

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE COM INJEÇÃO DE ÁGUA

AUTORES:

Artur Henrique Souza Saldanha

Juli Sergine Tavares Teixeira

Danielle Alves Ribeiro da Silva

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. 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 8º PDPETRO.

ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE COM INJEÇÃO DE ÁGUA

Abstract

Oil is one of the most important materials in the world. Nowadays, most of the oil is still trapped in the inside of the deposits, because it is only possible to recover a fraction of the total amount oil accumulated due to the big complexity of the extraction, and the existence of mechanisms that have low recovery efficiency. There are several techniques today that are allow to increasing the recovery factor of the reservoir, in this work the technique of injection of water was used. This paper makes a comparison between different types of completions in a light oil reservoir. A numerical simulation of the Black-oil type, with a simulation time of 20 years of project was used. All the features were obtained by Numerical Simulation in software CMG IMEX Launcher Technologies 2012. From this, it can be observed that operational parameters such as flow rate of water injection and types of completion directly influence the result of the production accumulated oil, recovery factor and the flow of oil and water. The model that presented higher FR at the end of the project was the five spot model type.

Introdução

A engenharia de reservatórios tem um papel fundamental para a indústria do petróleo, pois através dela é realizado o estudo de uma série de fatores que interferem de forma direta no processo de produção de um reservatório de petróleo. Tendo como objetivo otimizar a produção sob aspectos operacionais e econômicos, levando em consideração os estudos das jazidas, propriedades das rochas, propriedades dos fluidos e as leis físicas que regem esse fenômeno.

Nos dias atuais, boa parte do petróleo ainda se encontra aprisionados nos interiores das jazidas, pois só é possível recuperar apenas uma fração da quantidade total do óleo acumulado devido à grande complexidade na extração, e a existência de mecanismos que possuem pouca eficiência de recuperação. Devido à complexidade de elevar-se o petróleo dos reservatórios, a recuperação de óleos constitui-se um desafio da engenharia de petróleo.

Os métodos de recuperação suplementar são aplicados, em geral, após a recuperação primária de petróleo, com o objetivo de aumentar o fator de recuperação do reservatório. Em tempos passados tinha-se o pensamento que as baixas produções se davam apenas devido a rápida queda de pressão nas jazidas (Thomas, 2004).

A injeção de água é o principal método utilizado para manter e/ou elevar os níveis de pressão no reservatório. Além de ajudar no deslocamento do óleo através do meio poroso devido à imiscibilidade entre estes dois fluidos.

Existem várias técnicas existentes para prever o comportamento de reservatórios. Uma delas, a simulação numérica, merece destaque, pois consegue identificar problemas que não são solucionáveis por outros métodos conhecidos. A simulação numérica é utilizada para o acompanhamento de campos de petróleo, avaliação e comparação entre os métodos de recuperação suplementar. Os simuladores podem utilizar diversas condições operacionais existentes na prática, além de serem capazes de descrever o reservatório em propriedades físicas e os fluidos em condições originais (Marsili, 2008).

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

O presente trabalho tem como objetivo simular o comportamento de um reservatório de petróleo com características semelhantes ao do nordeste brasileiro de óleos leves. E nele realizar um estudo da injeção de água, através de simulações, tendo como objetivo também, comparar os modelos existentes com suas respectivas atividades operacionais, tais como modelos de injeção e vazões de injeção.

As simulações foram realizadas em um reservatório em coordenadas cartesianas. Com isso, foi utilizado o programa *Launcher* da empresa *Computer Modelling Group* LTDA-CMG.

METODOLOGIA

O trabalho foi iniciado com a modelagem do reservatório através do módulo *Builder* da CMG e, em seguida foram realizadas implementações de diversas configurações de poços na malha, para que pudesse ser feita uma comparação do Fr e Np entre as malhas existentes. Os poços foram acoplados ao modelo da seguinte forma:

1. Na primeira configuração de malha foi inserido 1 poço do tipo produtor ao centro da malha arreado de 4 poços do tipo injetores, formando uma malha do tipo *five spot*. A distância entre os poços injetores é de 15 m, e a distância entre o poço injetor para o produtor é de 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.
2. Foi feita a inversão operacional da malha do tipo *five spot*, ou seja, o poço do centro passou a ser injetor, e os demais poços passaram a ser do tipo produtor, formando assim uma malha do tipo *five spot* invertido. A distância entre os poços produtores é de 15m, e a distância entre os poços injetor para o produtor é de 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.
3. Posteriormente foi inserido na malha 6 poços do tipo injetores em torno de 2 poços do tipo produtores, formando uma malha do tipo duplo *five spot*. A distância entre os poços injetores é de 10 m, e a distância entre o poço injetor para o poço produtor é de aproximadamente 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.
4. Para finalizar foi feita a inversão operacional, ou seja, os 6 poços injetores se transformaram e produtores, e os 2 produtores viraram injetores, formando assim uma malha do tipo duplo *five spot* invertido. A distância entre os poços produtores é de 10m, e a distância entre o poço produtor para o poço injetor é de aproximadamente 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.
5. Discussão dos resultados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram estudados os seguintes parâmetros: Produção Acumulada de Óleo (Np), Fator de Recuperação (FR), que é o quanto do reservatório se consegue produzir, a vazão de óleo (Qo) e a Produção Acumulada de água (Wp).

Foi simulado o reservatório e como ilustrado na Figura 1 é possível obter a sua configuração 3D.

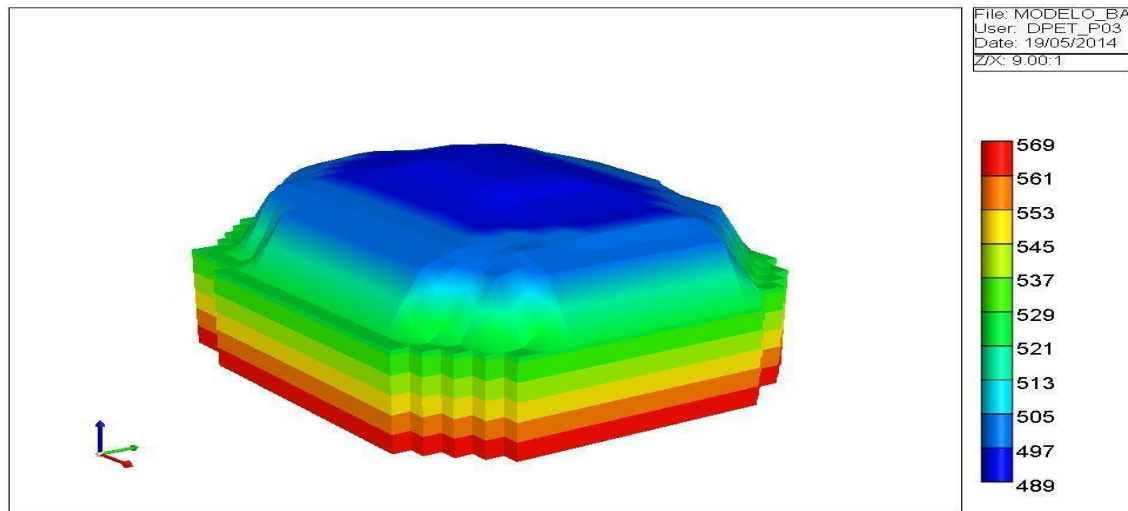


Figura 1. Configuração do modelo do reservatório em 3D.

O Grau API (em inglês, *API Gravity*) é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo. Foi criada para medir a densidade relativa de líquidos.

Foram inseridos os seguintes dados, conforme Tabela 1, para o reservatório com o °API de 30 e espessura de 41m:

Tabela 1. Dados das propriedades do reservatório

Parâmetro	Valor
Pressão de Referência	683 psi
Profundidade de Referência	489 m
Contato Água Óleo	515 m
Porosidade à 683psi	0,25
Permeabilidade Horizontal (kh)	620 mD
Permeabilidade Vertical (kv)	0,10 * kh
Compressibilidade da Formação à 683 psi	15.10^{-7} 1/psi

Foram abordados nesse capítulo os resultados e discussões referentes às modificações realizadas nos parâmetros operacionais, tais como: configurações das malhas e vazões, tendo como objetivo identificar o que apresenta um maior fator de recuperação.

ANÁLISE COMPARATIVA DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS

Foi realizada uma análise do fator de recuperação, produção acumulada de óleo, vazão de óleo e produção acumulada de água no decorrer do tempo para diferentes distribuições de poços. O comparativo deu-se apenas com as melhores vazões de cada configuração apresentada anteriormente.

Na Figura foi mostrado um comparativo entre os fatores de recuperação ao longo do tempo injetando-se a melhor vazão para todos os sistemas de configurações analisados.

Observou-se que a configuração do tipo duplo *Five spot* apresentou um maior FR, enquanto que a configuração do tipo *Five spot* invertido apresentou um menor FR se comparado com os demais. A diferença de FR entre a melhor e a pior configuração, é de 9 pontos percentuais.

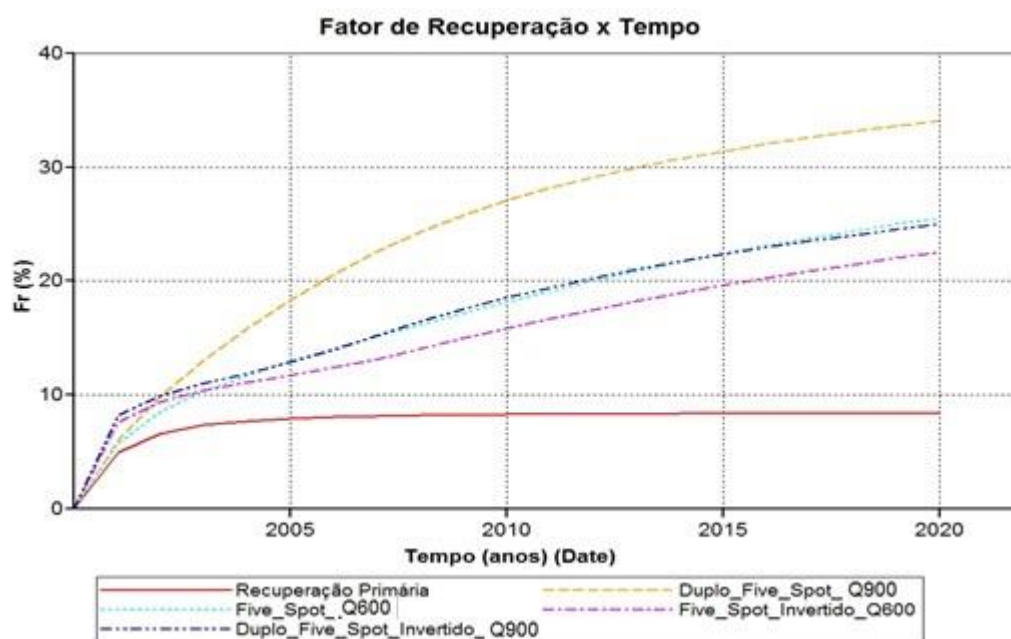


Figura 2. Fator de recuperação x tempo

A Tabela 2 mostra um resumo da produção acumulada de óleo e do fator de recuperação em 20 anos para os sistemas estudados.

Tabela 2. Valor do fator de recuperação e produção acumulada de óleo 20 anos.

	Fator de Recuperação e Produção Acumulada de Óleo			
	<i>Five Spot</i> Inv.	Duplo <i>Five Spot</i> Inv.	<i>Five Spot</i>	Duplo <i>Five Spot</i>
FR	22%	25%	26%	34%
Np	6,55 MMm ³	7,26 MMm ³	7,42 MMm ³	1,0 MMm ³

Na Figura 2, observou-se a produção acumulada de óleo em função do tempo para diferentes configurações de malha.

Pode-se notar que nos primeiros meses do projeto, tem-se que as malhas *Five spot* invertido e duplo *Five spot* invertido apresentaram maiores valores para Np, esse fato ocorre provavelmente devido os poços produtores estarem posicionados em uma localização onde há uma maior concentração de óleo no reservatório.

A partir do 2º ano já é possível notar que a configuração do tipo duplo *Five spot* resultou em um maior Np no decorrer dos anos, esse fato pode ser justificado devido a maior distribuição dos poços injetores em torno da malha, fazendo com que a água injetada empurre o óleo para os poços produtores.

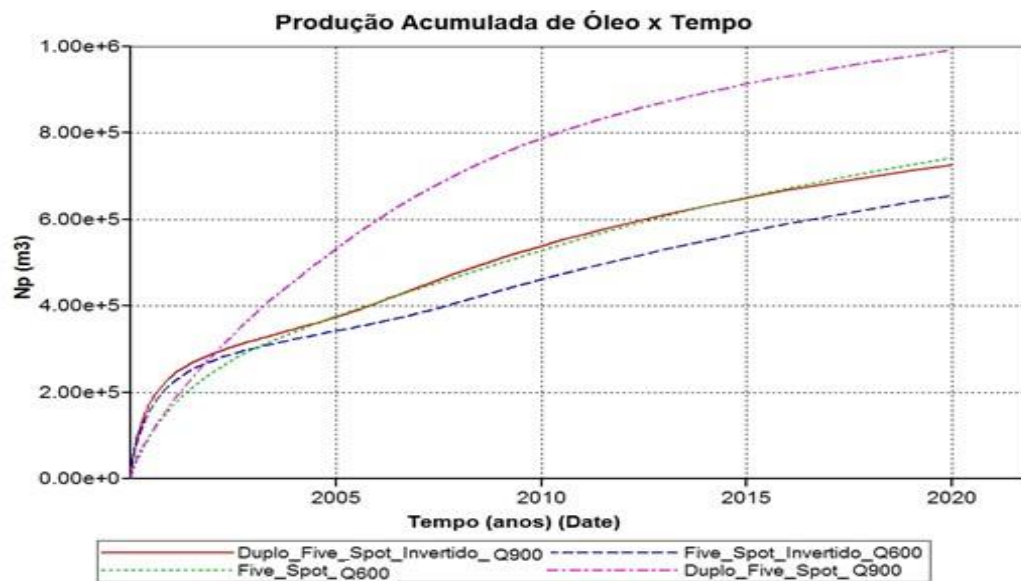


Figura 3. Produção acumulada de óleo x tempo

Ao se fazer uma análise da Figura 3, na qual mostra a vazão de óleo no decorrer do tempo, percebeu-se que a vazão de óleo máxima para a maioria dos casos das diferentes injeções de água acontece nos primeiros meses do primeiro ano do projeto. Logo após, os valores de vazão tendem a diminuir.

A Figura 4 reforça a ideia que exista mais óleo concentrado nas regiões periféricas do reservatório, pois pode-se observar que as configurações duplo *Five spot* invertido e *Five spot* invertido, são as únicas configurações que apresentam poços produtores na periferia da malha, e isso fez com que ocorresse maiores vazões de óleo no início da vida produtiva do poço.

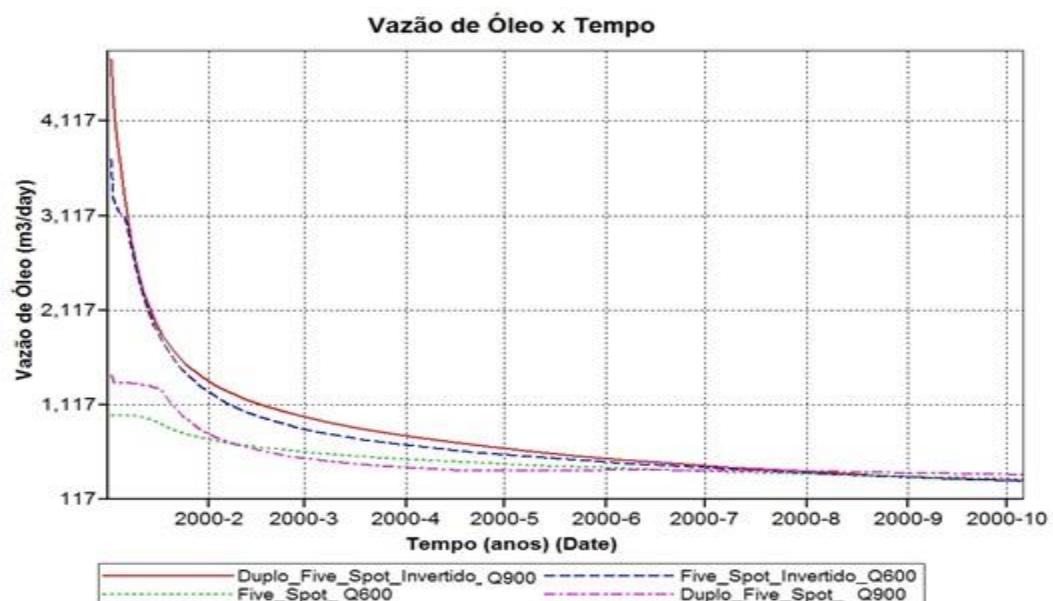


Figura 4. Vazão de óleo x tempo

Nos projetos de injeção de água, um parâmetro importante a ser analisado é o volume de água produzida, já que esse volume deve passar por processos de tratamento antes de ser descartado ou reinjetado, pois eles envolvem custos elevados.

Analisando a Figura 5, pode-se observar que a malha do tipo Duplo *Five spot* invertido, apresentou uma maior produção acumulada de água, se comparada com as demais malhas. Isso pode ser justificado devido essa configuração apresentar seis poços produtores, e que eles provavelmente estão em uma região próxima das zonas de água.

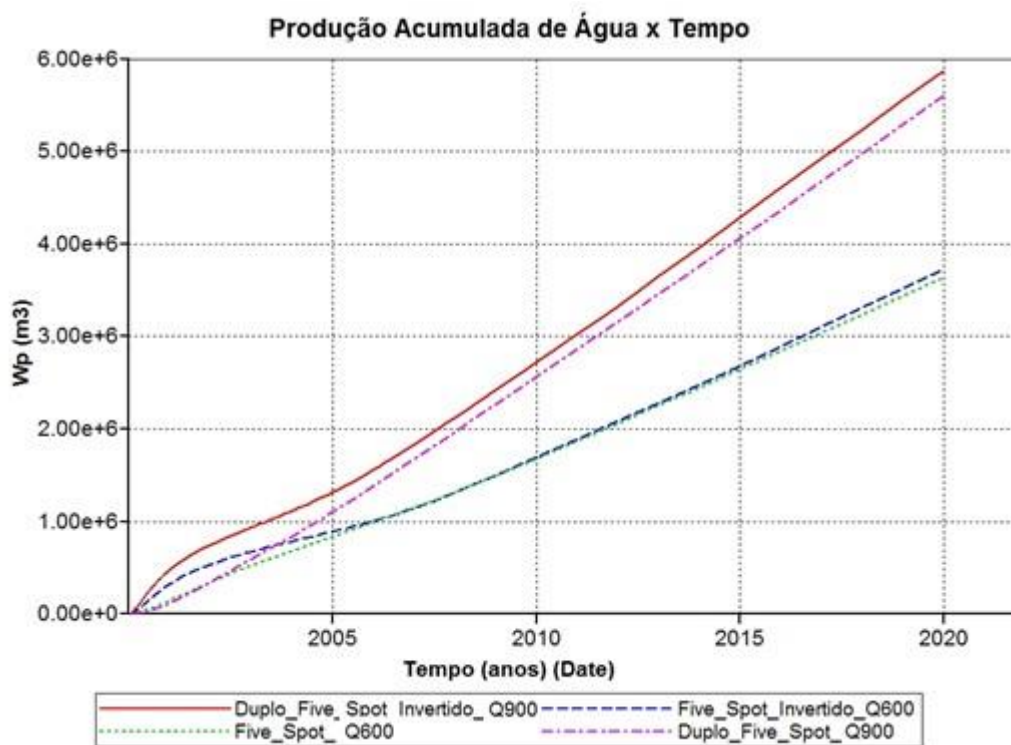


Figura 5. Produção acumulada de água x tempo

A Tabela 3 mostra um resumo da produção acumulada de água em 20 anos para o sistema estudado.

Tabela 3. Valores da produção acumulada de água para diferentes configurações.

Produção Acumulada de Água (Wp)			
<i>Five spot</i> Inv.	Duplo <i>Five spot</i> Inv.	<i>Five spot</i>	Duplo <i>Five spot</i>
3,73 MM m ³	5,87 MM m ³	3,64 MM m ³	5,60 MM m ³

Com a análise dos dados anteriores (Figura 5 e Tabela 3), pode-se concluir que o modelo que apresentou melhores resultados para o fator de recuperação foi o duplo *Five spot* com maior produção acumulada de óleo. Isso pode ser justificado, devido ao fato que esse tipo de configuração apresentar uma maior quantidade de poços injetores e uma maior vazão de injeção de água, fazendo com que fosse possível varrer uma maior área do reservatório. Contudo é necessário realizar uma análise econômica que não faz parte do escopo desse trabalho.

Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros.

- A utilização da injeção de água como método de recuperação melhora a produção de óleo, fazendo com que o fator de recuperação de 9% na produção primária, atinja 34% de fator de recuperação com o uso da injeção de água;
- O modelo Duplo *Five spot* apresentou resultados satisfatórios para o reservatório estudado;
- A quantidade, tipo, localização e as vazões de injeção dos poços são critérios que influenciam de forma direta no fator de recuperação.

RECOMENDAÇÕES:

- Faz se necessário realizar um estudo de otimização da distribuição dos poços de petróleo;
- Realizar um estudo de análise econômica do projeto por meio do método VPL;
- Aumentar o prazo do projeto.

Agradecimentos

À minha orientadora, Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas e ao meu orientador do PRH-21, Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim.

À CMG pela licença do simulador concedida e ao PRH-21 pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção cíclica de vapor. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

CMG, *Computer Simulator Group Ltda. Guia para el usuario. STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator)* versão 2010.10, Calgary-Alberta-Canadá.

ROSA, J. A., **CARVALHO**, R. S., **XAVIER**, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência. 2011.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

RUIZ, Cindy Pamela Aguirre – Estudo Comparativo da Injeção de água usando poços verticais e horizontais, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

THOMAS J. E et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001.