

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE VAPORIZADO EM POÇOS HORIZONTAIS PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS

AUTORES:

Davi Monteiro Santos de Barros Lima; Jennys Lourdes Meneses Barillas

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO DE INJEÇÃO DE SOLVENTE VAPORIZADO EM POÇOS HORIZONTAIS PARA RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS

Abstract

In the world there are many different types of petroleum and they have a variety of density and viscosity. These characteristics permit to identify if an oil is light, heavy or even ultraheavy. Thus, there many forms to exploit these oil reserves. There are economic forecasts that by 2025, heavy oil is the main source of fossil energy in world (MOTHÉ; SILVA, 2007). For heavy oil is normally used thermals methods, than decrease oil viscosity, to improved oil recovery. But this method use water and energy to generate steam, and it can be harmful to environment, therefore it is necessary to enhance or create technologies that minimize steam rate. One method used for improve heavy oil recovery without steam is the vaporized solvent extraction well known as VAPEX; this process consists of two parallel horizontal wells between themselves, in which injector is located above producer. In this, solvent vaporized is use to reduce oil viscosity allowing flow of fluids to producer well. This method was developed by Dr. Roger Butler, in 1991. This process was not yet used in Brazil and because this is important to study and verify its applicability in Brazilian reservoirs. In this study was analyzed a homogeneous reservoir with some characteristics of Brazilian northeast. It was analyzed the influence of some operational parameters (injection rate, solvent and distance between wells) on oil recovery in VAPEX process. Results shown that when it is injected heptanes as solvent the oil recovery increase, and for this reservoir it is not recommended to place injector well close to producer well, because vaporized solvent begins to be produced quickly.

Introdução

A maior parte dos recursos de petróleo do mundo corresponde a hidrocarbonetos viscosos e pesados. De acordo com Alboudwarej (2007), as estimativas do total de reservas de petróleo no mundo oscilam entre 9 a 13 trilhões de barris, incluindo óleos pesados, ultrapesados e o betume que, somados representam aproximadamente 70% dos recursos petrolíferos. Os óleos pesados são muito viscosos e tem elevada quantidade de carbono em relação ao hidrogênio, alto índice de aromáticos, asfaltenos, enxofre, metais pesados e nitrogênio. Além disso, apresentam um ponto de ebulição maior quando comparados com os de óleos leves. Regionalmente, o Rio Grande do Norte conta com grandes reservas de petróleo pesado que ainda precisam ser produzidas. A recuperação de óleo em alguns destes reservatórios, pode ser incrementada através dos processos térmicos de recuperação avançada de petróleo, principalmente, a injeção de vapor. Não obstante, a aplicação desta técnica acarreta uso excessivo de água e energia para gerar o vapor, possivelmente reduzidos por meio de novas tecnologias. Um método bastante estudado atualmente, indicado para a recuperação de óleos pesados, é a injeção de solvente, com base no método miscível - caracterizado pela ausência de interface entre fluidos deslocante e deslocado. A importância do processo está em sua habilidade de reduzir forças capilares e interfaciais que, normalmente, causam retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis aplicam-se à injeção de fluidos que são, ou podem tornar-se, miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo, que as tensões interfaciais sejam eliminadas e, em função do solvente injetado, promovam redução do óleo no reservatório. Dessa

maneira, o óleo será removido da área que entrou em contato com o fluido injetado (Thomas, 2001).

O presente estudo abordou a injeção de solvente vaporizado (VAPEX - *Vapor Extraction*). Neste processo, o poço injetor horizontal está localizado acima do produtor também horizontal. O solvente vaporizado é injetado a pressões levemente inferiores, ou iguais à pressão de saturação. A Figura 1 mostra uma representação esquemática do processo.

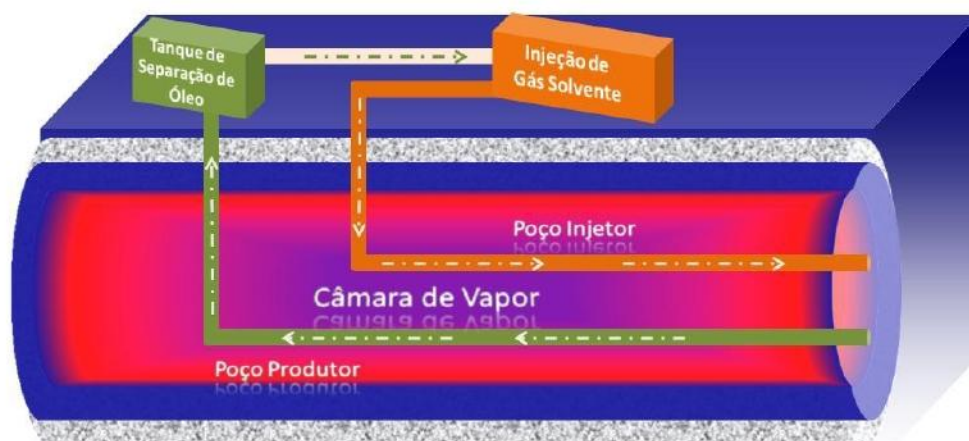


Figura 1-Processo VAPEX (OLIVEIRA, 2008)

O solvente vaporizado, ao ser injetado, forma uma câmara de vapor, que se expande para cima e para os redores do reservatório, permitindo uma redução nas tensões interfaciais e melhorando a mobilidade do óleo deslocado (DAS; BUTLER, 1998). Este processo é semelhante ao método de drenagem gravitacional assistida com vapor (SAGD), e como vantagens, água e calor não são necessários, além das melhorias na qualidade do óleo produzido (BARILLAS, 2008). Os solventes são hidrocarbonetos, cujas propriedades são responsáveis pela redução das tensões interfaciais e demais vantagens associadas ao método. O processo está em fase de desenvolvimento tecnológico. Trata-se de uma alternativa com potencial para minimizar as desvantagens de outros processos térmicos (como a injeção de vapor) em reservatórios de óleo pesado e de betume. A região do Nordeste brasileiro mostra variedade em reservatórios de óleo pesado, nos quais, o vapor é usado para reduzir a viscosidade e aumentar a recuperação de óleo, contudo, é necessário estudar tecnologias que possibilitem um desenvolvimento sustentável e econômico, ou seja, diminuir a quantidade de água e energia utilizada no processo, sem prejuízos para os resultados, na produção de óleo.

Neste trabalho foi analisada a influência de alguns parâmetros operacionais na recuperação de óleo, através do processo VAPEX, usando um reservatório semi-sintético com características do Nordeste brasileiro. O estudo foi realizado utilizando o módulo GEM 2009.10 (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*). O objetivo do estudo foi verificar de que maneiras o tipo de solvente e a distância entre poços influenciam na recuperação do óleo.

Metodologia e modelagem do reservatório

O modelo considerado foi um reservatório homogêneo com características do nordeste brasileiro. As dimensões da malha e as principais características do reservatório podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1-Dados do modelo de reservatório estudado

Área do reservatório (m)	100 x 300
Espessura do reservatório (m)	23
Números de blocos nas camadas I, J, K	21, 20, 22
Total de blocos	9.240
Comprimentos dos poços (m)	300
Temperatura (°C)	38
Porosidade (%)	25
Permeabilidade Horizontal, Kh (mD)	1000 mD
Permeabilidade vertical	Kh * 0,1
Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Volume original de óleo (m3 STD)	109.300

Os parâmetros operacionais analisados neste trabalho foram a distância vertical entre os poços injetor e produtor, e o tipo de solvente injetado (propano ou heptano). A vazão de injeção do solvente C₃ foi 10.000 m³ STD/dia e de 200 m³ STD/dia do solvente C₇. A Tabela 2 mostra os níveis dos parâmetros analisados.

Tabela 2- Parâmetros operacionais

Tipo de solvente	C3 (Propano)	C7 (Heptano)
Distância entre os poços (m)	5	13

Na Figura 2, pode ser observado um mapa da saturação inicial do óleo, através da representação 3D do modelo analisado. A saturação média de óleo inicial é de 0,73. No modelo mostrado, o poço injetor esta localizado a 5 m do poço produtor. Para ambos os poços, foi determinado um comprimento de 300 m, mesmo tendo em vista que o comprimento deve variar entre 600-1000 m, conforme a literatura. A escolha do comprimento deve-se à simetria e à homogeneidade do reservatório. Sendo assim, para poços maiores, os resultados podem ser extrapolados.

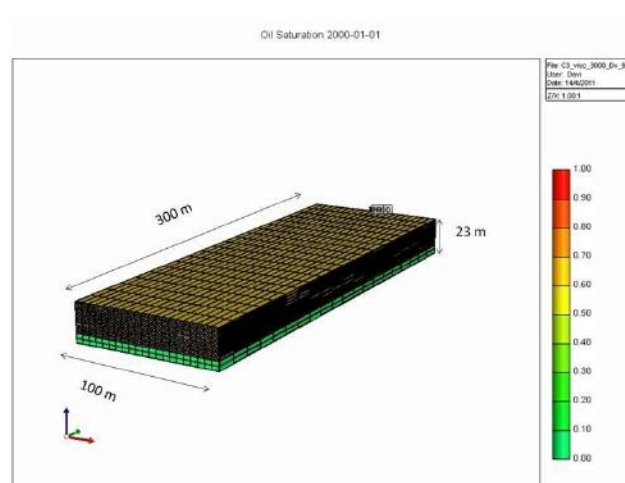


Figura 2-Modelo do reservatório em 3D (saturação de óleo)

Neste estudo, a modelagem de fluidos foi realizada utilizando um óleo da região Nordeste do Brasil, ajustado em seis pseudo-componentes. As propriedades do fluido podem ser observadas na Tabela 3.

Tabela 3- Agrupamento do pseudo-componentes do modelo de fluidos, viscosidade e °API

Pseudo-Componentes	Fração molar(%)
C1-C3	0,1
IC4-NC5	0,003
C6-C10	0,003
C11-C20	0,2
C21-C39	0,42
C40+	0,25
Viscosidade (cP) @ 38 °C	3000
°API	16,4

Resultados e Discussões

Neste trabalho foi analisada a influência do tipo de solvente e da distância vertical entre os poços (produtor e injetor) sobre a recuperação de óleo (FR). Neste trabalho o óleo recuperado foi considerado como o volume total de óleo produzido menos o solvente injetado produzido em conjunto com o óleo, como mostra a Equação 1.

$$FR = \frac{Np_{total} - Np_{do\ solvente\ produzido}}{volume\ original\ de\ óleo}, \text{ Eq. (1)}$$

FR: Óleo recuperado (%).

Np_{total} : Produção acumulada de óleo de reservatório + solvente injetado.

$Np_{solvente\ produzido}$: Produção acumulada do solvente injetado.

Todas as simulações realizadas foram comparadas com a recuperação primária (sem injeção de solvente).

A Figura 3 mostra a recuperação de óleo (FR) para os dois solventes analisados, considerando uma distância vertical entre os poços de 5 m. É possível visualizar que os dois solventes aumentam a recuperação, quando comparados à recuperação primária (curva Sem_Inj). Analisando a Figura 3, observa-se que o solvente com maior recuperação de óleo foi o heptano (curva C7_Visc3000_Dv_5m) com aproximadamente 25%, ou seja, 27.325 m³ STD de óleo recuperado, enquanto que com o uso do propano (curva C3_Visc3000_Dv_5m) se obteve uma recuperação de 14.209 m³ STD de óleo (FR aprox. 14%). Nesta figura também pode ser visualizado que para os dois casos de injeção de solventes C3 e C7, a chegada do banco de óleo aconteceu praticamente no mesmo período, aproximadamente seis meses após o início de produção, mas devido à maior mobilidade do propano (C3), este começa a produzir-se e não varre eficientemente a zona de óleo no reservatório, por isso a menor recuperação de óleo.

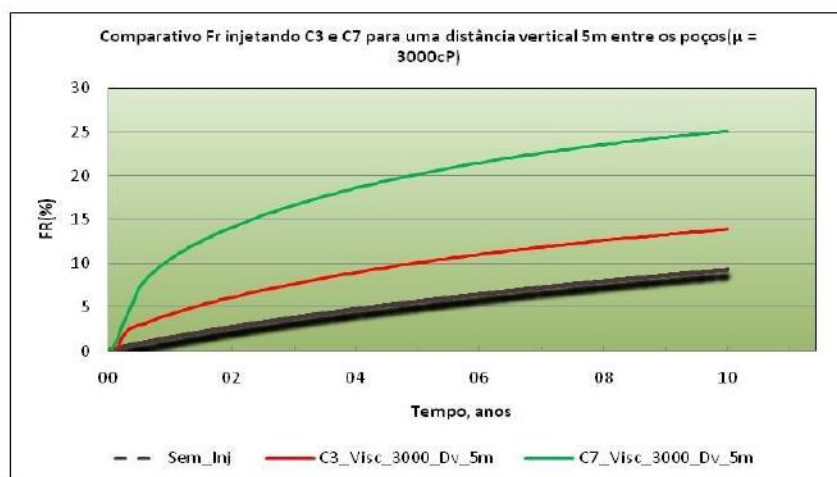


Figura 3-Comparativo da recuperação de óleo (FR) injetando C3e C7a uma distância de 5m entre os poços

A Figura 4 mostra a recuperação do óleo para os dois solventes analisados, considerando um espaçamento vertical entre os poços de 13 m. Esta Figura mostra, ao igual que a Figura 3, que os dois solventes aumentam a recuperação de óleo, quando comparados à recuperação primária (curva Sem_Inj). Analisando as curvas desta imagem, percebe-se que para uma distância entre poços de 13 m, o solvente que obteve maior fator de recuperação de óleo foi o heptano curva (C7_Visc3000_Dv_13m), com 37%, ou seja, 40.441 m³ STD de óleo recuperado, enquanto o propano facilitou a produção de 25.139 m³ STD de óleo (FR aprox. 22%, curva (C3_Visc3000_Dv_13m). Se comparado à distância de 5 m, pode ser observado que nos dois casos de solvente injetado a recuperação de óleo é maior quando a distância entre os poços aumenta, e isto pode ser devido a que o solvente que é mais móvel que o óleo do reservatório tarda mais em chegar ao produtor, permitindo um melhor varrido do volume do óleo no reservatório.

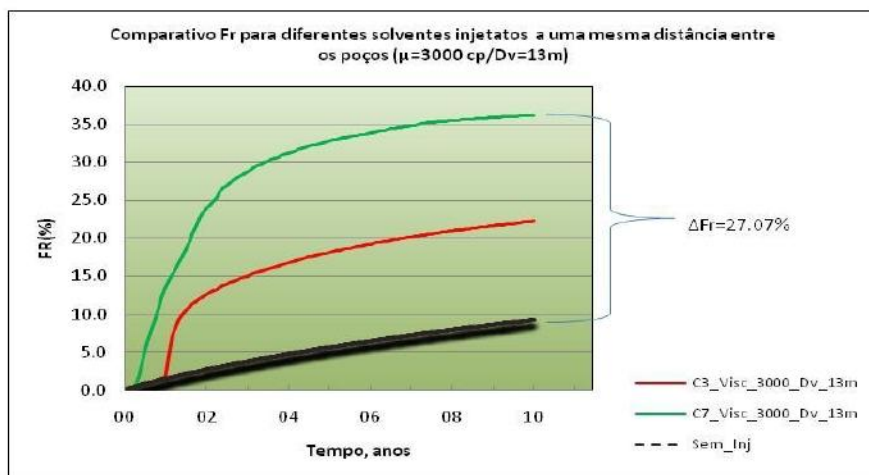


Figura 4- Comparativo da variação da recuperação de óleo (ΔFr) em relação ao modelo sem injeção injetando C3 e C7 a uma distância de 13m entre os poços

É possível observar que para distância de 13 m entre poços, quando se injeta propano há um atraso na chegada do banco de óleo ao produtor, quando comparado à injeção de heptano. Isto pode ser devido a que solvente propano tem uma miscibilidade menor que o heptano (nas condições P e T do reservatório) no óleo do reservatório, o que permite que o solvente heptano consiga se misturar ao óleo do reservatório com maior facilidade, diminuindo as tensões

interfaciais e diminuindo a viscosidade do óleo produzido em maior proporção que o propano, melhorando o varrido no reservatório.

Analisando conjuntamente as Figura 3 e Figura 4, percebe-se que o maior espaçamento entre os poços produz maior volume de óleo recuperado, no presente caso, a distância de 13 m.

Para mostrar a mistura do solvente no óleo do reservatório foi realizado um mapa da viscosidade do óleo em um corte transversal do reservatório com a injeção dos solventes C_3 e C_7 (Figura 5), considerando uma distância vertical entre os poços de 13 m, nos intervalos de tempo de produção de: 3 e 5 meses respectivamente.

Inicialmente a viscosidade do óleo é de 3000 cP, ao ser injetado C_3 e C_7 , há uma redução da viscosidade do óleo. Na Figura 5 se observa, que no período estudado quando se injeta C_7 há uma área maior com redução de viscosidade perto do produtor. Após 5 meses de produção com a injeção de C_7 no reservatório, a viscosidade do óleo é de aproximadamente 300 cP na área acima do produtor.

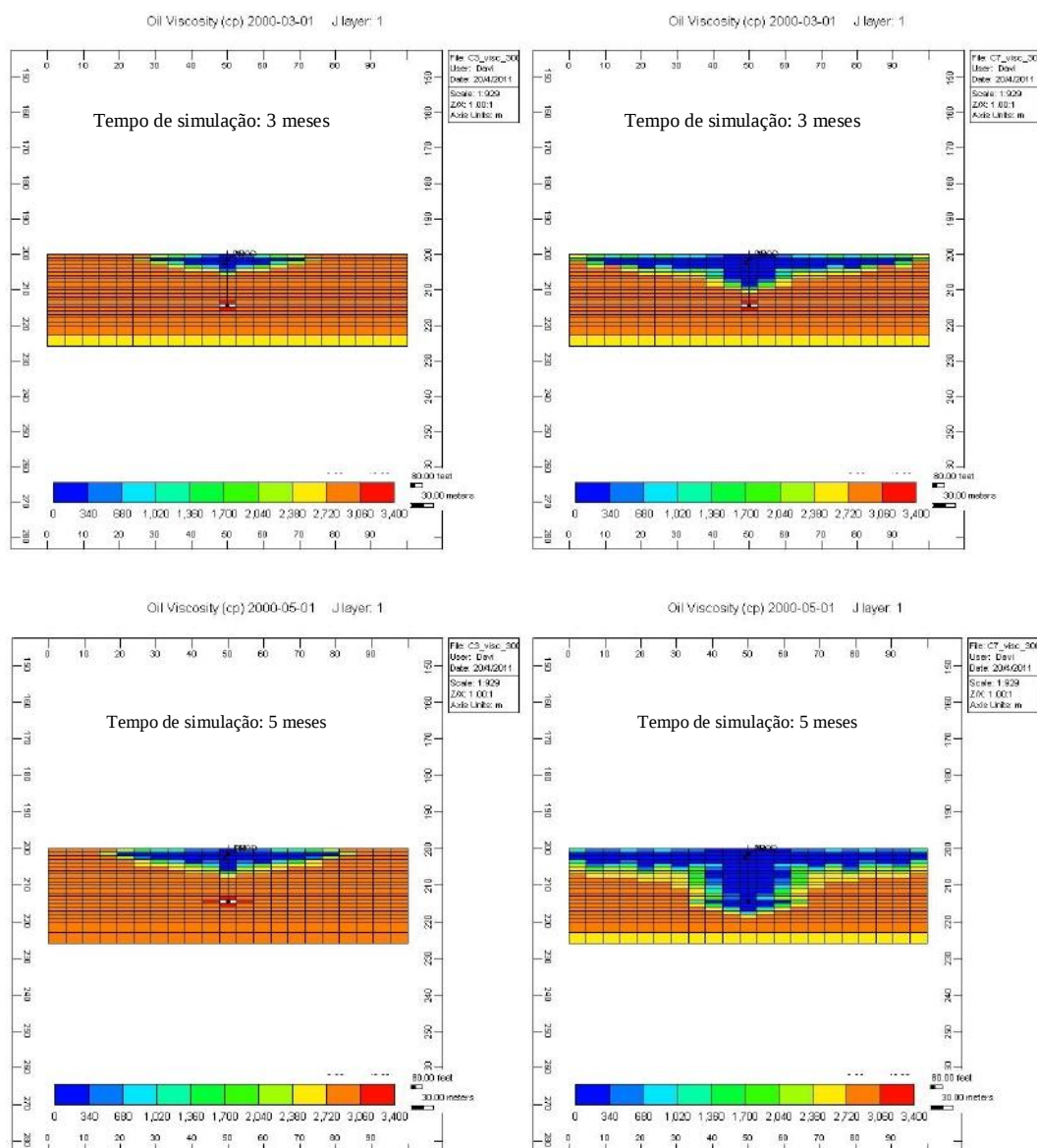


Figura 5- Análise da simulação envolvendo a viscosidade no modelo de reservatório com a injeção de C_3 e C_7

Conclusões

- ✓ O tipo de solvente injetado influencia na recuperação de óleo, a injeção de heptano mostrou uma maior recuperação de óleo;
- ✓ A distância vertical entre poços também influenciou na recuperação do óleo. O aumento no espaçamento entre os poços resultou em incremento no fator de recuperação;
- ✓ Os dois solventes mostraram um aumento da recuperação de óleo em relação à recuperação primária, mas é necessária uma análise da quantidade de solvente injetado, para conhecer se o processo pode ou não ser economicamente viável.

Agradecimentos

A CAPES pelo suporte financeiro, ao LEAP (laboratório de estudos avançados de petróleo), à CMG (*Computer Modelling Group*) pelo fornecimento dos programas usados.

Referências Bibliográficas

- ✓ ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. Highlighting heavy oil, Oilfield Review. p.34-53, Jun. 2006, disponível em: www.slb.com, acessado em agosto de 2007;
- ✓ BARILLAS, J. L. M. *Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor*. 2008. 165f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal;
- ✓ DAS, S. K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE, Petroleum Recovery Institute, 1998;
- ✓ DAS, S. K.; BUTLER, R. M. Pet. Sci. Eng. 21, 43-59. 1998;
- ✓ GEM 2009.10 (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*);
- ✓ MOTHÉ, C. G.; SILVA S. JR, C. Petróleo pesado e ultrapesado - reservas e produção mundial. Revista TN Petróleo, V 57, p. 76-80, 2007, disponível em: www.tnpetroleo.com.br, acessado em março 2011;
- ✓ OLIVEIRA, M. F. Estudo Paramétrico do Processo de Extração com Solvente (VAPEX) como Método de Recuperação de Óleo Pesado, 2008;
- ✓ THOMAS, J. E. "*Fundamentos de engenharia de Petróleo*", Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.