

A VIABILIDADE ECONÔMICA NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO EM UM CAMPO MADURO DO RECÔNCAVO BAIANO.

PENA, Gustavo Santana ¹

FORTE, Luiz Antônio ²

RESUMO

A nova dinâmica da indústria do petróleo aumentou o interesse dos operadores e do governo no desenvolvimento de bacias offshore que não eram mais consideradas viáveis devido aos seus limites técnicos e econômicos. Devido à sua importância, há uma tendência de retomada do interesse por esses campos, enquanto grandes investimentos são precisos para exploração de novos poços, este investimento por ser mais concreto se tornar atrativo para pequenas empresas. Esta pesquisa tem o objetivo de compreender qual a viabilidade econômica existente na exploração de um campo maduro de petróleo do Recôncavo baiano, visto a necessidade de novos meios de análise econômica para tomada de decisões em investimentos de campos maduros que serve de subsídio para a retomada da exploração. Sendo feita por meios bibliográficos e utilizando como parâmetro foi o Valor Presente Líquido (VPL). A propriedade em estudo foi avaliada em cerca de R\$ 1,6 milhão, partindo de dados obtidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), indicando retorno financeiro com um horizonte de exploração de 15 anos. O valor observado, embora significativo, é sensível a variações de custos e impostos, o que exige uma redução nos custos de produção.

Palavras Chaves: Engenharia Econômica; Campos Maduros; Recôncavo.

¹ Graduando em Engenharia de Produção pela UNINTER.

² Graduado em Engenharia Ambiental pela UTP e pós-graduado em Engenharia de segurança do Trabalho pela UTFPR.

1 INTRODUÇÃO

Atualmente o Brasil está com maior foco no desenvolvimento de grandes acumulações de áreas para exploração do petróleo offshore, como o Pré-Sal, mas ainda assim existem grandes oportunidades de ganho nas bacias terrestres. Estas que não possuem amplo desenvolvimento por parte das grandes operadoras escolherem dedicar-se a campos que fornecem uma maior rentabilidade, devolvendo então a Agência Nacional do Petróleo (ANP) campos que possuem óleo/gás em menor quantidade, e este chamados de campos maduros ou marginais. Em necessidade de tomadas de decisões mais rápida e certa surgiu a engenharia econômica, criando metodologias práticas para a análise de investimentos e usada pela indústria do petróleo para suas análises econômicas. Sendo relevante para engenharia de produção suas características técnicas e uso da matemática financeira para avaliação de valores e apoio de tomadas de decisões em diversos investimentos, se tornando essencial para otimizar, reduzir ou maximizar custos de uma empresa.

Trazendo como justificativa a importância do desenvolvimento de metodologias de análise econômica para auxílio de tomadas de decisões mais assertivas no processo de produção em campos maduros, e como problematização qual a viabilidade econômica que um campo maduro de petróleo pode gerar. O objetivo geral é compreender qual a viabilidade econômica existente na exploração de um campo maduro de petróleo do Recôncavo baiano estando em exploração desde o ano de 2000. E objetivos específicos: (i) definir o que é um campo maduro de petróleo e gás; (II) identificar e analisar o fluxo de caixa presente no projeto do campo sesmaria através do valor presente líquido (VLP) que este projeto retorna; (III) e citar as obrigações e tributos da indústria de petróleo.

Na seção seguinte, é explanado o levantamento teórico de campos maduros, valor presente líquido, tributos e custos que são alvo desse estudo. Na terceira seção, é abordada a metodologia utilizada para a construção desse artigo e coletas de informações. Em sequência a quarta seção, a qual traz os resultados obtidos em relação a viabilidade econômica do campo sesmaria. E a quinta e última seção, discorre

as considerações finais bem como recomendações para futuros estudos. Por fim, é exibida as referências bibliográficas.

2 CAMPOS MADUROS

Quintans (2014), traz a definição de campos maduro como um campo com produtividade em declínio, e, em diversos casos, os valores em custo de produção são maiores do que a renda que se pode obter da produção ou campos que são dependentes de técnicas alternativas/novas para que se tenha recuperação do óleo. Já a definição dos marginais é que eles estão próximos a atingir seu limite econômico. E ainda que tenham volumes a serem produzidos, estes campos costumam ser deixados pelas grandes produtoras.

Os campos de petróleo em terra têm recebido menos atenção, pois as acumulações de óleo e gás foram descobertas em áreas offshore, especialmente na Bacia de Campos, que, afinal, não pode fornecer autossuficiência energética por ser muito menores do que os encontrados em áreas marinhas. Assim, mesmo após a quebra do monopólio da Petrobras por meio da chamada lei do petróleo em 1999, havia pouco interesse nos mercados dessas regiões, seja pelo risco da atividade ou pela insegurança dos investimentos. A ANP passou vários anos realizando as primeiras rodadas de licitações desses campos e, entre 2005 e 2006, foram formalmente feitas as primeiras licitações com blocos exploratórios e áreas de acumulação marginal (ANP, 2021).

Os campos marginais de petróleo são denominados por ficarem a margem do interesse econômico de grandes companhias de petróleo, ou que cuja formação geológica ou a composição do óleo trazem dificuldade em sua exploração. Já os campos maduros são aqueles em produção, mas com uma produtividade em queda e, na maioria dos casos o custo de produção é maior do que a renda que pode obter na produção ou os campos que dependam de técnicas alternativas ou novas para que haja recuperação do óleo (QUINTANS, 2014).

2.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

Existem vários métodos disponíveis para análise de fluxo de caixa, incluindo valor presente líquido (VPL). Basicamente compara o valor presente dos fluxos de caixa futuros (pagamentos ou recebimentos) com o valor dos fluxos de caixa iniciais, levando em consideração uma determinada taxa de juros e um sistema de composição. A sua importância é destacada por Muller e Antonik [2012, p. 12]. 45], "O valor presente líquido é uma arma poderosa para calcular preços de produtos e serviços, verificar a viabilidade econômica de projetos ou investimentos e analisar a rentabilidade de produtos e serviços cobrados ao preço". O Valor Presente Líquido (VPL) é uma técnica de análise de fluxo de caixa que envolve o cálculo do valor presente de uma série de pagamentos (ou recebimentos) iguais ou diferentes em proporções conhecidas e a dedução do valor do fluxo inicial - um empréstimo, financiamento ou investimento - a partir dele (SOBRINHO, 2018).

O VPL pode ser representado pela Equação 1:

$$VPL_{(i)} = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0$$

Imagem 1 Fórmula do VPL

Na fórmula do VPL (Valor presente líquido), temos o FC_j (Fluxo de caixa líquido do projeto), I₀ refere-se ao fluxo de caixa inicial, temos a taxa de juros da operação financeira representada pelo i, e por fim o período calculado representado pelo j (SOBRINHO, 2018).

O uso do VPL traz a possibilidade de mensuração quantitativa de valor de um investimento que esteja aplicado por um certo período, isto é, o valor futuro de uma aplicação feita hoje, tendo o VPL positivo o investimento é um provável lucro, mas caso o VPL seja baixo, o investimento não é o mais aconselhado para obter lucro (SOBRINHO, 2018).

2.2 TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES

Segundo Fernández (et. al. 2009) os custos associados a impostos e obrigações de terceiros são onerosos e podem inviabilizar qualquer item, por isso devem ser considerados no processo de fluxo de caixa para demonstrar sua viabilidade econômica, pois não se tem possibilidade de negociar muitas destas taxas, elas representam uma grande quantidade de gastos da empresa, portanto, serão tratadas nesta seção para fins de provar o que eles significam. Esses impostos serão divididos entre ações do governo e ações territoriais, taxas e impostos. A primeira se concentra na Exploração e Produção (E&P) e são determinadas em cada rodada de notificações de chamadas, outras seções se aplicam a todas as empresas que operam no Brasil, mas geralmente tem um sistema diferente quando se trata de atividades na indústria do petróleo. Os impostos exclusivos da indústria do petróleo são divididos em:

2.2.1 custos

Na indústria do petróleo, os custos podem ser divididos em CAPEX e OPEX. CAPEX é um acrônimo para dispêndio de capital em inglês, e em português significa investimento em bens de capital, representa os recursos utilizados para comprar bens de capital ou melhoria nos já existentes (FERNÁNDEZ et al., 2009). CAPEX pode ser definido como custo de desenvolvimento do projeto, mais especificamente, na indústria petrolífera, foram feitos investimentos se a área a ser explorada está preparada durante a fase de desenvolvimento do projeto ou se houve preparo do local de produção. OPEX é a sigla para Operational Expenditure em inglês, e em português significa custos operacionais relacionados à manutenção e despesas de equipamentos, necessários para que a produção continue funcionando. São Atividades com vida útil inferior a um ano (FERNÁNDEZ et al., 2009).

Segundo Jahn (2008) o OPEX no setor petroquímico é separado em fixos e variáveis. Sendo os fixos descritos como custos de capital nos produtos que serão operados, o que o tornar fundamentado em uma porcentagem do investimento acumulado. E o variável que é o proporcional ao rendimento estando relacionado diretamente à taxa de produção.

2.2.2 receitas

Quando se fala em projetos da indústria do petróleo, a receita se resume a pró deduções obtidas ao longo da vida do campo, sejam de óleo e/ou gás. Existem dois tipos de receitas que precisam ser especificadas para facilitar o entendimento deste estudo, são eles: Lucro Bruto e Lucro Líquido. A receita bruta pode ser definida como um campo de receita uma determinada concessão, levando em consideração o valor comercial total do produto inspecionado, onde nenhum imposto é cobrado, com base no preço de referência do produto para a venda, conforme determinação dos relatórios de cálculo divulgados pela ANP. Já a receita líquida é a receita relacionada a um campo, incluindo a receita bruta da produção, menos o valor correspondente aos impostos, taxas e custos pagos, tais como: royalties, participação em solo, impostos, custos operacionais e outras despesas relacionadas às operações de campo (FERNÁNDEZ et al., 2009).

3 METODOLOGIA

As informações sobre os procedimentos metodológicos utilizados neste trabalho têm base nas diretrizes da pesquisa descritiva e do estudo quantitativo, de forma a ser realizada através de revisões bibliográficas de textos já publicados sobre engenharia econômica e a indústria do petróleo, e pesquisas de documentos sobre dados das produções de petróleo do campo SESMARIA, que fica situado no Recôncavo baiano e são disponibilizados pela ANP, o que traz o aumento do entendimento proposto na pesquisa, a modo que seja possível refinar a questão em pesquisa e aplicar a análise econômica através dos dados coletados.

Os passos que estão sendo utilizados para o desenvolvimento dessa pesquisa são:

- Levantar os dados de produção do campo sesmaria;
- Tabular, tratar e analisar os dados de custo e impostos da produção;

- Elaborar planilha eletrônica para cálculo do VPL do campo sesmaria e aplicar os dados coletados na mesma.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CAMPO SESMARIA – BACIA DO RECÔNCAVO

O campo escolhido para o estudo foi o de sesmaria situado na bacia do Recôncavo, a cerca de 115 km da cidade de Salvador, Bahia. Foi descoberto em julho de 1966 e a produção começou em outubro daquele ano. Em 2000, a Petrobras concedeu este e mais 11 campos maduros à PetroReconcavo em um contrato para revitalizá-los, e esta concessão do campo se dispôs em realizar estudos para trazê-los de volta à produção.

A escolha deste campo deveu-se ao fato de seu plano de recuperação já ter sido publicado pela ANP, o que possibilitou levar em consideração as atividades nele propostas na avaliação econômica.

Apesar da necessidade de cálculo do Volume de Óleo In Place (VOIPS), não ser possível concluir, visto que a área de acumulação do reservatório é desconhecida para o ano de 1998, sendo um dado público apenas a área do campo consideramos o VOIPS de 177,2 Mm³, calculado e publicado no resumo Executivo de Campo (ANP, 2016).

4.2 DADOS DE PRODUÇÃO

O histórico de produção do campo Sesmaria foi adquirido na ANP e pode ser visualizado na imagem 1. Esta que se limita a mostrar a produção até o ano de 2015, data que se tem a disponibilidade pública dos dados do campo.

Imagem 1 - Histórico de produção do campo Sesmaria



Fonte: ANP, 2016

Partindo do valor de NP (produção acumulada) e VOIPS obtidos no período anterior da marginalização do campo pela Petrobrás, foi realizado o cálculo de FR (fração acumulada), com a equação $Fr = N_p / VOIPS$. Sendo considerado para o cálculo o $N_p = 15,709 \text{ Mm}^3$ e $VOIPS = 177,2 \text{ Mm}^3$. Tendo como resultado o valor de 20,15%, o qual em outubro de 1998 foi o valor da FR do campo.

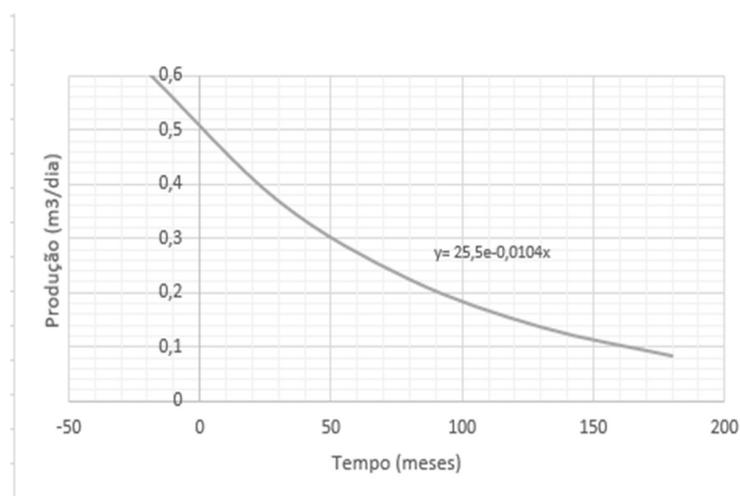
No Plano de Recuperação do Reservatório, a concessionária considerou uma produção inicial de 25,5 m³/d de óleo e 2,5 Mm³/d de gás natural. Esses valores vão passar pelo declínio natural do reservatório, e por isso é necessário estimar a curva de produção futura em relação ao seu declínio. Essa produção será inserida no fluxo de caixa para estimar os retornos de campo.

Segundo Rosa (2006), para um reservatório cujo mecanismo de produção é gás em solução, deve-se utilizar um decaimento exponencial para prever sua curva de

produção. Portanto, este método foi escolhido para o campo de Sesmaria, pois este é seu mecanismo de produção, conforme indicado no resumo do campo na ANP.

A primeira ação para que essa curva de produção seja estipulada foi a determinação da equação da curva de declínio exponencial atual, por meio da linearização encontrada na equação $a = -1dq / qdt$. Que temos $\ln(q) = -0,0104t + 2,2579$. Na forma exponencial a fração recuperada sendo a taxa de declínio 0,0104, fica $q = 9,563e^{-0,0104t}$. E sendo considerada a produção inicial de 25,5 m³/d, comprometida pela empresa de reabilitação, na mesma taxa de declínio temos $q = 25,5e^{-0,0104t}$. Portanto, com esta equação, obteve-se uma previsão de produção do campo de Sesmaria para os próximos 15 anos de produção, que pode ser observada na Imagem 2.

Imagem 2 – Previsão de produção de petróleo do campo Sesmaria



Fonte: Autor (2022).

4.3 CUSTOS E TAXAS ENVOLVIDOS NO PROJETO

Os dados contidos nas informações gerais e nas tabelas de impostos e taxas foram retirados do Decreto da 7ª rodada de licitações, que incluiu a 1ª acumulação marginal. Os preços foram obtidos no site da ANP, nas memórias de cálculo do preço mínimo do petróleo e do gás natural, referentes ao primeiro trimestre do ano de 2018.

Os dados iniciais de produção, bem como as características do campo, foram fornecidos no Plano de reabilitação do campo de Sesmaria, os investimentos e custos foram estimados após análise de dados públicos da indústria petrolífera. O que determinou os valores com base em intervenções e produção de poços maduros, já relatadas bibliograficamente.

Na tabela 1 contém as informações descritas, as quais compõe esta análise econômica.

Tabela 1 – Premissas para custos e taxas do projeto

Informações Gerais		
Campo	Sesmaria	
Localização	Araçás	
Estado	Bahia	
Área (km ²)	17,72	
Impostos e Taxas		
Royalties	5%	
Superficiários	0,50%	
Retenção de Área	108,00km ² /ano	
PIS/COFINS	9,25%	
Preços		
Brent(U\$/BBL)	65,9	
Preço de venda Óleo (R\$/BBL)	195,59	
Preço de venda Gás (R\$/M ³)	0,22	
Câmbio(U\$)	3,2786	
Produção		
Vazão de Óleo inicial (BBL/d)	34,6	
Vazão de Gás Inicial (Mm ³ /d)	0,5	
BSW (%)	35	
API	35	
Custos		
Mão de Obra	R\$ 30.000,00 Mensal	
Administrativos	R\$ 10.000,00 Mensal	
Manutenção	R\$ 10.000,00 Mensal	
OPEX	R\$ 80 por BBL	
Investimentos		
	R\$	
Unidade de Bombeio	2	200.000,00

		R\$
Separador Trifásico	2	400.000,00
		R\$
Bombas	2	50.000,00
		R\$
Restauração	2	100.000,00
		R\$
Pistoneio	2	70.000,00
		R\$
Registro de Pressão e Temperatura	2	10.000,00
		R\$
Acidificação	2	480.000,00
		R\$
Total		1.310.000,00

Fonte: Autor (2022)

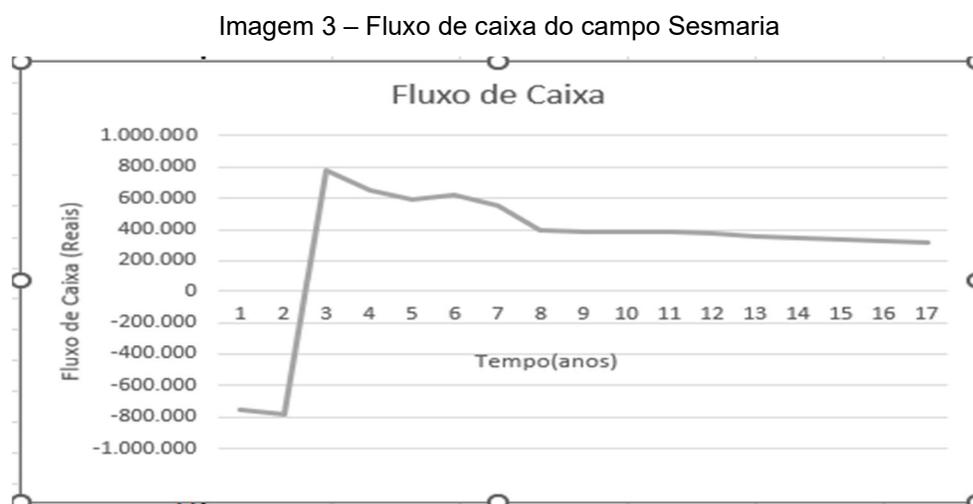
4.4 ELABORAÇÃO DA PLANILHA ECONÔMICA

Utilizando a ferramenta Excel disponível no pacote Microsoft office, foram preenchidos os pré-requisitos necessários para a realização do fluxo de caixa, tais como preços de venda, custos das atividades e dados do campo (TABELA 1). Uma curva de produção, estimada pelo método de decaimento exponencial, foi então adicionada para obter a receita bruta de campo.

O próximo passo foi compilar uma tabela com os dados apresentados e sua correlação com os retornos. Isso possibilitou estimar o rendimento líquido que agrega valor à empresa após o cumprimento de suas obrigações (pagamento de taxas, impostos, custos e investimentos). Por fim, foram programadas fórmulas para calcular o VPL do projeto.

4.5 CÁLCULO DO VPL DO CAMPO SESMARIA

Com a planilha alimentada com os dados já citados acima foram alcançados os seguintes resultados, vide imagem 3, nos dois primeiros anos do projeto a empresa responsável pelo campo realizaria apenas investimentos, alcançando retornos financeiros a partir do terceiro ano. Onde o VPL se torna positivo, o que indica que os investimentos foram pagos e o poços começou a dar lucro com a venda do petróleo.



Fonte: Autor (2022).

O valor do VPL obtido neste projeto é de R\$ 11.530.281,07. Isso sugere que as empresas podem adquirir o campo e desenvolvê-lo, e serão recompensadas financeiramente. Mas esse resultado é muito sensível, considerando custos e impostos, será de melhor proveito que a concessionária consiga investimentos com preços mais baixos e consiga reduzir os custos de produção, em prioridade o OPEX, isso fará o VPL ser maior. Além disso, ao final da vida útil do campo petrolífero, a produção acumulada (N_p) foi de 170,79Mm³, e o fator de recuperação atingiu cerca de 76,23%.

A partir da tabela 2 é possível visualizar o resultado da análise de investimento aplicado no campo Sesmaria. O VPL encontrado do mesmo é positivo, o que indica ser um bom investimento. Além disso, sua produção acumulada e seu fator de recuperação crescem de maneira significativa com a revitalização dele. Por isso, é uma excelente oportunidade não apenas para o lucro da empresa, mas também para ANP, pois seu

objetivo é desenvolver as acumulações de petróleo e/ou gás, e isso foi feito com a revitalização desse ativo.

Tabela 2 – Resultados do Campo

VPL		R\$	11.530.281,07
Produção Acumulada Inicial		Produção Acumulada Final	
35,709Mm3		170,796Mm3	
Fator de Recuperação Inicial		Fator de Recuperação Final	
20,15%		76,23%	

Fonte: Autor (2022).

Com os resultados obtidos através da aplicação do cálculo do VPL partindo dos dados de produção do campo estudado, é possível constatar a viabilidade econômica existente na exploração de um campo maduro de petróleo do Recôncavo baiano que está em exploração desde o ano de 2000.

5 CONCLUSÕES

A aquisição de campos de petróleo maduros é um bom investimento para pequenas empresas devido ao baixo risco de investimento e à garantia de produção. Mas deve reduzir custos de produção e otimização, proporcionando maior retorno financeiro. Neste estudo, o custo foi o item mais sensível do projeto, seja OPEX ou CAPEX, estes precisam ser cuidadosamente analisados para que se tenha gastos desnecessários.

O estudo guiado pela problematização de identificar qual a viabilidade econômica de um campo maduro de petróleo gerou como resultado um VPL positivo de - 11.530.281,07 reais, portanto se mostrando ser um bom investimento para a empresa detentora da concessão do campo. Sendo possível alcançar a resposta para o objetivo geral de compreender qual a viabilidade econômica existente na exploração de um campo maduro de petróleo do Recôncavo baiano estando em exploração desde o ano de 2000 através da análise dos dados de produção do campo e aplicação do cálculo do seu VPL.

Tendo respondido também os objetivos específicos de definir um campo maduro de petróleo e gás; identificar e analisar o fluxo de caixa presente no projeto do campo

sesmaria através do valor presente líquido (VLP) que este projeto retorna; e citar as obrigações e tributos da indústria de petróleo. Através de revisões bibliográficas e pesquisas no acervo digital sobre definições e conceitos do tema aqui presente.

Mas esse parâmetro de análise é apenas uma forma de analisar os investimentos, por isso a pesquisa pode ser estendida e comparada com outros métodos. No entanto, existem incertezas que podem ser reavaliadas para melhorar ou piorar os resultados de um negócio.

À medida que este trabalho se desenvolveu, pode-se verificar a importância dos projetos econômicos na indústria do petróleo para evitar decisões erradas que podem levar a grandes perdas financeiras, já que os projetos da indústria do petróleo contêm um valor tão alto de investimentos. Ao criar tabelas econômicas e estudar dados bibliográficos do campo Sesmaria, é possível ver como as variáveis aparecem nos estudos de fluxo de caixa e engenharia econômica, essas essenciais para qualquer negócio prever o potencial de investimento. Percebe-se também que na pesquisa que o item que mais impacta em qualquer negócio são os impostos que uma empresa paga, por isso os benefícios fiscais são tão importantes para a indústria do petróleo.

REFERÊNCIAS

ANP. **1ª Rodada de Acumulações Marginais**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/acumulacoes-marginais/1a-rodada-acumulacoes-marginais>. Acesso em: 3 mar. 2022.

ANP. Dados de E&P – Consulta de exploração e produção. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/sesmaria.pdf>. Acesso em: 8 out. 2022

FERNÁNDEZ, Eloi et al. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa**: exploração e produção e petróleo e gás: uma colaboração Brasil Portugal e Angola. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009

JAHN, Frank et al. Hydrocarbon Exploration and Production. 2.ed. Alburquerque: Elsevier, 2008. Disponível em: <https://imtk.ui.ac.id/wp-content/uploads/2014/02/Hydrocarbon-Exploration-and-Production-2nd-ed-Frank-Jahn.pdf> Acesso: 3 mar.2022

MULLER, Aderbal; ANTONIK, Luís. **Matemática Financeira**. São Paulo: Saraiva, 2012.

QUINTANS, Luiz Cezar. **Manual de direito do petróleo**. São Paulo: Atlas, 2014.

ROSA, Adalberto et al. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006

SOBRINHO, José. **Matemática financeira**. 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2018.