t/dia)	500
Eficiência do gerador de vapor (%)	90
Vazão de vapor injetada (t/dia) (<i>five spot</i> completo)	100
Preço do barril de petróleo (US\$/bbl)	50
Tempo de projeto (anos)	15
Taxa Mínima de Atratividade - TMA (% a.a)	15

Nesta pesquisa, dados como custo de perfuração e completção, elevação de fluidos, separação, transporte de óleo, bem como aqueles pertinentes ao vapor foram obtidos de acordo com Rodrigues (2012), Farouq Ali (2005) e Hong (1994).

Com relação aos custos de separação, tratamento e descarte da água produzida e TMA (Taxa Mínima de Atratividade) utilizada no cálculo do Valor Presente Líquido, novamente os dados foram baseados em Rodrigues (2012). De acordo com este autor, o valor de 15% a.a. encontra-se dentro do intervalo utilizado pelas empresas petrolíferas da área (entre 10 e 20% a.a.).

De acordo com o óleo presente no reservatório que é considerado pesado ($\mu \geq 1.000,00 \text{ cP}$) o preço do barril de petróleo foi estimado em US\$50,00/STB.

Resultados e Discussão

A Figura 5 e a tabela 4 apresentam os resultados da análise econômica do VPL em função do tempo para oito vazões analisadas (sete delas modificadas após o *breakthrough* de vapor).

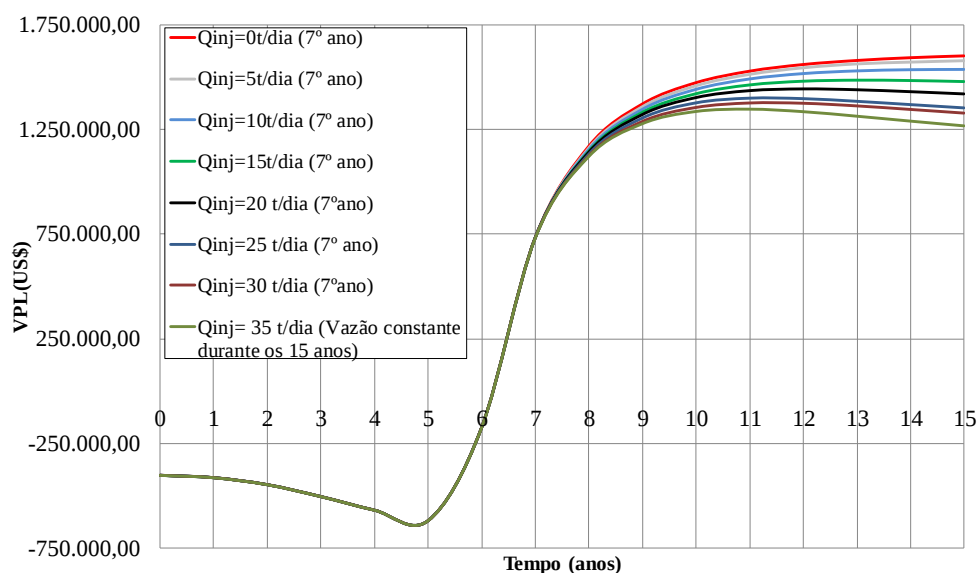


Figura 3. Curvas do VPL em função do tempo de projeto para diferentes taxas de vazão de injeção.

Tabela 4. Valores do Fator de Recuperação e do Valor Presente Líquido dos casos estudados.

Numero	Casos	FR (%)	VPLmáx(US\$)	VPLfinal (US\$)	Tempo (anos)
1	0	84,73	1.802.363,34	1.802.363,34	15
2	5	86,20	1.779.102,02	1.779.102,02	15
3	10	86,15	1.738.404,01	1.738.404,01	15
4	15	85,30	1.688.449,52	1.681.708,38	13
5	20	84,17	1.642.824,08	1.618.907,33	12
6	25	82,97	1.600.027,55	1.553.526,24	11
7	30	81,84	1.578.173,12	1.529.826,77	11

De acordo com os resultados apresentados na figura 3 e na tabela 4 para o reservatório de 20 m de zona de óleo pode-se observar que todos os projetos iniciaram o retorno econômico a partir do sexto ano. Também é possível verificar ao se analisar a tabela 4 que as simulações onde se interrompeu a vazão ($Q_{inj} = 0$ t/dia) a partir do *breakthrough* de vapor forneceu a melhor reposta no que se refere ao valor presente líquido máximo (VPL_{máx}) e no valor presente líquido final (VPL_{final}). Ressalta-se também que a simulação onde se modificou a vazão de injeção após o sexto ano em 5 t/dia obteve o maior valor no fator de recuperação ($FR(\%) = 86,20$). Esta melhoria, sobretudo financeira, provavelmente está associada à redução dos gastos com a injeção de vapor e da quantidade de água produzida. Outro ponto importante a destacar é a pequena tendência do aumento das curvas do valor presente líquido ao longo de tempo. Isto poderia indicar a necessidade futura de se reavaliá-las para tempo de simulações maiores até que pudesse ser observado onde se atingiria o seu valor máximo.

Conclusões

De uma forma geral em todos os casos analisados houve melhorias no fator de recuperação de óleo quando as vazões de injeção de vapor foram reduzidas a partir do tempo de irrupção de vapor. Esta melhoria esteve possivelmente associada a redução da produção do condensado de vapor no poço produtor depois do tempo de *breakthrough* provocada pela restrição da vazão de injeção. Desta forma, as mudanças nas taxas de injeção para valores menores, ou mesmo nulas resultaram em menores produções de condensado de vapor de água. Por outro lado, proporcionalmente quantidades maiores de óleo começaram a escoar pelos canais porosos onde antes o condensado de água fluía. Este mecanismo se mantém devido principalmente aos valores elevados de pressão e temperatura a que o óleo é submetido após o *breakthrough* do vapor.

Foram obtidos retornos financeiros positivos devido ao gerenciamento da vazão de injeção de vapor depois do seu tempo *breakthrough* a partir do sexto ano de projeto. Além disso, o melhor caso analisado proporcionou um valor presente líquido de US\$ 1.802.363,34 para o décimo quinto ano de projeto. Entretanto, observou-se que o VPL não atingiu o seu valor máximo. Assim, seriam necessários estudos com tempos de análise maiores, (vinte anos) para se verificar o valor máximo do VPL e desta forma poder visualizar o tempo onde se observa o seu decréscimo.

Estudos de impactos possíveis ambientais poderão ser realizados no futuro como forma de se estimar a sua influência no valor do fluxo de caixa deste projeto.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a CMG (*computer Modelling Group*) pelo simulador, ao LEAP (Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) pela infraestrutura utilizada para o desenvolvimento da pesquisa, aos professores do PPGCEP (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da UFRN) e, por fim, ao Centro de Engenharias da Universidade Federal Rural do Semi-Árido pela liberação necessária durante o doutorado do docente para que fosse possível o bom andamento da pesquisa acadêmica.

Referências Bibliográficas

COMPUTER MODELLING GROUP—CMG. 2014. STARS—User's Guide. Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator. Calgary, CA: Computer Modelling Group Ltd.

GREEN, D. W., and WILLHITE, G. P. Enhanced Oil Recovery. SPE - Society of Petroleum Engineers, 1998.

GURGEL, A., R., *Análise da Eficiência Térmica na Injeção de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado*. 2015. 252f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

FAROUQ ALI, S. M., Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method. JPT. 1332-42. October. 1979;

HONG, K. C. 1994. Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery. Tulsa: PennWell Publishing Company.

RODRIGUES, M. A. F., GALVAO, E. R. V. P., BARILLAS, J. L. M., Mata, W., Dutra, T. V., Jr. 2012. Análise da Injeção de metano como fluido alternativo ao vapor em reservatórios de óleo pesado. *Petro & Química* 1:30–33.

VOGEL, J. V. 1984. Simplified heat calculations for steamfloods. *Journal of Petroleum Technology* 36(7): 1127–1126.