

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA E ALTERNADA ÁGUA/GÁS (WAG): CAMPO EAST UNITY, BACIA DE MUGLAD

AUTORES:

Davisson Costa Galindo¹, Nathália Pontes Amorim², Débora Cristina Almeida de Assis³, Nayra Vicente Sousa da Silva⁴.

INSTITUIÇÃO:

^{1,2,3,4} Universidade Federal de Alagoas (UFAL) – Centro de Tecnologia (CTEC)

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA E ALTERNADA ÁGUA/GÁS (WAG): CAMPO EAST UNITY, BACIA DE MUGLAD

Abstract

With the high amount of money invested for discovery and recovery of oil fields, predicting the production behavior is essential for any project decision making. The prediction is based on geophysical and geological survey, numerical flow simulation and economic analysis, in order to verify the project feasibility. The reservoir management aims to understand the field performance and predict the future events possibility under different development scenarios from numerical simulation, which is a powerful tool to select the optimal backdrop. However, the economic analysis is necessary because only the simulation does not give enough data to choose the more attractive project, since the oil barrel price and its derivatives are very volatile. Therefore, according to this fluctuation, it's considered all revenues and costs associated with each project as well as monetary values equivalence in different dates. The evaluation also considers the taxes described in Law and national decrees. To bring the revenues and costs from future to present, it's used the net present value (NPV) formula as well as the internal rate return (IRR), allowing to do a complete analysis to choose the most attractive scenario. Geared for oil extraction projects evaluation, the present study intends to find out the best oil reservoir economic situation subject to secondary recovery by continuous water injection and water alternate gas injection (WAG), on the reservoirs located on East Unity field, in Muglad Basin (African territory).

Key-words: Economic analysis; net present value; project feasibility.

Introdução

Os derivados de combustíveis fósseis ainda têm um grande destaque na matriz energética mundial. Segundo a Agência Internacional de Energia –IEA (2015), 52,5 % do suprimento de energia primária tinha origem do petróleo (óleo e gás natural) em 2013. Deste modo, faz-se necessário explorar mais hidrocarbonetos de forma eficiente e economicamente viável.

Quando se inicia o processo produtivo de um campo petrolífero, a energia primária, ou seja, a energia contida no reservatório devido ao estado de tensão atuante, é a principal força incidente, o qual ao longo da produção de hidrocarbonetos é dissipada, refletindo diretamente na queda de pressão do reservatório, e consequentemente há uma redução da produtividade dos poços (ROSA *et al.*, 2006). Deste modo, se faz necessário o uso de energia suplementar (recuperação secundária) para aumentar o fator de recuperação, que é o percentual do volume de óleo que pode ser extraído. Os métodos de recuperação suplementares (ou métodos recuperação secundária) promovem um aumento da eficiência de recuperação e também a aceleração da produção, prolongando a vida útil do reservatório e adiando a depletação natural do campo, melhorando economicamente o processo de exploração do hidrocarboneto (DAKE, 2001; THOMAS, 2001; EZEKWE, 2011; ROSA *et al.*, 2006).

A técnica de injeção de água é o método mais utilizado no mundo dentre os métodos de recuperação, pois além de ser um método barato quando comparado a outros, a água mantém os níveis de pressão do reservatório altos e desloca o óleo remanescente dos poros até os poços produtores, funcionando como um pistão. (MARSILI, 2008). Segundo Castiñeira (2008), um projeto de injeção de água pode envolver tanto a perfuração de novos poços quanto a conversão de poços já existentes no campo. Ao redor do mundo existe uma grande variedade de esquemas de injeção, e eles podem ser classificados como injeção periférica ou injeção em malhas, que vai depender da estrutura do reservatório.

Contudo, apenas a simulação numérica da previsão da produção de hidrocarbonetos não entrega subsídios suficiente para a escolha do projeto mais atrativo, sendo necessário realizar a análise econômica do problema, porque ela considera todas as receitas, custos e despesas associados a cada projeto, além da equivalência de valores monetários em diferentes datas (CASTIÑEIRA, 2008). O valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) são dois fatores decisivos na hora de investir em qualquer tipo de projeto, pois trazem para o presente todas as estimativas de receitas e despesas do futuro para o presente, sendo assim possível analisar a viabilidade econômica (NETO, 2003).

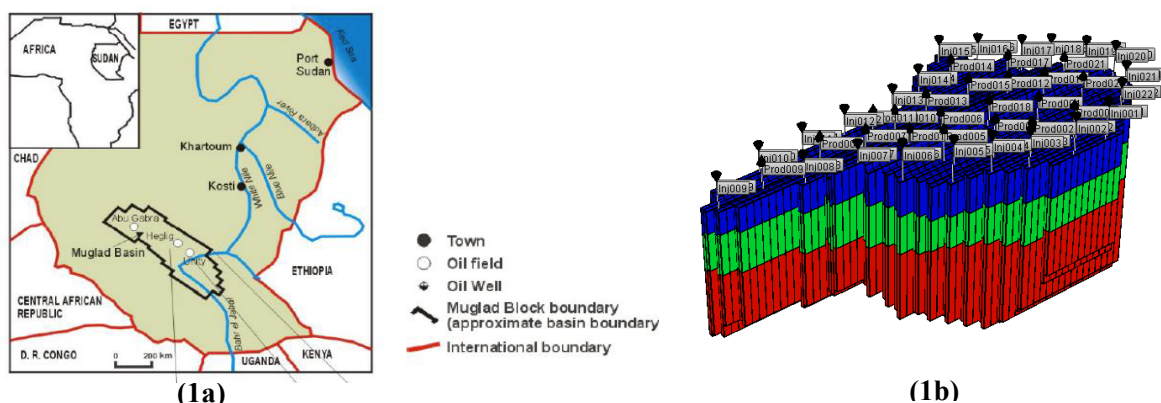
O caso estudado do reservatório simulado foi desenvolvido com as propriedades dos reservatórios localizados no campo *East Unity*, que se encontra na Bacia de *Muglad*, na África, que é uma das principais da região e está situada em uma área com grande potencial de acúmulo de petróleo, tendo uma série de estruturas e reservatórios não explorados (MOHAMED & MOHAMED, 1999; IBRAHIM, 2003). Os reservatórios de óleo desse campo têm boa porosidade e permeabilidade de média a alta e viscosidade do óleo variando entre 28,9° e 36,2° API (Riped, 1998). Os reservatórios de melhor qualidade da região são observados nas Formações de Zarga, Aradeiba e Bentiu (IBRAHIM, 2003). A escolha por Amorim (2016) para o estudo de caso em questão é atribuída a presença de informações e relevância da Bacia na literatura e na área de Engenharia de Reservatórios.

O objetivo principal deste trabalho é realizar o gerenciamento do reservatório via avaliação econômico-financeira, analisando e comparando os projetos de suplementação por injeção de água e alternada de água e gás utilizando o conceito de VPL, e apontar o melhor projeto produtivo-financeiro dentre os cenários investigados. Para isso, são levados em considerações parâmetros como o preço do barril, os custos com produção, injeção de água e instalação de equipamentos, bem como as tributações associadas num campo produtor. Apesar do projeto estar sendo desenvolvido sob condições petrofísicas dos reservatórios de *East Unity* devido a abundância de dados, o regime de leis e tributações considerado foi o brasileiro, pois o presente trabalho pode servir de escopo para cálculos posteriores em campos brasileiros.

Metodologia

Os cálculos feitos nesse artigo se basearam nos dados utilizados no trabalho publicado por Amorim (2016). O autor realizou o levantamento dos dados petrofísicos e da geometria dos reservatórios de *East Unity*. A partir disso, ele definiu os limites dos reservatórios com auxílio do software AutoCad para, por fim, utilizar o layout da malha para construir o modelo no simulador computacional IMEX (*IMplicit EXplicit black-oil simulator*) do grupo CMG (*Computer Modelling Group*). As Figuras 1a e 1b mostram a localização do campo e a malha gerada pelo simulador, respectivamente.

Figura 1a – Localização do Campo East Unity, na Bacia de Muglad (IBRAHIM, 2003). Figura 1b – Modelo físico do reservatório (AMORIM, 2016).



As Tabelas 1 e 2 apresentam os cenários analisados com os respectivos fatores de recuperação encontrados por Amorim (2016).

Tabela 1 – Cenários utilizados na análise econômica para injeção contínua de água (AMORIM, 2016).

Cenário	Vazão de Água (m ³ /dia)	Fator de Recuperação (%)
1	750	41,77
2	1000	47,44
3	1250	49,97
4	1500	51,47
5	1750	52,60

Tabela 2 – Cenários utilizados na análise econômica para injeção alternada águas/gás (AMORIM, 2016).

Cenário	Vazão de Água (m ³ /dia)	Vazão de Gás (m ³ /dia)	Fator de Recuperação (%)
1	1000	15000	54,19
2	1250	15000	55,00
3	1500	15000	55,50
4	1750	15000	55,82
5	1250	20000	58,19
6	1500	20000	58,77
7	1750	20000	59,16

Como resultados de Amorim (2016), foi observado que quanto maior a taxa de injeção (tanto para óleo quanto para gás), maior é o fator de recuperação obtido. Foi com base nesses cenários que se desenvolveram os cálculos da análise econômica deste artigo. Deste modo, colocaram-se os dados de produção e injeção foram colocados em uma planilha afim de facilitar os cálculos de receitas e despesas posteriores.

Os primeiros custos considerados são custos de capital, que na indústria de petróleo é conhecido como CAPEX (*capital expenditure*). Esses custos são necessários para o desenvolvimento de reservas, e inclui aquisição de blocos, levantamento sísmicos, contratação de empreiteira para perfuração de poços, entre outros custos iniciais. Como CAPEX, foram considerados 22 poços produtores e 22 poços injetores, com o custo de US\$ 5.000.000,00 cada poço perfurado e completado (EIA, 2016), US\$ 1.300.000,00 cada planta de injeção de água, US\$ 1.500.000,00 cada poço captador de água e US\$ 1.500.000,00 para cada compressor de gás (CASTIÑEIRA, 2008; SANTOS SILVA, 2012).

Quando o campo começa a produzir hidrocarbonetos, ele passa a ter valor comercial e despesas com a venda do produto, que inclui o desconto de impostos/tributações e custos operacionais, que são incididos mensalmente. Na indústria petrolífera é muito comum se referir os custos operacionais como OPEX (*operational expenditure*), nele está incluso custo de aluguel de navio/plataforma, despesa com recursos humanos, gasto com transporte, tratamento de água, entre outros.

PARÂMETROS

Com os dados de produção e injeção foram estimados os custos de produção/tratamento, injeção de água e gás e a receita de produção de óleo, considerando os parâmetros da Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros para cálculos da receita e custo (CASTIÑEIRA, 2008; SANTOS SILVA, 2012).

Parâmetros	Preços
Barril de petróleo	55,00 US\$/bbl
Tratamento de água produzida	3,00 US\$/bbl
Injeção de água	1,00 US\$/bbl
Produção de gás	0,44 US\$/m ³
Injeção de gás	0,22 US\$/m ³

TRIBUTAÇÕES

As tributações compõem o custo fixo mensal do projeto, cada uma delas são explanadas a seguir.

Royalties – Compensações financeiras pagas ao Estado pelas empresas produtoras de petróleo, e seguem o desconto prescrito na LEI Nº 9.478/97 (art. 47 e 48), que pode ser de dez a cinco por cento da produção de petróleo ou gás natural incidido na receita bruta. Para esta análise consideramos um desconto de 10%.

Proprietários de terra – Pagamentos de um por cento da receita bruta da produção de óleo ou gás natural pelo uso de propriedades regularmente demarcadas na superfície do campo, seguindo o disposto no art. 52 da LEI Nº 9.478/99.

PIS/CONFINS – Descontos sobre a receita bruta dos Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS) são de 1,65% e 7,6%, respectivamente, de acordo com o art. 23 da LEI Nº 10.865/2004.

Imposto de renda (IR) – São descontado quinze por cento sobre o lucro líquido mensalmente referente ao imposto de renda, como disposto no Decreto Nº 3.000/99.

Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) – Descontado do lucro líquido o equivalente a nove por cento como previsto na LEI Nº 7.689/88.

Como sequência dos cálculos, após o desconto do imposto sobre a receita bruta, foram subtraídos os custos referente a OPEX (custo de produção, custo de injeção de água e custo de tratamento de água produzida) e CAPEX (custos de instalação de equipamentos). Segundo uma matéria feita pelo *The Wall Street Journal*, o custo de produção de petróleo no Brasil foi próximo dos US\$ 10,00 o barril em 2016, valor utilizado nesse trabalho. Após esse processo, tem-se o chama lucro líquido.

O último desconto se dá com os impostos sobre o lucro líquido (IR e CSLL), obtendo assim uma previsão de lucratividade de cada mês até o fim da vida produtiva do campo. O último passo deste artigo foi verificar se o projeto é viável economicamente ou não, através do VPL e TIR, que são explicados abaixo.

ANÁLISE ECONÔMICA

Fluxo de Caixa – Representa uma série de receitas e despesas estimadas em um intervalo de tempo disposto horizontalmente, onde as receitas ficam dispostas na parte superior e as despesas ficam na parte inferior da linha horizontal.

Valor Presente Líquido (VPL) – Segundo Neto (2003), o VPL seria o valor presente do fluxo de caixa, ou seja, seria todas as estimativas de receitas ou despesas trazidas para o tempo presente. Ele pode ser representado pela Equação 1.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (1)$$

onde FC_j representa o fluxo de caixa para um mês (ou ano) j , FC_0 representa os custos iniciais (investimento, financiamento ou empréstimo) e i representa a taxa de juros, que foi considerado 0,74% ao mês conforme valor informado pelo Banco Central para o mês de julho de 2017.

Taxa Interna de Retorno (TIR) – A taxa interna de retorno é a taxa de juros que iguala o valor presente das receitas com o das despesas em determinado tempo (NETO, 2003). Isto é, a taxa de juros que deixa o VPL nulo. O cálculo do TIR pode ser feito pela Equação 2.

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (2)$$

E por fim, foi feita uma análise comparativa entre o VPL e TIR de cada cenário afim de encontrar o projeto ótimo.

Resultados e Discussão

Os resultados dos cálculos do VPL e TIR para cada cenário estão dispostos a seguir.

INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA

A partir dos resultados parciais obtidos por Amorim (2016), foram encontrados os VPL e TIR para a injeção contínua de água, que estão dispostos na Tabela 4. Foi limitado como tempo de serviço o último mês cujo lucro líquido é positivo, dando uma previsão do tempo de abandono do campo.

Tabela 4 – Resultados da análise econômica para injeção contínua de água (AUTOR, 2017).

Cenário	VPL (US\$)	TIR (%)	Tempo de Serviço (anos)
1	13.073.337.032,56	30	20
2	14.983.525.599,39	37	20
3	15.319.862.737,31	44	18,75
4	14.507.268.744,14	52	12,5
5	13.979.029.254,74	59	10,5

Pela Tabela 4, pode-se notar bons valores para o VPL. Contudo, o VPL decresceu para as taxas de injeção de 1500 e 1750 m³/dia, isso ocorreu devido a maior produção de água que inviabilizou continuar a produção para o restante do tempo previsto, que foi de 20 anos. O gás produzido também entrou para o cálculo do VPL, pois o mesmo pode ser comercializado. Também é possível observar os atrativos valores do TIR, mostrando o bom retorno que esses projetos podem propiciar; apesar do projeto com maior TIR é o projeto de maior vazão de injeção, ele não é o mais atrativo economicamente, visto que uma maior produção de água implica numa maior produção inicial de óleo e, consequentemente, um TIR maior em relação as vazões de injeção menores.

INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E GÁS

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos do esquema de injeção WAG de acordo com Amorim (2016). Ela também apresenta resultados bastante atrativos de VPL por todo os 20 anos de a que foi inicialmente preposto. Pode-se observar que quanto maior a taxa de injeção de gás, maior é o VPL. Entretanto, quanto maior a taxa de injeção de água, menor o VPL. Isso ocorre porque a água que

é produzida gera custos para o tratamento, enquanto que o gás que é produzido pode ser comercializado e gerar receita para a empresa. Deste modo, o cenário com vazão de injeção de 1250 m³/dia e 20000 m³/dia apresentou o maior VPL. Nesse projeto, o TIR também apresenta valores bem satisfatórios, visto que está bem acima da taxa SELIC do mês de julho de 2017, que foi de 9,25%.

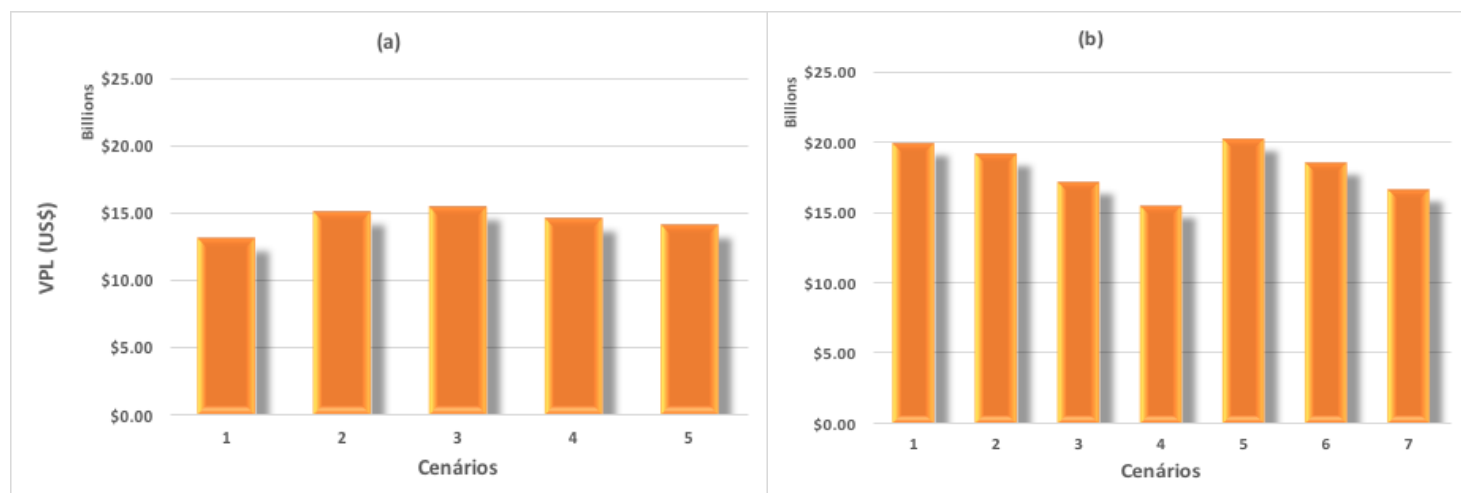
Tabela 5 – Resultados da análise econômica para injeção alternada águas/gás (AUTOR, 2017).

Cenário	VPL (US\$)	TIR (%)	Tempo de Serviço (anos)
1	19.794.099.088,08	49	20
2	19.094.378.003,61	53	20
3	17.037.441.926,58	57	20
4	15.389.839.284,68	62	20
5	20.135.745.085,15	53	20
6	18.390.245.296,88	57	20
7	16.529.264.659,79	62	20

COMPARATIVO

As Figuras 2a e 2b mostram os VPLs para todos os cenários analisados de forma esquemática. Através das figuras é possível observar que os dois projetos apresentaram valores de VPL dentro do esperado, porém os de injeção alternada de água e gás obtiveram valores maiores. Como tanto a água quanto o gás imiscível funcionam como um pistão, um incremento na taxa de injeção destes pode levar a um aumento na produção de óleo. Contudo, comparando o gás tende a ocupar melhor o espaço poroso no interior da rocha reservatório devido ao menor tamanho das moléculas e a fácil dispersão do fluido, obtendo uma melhor eficiência no varrido do óleo. E, além disso, o fato do gás produzido poder ser comercializado (ao contrário da água de produção) contribuiu bastante para esse incremento no VPL do projeto. Deste modo, dentre todos os cenários avaliados, o mais atrativo financeiramente é o de injeção alternada de água e gás com taxa de injeção de água de 1250 m³/dia e taxa de injeção de gás de 20000 m³/dia (cenário 5 na Figura 2b).

Figura 2a – Valores de VPL para o caso de injeção contínua. Figura 2b – Valores de VPL para o caso de injeção alternada de água e gás (AUTOR, 2017).



Conclusões

Por fim, os resultados foram diferentes dos observados em Amorim et al. (2016), que intensifica a importância de uma avaliação econômica. Caso só fosse analisado o fator de recuperação,

a tomada de decisão poderia não ser a melhor, que poderia diminuir a lucratividade do projeto. Em condições favoráveis, mesmo sabendo que quanto mais água é injetada, mais óleo é produzido, nesse trabalho foi analisado o impacto do custo com a injeção e produção de água em relação a receita gerada da produção do óleo, levando em consideração o esquema de injeção escolhido.

Outro ponto importante foi a escolha dos parâmetros utilizados, que foi considerado um cenário não tão bom, condizendo com a realidade da economia mundial em 2016. Começando pelo preço do barril do petróleo, que atingiu uma média de US\$ 50,00/bbl nesse ano. A taxa de juros considerada foi de 0,74% a.m. ou 9,25% a.a., que está de acordo com a situação nacional devido à crise econômica. E mesmo usando esse cenário não tão atrativo, a análise econômica consegue ser bem atrativa com TIR acima da taxa de juros do mercado, mostrando a viabilidade desse projeto de recuperação suplementar mesmo com um cenário econômico ruim. A utilização da água e gás nesse projeto foi outro fator significativo para a sua viabilidade, pois é um dos métodos mais baratos de recuperação secundária.

Referências Bibliográficas

AMORIM, N. P.; ASSIS, D. C. A.; SILVA, N. V. S. Modelagem numérica do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo submetidos à injeção de água e alternada de água/gás (wag): caso East Unity, bacia de Muglad na África. Rio Oil & Gas – Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil. 2016.

BANCO CENTRAL. Consulta a taxa SELIC diária. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/Pec/Copm/Port/taxaSelic.asp>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

CASTIÑEIRA, P. P. Estudo de viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos de alto grau de exploração. Monografia. Escola Politécnica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil. 2008.

DAKE, L. P. The practice of reservoir engineering (Revised Edition), Vol 36. Elsevier Science. 2011.

EIA – Energy Information Administration. Trends in U.S. Oil and Natural Gas. Upstream Costs. U.S. Department of Energy. Washington, DC, The United States. 2016.

EZEKWE, N. Petroleum reservoir engineering practice. Pearson Education, Inc. 2011.

IBRAHIM, A. S. M. Sedimentology and reservoir geology of middle-upper cretaceous strata in Unity and Heglig fields in SE Muglad rift basin. Dissertation. TU Bergakademic Freiberg. 2003.

MARSILI, M. D. Otimização de projetos de recuperação suplementar para campos de alto grau de exploração. Rio Oil & Gas – Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil. 2008.

MOHAMED, A. E.; MOHAMED, A. S. Stratigraphy and Tectonic Evolution of the oil producing horizons of Muglad Basin. Sudan University of Science and Technology. Sudan. 1999.

NETO, A. A. Matemática financeira e suas aplicações. 8ª ed. Editora Atlas S.A. 2003.

ROSA, J. A. Engenharia de reservatório de petróleo. Editora Interciência: PETROBRAS. 2006.

THOMAS, J. E. Fundamentos da Engenharia do petróleo. 2ª ed. Editora Interciência: PETROBRAS. 2004.