

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

ESTUDO DO PROJETO DE INJEÇÃO NO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL DE ÓLEO COM INJEÇÃO 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 – A maioria dos métodos de recuperação de óleo pesado está baseada na injeção de vapor, que pode ser cíclica ou contínua. A injeção contínua apresenta variações dependendo do projeto de injeção e produção. Uma forma de injeção contínua de vapor que está sendo cada dia mais estudada e utilizada é o processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor, ou processo SAGD. Este processo consiste em dois poços horizontais um acima de outro, onde o poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Como o processo SAGD requer um par de poços horizontais e a perfuração horizontal ainda é mais custosa que a perfuração de poços verticais, é necessário um estudo comparativo entre o processo SAGD convencional e variações do processo SAGD (sistemas com diferentes projetos de injeção), para verificar qual pode oferecer um maior fator de recuperação. Foi realizado um estudo numérico do processo variando alguns parâmetros de injeção no processo SAGD (distância vertical entre os poços e uso de poços verticais), para obter o impacto na produção acumulada de óleo e no fator de recuperação de óleo. O modelo utilizado foi um modelo homogêneo e as simulações foram realizadas no programa Stars (CMG). Os resultados permitiram um melhor entendimento do processo e foi observado que estes parâmetros influenciam na produção acumulada e no fator de recuperação de óleo.

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

Abstract – Most of the existent processes for oil recovery are thermal and is based on the steam injection (cyclic or continuous). The continuous injection has many variations, such as the steam assisted gravity drainage (SAGD), in which the steam is injected in a horizontal well above a horizontal producer. This process is a quite efficient alternative to recover heavy oils and Bitumen. As this process requests a pair of horizontal wells (injector and producer) and the drilling of horizontal wells is still more expensive compared to vertical wells, it is necessary a comparative study among the conventional SAGD process and others with different injection schemes with vertical wells, to verify which is the best alternative as injection project. A numeric study was done to verify the impact that has the type of injection scheme (vertical distance between wells and use of vertical injectors) on the oil cumulative production and recovery factor. The used program was Stars (CMG) and the reservoir was considered homogeneous. The 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

Dos principais processos de recuperação térmica avançada, o processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor (processo SAGD) está sendo muito estudado em função da alta recuperação de óleos pesados obtidos através deste processo. Este método envolve dois poços horizontais paralelos, um acima do 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. O processo SAGD oferece uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório, proporciona maior contato de volume de óleo e, adicionalmente, neste processo os fluidos mantêm-se quentes durante a produção do poço o que permite aumentar a recuperação de óleo. Este método térmico de recuperação avançada é mais efetivo para óleos com alta viscosidade, ou para betume, e tem sido demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo. Este processo já foi comercialmente aplicado no Canadá e na Venezuela, obtendo-se uma elevada recuperação de óleo (40-70%, Vasquez et al., 1999; Sharma et al., 2002).

No Brasil ainda não foi aplicado este tipo de processo, por isso o estudo desta tecnologia é fundamental para se conhecer em quais campos de produção a mesma pode ser implementada com vantagens, assegurando rentabilidade maior e com menor demanda de injeção de vapor. Para realizar isto é necessário um estudo minucioso do processo para verificar a adequacidade das técnicas aplicadas em outros países às nossas particularidades. O passo inicial desse tipo de estudo sempre é a simulação numérica, que permitirá uma avaliação técnica da aplicação deste método no país.

O desempenho deste processo pode ser significativamente afetado por determinados parâmetros operacionais e geométricos do reservatório (Kamath et al. 1993; Rose e Deo, 1994; Kisman e Yeung, 1995; Serhat e Bagci 2001; 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 e as condições operacionais tais como: distância entre poços, comprimento de poços e as variações do projeto de injeção no processo SAGD.

Este trabalho visa estudar o impacto das variações do projeto de injeção na produção acumulada de óleo e no fator de recuperação de óleo.

2. Modelagem do processo

O sistema foi modelado como um reservatório homogêneo de 100 m x 600m x 26 m, em um sistema 3D cartesiano, com refinamento na região dos poços, perfazendo 10920 blocos (21 x 40 x 13). As simulações foram realizadas no módulo 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
Título do vapor (%)	50
Vazão máxima de vapor injetada (ton/dia)	100

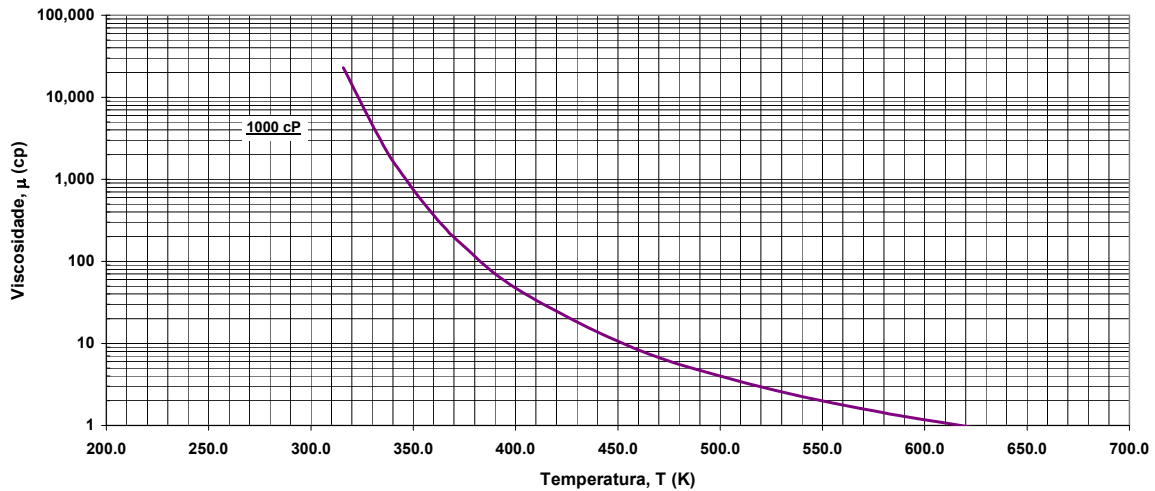


Figura 1. Viscosidade do óleo versus temperatura.

3. Resultados

3.1 Processo SAGD

No processo SAGD foi realizado um estudo da influência da separação vertical entre o poço injetor e o poço produtor na produção acumulada de óleo, para obter qual a melhor localização do poço injetor. Durante todas as simulações, o poço produtor se manteve fixo a 15 m do topo do reservatório (na camada 8) enquanto foi modificada a posição do poço injetor em diferentes distâncias verticais: 4 m, 6 m, 8 m, 12 m e 13 m, respectivamente de separação entre poços.

O efeito da variação da distância vertical na produção acumulada de óleo no tempo é mostrado na Figura 2. Observa-se após três anos de produção que à medida que a distância é aumentada tem-se um incremento na produção acumulada de óleo, isto ocorre para as distâncias menores que 12 m. Pode ser observado que acima deste valor a produção acumulada não varia de forma significativa com o aumento da separação vertical entre poços.

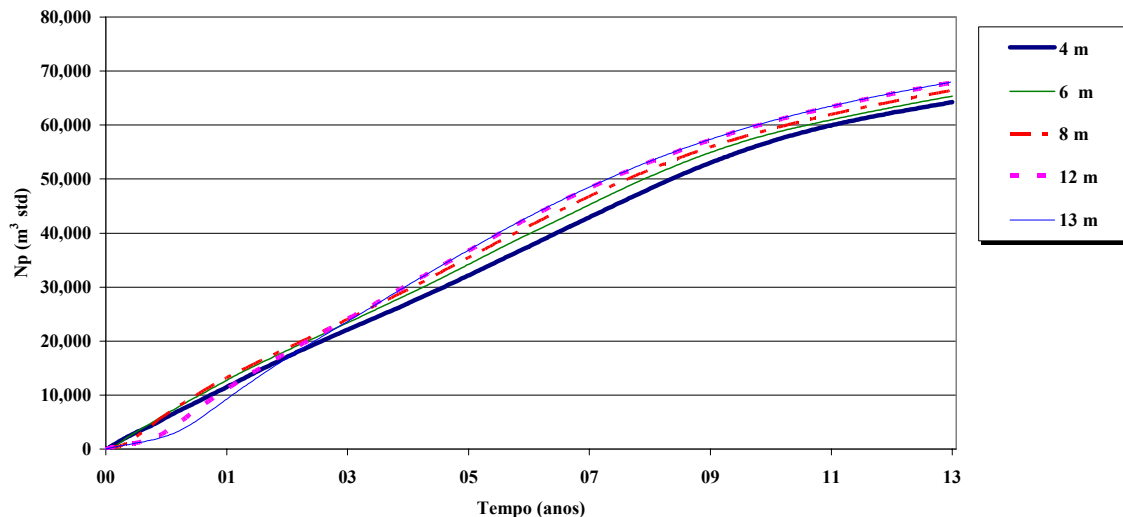


Figura 2. Efeito da variação da distância entre o poço injetor e o produtor na produção acumulada de óleo

3.2 Variações do projeto de injeção

Foi analisado e comparado o processo SAGD com diferentes projetos de injeção de vapor. Das variações deste processo têm-se a de injetar o vapor a partir de poços verticais, que apresentam algumas vantagens como o fato de serem mais econômicos que os poços horizontais e menos complexos para serem perfurados. Já foram relatadas na literatura (Singhal et al., 1998, e Rose e Deo, 1995) estudos com um produtor horizontal e injetores verticais que visam diminuir os custos associados à perfuração horizontal. Neste estudo foi analisado o impacto de três sistemas de injeção

de poços: um poço produtor horizontal e um poço injetor vertical, três injetores verticais e um produtor horizontal e os poços, injetor e produtor, horizontais (SAGD). A injeção total de vapor se manteve fixa em 100 ton/dia, no caso dos três poços injetores a injeção foi realizada com 33,3 ton/dia de vapor em cada poço.

3.2.1 Poço injetor vertical (1) e poço produtor horizontal (1)

O estudo da configuração de um poço injetor vertical e um poço produtor horizontal foi feito injetando vapor em diferentes camadas do reservatório para assim avaliar o impacto da altura de injeção do poço injetor na câmara de vapor e, em consequência, na transferência de calor da câmara de vapor ao óleo. O poço produtor se manteve fixo a 15 m do topo do reservatório, i.e., na camada 8 do reservatório.

A Figura 3 refere-se à influência do poço injetor vertical e o poço produtor horizontal na produção acumulada de óleo no tempo, com injeção de vapor em diferentes camadas. Observa-se que injetando nas camadas 1-2, 1-4 e 1-6, não se tem uma diferença muito grande na produção acumulada de óleo, embora o injetor localizado nas camadas 1-2 apresente uma maior produção acumulada de óleo durante os 14 anos de produção.

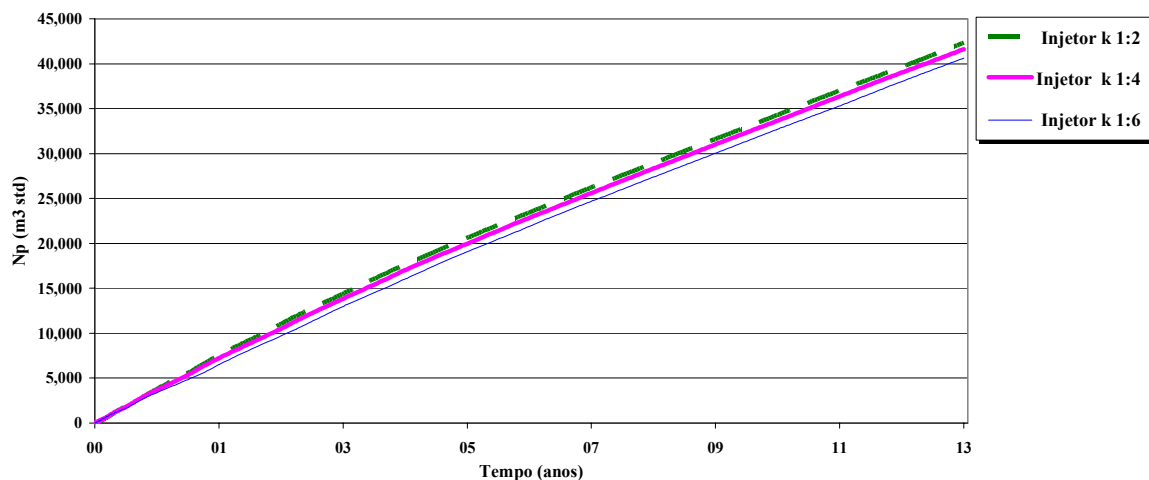


Figura 3. Produção acumulada de óleo versus o tempo para o sistema com 1 injetor vertical, com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório

3.2.2 Três poços injetores verticais, e um produtor horizontal

Na segunda configuração de poços foram usados três poços verticais como injetores de vapor. A vazão de vapor utilizada durante nesta análise se manteve constante, mais foi dividido igualmente entre os três injetores (33,3 ton/dia, para cada injetor). O espaçamento entre os poços verticais foi de 150 m entre cada um. Na bibliografia é recomendado (Nasr et al., 1998) espaçar em 150 m os poços verticais ao longo do comprimento do poço produtor. O poço produtor se manteve fixo na camada 8 (a 15 m do topo do reservatório). O estudo foi realizado para verificar a influência das camadas de injeção de vapor na produção acumulada de óleo.

A Figura 4 apresenta o efeito de colocar três poços verticais como injetores (em vez de um injetor horizontal) na produção acumulada de óleo no tempo, injetando o vapor em diferentes camadas do reservatório. Observa-se que a produção acumulada de óleo no tempo é maior quando se injeta vapor só nas camadas 1-2. Isso pode estar acontecendo devido à câmara de vapor conseguir expandir-se melhor nessa camada e proporcionar uma melhor transferência de calor no reservatório. Estes três poços injetores verticais estão substituindo o poço injetor horizontal.

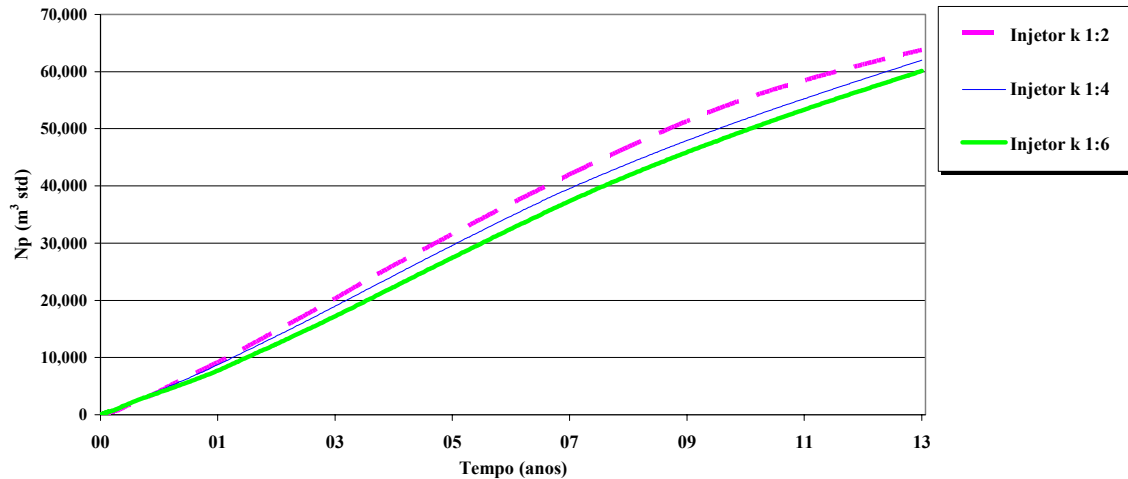


Figura 4. Produção acumulada de óleo versus o tempo para o sistema com 3 injetores verticais, com injeção de vapor em diferentes camadas do reservatório

3.2.2.1 Comparação entre as diferentes configurações dos poços injetor e produtor

Na Figura 5, é possível visualizar o fator de recuperação do óleo no tempo para as diferentes configurações estudadas. Observa-se que no tempo a configuração que obteve o maior fator de recuperação foi a de poços horizontais (injetor e produtor), a que obteve um menor fator de recuperação no tempo foi a do sistema com um poço vertical como injetor. Uma boa aproximação ao processo SAGD, e que pode ser mais econômica, é a opção de três poços injetores e um poço produtor horizontal.

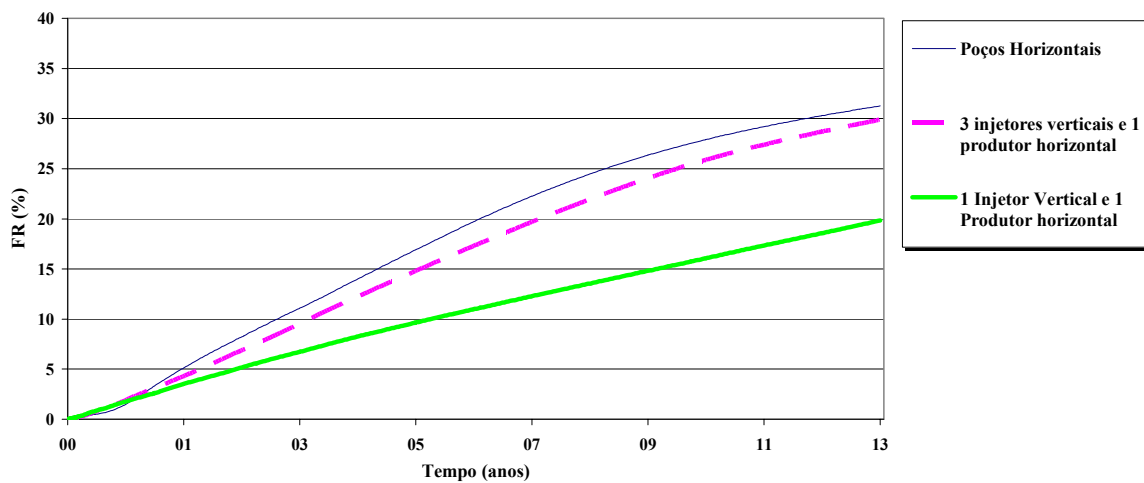


Figura 5. Efeito da configuração dos poços, no fator de recuperação de óleo

Na Tabela 2 encontra-se um resumo dos resultados após 14 anos de produção. Pode ser observado que a produção acumulada e o fator de recuperação do óleo são maiores, ao final de 14 anos de produção, para o projeto SAGD (injetor e produtor horizontais). A produção acumulada de água é menor no projeto com poços horizontais.

Tabela 2. Resumo dos resultados: comparação entre sistemas - 14 anos de produção

Sistema	Np (M m ³)	FR (%)	Wp (M m ³)
SAGD	67,9	31,8	545
3 injetores verticais, 1 produtor horizontal	63,8	29,9	549
1 injetor vertical, 1 produtor horizontal	42,3	19,8	547

4. Conclusões

No modelo estudado, observou-se que:

- 1) No processo SAGD a distância entre os poços deve ser sempre otimizada. Neste modelo a que ofereceu uma maior produção acumulada de óleo foi a distância de 12 m entre os poços injetor e produtor;
- 2) No caso dos sistemas de injeção com um e três poços verticais a injeção realizada nas primeiras camadas ofereceu a maior produção acumulada de óleo;
- 3) O processo SAGD, quando comparado ao sistema de injeção com 3 poços injetores (para os modelos estudados), oferece uma maior produção acumulada de óleo;
- 4) O sistema de injeção de vapor com três poços verticais, e produzindo com um poço horizontal, se apresenta como uma alternativa possível, dependendo da análise econômica, para a produção de óleo via SAGD, já que a diferença no fator de recuperação, com a mesma vazão de vapor injetado, entre os dois sistemas foi menor que 2%, após 14 anos de produção.

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 an bitumen. Department of chemical an petroleum engineering. Prentice Hall: New Jersey, 7, 285-358, 1991.
- 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.
- NASR T. N.; GOLBECK H.; Korpány G.; PIERCE G. SAGD Operating Strategies. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL HELD IN CALGARY, Calgary, Canada, 1-4 November, 1998, *technical paper* SPE 50411.
- ROSE P. E.; DEO M. D. Steam-assisted gravity drainage in oil sand reservoirs using a combination of vertical and horizontal wells. *Fuel*, 74, 8, 1181-1184, 1995.
- 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.
- SINGHAL A. K.; ITO Y.; KASRAIE M. Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects. In: SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY HELD CALGARY, Alberta, Canada, 1-4 November, 1998, *technical paper* SPE 50410.
- VÁSQUEZ A. R.; SÁNCHEZ M. S.; Mc LENNAN J.; GUO Q.; PORTILLO F.; BLUDUN M.; MENDOZA H. Mechanical and thermal properties of unconsolidated Sands and its applications to the heavy oil SAGD project in the Tia Juana field Venezuela. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999, *technical paper* SPE 54009.