



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

MODELAGEM DE PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO NO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

J. L. M. Barillas¹, T. V. Dutra Jr.¹, W. Mata², G. O. Queiroz¹

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

² Universidade 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 – Vários métodos térmicos para aumentar a produção de óleos pesados têm sido teoricamente e experimentalmente testados. Hoje em dia a injeção a vapor, e muitas de suas variações, é o método mais próspero para óleos pesados. Algumas destas variações incluem o uso de poços horizontais para injeção cíclica e contínua. A injeção de vapor por drenagem gravitacional ou SAGD, como também é conhecido, é o processo que usa dois poços horizontais: o injetor de vapor no topo do reservatório e o produtor na base do reservatório. O objetivo deste método é criar uma câmara de vapor, enquanto promove uma melhor varredura dos fluidos do reservatório. Um modelo foi idealizado para estudar a sensibilidade de alguns parâmetros do reservatório na recuperação final de óleo. Os resultados do estudo da sensibilidade destes parâmetros mostraram a dependência de todos eles no fator de recuperação final do bloco estudado, obtendo uma melhor compreensão física do processo SAGD.

Palavras-Chave: SAGD, IOR, simulação de reservatórios, modelagem, injeção de vapor.

Abstract – Several methods for increasing heavy oil production by applying thermal recovery have been theoretically and experimentally tested. Nowadays steam injection, in many variations of the basic process, is the most successful IOR, but for heavy oils only. Some of these variations include the use of horizontal wells for cyclic and continuous injection. The Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) process uses two horizontal wells: the steam injector at the top of the reservoir and the producer in the bottom. The purpose of this design is to create a steam chamber, providing a better sweep of the reservoir. A model was idealized to study the sensibility of some reservoir parameters in the oil recovery using the SAGD process. The sensibility study results showed the dependence of all these parameters on the final recovery factor of the studied block, providing a better physical comprehension of the SAGD process.

Keywords: SAGD, IOR, reservoir simulation, modeling, steam injection.

1. Introdução

Algumas das diferentes alternativas para melhorar a capacidade de escoamento dos óleos pesados e aumentar a sua recuperação são: a estimulação cíclica de vapor, a combustão “in situ”, a injeção de vapor, e o processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional com injeção de vapor ou comumente chamado de processo SAGD (siglas em inglês que significam: “steam assisted gravity drainage”), que é um derivado da injeção contínua de vapor. O processo SAGD envolve dois poços horizontais paralelos um acima de outro, onde o poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Quando o vapor é continuamente injetado no poço superior forma uma câmara a qual cresce para cima e para os arredores (Butler, 1991) aquecendo o óleo do reservatório. Na interface com o óleo frio o vapor condensa e o calor é transferido ao óleo. Então, o óleo já quente e a água condensada drenam por gravidade, até o produtor horizontal que está embaixo.

Esta tecnologia é um processo que atualmente está sendo muito estudado devido à alta recuperação de óleos pesados. Este processo já foi comercialmente aplicado no Canadá, nos EUA e na Venezuela, obtendo-se uma elevada recuperação do óleo (40-70%, Donnelly 1999; Sharma et al., 2002).

O desempenho deste processo pode ser significativamente afetado por determinados parâmetros operacionais e geométricos do reservatório (Kamath et al., 1993; Kisman e Yeung, 1995; Elliott e Kovscek, 1999; Serhat e Bagci 2001; Queipo et al, 2002; Barillas J. L M., 2004). Exemplos disso podem ser: a permeabilidade horizontal e vertical das rochas, a heterogeneidade do reservatório, a espessura da zona de óleo, o aquífero, a separação entre poços, o comprimento horizontal dos poços e a necessidade de vapor.

Este trabalho visa estudar a influência de variáveis de reservatório como são: a permeabilidade vertical, a espessura da zona de óleo e a litologia do reservatório, no fator de recuperação do óleo.

2. Modelagem do processo

O sistema foi modelado em um reservatório homogêneo de 100 m x 600m x 26 m, de um sistema 3D cartesiano, com refinamento na região dos poços (21 x 40 x 13). As simulações foram realizadas no modulo STARS do programa da CMG, 2002, que simula recuperações térmicas de óleo.

A configuração da malha no reservatório modelo, as propriedades da rocha, reservatório e do fluido e as condições de operação são apresentadas na Tabela 1. Estes parâmetros são necessários na entrada de dados do simulador Stars.

Tabela 1. Modelo da malha

Numero total de blocos	10920
Dimensão em x (m)	100
Dimensão em y (m)	600
Dimensão em z (m)	26
Temperatura inicial (°C)	37,8
Saturação inicial de óleo, S_o (%)	61
Saturação inicial de água, S_w (%)	39
Volume de Óleo “in place” (m3 std)	217190
Permeabilidade horizontal, K_h , (mD)	1000
Permeabilidade vertical, K_v (mD)	100
Porosidade (%)	30
Viscosidade do óleo	ver Figura 1
Permeabilidades relativas	ver Figura 2
Título do vapor (%)	50
Vazão máxima de vapor injetada (ton/dia)	100
Vazão máxima de produção de óleo (m3/d)	120

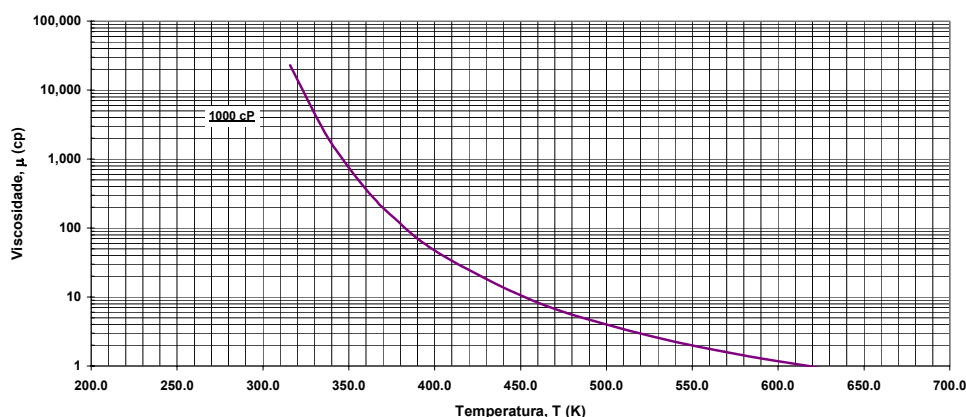


Figura 1. Viscosidade do óleo versus temperatura.

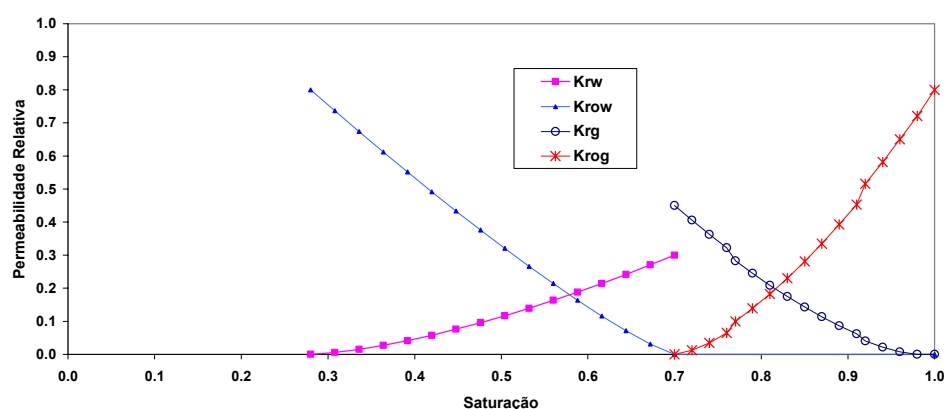


Figura 2. Permeabilidade relativas versus saturação.

As simulações foram realizadas no programa da CMG, Stars, e as mudanças foram feitas para cada arquivo de entrada correspondendo somente ao parâmetro modificado. O intervalo dos parâmetros e o modelo de comparação podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2. Intervalo dos parâmetros analisados

Parâmetro	Valor mínimo	Valor máximo	Modelo base
Permeabilidade vertical (mD)	50	400	100
Espessura de óleo no reservatório (m)	10	30	20
Barreiras	Barreira de 300 x 60 m x 2 m	Barreira de 510 x 60 m x 2 m	Sem barreira

3. Resultados

3.1 Permeabilidade vertical (Kv)

Neste estudo a permeabilidade vertical (K_v) foi modificada deixando fixa a permeabilidade horizontal (K_h) em 1000 mD. Os valores foram variados entre: 50mD e 400 mD. As curvas do fator de recuperação de óleo (FR) no tempo para as diferentes permeabilidade são apresentadas na Figura 3. Observa-se que o FR aumenta com a diminuição da permeabilidade vertical (K_v), e pode ser também visualizado que a partir de 200 mD a variação deste parâmetro influencia em menor proporção o FR. A melhor curva do FR foi obtida para a menor permeabilidade vertical (K_v) estudada (50 mD) com um máximo FR de 32,9% após 14 anos de produção.

Na Figura 3 também podem ser observados os pontos onde a razão óleo vapor (ROV) atinge o valor de 0,1 m^3/ton , valor selecionado como limite econômico e que pode indicar o limite da rentabilidade do poço. Nas permeabilidades de 200, 300 e 400 mD a ROV mínima é alcançada após 9 anos de produção com pouca diferença no FR (23,2; 23,6 e 24,2 %), enquanto que com a permeabilidade vertical de 50 mD esta ROV é alcançada após 11 anos de

produção de óleo, recuperando 29,1 % do óleo original e com uma Kv de 100 mD a ROV é alcançada após 10 anos de produção, recuperando 26,5% do óleo.

No modelo paramétrico estudado quando a permeabilidade vertical é alta (400 mD) o vapor flui verticalmente até o poço produtor não permitindo uma boa expansão lateral da câmara de vapor, portanto a área de contato óleo - vapor é menor e a drenagem de óleo também é menor.

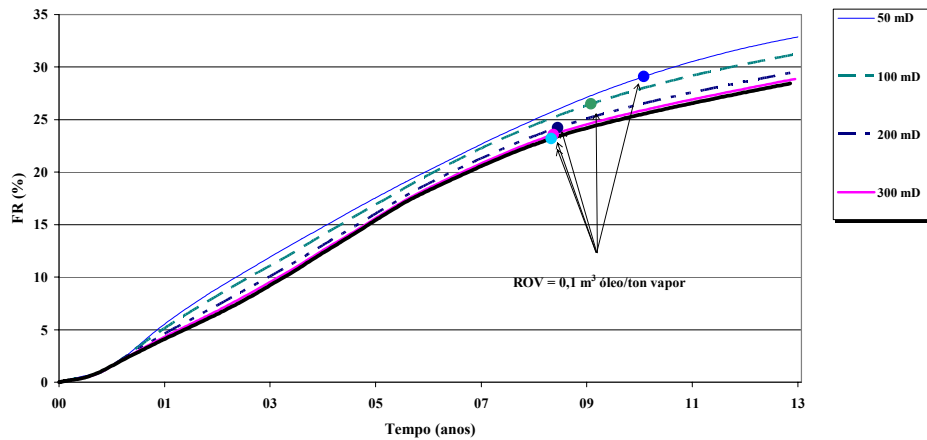


Figura 3. Fator de recuperação de óleo versus tempo para diferentes permeabilidades verticais

Na Figura 4, é possível observar a razão gás-óleo (RGO) para os dois modelos extremos de permeabilidade vertical (50 mD e 400 mD). O reservatório com maior Kv (400 mD) tem uma curva de RGO maior, o que pode indicar que nessa condição o vapor está fluindo diretamente até o poço produtor devido à alta permeabilidade vertical, por isso a menor expansão da câmara de vapor e a menor drenagem de óleo.

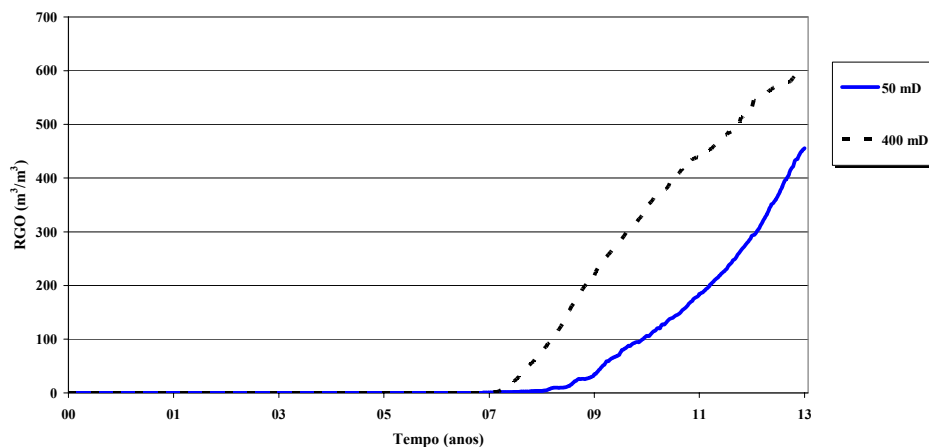


Figura 4. Razão gás óleo em condições de reservatório (RC) versus o tempo para diferentes permeabilidades verticais

3.2 Espessura da zona de óleo

A espessura do reservatório é um parâmetro que foi estudado devido à influência do efeito gravitacional do processo. As espessuras analisadas foram: 10 m, 20 m e 30 m. Na Figura 5 é mostrado o efeito da variação da espessura da zona de óleo na fração de óleo recuperada do reservatório versus o volume poroso injetado. A vazão de injeção se manteve constante nos três casos estudados (100 ton/dia). Observa-se que para um mesmo volume poroso injetado (VPI) a recuperação de óleo é menor no reservatório de 10 m de espessura. A percentagem maior da recuperação de óleo é obtida para o reservatório mais espesso (30 m).

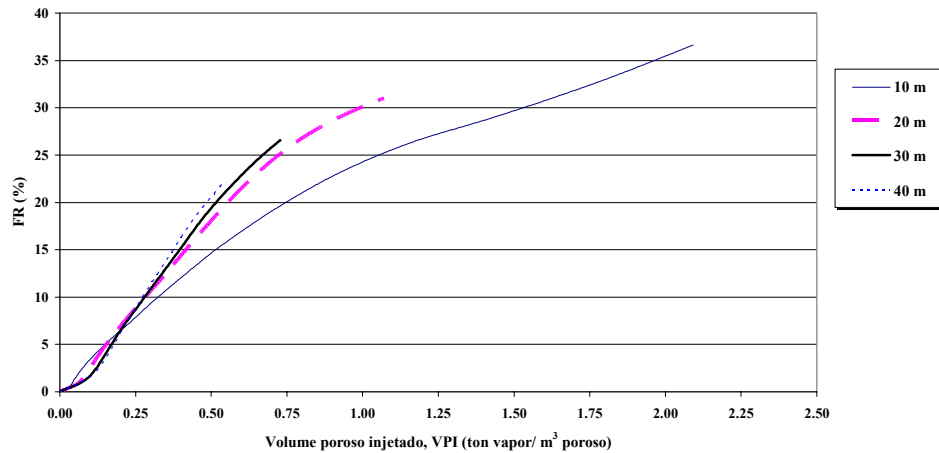


Figura 5. Fator de recuperação de óleo versus volume poroso injetado para diferentes espessuras da zona de óleo

A porcentagem de óleo recuperada em cada reservatório estudado pode depender da vazão de vapor injetado, e isto é observado na Figura 6, onde é mostrado o fator de recuperação de óleo em função da quantidade de vapor injetado. O fator de recuperação (FR) mostrado foi obtido para uma ROV mínima de $0,1 \text{ m}^3$ de óleo/ton de vapor. Valores de FR após ter atingido a ROV sugerida não foram considerados. Pode ser observado que na maior espessura (30 m) é preciso de 110 ton/dia para ser obter a máxima recuperação de óleo de 28,0%, a mínima espessura (10 m) requer uma vazão menor de 50 ton/dia para obter uma recuperação de 28,4%. A espessura média de 20 m requer uma quantidade de vapor de 80 ton/dia, para obter uma recuperação de 28,9%.

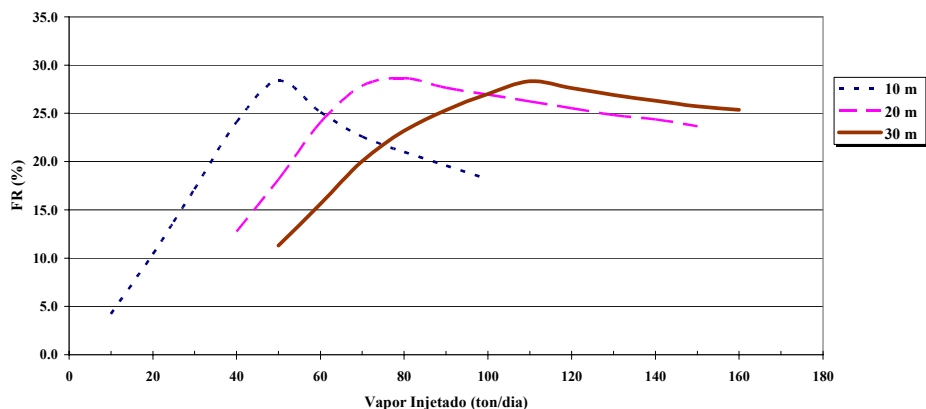


Figura 6. Fator de recuperação em função do vapor injetado para diferentes espessuras da zona de óleo

3.3 Barreiras

No reservatório foram modelados três sistemas de folhelhos localizados entre o poço produtor e o poço injetor. Estes folhelhos ou barreiras impedem o fluxo de fluidos através delas, por meio de uma diminuição na permeabilidade absoluta na camada onde se encontram. Nos três sistemas considerados a largura e a profundidade da camada se mantiveram constante ($60 \text{ m} \times 2 \text{ m}$), mais foi modificado o comprimento da barreira. O primeiro sistema considera um folhelho do mesmo tamanho dos poços injetor e produtor (510 m), a segunda é mais pequena que os poços injetor e produtor (300 m) e o terceiro sistema simula duas barreiras simultâneas de 180 m cada uma, com um espaço no centro de 150 m . Na Figura 7 foi comparada a influência destas barreiras no fator de recuperação de óleo, para verificar assim qual é a situação que menos prejudica o sistema. Nota-se que os folhelhos influenciam no fator de recuperação e que a situação mais favorável para o processo foi aquela em que o folhelho tem o mesmo comprimento que os poços injetor e produtor. Ressalte-se que até o ano 2007 a melhor curva de FR obtida corresponde a um reservatório sem barreiras de permeabilidade. Todas as barreiras foram deixadas na mesma camada do reservatório. A partir do ano 2007 é observado que a barreira de permeabilidade de $510 \text{ m} \times 60 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ (mesmo tamanho dos poços injetor e produtor) oferece um maior fator de recuperação de óleo, isto devido à abrangência da câmara de vapor após conseguir atravessar a barreira. Esta barreira aparentemente está servindo de distribuidor do calor no reservatório permitindo uma maior área de contato entre o vapor e o óleo e em consequência incrementando a área de drenagem do reservatório e aumentando assim a produção de óleo.

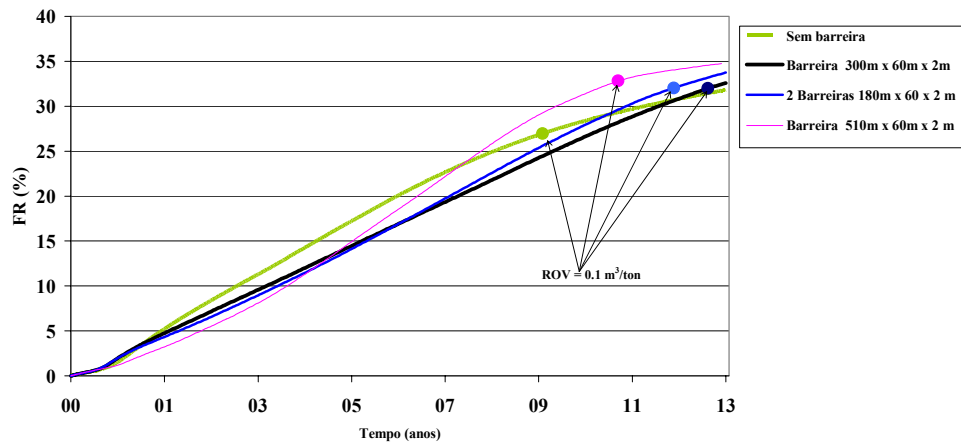


Figura 7. Fator de recuperação de óleo em função do tempo para diferentes litologias no reservatório

4. Conclusões

No modelo estudado, observou-se que:

- 1) A permeabilidade vertical do reservatório influencia no fator de recuperação de óleo. Neste modelo quanto maior a permeabilidade vertical menor o fator de recuperação de óleo. Ressalte-se que permeabilidades verticais de acima de 200 mD, não apresentaram mudanças significativas no fator de recuperação de óleo;
- 2) A espessura do reservatório influencia significativamente no fator de recuperação de óleo, uma maior espessura neste modelo aumentou o fator de recuperação de óleo, mas o FR depende de quantidade de vapor injetado no sistema;
- 3) Uma barreira no reservatório do tamanho do poço produtor e injetor, localizada entre eles e perto do poço injetor, pode aumentar o fator de recuperação de óleo.

5. Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer à Petrobrás, ao PRH-ANP 14 e ao PPGEQ pelo apoio recebido na execução desse trabalho.

6. Referências

- BARILLAS J. L. M., MATA W., DUTRA Jr. T. V., QUEIROZ G. O., "A parametric simulation study for SAGD thermal method", Trabalho técnico apresentado oralmente em "25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering, CILAMCE 2004, 10-12 Novembro, 2004, Recife-Brasil, Trabalho técnico em CD-ROM: 25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering XXV CILAMCE 2004.
- BUTLER R. M. Thermal recovery of oil and bitumen. Department of chemical and petroleum engineering. Prentice Hall: New Jersey, 7, 285-358, 1991.
- DONNELLY J. K. Hilda Lake a Gravity Drainage Success. In: SPE international thermal operations and heavy oil symposium. Bakersfield, California, 17-19 March, technical paper SPE 54093, 1999.
- ELLIOTT K. T.; KOVSCEK A. R.. Simulation of early-time response of single well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD). In SPE Western regional meeting held in anchorage, Alaska, USA, 20-28 May, technical paper SPE 54618, 1999.
- KAMATH V. A., SINHA S., HATZIGNATI U. Simulation study of steam-assisted gravity drainage process in Ugnu Tar Sand reservoir. In: Western regional meeting held in anchorage, Alaska U.S.A, 26-28 May, technical paper SPE 26075, 1993.
- KISMAN K. E.; YEUNG K. C. Numerical study of the SAGD process in the Burnt Lake oil sands lease. In: SPE INTERNATIONAL HEAVY OIL SYMPOSIUM HELD IN CALGARY, Calgary Canada, 19-21 June, technical paper SPE 30276, 1995.
- QUEIROZ N. V.; GOICOCHEA J. V.; PINTOS S. Surrogate modeling-based optimization of sagd processes. Journal of Petroleum Science & Engineering. 35, 83-93, 2002.
- SERHAT A.; BAGCI S. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. Journal of Petroleum Science & Engineering. 32, 23-33, 2001.
- SHARMA B. C.; KHATANIAR S.; PATIL S. L.; KAMATH V. A.; DANDEKAR A. Y. A simulation study of novel thermal recovery methods in the Ugnu Tar Sand reservoir. In: SPE western regional/aapg pacific section joint meeting held in anchorage, Alaska, USA, 20-22 May, 2002, technical paper SPE 76729, 2002.