

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo Paramétrico de Injeção de Solvente como Método de Recuperação para Reservatórios de Óleo Pesado e Betume

AUTORES:

Oliveira, M. F.; Barillas, J. L. M.; Mata, W.; Dutra Junior, T. V.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. 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 5ºPDPETRO.

ESTUDO PARAMÉTRICO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE COMO MÉTODO DE RECUPEÇÃO PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO E BETUME

Abstract

There is still a large amount of natural resources in heavy oil reservoirs which can be explored using new methods. However, this enormous amount of hydrocarbon resources which are in these reservoirs may be explored with new concepts. The VAPEX process is a promising recovery method. The process consists in two horizontal wells, parallel between themselves, producer and injector, where vaporized solvent is injected with the objective of reducing the oil or bitumen viscosity. The purpose of this work is to examine how some important operational and of reservoir parameters influence the VAPEX process, in the produced oil rates, in the cumulative produced oil and in the recovery factor. Parameters such as the spacing between wells, the injection pressure, and type of solvent, viscosity oil, residual water saturation and horizontal permeability are addressed in this study. The choice of solvent to be used in the process was the factor that most significantly influenced the process, allowing a greatest recovery factor of oil. The largest cumulative oil recovered was obtained for other parameters of significant influence as the longest distance between wells, increased horizontal permeability and lower injection pressure.

Introdução

A exploração do óleo pesado ou betume é de interesse de muitas companhias de petróleo devido ao declínio das reservas de óleos convencionais. Estes recursos no mundo inteiro são da ordem de 1 trilhão de m³ (cerca de 6 trilhões bbl) de óleo “in place”, que é cerca de seis vezes mais que a reserva total de óleo convencional, onde a maior parte está presente na Venezuela (Janisch, 1979).

Em muitos reservatórios, a alta viscosidade do óleo limita a produção primária, sendo necessários outros métodos de recuperação de óleo. Atualmente, os processos térmicos são aplicados como processo melhorado de recuperação de óleo para recuperar óleo pesado. Mas, aos poucos, os métodos miscíveis também estão sendo apontados. A recuperação por métodos de base térmica pode ser mais problemática e antieconômica para alguns cenários encontrados, tais como os reservatórios com capa de gás, aquífero inferior, alta saturação de água, baixa porosidade, baixa condutividade térmica, zona pouca espessa, fraturas verticais e/ou fissuras, sendo necessários outros métodos de recuperação. Nos reservatórios de óleo onde há baixa eficiência de deslocamento, e o fluido injetado não consegue extrair o óleo dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, pode-se recomendar o emprego dos métodos miscíveis.

Dentre estes métodos de recuperação avançada se encontra o processo VAPEX (Extração com Solvente), processo que está em fase de desenvolvimento tecnológico, como alternativa a processos térmicos, como a injeção de vapor. O processo VAPEX para recuperação de óleo pesado tem atraído muito interesse nos últimos anos, devido ao fato de não ser utilizado vapor no método. No Canadá, por exemplo, diversas empresas petrolíferas estão participando ativamente no desenvolvimento do processo VAPEX, que está avançando rapidamente com o propósito de sua comercialização. Algumas destas empresas são a “Nexen Inc.” em Plover Lake, “Imperial Oil Resources” em Cold Lake, “Encana” em Foster Creek, “Petro-Canada” em Fort McMurray, todos em Alberta, e “Baytex Energy Ltd.” em Carruthers North têm implantado o processo em campos pilotos (Upreti, 2007).

O objetivo deste trabalho é analisar o processo VAPEX através de parâmetros operacionais e de reservatório, e assim, determinar quais destes parâmetros tiveram influência expressiva no processo. Dos fatores operacionais, o impacto do espaçamento entre o injetor e o produtor ambos em situação com capa de gás e sem capa de gás, foi discutido por Karmaker et. al (2003). Das e Butler (1996) sugeriram que o propano e o butano são os solventes mais eficazes para o VAPEX e provaram que a difusão do propano é mais rápida que a do butano.

Metodologia

O modelo estudado, um reservatório sintético de formato retangular, tem suas dimensões apresentadas na **Tabela 1**. O poço injetor é posicionado acima do poço produtor e, inicialmente, o poço injetor está localizado a uma distância de 4 m do poço produtor. Para analisar a influência deste parâmetro no processo VAPEX, manteve-se a posição do poço produtor fixa, variando-se apenas a localização do poço injetor. A **Figura 1** mostra o modelo base com a localização iniciais dos poços. Os parâmetros básicos do modelo de simulado são mostrados na **Tabela 2**. O volume de óleo original é de 104.500 m³ em condições padrão. A zona de óleo do reservatório é formada por 95% de óleo com uma viscosidade de 800 cP e 5% de gás Etano(C₂H₆). O simulador utilizado neste estudo é o de recuperação térmica “STARS”, versão 2007.10 da “CMG”.

Tabela 1. Dados dimensionais do modelo estudado para o processo VAPEX.

Dimensões do Reservatório (m)	110 x 300
Espessura do Reservatório (m)	26
Número de blocos em I, J e K	27, 20 e 23
Número total de blocos	12.420
Espessura da zona de água (m)	6

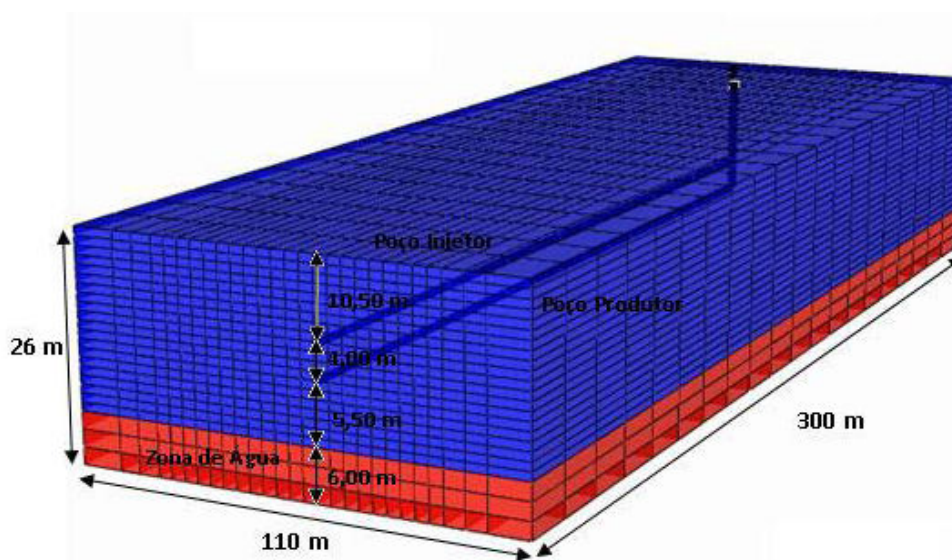


Figura 1. Modelo base para estudo do processo VAPEX.

Tabela 2. Características físicas do modelo estudado para o processo VAPEX.

Porosidade	0,28
Permeabilidade Horizontal (mD)	1000
Permeabilidade Vertical (mD)	100
Viscosidade do Óleo (cP, @37,8 °C)	800
Temperatura de Reservatório (°C)	38
Pressão de Reservatório (kPa)	847
Temperatura de Superfície (°C)	20
Pressão de Superfície (kPa)	101

Resultados e Discussão

O estudo é realizado a partir de uma análise dos parâmetros operacionais e de reservatório. A análise dos parâmetros operacionais abrange a pressão de injeção do solvente, o tipo do solvente a ser injetado e a distância entre os poços produtor e injetor. A análise dos parâmetros de reservatório envolveu a permeabilidade do reservatório (K), a relação entre permeabilidade vertical e horizontal do reservatório (K_v/K_h), a viscosidade do óleo, a saturação residual de água (S_{wr}) e a permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo (K_{rwro}).

A **Tabela 3** apresenta os dados utilizados na realização da análise dos parâmetros operacionais e de reservatório. A partir destes dados originou-se um planejamento experimental fatorial fracionado, totalizando 144 simulações.

Tabela 3. Intervalo dos parâmetros estudados.

	Parâmetro	Valor Mínimo	Valor Intermediário	Valor Máximo
		(-1)	0	(+1)
Operacional	Pressão de Injeção do Solvente (kPa)	1.500	2.500	3.500
	Tipo do Solvente	Etano (C_2H_6)	Propano (C_3H_8)	Butano (C_4H_{10})
	Distância entre Poços (m)	4	8	12
Reservatório	Permeabilidade (K) (mD)	500	x	3.000
	Permeabilidade Vertical /Horizontal (K_v/K_h) (mD)	0,08	x	0,2
	Viscosidade do Óleo (cP)	650	x	4.300
	Saturação Residual da Água (S_{wr})	0,28	x	0,38
	Permeabilidade Relativa da Água na Saturação Residual do Óleo (K_{rwro})	0,08	x	0,15

A análise da sensibilidade dos parâmetros operacionais e de reservatórios é realizada em função do fator de recuperação do óleo. As análises são realizadas a partir dos Diagramas de Pareto e Superfícies de Resposta. Os parâmetros são analisados quanto à influência que cada um apresenta no processo VAPEX. A **Figura 2** mostra o Diagrama de Pareto para o processo ao final dos 15 anos de operação.

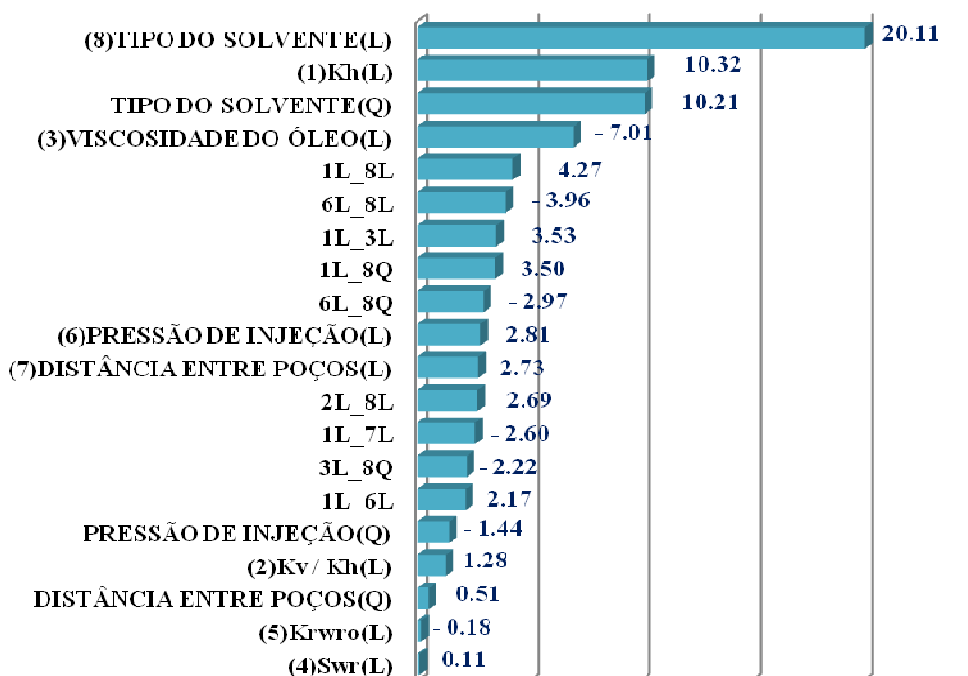


Figura 2. Diagrama de Pareto – Tempo de operação de 15 anos.

Efeito do Solvente: Observando o Diagrama de Pareto observa-se que o parâmetro que apresentou uma maior influência significativa é a seleção do solvente. Seu efeito positivo está associado a um aumento da variável resposta, o fator de recuperação. Ou seja, a escolha quanto ao solvente Butano (C_4H_{10}) ou o Propano (C_3H_8), permite maior acumulado de óleo recuperado. O parâmetro tipo do solvente é o parâmetro de maior influência, possivelmente, ao fato que, ao final dos 15 anos, todo o reservatório já ter sido ocupado pela câmara de solvente, o que tornaria a escolha quanto ao tipo do solvente o parâmetro determinante para obter maiores volumes de óleo recuperado.

Efeito da Permeabilidade: Nota-se que o segundo parâmetro que apresentou uma maior influência é a Permeabilidade. Seu efeito positivo está associado a um aumento do fator de recuperação. Ou seja, quanto maior a permeabilidade horizontal, maior será o acumulado de óleo recuperado.

Efeito da Viscosidade do Óleo: A Viscosidade do Óleo é o terceiro parâmetro que mais influencia significativamente o processo VAPEX. O efeito negativo do parâmetro significa que quanto menor a viscosidade do óleo, maior será o fator de recuperação do mesmo. Em se tratando dos valores analisados, a viscosidade de 650 cP proporcionou um maior acumulado de óleo recuperado.

Efeito da Pressão de Injeção: A Pressão de Injeção é outro parâmetro operacional que influencia o processo. O efeito negativo apresentado no Gráfico de Pareto indica que a menor pressão de injeção para o processo proporciona um maior fator de recuperação de óleo.

Efeito da Distância entre Poços: O efeito positivo apresentado no Diagrama de Pareto indica que o aumento deste parâmetro proporciona um maior fator de recuperação de óleo. A maior distância entre poços para o processo é a de 12 m.

O Diagrama de Pareto nos traz também algumas das interações entre os parâmetros de reservatório e operacionais. Estas relações entre parâmetros são analisadas a partir de Gráficos de Superfícies de Resposta. Através das superfícies de resposta pode-se analisar qual combinação de parâmetros, tanto operacionais, quanto de reservatório, proporciona um maior fator de recuperação.

A **Figura 3** mostra que a interação chega a atingir 80% de fator de recuperação do óleo quando o solvente empregado no processo é o Butano (C_4H_{10}) ou o Propano (C_3H_8) combinado a uma alta Permeabilidade (K) do reservatório, no caso estudado, a maior permeabilidade é a de 3.000 mD. Ressalta-se a grande influência do tipo do solvente no processo VAPEX, que permite fatores de recuperação em torno de 60%, independentemente da permeabilidade encontrada no reservatório.

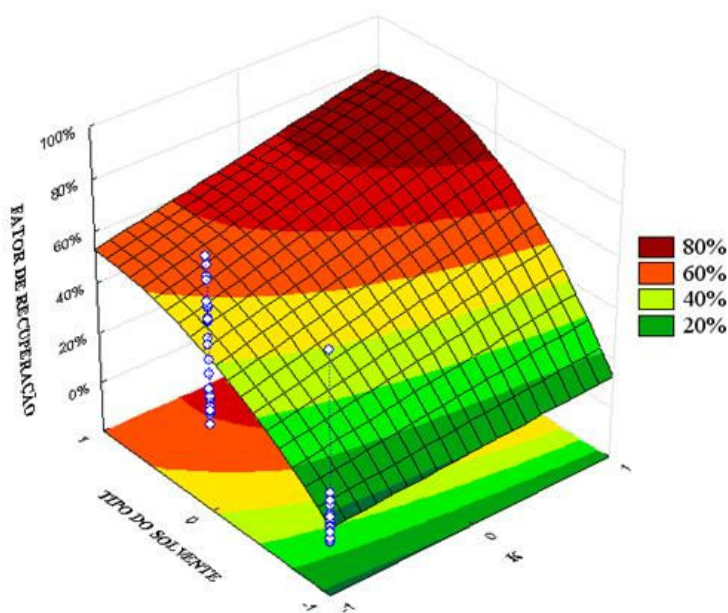


Figura 3. Superfície de Resposta – Tipo do Solvente x Permeabilidade (K).

A **Figura 4** mostra a interação entre a seleção do solvente e a pressão de injeção que alcança aproximadamente 40% de fator de recuperação do óleo quando o solvente Propano (C_3H_8) ou o Butano (C_4H_{10}) é injetado a baixas pressões. Neste caso, a menor pressão de injeção é a de 1.500 kPa. Mais uma vez observa-se a grande influência do tipo do solvente no processo VAPEX, que permite fatores de recuperação em torno de 20% a 60%, independentemente da pressão de injeção do solvente.

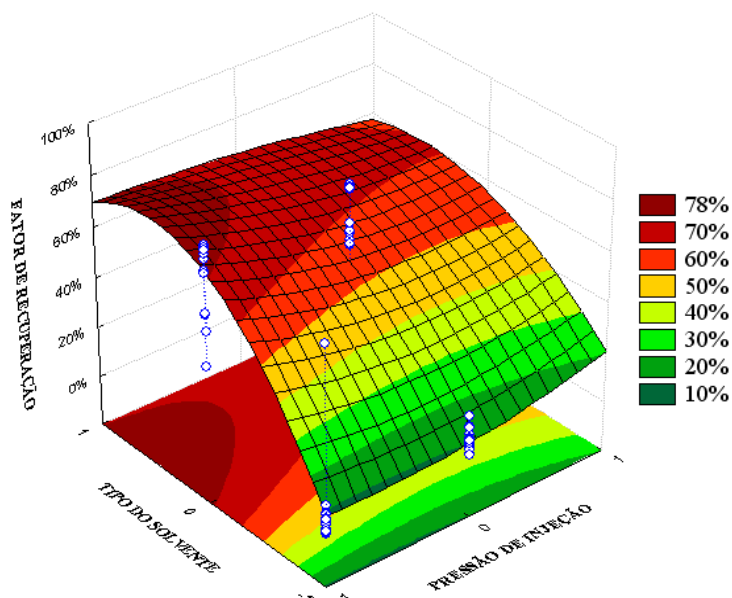


Figura 4. Superfície de Resposta - Tipo do Solvente x Pressão de Injeção.

A **Figura 5** mostra a relação entre a viscosidade do óleo e a permeabilidade encontrada no reservatório. Um fator de recuperação do óleo de 70% é atingido quando o reservatório apresenta óleo de menor viscosidade e maior permeabilidade (K). Menores fatores de recuperação, em torno de 50%, são atingidos quando o reservatório apresenta uma menor permeabilidade (K) e menor viscosidade do óleo.

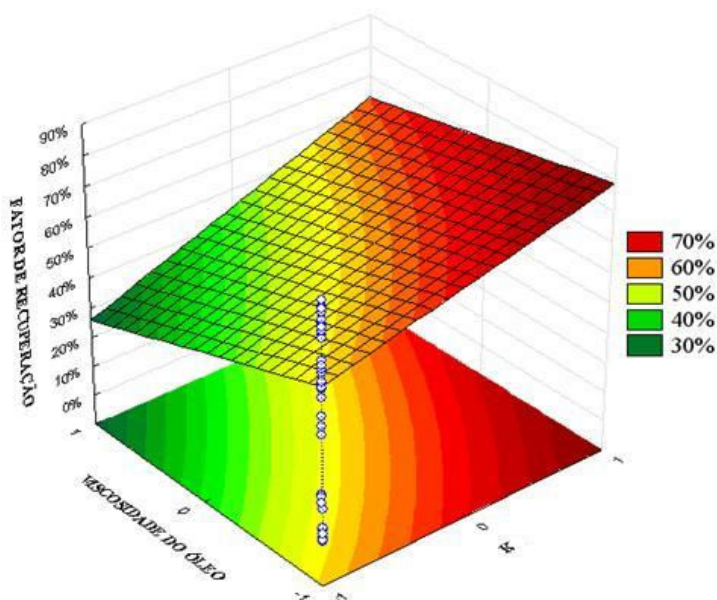


Figura 5. Superfície de Resposta - Viscosidade do Óleo x Permeabilidade (K).

A **Figura 6** relaciona os parâmetros seleção do solvente e permeabilidade vertical/horizontal. Os parâmetros quando combinados alcançam, aproximadamente, 71% de fator de recuperação do óleo quando o solvente empregado no processo é o Butano (C_4H_{10}) ou Propano (C_3H_8) independentemente

da relação permeabilidade vertical/permeabilidade horizontal, o que confirma a pouca influência deste parâmetro observada no Diagrama de Pareto.

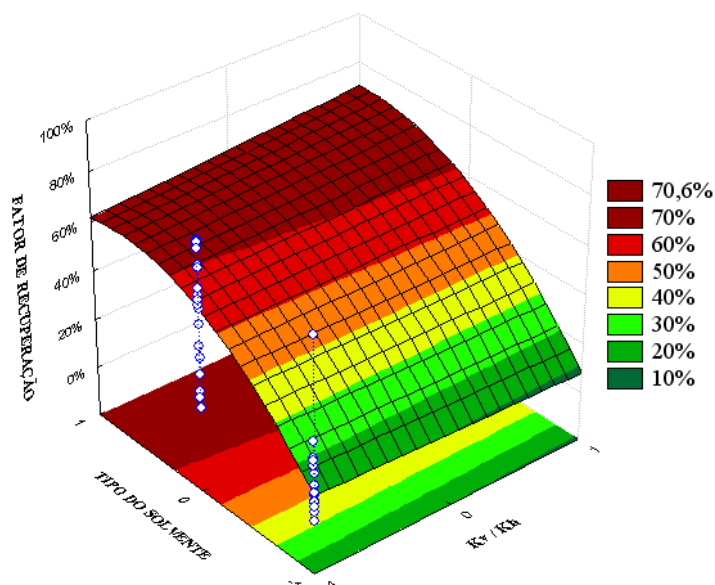


Figura 6. Superfície de Resposta - Tipo do Solvente x Permeabilidade Vertical/ Horizontal.

Ao final dos 15 anos nota-se que os parâmetros que possuem influência no processo VAPEX e proporcionam um maior fator de recuperação são: a seleção do solvente, as maiores permeabilidades, as menores viscosidades do óleo, as menores pressões de injeção e as maiores distâncias entre poços.

Conclusões

A seleção quanto ao Tipo do Solvente é o parâmetro que mais influencia o processo VAPEX, especificamente o Butano, por proporcionar um maior acumulado de óleo. Na sequência, a Permeabilidade que proporciona maiores fatores de recuperação para valores maiores.

O terceiro parâmetro é a Viscosidade do Óleo. Quando o reservatório contém óleo de baixa viscosidade, podem-se alcançar volumes de acumulados de óleo maiores. Outro parâmetro é a Pressão de Injeção do solvente. Ao injetarmos o solvente Etano no reservatório, maiores acumulados de óleo são alcançados a maiores pressões, o que para os solventes Propano e Butano ocorre para menores pressões.

A Distância entre Poços é o ultimo parâmetro a apresentar uma influência expressiva no processo VAPEX. Maiores distâncias entre poços acarretam maiores acumulados de óleo, especificamente no caso dos solventes Propano e Butano. Os parâmetros da relação Permeabilidade Vertical/Permeabilidade Horizontal (K_v/K_h), a Permeabilidade Relativa da Água na Saturação Residual do Óleo (K_{rwro}) e a Saturação Residual de Água (S_{wr}) obtiveram menor influência significativa no processo.

Agradecimentos

Os autores agradecem a PETROBRÁS, a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), ao Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo (PPGCEP) e ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP) pela estrutura oferecida e aos pesquisadores para o desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

AZIN, R.; KHARRAT, R.; GHOTBI, C.; ROSTAMI, B.; VOSSOUGH, S. Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.60, n.1, p. 51-66, Janeiro de 2008.

DAS, S. K.; BUTLER, R. M. Diffusion coefficients of propane and butane in Peace River bitumen. *Can. J. Chem. Eng.* v.74 (12), p.985–992, 1996.

DAS, S. K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE, Petroleum Recovery Institute, Calgary, Canadá, 1998.

JANISCH, A. Oil Sands and Heavy Oil: Can They Ease the Energy Shortage. First United Nations Inst. for Training and Research (UNITAR) Conference, 04-12 Junho de 1979. Edmonton, Alberta.

KARMAKER, K.; MAINI, B. B. Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 5-8 Outubro de 2003, Denver, Colorado, U.S.A.

KARMAKER, K.; MAINI, B. B. Experimental Investigation of Oil Drainage Rates in the Vapex Process for Heavy Oil and Bitumen Reservoirs. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 5-8 Outubro de 2003, Denver, Colorado, U.S.A.

MOKRYS, I. J.; BUTLER, R. M. In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting – The Vapex Process. PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, 21-23 Março de 1993, Oklahoma City, OK. U.S.A.

UPRETI, R.; LOHI, A.; KAPADIA, R. A.; EL-HAJ, R. Vapor Extraction of Heavy Oil and Bitumen: A Review. *Energy & Fuels*, n. 21, p. 1562-1574, 2007. New Roman