



Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

INFLUÊNCIA DA COTA DE VAPOR NO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

Queiroz, G. O.¹, Barillas, J. L. M.¹, Dutra Jr, T. V.¹, Mata, W.², Barros Neto, E. L.¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia Química - CT
Campus Universitário UFRN, Lagoa Nova, Natal / RN - Brasil, CEP: 59078-970
gertrudes@eq.ufrn.br, jennys@eq.ufrn.br, tarcilio@eq.ufrn.br, eduardo@eq.ufrn.br

²Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia Elétrica - CT
Campus Universitário UFRN, Lagoa Nova, Natal / RN - Brasil, CEP: 59078-970
wilson@ct.ufrn.br

Resumo – Para os óleos pesados que possuem pouca ou nenhuma mobilidade no reservatório, o enfoque tecnológico dado é o de atuar na redução da viscosidade do próprio óleo, mediante o uso de energia térmica. A injeção cíclica de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das principais alternativas economicamente viável para o aumento da recuperação de óleos de alta viscosidade (abaixo de 20°API). O presente trabalho tem como objetivo determinar a melhor cota de vapor para se ter viabilidade econômica no processo de injeção cíclica de vapor, através de simulações realizadas pelo simulador STARS. A partir de um modelo de reservatório proposto, analisa-se o comportamento do processo para cada cota estudada. O modelo proposto é um modelo bidimensional homogêneo de grid radial com refinamento na região de poço de 22 x 1 x 20, perfazendo um total de 440 blocos e área equivalente de 142m. A recuperação aumenta à medida que o número de ciclos aumenta, porém o incremento entre ciclos é cada vez menor. Para o estudo, a cota de vapor mais indicada foi a de 8000 ton/ciclo, limitando-se o número de ciclos em 6 ciclos de injeção de vapor.

Palavras-Chave: Métodos térmicos; injeção cíclica de vapor; simulação de reservatório.

Abstract – The technology concerning Heavy Oils is based in the oil viscosity reduction through the use of thermal energy. Throughout the years the cyclic steam injection became one of the most economically important alternatives to increase the high viscosity (below of 20°API) oil recovery. The present work has as objective determines the best steam quota to have economical viability in the cyclic steam injection process, through simulations accomplished by the simulator STARS. Starting from a model of proposed reservoir, the process behavior is analyzed for each studied quota. The proposed model is a homogeneous two-dimensional model, radial grid with refinement in the well area 22 x 1 x 20, totaling 440 blocks and equivalent area equal 142m. The recovery increases with the number of cycles increases, however the increment among cycles is every time smaller. For the study, 8000 ton/cycle was the more suitable steam quota, being limited by 6 cycles of steam injection.

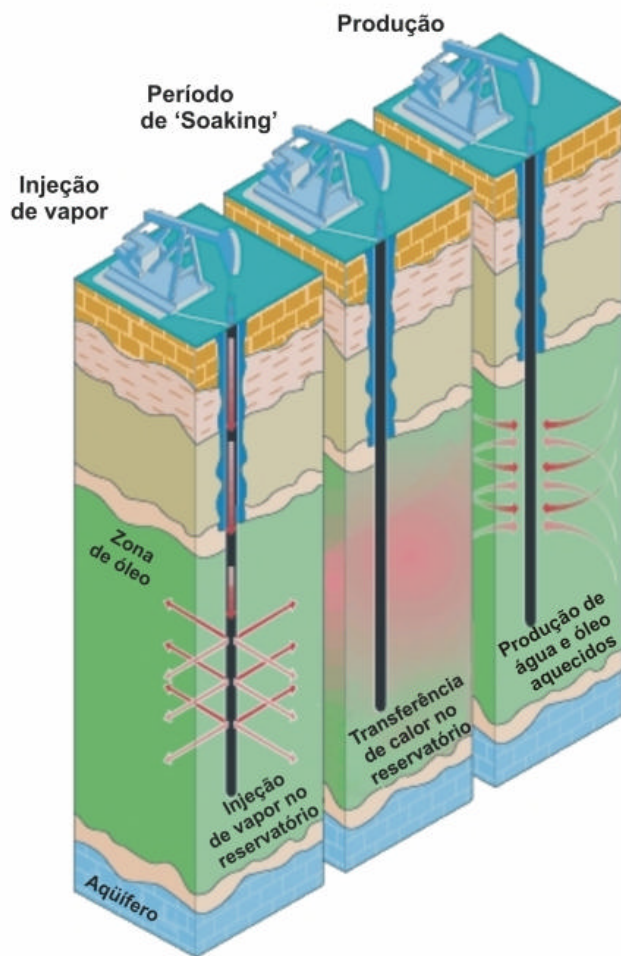
Keywords: Thermal methods, cyclic steam injection, reservoir simulation.

1. Introdução

Os métodos com maior índice de sucesso no mundo são os térmicos, principalmente a injeção de vapor nas suas mais variadas formas e esquemas, recomendados para reservatórios com óleos do tipo pesado, de alta viscosidade. Os reservatórios de óleo pesado têm uma recuperação primária extremamente baixa, sendo ótimos candidatos ao emprego de métodos térmicos.

Originalmente desenvolvidos para os campos de óleos extremamente viscosos da Califórnia e da Venezuela, os métodos térmicos viabilizaram a produção de petróleo em campos considerados não comerciais pelos métodos convencionais de recuperação. A injeção de vapor, em particular, veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje a principal alternativa economicamente viável para o aumento da recuperação dos óleos pesados. No Brasil, essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste e nas acumulações da Bacia do Espírito Santo. O volume original de óleo atualmente envolvido com esse processo excede os 5 bilhões de barris, dos quais 1,5 bilhão apenas nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

2. Injeção Cíclica de Vapor



Relatado por Haan e Van Hookeren, esse método foi descoberto acidentalmente pela Shell na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (*breakthrough*) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observado produção de óleo com vazões consideráveis. Esse método também é conhecido como estimulação por vapor, *steam-soak* e *huff and puff*.

É aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda à energia natural do reservatório a expulsar o óleo.

A estimulação por injeção cíclica de vapor envolve três fases: a primeira é a injeção de vapor onde o vapor é injetado dentro do poço produtor por um período específico de tempo (1 a 6 semanas); em seguida, uma fase conhecida como *soaking time* onde o poço é fechado por um curto período de tempo, com duração de dias, e o calor latente do vapor é melhor distribuído no reservatório e, finalmente, um período onde o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo. O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico na produção seja alcançado. A figura 1 ao lado representa as três fases da injeção cíclica de vapor.

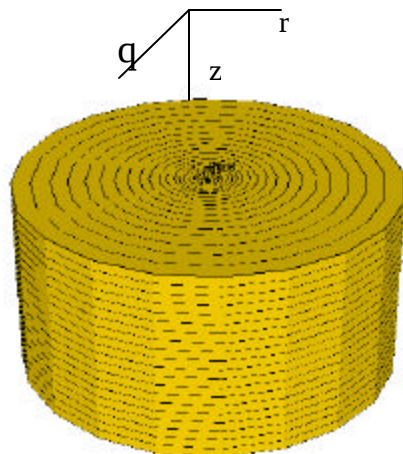
Figura 1. Esquema da Injeção Cíclica de Vapor (Fonte: Sefton Resources Inc.).

Independente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. Este fato é evidente em várias estatísticas de produção. As vazões médias e máximas junto com a recuperação total de óleo diminuem nos últimos ciclos.

À proporção que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que fazem com que a duração dos ciclos aumente. O presente trabalho tem como objetivo estudar a melhor cota de vapor a fim de otimizar a recuperação de óleo através da injeção cíclica de vapor.

3. Descrição do modelo

As simulações foram realizadas pelo simulador térmico STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG (Computer Modeling Group), utilizando como modelo físico homogêneo um sistema radial com 80 metros de raio e 20 metros de altura. A malha de simulação é de $22 \times 1 \times 20$, perfazendo um total de 440 blocos. O estudo utilizou um modelo de poço baseado em dados de campo e da literatura, a Figura 2 mostra uma visão 3D do modelo inicial.



Características do Modelo

Grid Radial, com refinamento na região do poço ($22 \times 1 \times 20$)

Propriedades do Reservatório

Temperatura Inicial ($^{\circ}\text{C}$): 37,78

Saturação Inicial do Óleo, $S_o = 65\%$

Saturação Inicial da Água, $S_w = 35\%$

Propriedades da Rocha

Permeabilidade: 1000mD

Porosidade: 30%

Figura 2. Visão 3D do modelo (STARS).

Inicialmente foi feita a simulação apenas no processo de produção primária, durante o tempo total de 18 anos, servindo de base para comparar a efetividade das injeções cíclica de vapor.

Em seguida, foi realizada uma simulação com um período de produção primária de 2 anos, e apenas um ciclo de vapor, produzindo até o final da simulação de 18 anos. Isso permitiu que se tivesse ao final de 18 anos a comparação entre a produção primária e a produção com apenas um ciclo de vapor. Posteriormente foram feitas outras simulações com 2 ou mais ciclos de vapor, mantendo sempre o poço produzindo no último ciclo até o final da simulação. As simulações prosseguiram até o limite de 10 ciclos de vapor.

Além de 80 ton/dia foram simuladas injeções de 100, 150, 200, 300, e 400 ton/dia, com o objetivo de verificar o comportamento do poço ao se adicionar cada ciclo, e ter condições de decidir quando parar a injeção. Assim, ao se decidir sobre a realização do 3º ciclo, deve-se comparar a produção acumulada da rodada de 3 ciclos com a rodada de apenas 2 ciclos, e não com a produção primária. Vale ressaltar que se trata da produção acumulada no tempo final da simulação, e não no final de cada ciclo.

4. Resultados e Discussões

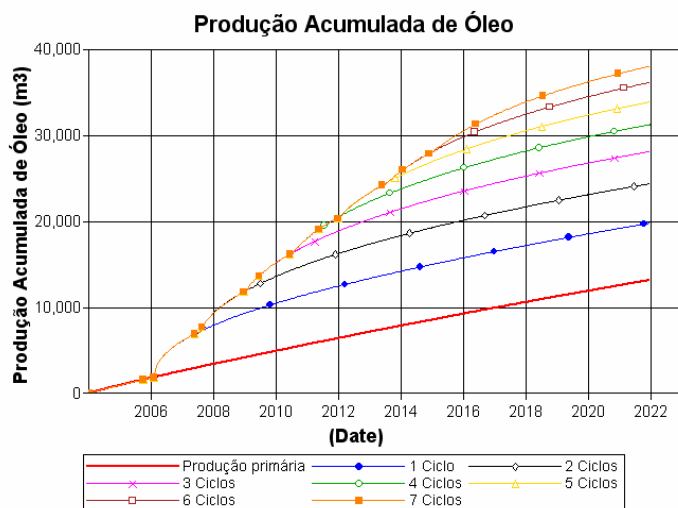


Figura 3. Produção Acumulada de Óleo em função do tempo para uma cota de vapor de 2000 ton/ciclo.

A Figura 3 mostra o comportamento da injeção cíclica de vapor através do gráfico da produção acumulada de óleo em função do tempo de simulação para uma cota de vapor de 2000 ton/ciclo. O gráfico mostra como a produção acumulada aumenta a cada novo ciclo, entretanto, o incremento é cada vez menor. O mesmo comportamento é observado para as diferentes cotas estudadas.

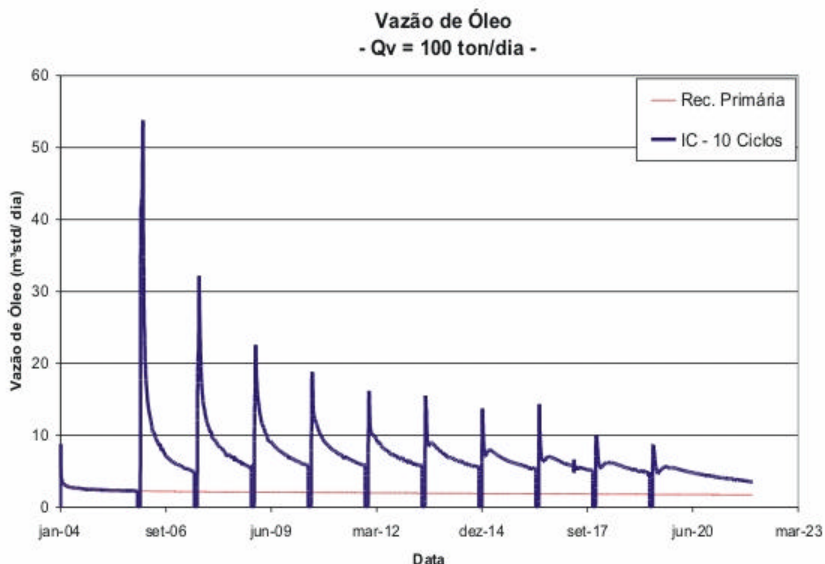


Figura 4. Vazão de óleo para uma cota de 2000 ton/ciclo.

A figura 4 mostra uma comparação da vazão de óleo entre a produção primária e a simulação da injeção cíclica para 10 ciclos, limite adotado. Observa-se o declínio da produção a cada novo ciclo.

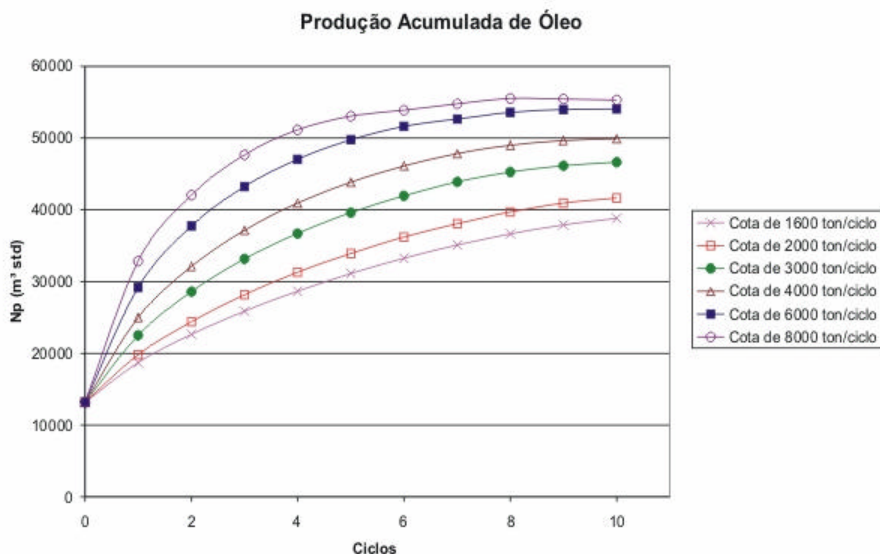


Figura 5. Produção acumulada de óleo por ciclo para cada cota de vapor estudada.

A Figura 5 mostra a produção acumulada em cada ciclo de acordo com a cota de injeção utilizada. Nota-se claramente que quanto maior a cota ou quanto maior o número de ciclos, maior será a recuperação final. Porém, o incremento é cada vez menor. Surge então a necessidade de se estudar até que ponto o processo é economicamente viável.

No processo de injeção cíclica de vapor, esta dúvida surge com frequência: qual é o momento exato de se parar a injeção, já que a produção de óleo diminui a cada ciclo subsequente? A resposta consensual é que o incremento de produção, devido ao ciclo, deve ao menos pagar os custos de geração e injeção de vapor. Nesse trabalho estes custos foram estimados em 1 m^3 de óleo para cada 10 toneladas de vapor injetadas.

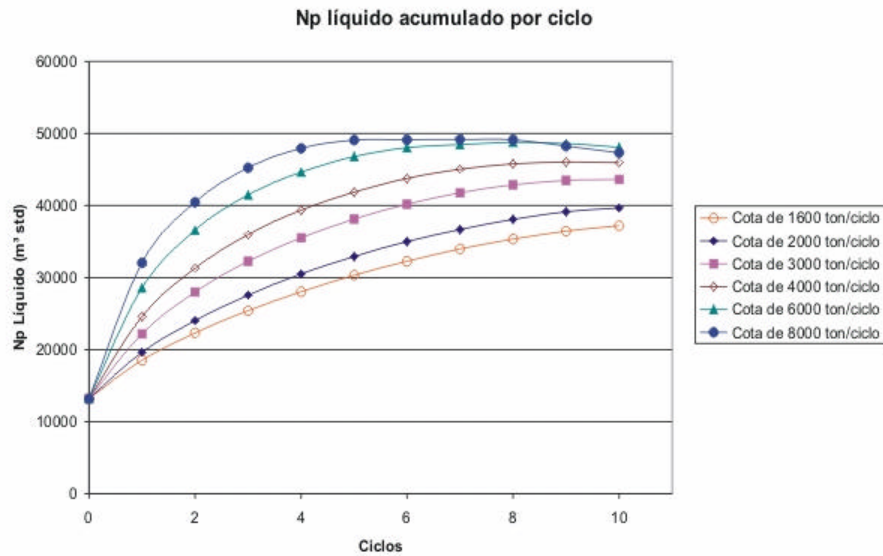


Figura 6. Produção líquida acumulada de óleo por ciclo em cada cota de vapor estudada.

Para realizar essa análise foram plotadas, na Figura 6, as curvas de produção líquida acumulada em cada ciclo e para cada cota de injeção estudada. Essa produção líquida é definida como a produção de óleo menos 10% do valor da cota, ou seja:

$$N_{plq} = N_p - \frac{\sum Cotas}{10} \quad (1)$$

O gráfico da Figura 6 mostra que a produção líquida acumulada é também sempre crescente com o número de ciclos e com a cota de vapor utilizada. No entanto, vê-se uma mudança na inclinação da curva a partir da cota de 4000 ton/ciclo, indicando que o processo atingiu o limite econômico. Seguindo esse raciocínio, cada cota teria um número máximo de ciclos e uma produção acumulada líquida máxima.

Esse número máximo de ciclos e a economicidade de cada ciclo podem ser determinados através da razão óleo/vapor, ou ROV, um parâmetro muito difundido na literatura, e que reflete a razão entre o volume adicional de óleo produzido no ciclo e o volume de vapor injetado. Adota-se como referência o valor de 0,10 m³ de óleo adicional para cada tonelada de vapor injetado como sendo limite econômico. O que corresponde a uma razão óleo/vapor (ROV) mínima de 0,10 m³/ton, limite normalmente utilizado na literatura.

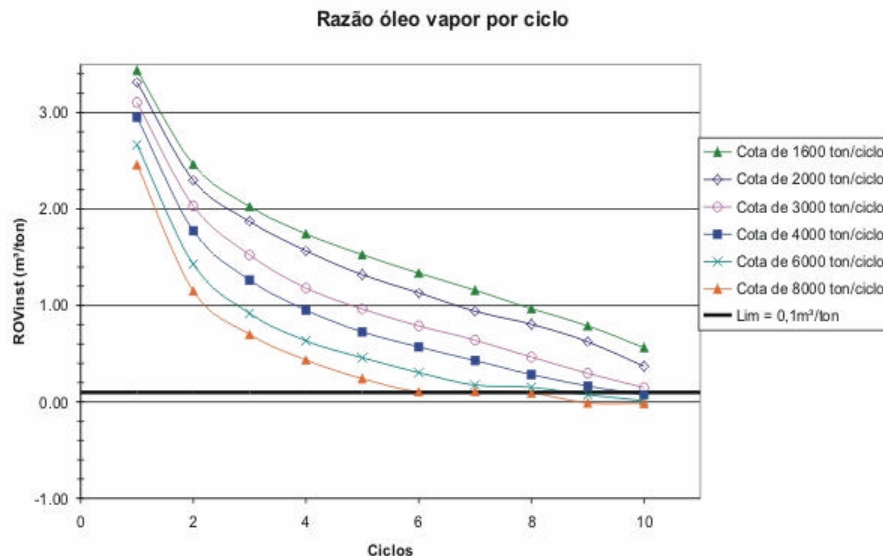


Figura 7. ROV por ciclo em cada cota de vapor estudada.

As curvas de ROV em cada ciclo e para cada cota de injeção estudada estão representadas no gráfico da Figura 7. De acordo com o gráfico, os últimos ciclos das cotas de 4000 e 6000 estão abaixo do limite econômico de 0,10 m³/ton. Já para a cota de 8000 ton/ciclo o processo atinge o limite econômico a partir do sexto ciclo de injeção de vapor, resultados que também podem ser confirmados na Figura 6.

A Tabela 1 mostra alguns resultados. Observa-se que, apesar da cota de 8000 ton/ciclo ter atingido o limite econômico no sexto ciclo de injeção, ela apresentou a segunda melhor recuperação acumulada e a melhor recuperação líquida, visto que a diferença entre o Np da cota de 6000 ton/ciclo e 8000 ton/ciclo é muito pequena comparada à quantidade total de vapor utilizada no processo.

Tabela 1: Resultados

Cota de vapor (ton/ciclo)	Ciclo ^(*)	Quantidade total de vapor (ton)	Np (m ³ std)	Np Líq (m ³ std)
3000	10	30000	46.625,3	43.625,3
4000	9	36000	49.646,7	46.046,7
6000	9	54000	54.006,9	48.606,9
8000	6	48000	53.914,8	49.114,8

(*) Número de ciclos que se atingiu o limite econômico ROV de 0,10 m³/ton.

4. Conclusões

- ✓ Foi utilizado como modelo físico um cilindro circular com 80 metros de raio e 20 metros de altura;
- ✓ A malha de simulação foi de 22 x 1x 20 perfazendo um total de 440 blocos;
- ✓ Foram estudadas seis situações principais de acordo com a cota de injeção de vapor;
- ✓ Para cada situação foram variados o número de ciclos de vapor e a cota em cada série de dez ciclos;
- ✓ A recuperação aumenta significativamente com o aumento da cota e do número de ciclos;
- ✓ No sexto ciclo de injeção, a cota de 8000 ton/ciclo atingiu o limite econômico;
- ✓ A melhor recuperação acumulada foi obtida na cota de 6000 ton/ciclo, após nove ciclos, e a melhor recuperação líquida foi obtida na cota de 8000 ton/ciclo, após seis ciclos;
- ✓ Para o modelo proposto a melhor cota de injeção indicada é a de 8000 ton/ciclo, limitando-se o número de ciclos em seis;
- ✓ É importante fazer uma análise econômica em cima do custo do vapor para decidir o melhor caminho para se ter uma maior viabilidade econômica no processo;
- ✓ É preciso fazer um estudo para cada projeto a ser desenvolvido, um a vez que cada reservatório possui suas próprias características.

7. Agradecimentos

Os autores do trabalho agradecem ao PPGEQ -UFRN pela colaboração e apoio, ao NUPEG – UFRN pela infraestrutura concedida, ao Departamento de Física - UFRN pela licença do simulador e ao PRH ANP-14 pela bolsa concedida.

8. Referências

- ABOU-KASSEM, J. H. Practical considerations in developing numerical simulators for thermal recovery. *J. Pet. Sci. Eng.*, v. 15, n. 2/4, p. 281–290, 1996.
- CURSINO, D. F. S. Análise de Parâmetros da Injeção Cíclica de Vapor com o Simulador ISCOM. Petrobras. II Encontro Técnico de Simulação de Reservatórios, Nova Friburgo, RJ, 12-16 março de 1990.
- ESCOBAR, E., VALKÓ P., LEE, W. J., RODRÍGUEZ, M. G. Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection With Horizontal Wells, SPE/PS-CIM International Conference on Horizontal Well Technology, 2000.
- FAROUQ ALIC, S. M. Heavy oil—evermore mobile. *J. Pet. Sci. Eng.*, v. 35, p. 5–9, 2000.
- HO, D.W.C. AND MORGAN, B.T. Effects of Steam Quality on Cyclic Steam Stimulation at Cold Lake, Alberta Artigo apresentado na 65 Conferência e Exibição Técnica Anua da Sociedade de Engenharia de Petróleo – SPE, New Orleans, Louisiana, Setembro de 1990.
- ITO, Y., SETTARI, A. AND JHA, K. The effects of shear failure on the cyclic steam process and new pseudo functions for reservoir simulation. *J. Can. Pet. Technol.*, v. 32, n. 12, p. 39, 1993.
- PRATS, M. Thermal recovery, SPE Monograph Series, Dallas - SPE AIME, 7, 1982.
- SAITO, R. et al. Value assessment for reservoir recovery optimization. *J Pet Sci Eng*, v. 32 p. 151– 158, 2001.

- STARS User's Guide, CMG (Computer Modeling Group). Version 98. Calgary, Canadá.
- SWAPAN K. D., BUTLER, R. M., Mechanism of the vapor extraction process for heavy oil and bitumen. *J. Pet. Sci. and Eng* v. 21, p. 43–59, 1998
- TERMAL OIL RECOVERY: Sefton Resources, Inc. Denver, Colorado-USA. Acesso: www.seftonresources.com em 13/04/2005.
- TAMIM, M. AND FAROUQ ALI, S.M. A new analytical cyclic steam stimulation model including formation fracturing. *J. Can. Pet. Technol*, v. 37, n. 3, p. 31–40, 1998.
- TAMIMA, M., ABOU-KASSEM, J. H., FAROUQ ALIC, S. M. Recent developments in numerical simulation techniques of thermal recovery processes, *J. Pet. Sci. Eng.*, v. 26, p. 283–289, 2000.
- TREBOLLE, R. L., DEPAZ, M. C. E MARTINEZ, D. E.. Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields. SPE 25810, International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, CA, EUA, 8-10 de fevereiro de 1993.
- VITTORATOS et all. Cold lake cyclic steam stimulation: a multiwell process. SPERE, pp. 19–24, Fevereiro de 1990.