

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE CAMPOS MADUROS COM INCERTEZAS NA PERMEABILIDADE RELATIVA: UM ESTUDO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

AUTORES:

Lucas de Lima Felix, Thatiane Araujo, Caroline Henrique Dias, Felipe Eler, Paulo Couto

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE CAMPOS MADUROS COM INCERTEZAS NA PERMEABILIDADE RELATIVA: UM ESTUDO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Resumo

O desenvolvimento de campos maduros de petróleo tem ganhado destaque devido ao aumento dos preços globais do petróleo, às reservas em declínio e à instabilidade política nas principais regiões produtoras. No Brasil, a recuperação da produção *onshore* apresenta uma oportunidade promissora para as empresas de exploração e produção, especialmente em campos maduros. Este estudo avalia a viabilidade econômica de campos maduros sob incertezas na permeabilidade relativa através de simulações computacionais utilizando o software CMG. A pesquisa foca na compreensão e mitigação dos riscos associados à permeabilidade relativa, um parâmetro crítico para o fluxo multifásico em meios porosos. Utilizando um modelo geocelular de alta resolução baseado em dados públicos do Campo de Namorado na Bacia de Campos, o estudo constrói curvas de permeabilidade relativa utilizando a correlação LET e analisa os impactos dessas incertezas na produção e rentabilidade. A metodologia envolveu uma análise detalhada das estratégias de produção, avaliação de incertezas através de simulações de Monte Carlo e avaliação econômica utilizando cálculos de VPL, TIR e *Payback*. Os resultados indicaram que variações na permeabilidade relativa influenciam significativamente as curvas de produção e os fluxos de caixa projetados. Aumentos na incerteza tendem a ampliar a faixa de possíveis resultados econômicos, gerando uma dispersão maior no VPL projetado e, conseqüentemente, um maior risco financeiro para as empresas.

Palavras-chave: Campos Maduros, Viabilidade Econômica, Permeabilidade Relativa, Simulações Computacionais.

Abstract

The development of mature oil fields has gained prominence due to rising global oil prices, declining reserves, and political instability in key producing regions. In Brazil, the recovery of onshore production presents a promising opportunity for exploration and production companies, especially in mature fields. This study evaluates the economic viability of mature fields under uncertainties in relative permeability through computational simulations using CMG software. The research focuses on understanding and mitigating the risks associated with relative permeability, a crucial parameter for multiphase flow in porous media. Using a high-resolution geocellular model based on public data from the Namorado Field in the Campos Basin, the study constructs relative permeability curves using the LET correlation and analyzes the impacts of these uncertainties on production and profitability. The methodology involved a detailed analysis of production strategies, uncertainty assessment through Monte Carlo simulations, and economic evaluation using NPV, IRR, and Payback calculations. The results indicated that variations in relative permeability significantly influence production curves and projected cash flows. Increases in uncertainty tend to widen the range of possible economic outcomes, leading to greater dispersion in projected NPV and, consequently, a higher financial risk for companies.

Keywords: Mature Fields, Economic Viability, Relative Permeability, Computational Simulations.

Introdução

O desenvolvimento de campos maduros de petróleo tem ocupado posição de destaque no atual contexto mundial de alta dos preços do petróleo, reservas mundiais declinantes e instabilidade política nas principais regiões produtoras (Panaro, 2008). No contexto brasileiro, a expectativa de recuperação da produção *onshore* se apresenta como uma oportunidade promissora para as empresas envolvidas. Concentrando-se principalmente nos setores de exploração e produção, essas companhias vislumbram uma oportunidade promissora nos campos maduros (ANP, 2023).

A avaliação dos riscos inerentes à exploração e produção de petróleo é imprescindível para qualquer empresa envolvida nesta atividade (Senna, 2011). Segundo Lerche e Mackay (1999), a exploração de hidrocarbonetos é um empreendimento de alto risco. Por um lado, os aspectos geológicos são marcados de incertezas quanto à estrutura, o reservatório e a quantidade de hidrocarbonetos; por outro, a avaliação econômica do lucro potencial do empreendimento é marcada por incertezas em relação aos custos totais, a probabilidade de realmente encontrar e produzir de forma economicamente viável, o volume e o tipo de hidrocarbonetos e o preço futuro de venda do produto. Dessa forma, o investimento realizado pela empresa deve ser embasado em conhecimentos sobre os riscos e incertezas inerentes ao projeto, sob pena de resultar em grave prejuízo fiscal, não excluindo a hipótese de falência da companhia (Lerche e Mackay, 1999).

Neste contexto, a permeabilidade relativa se destaca como um fator crítico, pois é a principal propriedade utilizada para descrever o fluxo multifásico em meios porosos, sendo, portanto, um parâmetro essencial para a simulação de reservatórios. As estimativas de reservas, produção e recuperação final de reservatórios dependem da permeabilidade relativa (Honarpour e Mahmood, 1988). A variabilidade e a incerteza associadas à permeabilidade relativa podem levar a divergências nas estimativas de desempenho do reservatório, impactando a tomada de decisões estratégicas e financeiras das empresas.

Portanto, compreender e mitigar esses riscos é essencial para maximizar a viabilidade econômica dos investimentos, garantindo retornos financeiros sustentáveis e a continuidade operacional. Com isso em mente, o objetivo deste projeto é a avaliação da viabilidade econômica de campos maduros com incertezas na permeabilidade relativa. Por meio de simulação computacional, a partir do software CMG, e análise de dados, o estudo visa identificar e quantificar os impactos das incertezas na permeabilidade relativa sobre a produção e a rentabilidade dos campos maduros.

Metodologia

O modelo de reservatório utilizado para estudar os impactos das incertezas nas curvas de permeabilidade relativa e dos resultados da produção na viabilidade econômica de um campo maduro foi o UNISIM-I-H. O modelo foi construído com base geocelular de alta resolução, utilizando dados públicos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil (Avansi e Schiozer, 2015). Esse modelo foi selecionado por ser caracterizado por reservatórios terrestres e siliciclásticos, características comuns aos reservatórios maduros no Brasil.

Construção da curva de permeabilidade relativa

Para a construção da curva de permeabilidade relativa, foi utilizada a correlação de LET. Esse modelo oferece maior flexibilidade e precisão na representação de curvas de permeabilidade relativa, permitindo ajustes mais detalhados para diferentes condições de fluxo por apresentar seis parâmetros ajustáveis em sua correlação. Para um fluxo água-óleo, os parâmetros para a permeabilidade relativa do óleo são representados como L_w^o , E_w^o , T_w^o , onde o subscrito denota a fase oleosa e o sobrescrito denota a fase aquosa (Lomeland e Wibeke, 2015). A correlação para a permeabilidade relativa do petróleo e da água durante a injeção de água é a seguinte:

$$k_{row} = k_{ro}^x \frac{(1-S_{wn})^{L_w^o}}{(1-S_{wn})^{L_w^o} + E_w^o S_{wn}^{T_w^o}}; \quad k_{row} = k_{ro}^x \frac{(1-S_{wn})^{L_w^o}}{(1-S_{wn})^{L_w^o} + E_w^o S_{wn}^{T_w^o}}; \quad k_{rw} = k_{rw}^x \frac{S_{wn}^{L_w^o}}{S_{wn}^{L_w^o} + E_w^o S_{wn}^{T_w^o}} \quad (1)$$

Com a equação para o Saturação de água normalizada, sendo:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (2)$$

Estratégia de Produção

Iniciando com a adaptação da janela de produção, buscou-se simular um reservatório maduro. Para tanto, o modelo foi ajustado para refletir um período de produção de 15 anos, representando a fase inicial de um *greenfield* — projetos desenvolvidos em locais não previamente explorados. Este período foi seguido por um intervalo de 5 anos, simbolizando a transição do projeto, incluindo sua venda e compra por outra companhia. Posteriormente, foi introduzido um novo período de produção de 10 anos, agora representando o estágio de *brownfield* — projetos em áreas já exploradas, notadamente campos maduros, totalizando um tempo total de 30 anos de operação.

Avaliação de Incertezas

O software CMG, juntamente com um código JavaScript desenvolvido por um pesquisador do Laboratório Avançado de Recuperação de Petróleo (LRAP) da UFRJ, foi utilizado para criar as curvas de permeabilidade relativa, utilizando a correlação de LET. Este código foi projetado especificamente para gerar uma distribuição de pontos para a curva de permeabilidade relativa (K_r) em relação à saturação de água (S_w), tomando como referência os dados da curva de permeabilidade do modelo UNISIM-I-H. A Tabela 1 mostra os parâmetros para o caso base, sobre o qual as incertezas foram aplicadas, onde: $K_{ro}@S_{wi}$ é a permeabilidade relativa do óleo na saturação inicial de água; $K_{rw}@S_{or}$ é a permeabilidade relativa à água na saturação residual do óleo; Parâmetros LET para a curva de permeabilidade relativa da água L_w^o , E_w^o , T_w^o ; e Parâmetros LET para a curva de permeabilidade ao óleo L_o^w , E_o^w , T_o^w .

Tabela 1: Dados da curva de permeabilidade relativa e parâmetros LET

$K_{ro}@S_{wi}$	$K_{rw}@S_{or}$	L_w^o	E_w^o	T_w^o	L_o^w	E_o^w	T_o^w	S_{wi}	S_{or}
0.58	0.42	3	2	1	3	2	1	0.17	0.18

Os parâmetros para a análise de incerteza foram definidos, focando especificamente nos parâmetros da fórmula de LET. Em seguida, aproximadamente 500 iterações foram conduzidas usando o método de Monte Carlo, considerando diferentes níveis de incerteza (5%, 10%, 15% e 20%). A avaliação das incertezas foi realizada após essa etapa.

A seleção dos parâmetros para a avaliação de incerteza foi baseada nos artigos de Avansi e Schiozer (2015), levando em conta três fatores principais: o valor de mercado, que foi fixado na média anual de 2022 devido à sua constante flutuação; as taxas, para as quais foram usadas estimativas de impostos e royalties para garantir uma fundamentação mais sólida no estudo de viabilidade; e o custo, que inclui os gastos com produção e injeção de água. Para a simulação, foram construídos quatro casos com graus incrementais de incerteza, variando de 5% a 20%. Cada caso foi analisado com aproximadamente 500 rodadas usando a técnica de amostragem de Monte Carlo, empregando o software CMOST.

Viabilidade Econômica

Com base nas curvas de produção do projeto, oriundas do simulador, foram estabelecidas as taxas dos fluidos óleo e gás, assim como os volumes de água injetados. O procedimento para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), TIR e *Payback* foram realizados por meio da utilização de uma planilha Excel da Microsoft Office. O Valor Presente Líquido (VPL) é uma métrica financeira que avalia o valor de um projeto em termos atuais, incorporando tanto os desembolsos quanto às receitas ao longo de sua vida útil. Onde t é o tempo, C_t é o custo do fluxo de caixa de cada tempo e C_0 é o custo inicial.

$$VPL = 0 = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} - C_0 \quad (3)$$

A expressão CAPEX, derivada do termo em inglês *Capital Expenditure*, denota os dispêndios de capital ou investimentos em bens de capital. OPEX é a sigla da expressão inglesa *Operational Expenditure* e, em português, refere-se ao custo associado à manutenção dos equipamentos e aos gastos de consumíveis e outras despesas operacionais, necessários à produção e à manutenção em funcionamento do negócio ou sistema.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a taxa de desconto que zera o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento. Essencialmente, é a taxa hipotética que, ao ser aplicada aos fluxos de caixa, iguala os valores presentes das despesas aos valores presentes dos retornos do investimento. O cálculo deste parâmetro é feito a partir do conhecimento dos fluxos de caixa associados aos projetos.

Payback pode ser interpretado como período necessário para o investidor recuperar o volume de dinheiro aportado em um projeto.

$$PR = \sum_{t=1}^{t=n} CF_t \quad (4)$$

Onde t é o tempo, CF_t fluxo de caixa e PR o período de recuperação do investimento.

Essa análise considera o conceito do valor do dinheiro no tempo, ajustando os fluxos de caixa para o presente por meio de uma taxa mínima de atratividade (Ferreira e Almeida Duque, 2020). Essa taxa representa o rendimento mínimo aceitável, abaixo do qual o investimento não é considerado interessante.

Resultados e Discussão

Com base no contexto exposto anteriormente, a planilha foi preenchida com as curvas de produção de óleo e gás, seus correspondentes preços de venda, bem como custos operacionais, investimentos em atividades e taxas simplificadas. As taxas e impostos utilizados foram estabelecidas com base em (Avansi e Schiozer, 2015) onde este usa parâmetros similares para suas análises (Tabela 2).

Tabela 2: Dados de taxas e impostos do UNISIM-I-H

Taxa	Valor (%)
Taxa de Imposto Corporativa	34
Taxa de Royalties — calculada sobre a receita bruta	10
Taxa Anual de Desconto	2860 a 3360
Proprietário de Terra	0.3

Conforme o art. 52º da lei 9.487 de 1997, os concessionários devem realizar contribuições financeiras aos detentores das áreas onde ocorrem as operações de exploração e produção de óleo e gás. A quantia a ser distribuída aos proprietários é calculada mensalmente, sendo obtida ao multiplicar um percentual variável, oscilando entre 0,5% e 1%, pelo montante total da receita proveniente da produção em cada poço situado nas terras do detentor. (ANP, 2023)

A Lei de n.º 12.734 de 30 de novembro de 2012, estabelece uma parcela de 34% sobre a receita bruta auferida com a venda de derivados de petróleo, pelas pessoas jurídicas que não optaram pelo regime especial de apuração e pagamento das contribuições, previsto no art. 23 da Lei 10.865, de 2004 (tributação por unidade de produto), está sujeita à incidência das alíquotas diferenciadas (Tributação Monofásica) da Contribuição para o PIS/PASEP e da Cofins (Panaro, 2008). A partir da revisão da literatura, foi possível estimar o investimento necessário para o projeto (CAPEX). Na análise dos custos operacionais (OPEX), foram considerados todos os custos necessários para a produção ser mantida.

A partir dos dados de curva de produção obtidas por meio de uma simulação computacional, pesquisas de custos e premissas econômicas adotadas, os fluxos de caixa previstos para os projetos com incertezas distintas de permeabilidade relativa foram calculados. As curvas apresentadas a seguir foram geradas a partir de variações nos parâmetros listados na Tabela 1. A Figura 1 apresentam os gráficos contendo os resultados de todas simulações para cada caso de incerteza em relação a Fator de Recuperação (RF), onde o eixo vertical representa o tempo em anos, o eixo horizontal representa o RF, a linha azul escura o maior valor para o RF alcançado em cada caso, a linha preta representa o caso base (sem incerteza) e a linha vermelha e o maior valor para o RF alcançado em cada caso.

A Figura 2 apresenta os gráficos que contêm os resultados de todas as simulações para cada caso de incerteza em relação à Produção Acumulada. No eixo vertical, é representado o tempo em anos; no eixo horizontal, a Produção Acumulada. A linha azul escura indica o menor valor alcançado para a Produção Acumulada em cada caso, a linha preta representa o caso base (sem incerteza) e a linha vermelha mostra o maior valor para a Produção Acumulada alcançado em cada cenário.

A Tabela 3 apresenta os dados de cada caso de A a D, bem como o caso base, detalhando a Produção Acumulada e o Fator de Recuperação (RF). Ao examinar esta tabela, torna-se evidente que, à medida

que a incerteza aumenta, há uma probabilidade maior de superestimar tanto a Produção Acumulada quanto o Fator de Recuperação em relação aos valores do caso base.

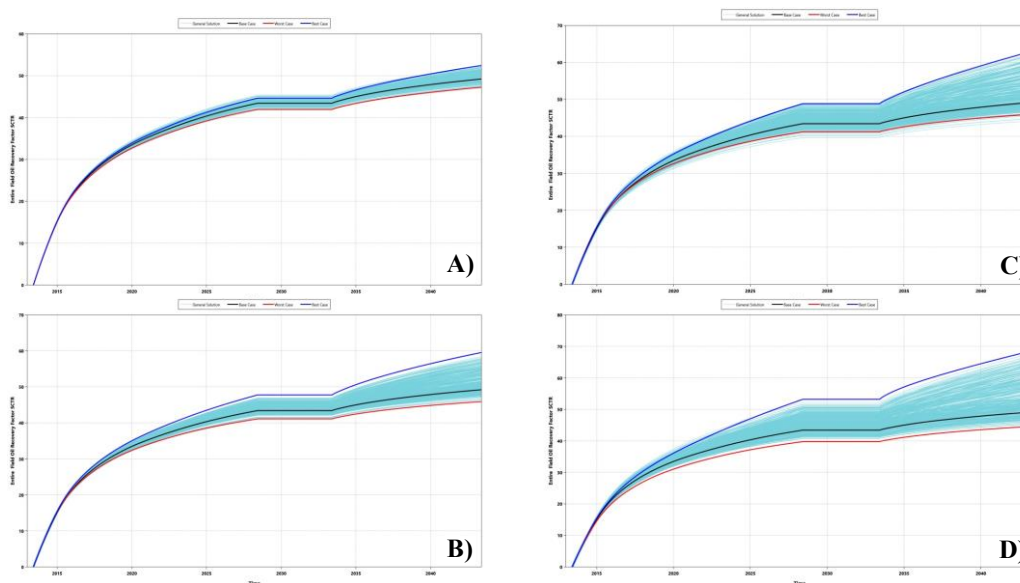


Figura 1: Resultados de Cada Caso para o Fator de Recuperação.

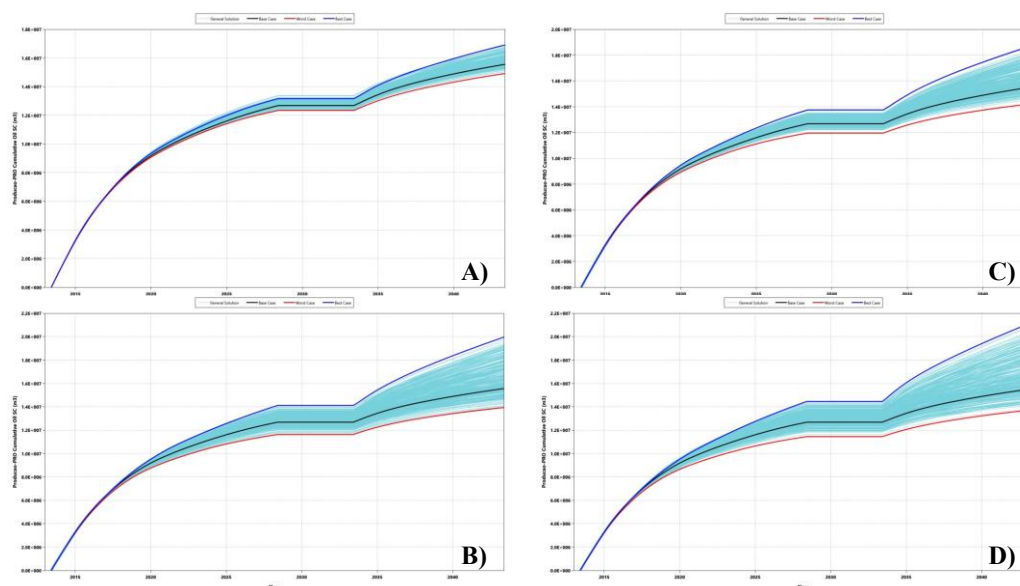


Figura 2: Resultados de Cada Caso para a Produção Acumulada.

Tabela 3: Resultados de Cada Caso de Incerteza

	Prod.Acum.Max. (Mm ³)	Prod.Acum.Min. (Mm ³)	RF Max (%)	RF Min (%)	Incerteza
Caso Base	97,4	97,4	49,1	49,1	0%
Caso A	106,3	93,7	52,4	47,2	5%
Caso B	117,9	89,6	59,6	45,8	10%
Caso C	125,1	87,4	63,1	44,2	15%
Caso D	133,3	86,2	68,7	44,0	20%

A partir dos resultados obtidos, foram escolhidas quatro curvas de produção, distribuídas equitativamente entre os casos máximo e mínimo de 5% e 20% para o cálculo de viabilidade econômica do projeto. O critério de seleção pautou-se na restrição de que as curvas escolhidas apresentassem variação de até $\pm 20\%$ em relação à curva de produção do caso base (Figura 2). Além disso, foi aplicada uma taxa de declínio de produção que variou entre 9 % e 10%, com objetivo de extrapolar a curva até o ano de 2052.

Para os parâmetros essenciais, tais como CAPEX, OPEX e preço do Brent, foram fixados em 274 milhões de dólares referente ao custo de aquisição do Ativo e 9,2 milhões de dólares (perfuração e completação de 3 poços), 2,8 milhões de dólares (OPEX) e 75,48 dólares, respectivamente, com base em informações provenientes de pesquisas na literatura. É relevante salientar que esses parâmetros foram considerados constantes durante todo o período de análise, vale mencionar que o preço de venda do gás foi estabelecido como equivalente a 8% do preço do Brent. De posse desses parâmetros prosseguiu-se com o cálculo da receita bruta, onde foram realizadas as deduções incidentes da receita bruta como Royalties, Proprietário de Terra e Imposto de Renda (IR).

Ao examinar os registros de fluxo de caixa, torna-se evidente a existência de um investimento inicial correspondente à aquisição do ativo, totalizando 274 milhões de dólares. Essa situação resulta em dois anos consecutivos de fluxo de caixa negativo, sinalizando que a receita gerada não alcançou o montante inicial investido. Vale ressaltar que essa situação se repete em todos os casos estudados.

A determinação do Valor Presente Líquido (VPL) em todos os cenários revelou valores positivos, conforme demonstrado na Tabela 4. Esses resultados indicam a perspectiva de que o projeto possa ser considerado um investimento lucrativo. No entanto, ao analisar os extremos da tabela, fica evidente que as variações na curva de permeabilidade relativa têm um impacto significativo no cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). Observa-se ainda que, apesar da superioridade numérica do VPL no cenário de aumento de 20%, é importante ressaltar que a incerteza relacionada à permeabilidade também aumenta consideravelmente, resultando em uma confiabilidade reduzida nos resultados.

Por sua vez, a avaliação das Taxas Internas de Retorno (TIR), cujos dados estão registrados na Tabela 4, também se mostrou favorável, reforçando a viabilidade econômica do projeto. O *Payback* por projeto foi calculado e notaram-se variações que despertaram atenção para a influência da variação de permeabilidade nas análises.

Tabela 4: Cenários Estudados

	VPL (MMUSD)	TIR(%)	Payback (Ano)
Caso Base	227,36	23,31	4,6
Caso A - Mínimo	207,9	22,79	4,6
Caso A - Máximo	248,2	24,75	4,5
Caso D - Mínimo	165,6	20,55	5
Caso D - Máximo	281,45	27,01	4

O custo de abandono foi provisionado para 2053, um ano após o último ano da curva de produção. Caso haja interesse em manter o campo em operação após 2052, é possível postergar ou mesmo diluir esse custo de abandono ao longo dos anos.

Conclusões

As simulações revelaram que variações na permeabilidade relativa influenciam significativamente as curvas de produção e, conseqüentemente, os fluxos de caixa projetados. Conforme as simulações indicam, a variabilidade nas curvas de permeabilidade pode resultar em cenários de produção que variam amplamente, afetando diretamente os fluxos de caixa esperados. Aumentos na incerteza tendem a ampliar a faixa de possíveis resultados econômicos, gerando uma dispersão maior no VPL projetado. Isso se traduz em um maior risco financeiro para as empresas, pois a incerteza pode levar tanto a subestimativas quanto a superestimativas dos lucros.

Os resultados obtidos destacam a importância de incorporar incertezas nas curvas de permeabilidade relativa nas avaliações econômicas de projetos de petróleo. A análise de diferentes cenários de incerteza mostrou que, aumentos na incerteza resultam em uma maior variação nas estimativas de produção, com uma tendência a superestimar os lucros, o que pode levar a decisões financeiras arriscadas.

Agradecimentos

Esta pesquisa foi realizada em parceria com o projeto de P&D em andamento registrado como ANP nº 24.551, “Avaliação de Metodologias para Interpretação de Curvas de Permeabilidade Relativa em meios porosos heterogêneos” (UFRJ/Petrobras Brasil/ANP), patrocinado pela Petróleo Brasileiro S. /A sob a taxa de P&D da ANP como “Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento”.

Referências Bibliográficas

Senna, Brenny Dantas de. Estudo da viabilidade econômica em campos maduros. MS thesis. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

Lerche, Ian, and John A. MacKay. Economic risk in hydrocarbon exploration. Elsevier, 1999.

Panaro Castiñeira, Paula. "Estudo de viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração." (2008).

Honarpour, M., and S. M. Mahmood. "Relative-permeability measurements: An overview." Journal of petroleum technology 40.08 (1988): 963-966.

Avansi, Guilherme D., and Denis J. Schiozer. "UNISIM-I: synthetic model for reservoir development and management applications." International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry 9.1 (2015): 21-30.

Lomeland, Frode, Einar Ebeltoft, and Wibeke Hammervold Thomas. "A new versatile relative permeability correlation." International symposium of the society of core analysts, Toronto, Canada. Vol. 112. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). ANP vê retomada na produção do setor brasileiro onshore, que deve ultrapassar os 100 mil barris por dia em 2025. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/anp-ve-retomada-na-producao-do-setor-brasileiro-onshore-que-deve-ultrapassar-os-100-mil-barris-por-dia-em-2025/>. Acesso em: 22 jul. 2024.