

**Cleverson Flor da Rosa  
Franciele Bonatto  
João Dallamuta  
(Organizadores)**

# **Impactos das Tecnologias nas Engenharias 3**

**Cleverson Flor da Rosa**  
**Franciele Bonatto**  
**João Dallamuta**  
(Organizadores)

# **Impactos das Tecnologias nas Engenharias**

## **3**

Atena Editora  
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Lorena Prestes e Geraldo Alves

Revisão: Os autores

### Conselho Editorial

- Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul  
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas  
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília  
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa  
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná  
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista  
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia  
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul  
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria  
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná  
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia  
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice  
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul  
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense  
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul  
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins  
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte  
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão  
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará  
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista  
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará  
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas  
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande  
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa  
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

#### Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

I34 Impactos das tecnologias nas engenharias 3 [recurso eletrônico] / Organizadores Cleveson Flor da Rosa, Franciele Bonatto, João Dallamuta. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. – (Impactos das Tecnologias nas Engenharias; v. 3)

Formato: PDF  
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader  
Modo de acesso: World Wide Web  
Inclui bibliografia  
ISBN 978-85-7247-193-0  
DOI 10.22533/at.ed.930191503

1. Engenharia. 2. Inovações tecnológicas. 3. Tecnologia. I. Rosa, Cleveson Flor da. II. Bonatto, Franciele. III. Dallamuta, João. IV. Título.

CDD 658.5

**Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422**

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2019

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)

## APRESENTAÇÃO

Esta obra é composta por pesquisas realizadas por professores de cursos de engenharia e gestão. Optamos por uma abordagem multidisciplinar por acreditarmos que esta é a realidade da pesquisa em nossos dias.

A realidade é que não se consegue mais compartimentar áreas do conhecimento dentro de fronteiras rígidas, com a mesma facilidade do passado recente. Se isto é um desafio para trabalhos de natureza mais burocrática como métricas de produtividade e indexação de pesquisa, para os profissionais modernos está mescla é bem-vinda, porque os desafios da multidisciplinariedade estão presentes na indústria e começam a ecoar no ambiente mais ortodoxo da academia.

Esta obra temos aspectos de gestão aplicada, em análises econômicas, de ambiente de negócios, análise de confiabilidade, mapeamento de processos e qualidade. Também são abordadas pesquisas nas áreas de construção e urbanismo. Todos os trabalhos com discussões de resultados e contribuições genuínas em suas áreas de conhecimento.

Boa leitura

Cleverson Flor da Rosa  
Franciele Bonatto  
João Dallamuta

# UMA ABORDAGEM MULTIDISCIPLINAR

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
ANÁLISE DAS ALTERAÇÕES NO AMBIENTE REGULATÓRIO E SEUS IMPACTOS NO DESENVOLVIMENTO DO PRÉ-SAL	
<i>João Sílvia Semolini Olim</i>	
<i>Johnson Herlich Roslee Mensah</i>	
<i>Jamil Haddad</i>	
<i>Roberto Akira Yamachita</i>	
<b>DOI 10.22533/at.ed.9301915031</b>	
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>11</b>
ANÁLISE DO MAPA DO FLUXO DE VALOR EM UMA FARMÁCIA HOSPITALAR DE VITÓRIA DA CONQUISTA – BA	
<i>Carla Monique Rocha dos Santos</i>	
<i>Adelma Costa Cordeiro</i>	
<i>Cinara Gomes dos Santos</i>	
<i>Iggor Lincolln Barbosa da Silva</i>	
<i>Juliana Cristina de Souza</i>	
<b>DOI 10.22533/at.ed.9301915032</b>	
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>23</b>
ANÁLISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS NA REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM MODELO BIDIMENSIONAL	
<i>Talles André Moraes Albuquerque</i>	
<i>Jardel Dantas da Cunha</i>	
<i>Keila Regina Santana Fagundes</i>	
<i>Antônio Robson Gurgel</i>	
<b>DOI 10.22533/at.ed.9301915033</b>	
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>38</b>
APLICAÇÃO DA FERRAMENTA DE ANÁLISE DE FALHA - FMEA NA INSTALAÇÃO DE BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO (BCS) EM CAMPOS MADUROS ONSHORE NA BACIA DO RECONCAVO	
<i>Jeanderson de Souza Mançú</i>	
<i>Luiz Eduardo Marques Bastos</i>	
<i>Raymundo Jorge de Sousa Mançú</i>	
<i>Graciele Cardoso Mançú</i>	
<b>DOI 10.22533/at.ed.9301915034</b>	
<b>CAPÍTULO 5</b> .....	<b>48</b>
APLICAÇÃO DO CONTROLE ESTATÍSTICO DE PROCESSO (CEP) COMO MÉTODO DE CONTROLE DA QUALIDADE PARA A SECAGEM DE CAFÉ	
<i>Uilla Fava Pimentel</i>	
<i>Gildeir Lima Rabello</i>	
<i>Willian Melo Poubel</i>	
<b>DOI 10.22533/at.ed.9301915035</b>	
<b>CAPÍTULO 6</b> .....	<b>55</b>
LEVANTAMENTO COMPARATIVO SERGIPE VS BRASIL DO CONSUMO, COMERCIALIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL AO LONGO DE 10 ANOS	
<i>Rai Melo de Oliveira</i>	
<i>Thereza Helena Azevedo Silva</i>	

*Marcela de Araújo Hardman Côrtes*

**DOI 10.22533/at.ed.9301915036**

**CAPÍTULO 7 ..... 63**

REDE NEURAL DE ELMAN APLICADA NA PREVISÃO DE PREÇOS DE COMBUSTÍVEIS

*Renan Pires de Araújo*

*Adrião Duarte Dória Neto*

*Andrés Ortiz Salazar*

**DOI 10.22533/at.ed.9301915037**

**CAPÍTULO 8 ..... 70**

BIOPROSPECÇÃO DE ESTRATÉGIAS PARA MANUFATURA DE BIODIESEL

*Débora da Silva Vilar*

*Milson dos Santos Barbosa*

*Isabelle Maria Duarte Gonzaga*

*Aline Resende Dória*

*Lays Ismerim Oliveira*

*Luiz Fernando Romanholo Ferreira*

**DOI 10.22533/at.ed.9301915038**

**CAPÍTULO 9 ..... 85**

USO DO ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP) PARA HIERARQUIZAÇÃO DE MÉTODOS DE MENSURAÇÃO DO GRAU DE APLICAÇÃO DA CONSTRUÇÃO ENXUTA

*Arthur Felipe Echs Lucena*

*Luci Mercedes De Mori*

**DOI 10.22533/at.ed.9301915039**

**CAPÍTULO 10 ..... 102**

SEGURANÇA DO TRABALHADO EM CAMPOS PETROLÍFEROS ONSHORE DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS: PERCEPÇÕES SOBRE TERCEIRIZAÇÃO, ACIDENTES OMITIDOS E PROCEDIMENTOS ADEQUADOS

*Milson dos Santos Barbosa*

*Débora da Silva Vilar*

*Aline Resende Dória*

*Adyson Barboza Santos*

*Elayne Emilia Santos Souza*

*Luiz Fernando Romanholo Ferreira*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150310**

**CAPÍTULO 11 ..... 113**

A INFLUÊNCIA DA ERGONOMIA EM MELHORIAS PRODUTIVAS UTILIZANDO A EQUAÇÃO NIOSH

*Emerson da Silva Moreira*

*Luiz Eduardo Nicolini do Patrocinio Nunes*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150311**

**CAPÍTULO 12 ..... 131**

SIMULAÇÃO DA ONDA COMPRESSIONAL APLICADO EM MODELOS DIGITAIS DE ROCHAS

*Gracimário Bezerra da Silva*

*José Agnelo Soares*

*Leopoldo Oswaldo Alcázar Rojas*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150312**

**CAPÍTULO 13 ..... 142**

MULTIÁREAS DA ENGENHARIA ELÉTRICA COMO CONTEÚDOS COMPLEMENTARES APLICADOS À REDE PÚBLICA DE ENSINO

*Hélvio Rubens Reis de Albuquerque*  
*Raimundo Carlos Silvério Freire*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150313**

**CAPÍTULO 14 ..... 157**

DESENVOLVIMENTO DE BANCADA PARA INVESTIGAÇÃO DE HIDRODEMOLIÇÃO EM AMBIENTES PRESSURIZADOS

*Lidiani Cristina Pierri*  
*Rafael Pacheco dos Santos*  
*Jair José dos Passos Junior*  
*Anderson Moacir Pains*  
*Marcos Aurélio Marques Noronha*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150314**

**CAPÍTULO 15 ..... 164**

DELTA NOB

*Andressa Regina Navas*  
*Leticia Tieppo*  
*Renan Ataide*  
*Guilherme Legramandi*  
*Ludmilla Sandim Tidei de Lima Pauleto*  
*André Chaves*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150315**

**CAPÍTULO 16 ..... 171**

AValiação comparativa entre métodos de aferição do teor de umidade em peças de madeira de dimensões reduzidas

*João Miguel Santos Dias*  
*Florêncio Mendes Oliveira Filho*  
*Alberto Ygor Ferreira de Araújo*  
*Sandro Fábio César*  
*Rita Dione Araújo Cunha*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150316**

**CAPÍTULO 17 ..... 180**

NOVA TÉCNICA DE ESCAVAÇÕES DE MICROTÚNEIS: ANÁLISE DE DESLOCAMENTOS NO MACIÇO DE SOLO UTILIZANDO MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

*Lidiani Cristina Pierri*  
*Rafael Pacheco dos Santos*  
*Jair José dos Passos Junior*  
*Wagner de Sousa Santos*  
*Marcos Aurélio Marques Noronha*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150317**

**CAPÍTULO 18 ..... 201**

UTILIZAÇÃO DA BORRACHA DE PNEU COMO ADIÇÃO EM FORMATO DE FIBRA PARA O TIJOLO ECOLÓGICO.

*Gabrieli Vieira Szura*  
*Andressa Zanelatto Venazzi*  
*Adernanda Paula dos Santos*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150318**

**CAPÍTULO 19 ..... 215**

ANÁLISE DOS CRITÉRIOS DE ASSENTAMENTO DE SAPATAS DE REVESTIMENTO EM ÁGUAS PROFUNDAS

*Geovanna Cruz Fernandes*

*Douglas Bitencourt Vidal*

*Carla Salvador*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150319**

**CAPÍTULO 20 ..... 224**

A EXPLORAÇÃO DAS AREIAS BETUMINOSAS DO CANADÁ: UM EXEMPLO DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL

*Paulo Sérgio Lins da Silva Filho*

*Fabiano dos Santos Brião*

**DOI 10.22533/at.ed.93019150320**

**SOBRE OSA ORGANIZADORES ..... 233**



## ANALISE ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS NA REGIÃO DA BACIA POTIGUAR UTILIZANDO UM MODELO BIDIMENSIONAL

### Talles André Morais Albuquerque

Universidade Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA  
Mossoró - RN

### Jardel Dantas da Cunha

Universidade Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA  
Mossoró - RN

### Keila Regina Santana Fagundes

Universidade Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA  
Mossoró - RN

### Antônio Robson Gurgel

Universidade Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA  
Mossoró - RN

**RESUMO:** Em regiões produtoras de petróleo, a viabilidade técnica e econômica de um reservatório pode ser definida a partir do método de recuperação. Estes métodos podem ser classificados em recuperação natural, na qual a própria energia presente na rocha reservatório é suficiente para produção de fluidos, convencionais por meio da injeção de água ou gás e especiais que compreendem os métodos térmicos, químicos e miscíveis para recuperação dos hidrocarbonetos. Durante a etapa de análise de recuperação de um campo, uma das ferramentas mais importantes para

realização desta análise é a simulação numérica. Desta forma, este trabalho compreende um estudo de simulação numérica de recuperação de petróleo através da injeção de água em campos *onshore* da região da Bacia Potiguar. Foram analisados quatro reservatórios com parâmetros de permeabilidade, porosidade, saturação de fluidos, viscosidades e vazões de injeção distintos. Os estudos realizados compreenderam análises de refinamento de malha, variação das vazões e da viscosidade da água de injeção, um estudo de sensibilidade do Fator de Recuperação em função dos parâmetros de reservatório e, por último, um estudo de viabilidade financeira através da análise do VPL e TIR. A partir das simulações realizadas, os resultados mostraram melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção e da viscosidade da água injetada para todos os casos analisados. Os resultados da análise de sensibilidade indicaram que os parâmetros mais relevantes na melhoria do Fator de Recuperação foram a porosidade da formação e a saturação inicial de óleo.

**PALAVRAS-CHAVE:** Fator de Recuperação, Simulação Numérica, Recuperação Secundária.

**ABSTRACT:** In oil producing regions, the technical and economic viability of a reservoir can be defined from the recovery method. These methods can be classified into natural

recovery, in which the proper and energy present in the reservoir stone is sufficient for the production of fluids, conventional through the injection of water or gas and special which comprise the thermal, chemical and recoverable hydrocarbons. During the field recovery analysis step, one of the most important tools to perform the analysis is the numerical simulation. In this way, this work compromises a numeric simulation study of petroleum recovery through the injection of water in onshore fields of the Bacia Potiguar region. Four reservoirs with permeability, porosity, fluid saturation, viscosity and injection flow parameters were analyzed. These studies included the design and grid refining, variation of viscosity and flow of the injected water, a sensitivity analysis of the Recovery Factor in function of reservoir parameters and, finally, a financial feasibility study through the analysis of the VPL and TIR. From the simulations carried out, the results showed improvements in the Recovery Factor with the increase of the injection rate and the viscosity of the injected water for all cases analyzed. The results of the sensitivity analysis indicated that the most relevant parameters in the improvement of the Recovery Factor were porosity of the formation and initial petroleum saturation.

**KEYWORDS:** Recovery Factor, Numerical Simulation, Secondary Recovery.

## 1 | INTRODUÇÃO

Uma vez constatada a insuficiência energética da produção de petróleo por meio da energia natural (ou primária), uma série de estudos são realizados para se definir formas de se extrair o restante dos fluidos existentes no subsolo (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Estes estudos são necessários, por exemplo, para avaliar a possível utilização dos métodos suplementares de recuperação de hidrocarbonetos com o objetivo de aumentar a quantidade de óleo produzido do reservatório. De acordo com Craig Jr. (1971) a popularidade da injeção de água entre os métodos de recuperação é explicada por (1) a disponibilidade geral de água, (2) a relativa facilidade com que a água é injetada, (3) a capacidade da água se espalhar através de uma formação contendo óleo (4) a eficiência da água em deslocar o óleo.

Sobre a simulação de reservatórios Aziz e Settari (1979) relatam que a simulação permite um estudo mais detalhado do reservatório dividindo-o em blocos e aplicando equações fundamentais para o fluxo em meios porosos em cada bloco. Ainda segundo o mesmo autor devido aos avanços tecnológicos, alcançados desde o início dos anos 50 agora é possível escrever alguns modelos sofisticados para simular alguns processos muito complexos que ocorrem em reservatórios durante a implementação de esquemas de recuperação.

Valentin (2015) ressalta que a análise do desempenho da produção do reservatório nas suas condições atuais e futuras é fundamental para o julgamento da viabilidade econômica de um dado projeto de recuperação de petróleo. Deste modo, avaliar o histórico de desempenho de um reservatório, bem como a sua desenvoltura

na atualidade e sua previsão futura de comportamento é essencial para que se faça o seu gerenciamento. Isso se justifica pela preocupação com a quantidade produzida e com o preço do óleo que apresenta constante oscilação, devido a fatores técnicos, econômicos e políticos, que interferem em sua oferta e demanda.

Neste trabalho, simulações numéricas 2D de reservatórios serão utilizadas com a finalidade de se gerenciar a produção de petróleo provenientes de reservatórios com características semelhantes a Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Isto será realizado através da análise do Fator de Recuperação e do volume de óleo produzido ao se injetar água nestes reservatórios em sistemas de malhas de injeção e produção do tipo *five-spot*.

## 2 | MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Modelo Base

Ao todo, foram realizadas 154 simulações numéricas. Foi escolhida uma malha com comprimento entre os poços de produção de 200 m de lado (direções x, y) e distância entre os poços de injeção e produção de 140 m. Por se tratar de um sistema bidimensional (2D), considerou-se a espessura do reservatório como sendo de 1 m correspondente um 1 bloco na direção vertical (z). O sistema de malha de injeção utilizado foi o *five-spot*. Os dados rocha-fluidos utilizados nas simulações foram obtidos a partir de relatórios disponibilizados no site da ANP (Agencia Nacional de Petróleo).

No simulador, foram inseridos, de início, os dados de um campo *onshore* com características rocha-fluidos da região da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro para a geração de um modelo base (Tabela 1).

Propriedades	Valores
<b>Porosidade (<math>\phi</math>) - %</b>	29
<b>Permeabilidade (k) - mD</b>	350
<b>S<sub>oi</sub> (%)</b>	67
<b>S<sub>wi</sub> (%)</b>	33
<b>°API</b>	38
<b>Viscosidade da água (<math>\mu_w</math>) – cP @ P, T</b>	1
<b>Viscosidade do óleo (<math>\mu_o</math>) – cP * @ P, T</b>	1,39

Tabela 1 - Propriedades do modelo base.

A viscosidade do óleo foi estimada com base no °API através da correlação de Glaso (1980) para óleo considerando isento de gás dissolvido para todos os reservatórios (A, B, C e D). Por não se dispor de análises completas para os quatro reservatórios, adotou-se a hipótese de que os valores de viscosidade neste trabalho estejam conforme a Tabela 2.

Propriedades	Valores
Temperatura (T)	72 °C
Pressão (P)	4800 psi
Profundidade (h)	500 m

Tabela 2 - Dados para cálculo da viscosidade

### 3 | OS PARÂMETROS OPERACIONAIS USADOS NO MODELO BASE ESTÃO DISPOSTOS NA TABELA

Propriedade	Valor
Distância entre poços de injeção e produção	140 m
Vazão de injeção	10 m <sup>3</sup> /d.

Tabela 3 - Parâmetros operacionais do modelo base

#### 3.1 Refinamento da malha

Refinamentos foram realizados a partir do modelo base para estudar a influência do tamanho das malhas do reservatório no volume de óleo recuperado (Np) e no tempo de simulação. Este modelo foi composto por malhas com dimensões cartesianas (x,y) que variaram do menos refinado ao mais refinado com o objetivo de analisar ganhos na produção acumulada com base no critério maior refinamento malha e menor tempo simulação. O tempo de simulação para esse estudo foi de 10 anos.

#### 3.2 Estudo de vazões

Foi realizado um estudo de vazões de injeção para o modelo base sendo variadas em intervalos de 2m<sup>3</sup>/d para a obtenção das máximas vazões em termos de Fator de Recuperação de acordo com o limite operacional de ganho no Fator de Recuperação ( $\Delta FR(\%)$ ) mínimo, intermediário e máximo de 0,4%, 0,6% e 1% respectivamente. As vazões encontradas para este reservatório foram adotadas para os demais casos (B, C e D). O tempo de simulação para esse estudo foi de 10 anos.

As vazões encontradas para este reservatório foram adotadas para os demais casos (B, C e D).

O valor de  $\Delta FR(\%)$  é calculado pela equação (21):

$$\Delta FR(\%) = FR(\%)_{qinj} - FR(\%)_{qinj-1} \quad (1)$$

Onde:  $FR_{qinj}$  é o Fator de Recuperação para a vazão atual.

$FR_{qinj-1}$  é o Fator de Recuperação para a vazão anterior.

### 3.3 Análise de sensibilidade

Uma análise de sensibilidade do volume de óleo produzido ( $N_p$ ) em função dos parâmetros de reservatório foi realizada no modelo base para estudar quais os parâmetros de reservatório influenciaram mais na produção de óleo deste reservatório. Nessa etapa de análise utilizou-se também o programa *Statistica 7.0* para a análise estatística dos dados. A Tabela 4 apresenta os valores dos parâmetros rocha-fluidos utilizados.

Parâmetros	Valor mínimo (-1)	Valor intermediário (0)	Valor máximo (+1)
$\phi$ (%)	24	29	34
<b>k (md)</b>	150	350	550
<b>S<sub>oi</sub></b>	62	67	72

Tabela 4 – Variação dos parâmetros rocha-fluido para a análise de sensibilidade

### 3.4 Influência da Viscosidade de Injeção

Essa etapa consistiu-se de uma análise da influência da viscosidade da água de injeção na melhoria do Fator de Recuperação de óleo. Nesta análise, foi escolhida a vazão que forneceu o maior Fator de Recuperação para cada um dos quatro campos de petróleo estudados conforme podem ser visualizados as suas propriedades rocha-fluidos na Tabela 5. O tempo de simulação para esse estudo foi de 15 anos.

Propriedade	Reservatório A	Reservatório B	Reservatório C	Reservatório D
$\Phi$ (%)	29,0	30,0	17,8	20,0
<b>K(mD)</b>	350,0	263,0	75,0	5,11
<b>S<sub>oi</sub>(%)</b>	67,0	64,5	55,0	73,0
<b>S<sub>wi</sub>(%)</b>	33,0	35,5	45,0	27,0
<b>°API</b>	38,0	32,0	31,0	34,1
<b><math>\mu_w</math>(cP)</b>	1,0	1,0	1,0	1,0
<b><math>\mu_o</math>(cP)</b>	1,39	2,68	3,03	2,1

Tabela 5 - Parâmetros rocha-fluidos para os reservatórios A, B, C e D

As viscosidades escolhidas para a água de injeção dos quatro reservatórios variam em 1 cP, 2 cP e 4 cP, para cada um dos quatro reservatórios. Esse aumento da viscosidade da água pode ser conseguido pelo adensamento da água de injeção com polímeros.

### 3.5 Análise de investimentos

A análise de investimento serviu como ferramenta auxiliar para assim determinarmos a viabilidade dos projetos de injeção estudados anteriormente. Para essa etapa dados de valores de custos de OPEX, CAPEX, impostos, como também dados de lucratividade foram alimentados em uma planilha com o intuito de obtermos o VPL, para assim analisar-se a viabilidade financeira do projeto. Os dados utilizados, foram retirados de Valentim (2015) e Rodrigues (2012) e estão dispostos na Tabela 6.

Insumos	
<b>Taxa de atratividade (%)</b>	15
Custo de Perfuração e Completação dos Poços Verticais onshore (US\$/Poço)	400.000,00
<b>OPEX/Produção de óleo (US\$/BBL)</b>	6
<b>OPEX/Produção de água (US\$/m³)</b>	3
<b>OPEX/Injeção de água (US\$/m³)</b>	3
<b>Taxas Governamentais (%)</b>	20
<b>Total de Poços</b>	5
<b>Vazão de Injeção (m³/d)</b>	8, 16
<b>TOTAL CAPEX (US\$)</b>	2.000.000,00

Tabela 6 - Dados para análise de VPL

O VPL pode ser expresso pela equação (2):

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} - C \quad (2)$$

Onde,  $FC$  = fluxo de caixa para o ano 1, 2, ... n;

$n$  = Vida do projeto;

$i$  = Taxa de desconto;

$C$  = Custo inicial.

Onde, o fluxo de caixa pode ser estimado pela equação (3):

$$FC = I_0 + R - Ct \quad (3)$$

Onde,  $I_0$  = Investimento inicial;

$R$  = Receita;

$Ct$  = Custo totais com a produção de óleo.

O cálculo da receita é feito pela equação (4):

$$R = \text{produção de óleo (bbl)} * \text{Preço do barril} \left( \frac{US\$}{bbl} \right) \quad (4)$$

O cálculo dos custos totais é dado pela equação (5):

$$C_t = Copexo + Copexw + Cinjw + Cgov \quad (5)$$

Onde  $Copexo$  corresponde ao custo com a produção de óleo, calculado pela equação (6):

$$Copexo = Voil (bbl) * preço opex oleo \left( \frac{US\$}{bbl} \right) \quad (6)$$

$Copexw$  designa o custo com a produção de água e é estimado pela equação (7):

$$Copexw = Vw (m^3) * preço opex água \left( \frac{US\$}{m^3} \right) \quad (7)$$

O custo com injeção de água ( $Cinjw$ ) é dado pela equação (8):

$$Cinjw = Vinjw (m^3) * preço opex agua inj. \left( \frac{US\$}{m^3} \right) \quad (8)$$

Matematicamente a TIR é calculada conforme a equação (9) igualando o VPL a zero:

$$VPL = 0 = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1 + TIR)^t} \quad (9)$$

Onde,  $FC$  = fluxo de caixa;

$n$  = Vida do projeto;

$I_0$  = Investimento inicial;

$VPL$  = Valor presente líquido.

Os cálculos para a obtenção do VPL, foram feitos conforme as formulas citadas anteriormente para os quatro reservatórios (A, B, C e D). O investimento inicial foi estimado como sendo o custo de perfuração e completação dos 5 poços perfurados. Afim de facilitar os cálculos, os impostos e taxas governamentais ( $Cgov$ ) foram estimados como um único desconto de 20% sobre a receita da produção de óleo.

Nesse estudo também foi feita a consideração de que como os poços estão localizados na extremidade do reservatório, mais precisamente em cima de um nó, a vazão de injeção efetiva seria de um quarto da vazão de injeção inserida no simulador, isso porque apenas um quarto do poço está efetivamente no reservatório.

O ensaio do VPL também considerou três cenários para o preço de barril de óleo, dispostos para os reservatórios A e B na tabela 7:

Cenário	Pessimista	Referencia	Otimista
Preço (US\$/BBL)	50,00	72,34	100,00

Tabela 7 - Preço do barril de óleo para cada cenário considerado

A Taxa Interna de Retorno foi calculada com a ajuda do software *Excel* 2016, para a vazão de injeção que apresentou maior margem de lucro para cada determinado reservatório com a finalidade de averiguarmos a rentabilidade para o determinado projeto.

## 4 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Estudo de sensibilidade

A Figura 1 apresenta a produção acumulada de óleo em função do tamanho da área dos triângulos na malha *five spot* e do tempo de simulação.

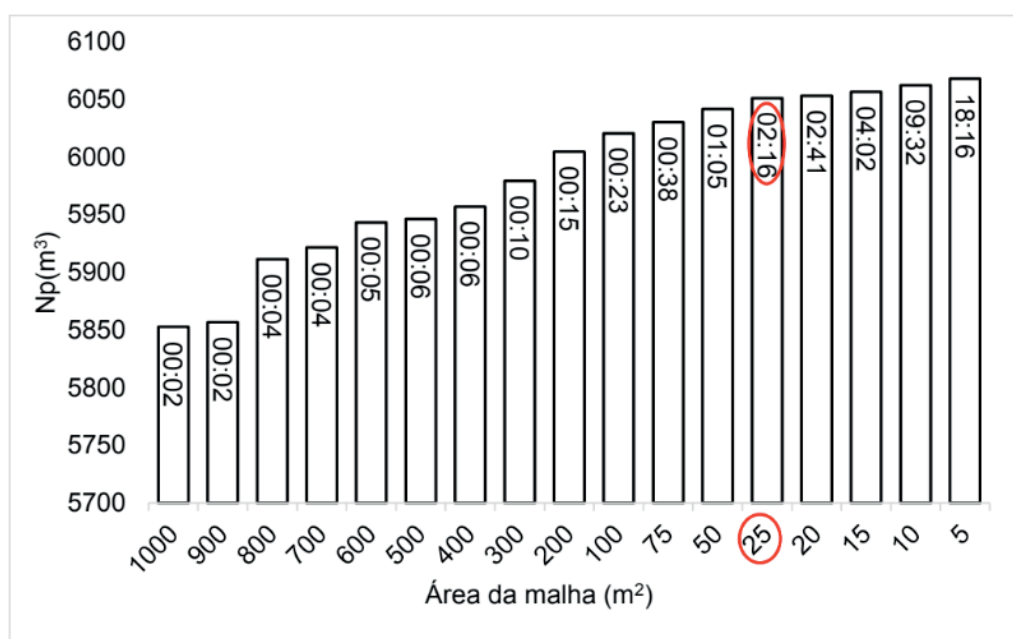


Figura 1 - Produção acumulada em função da área da malha de simulação

Fonte: (Autor, 2018.).

Conforme pode ser observado na Figura 1 com valores de área de malha menores que 25 m² o tempo de simulação aumentou de 2 min e 16 s para 2 min e 41 s enquanto que o aumento de ganho em relação ao original foi de  $\Delta N_p (\%) = 0,060631$ . Ainda de acordo com a Figura 1, maiores refinamentos provocariam aumentos no tempo de simulação sem que houvesse melhorias significativas no acréscimo do volume de óleo produzido. Desta forma, foi escolhida a malha com 25 m² de área para este trabalho.



## 4.2 Estudo de vazões

A Figura 2 apresenta os resultados do estudo do Fator de Recuperação em função do tempo para as vazões de injeção variando de 2 m<sup>3</sup>/d (em intervalos de 2 m<sup>3</sup>/d) até 20 m<sup>3</sup>/d para o modelo base.

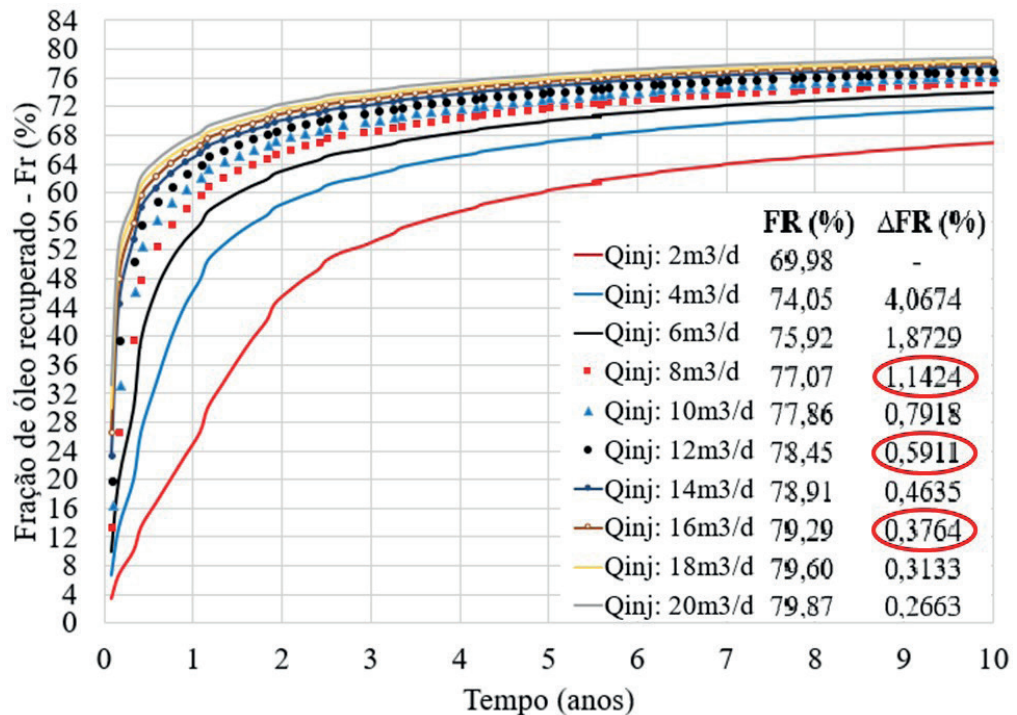


Figura 2 - Fração de óleo recuperado para 10 vazões

Fonte: (Autor, 2018.).

A partir do critério descrito na metodologia para a determinação das vazões e conforme a Figura 2 as vazões encontradas foram 8, 12 e 16 m<sup>3</sup>/d respectivamente. Pode ser observado através da Figura 2, que o Fator de Recuperação aumenta em função da quantidade de água injetada. Isto pode ser explicado porque uma vez que mais água foi injetada no reservatório, a sua frente de avanço também foi maior, e a quantidade de óleo recuperada aumentou. Entretanto, de acordo com resultados obtidos foi possível observar que ao se continuar aumentando a vazão de injeção de água, não se observou acréscimos significativos no Fator de Recuperação de óleo conforme visualizado na Figura 2, isso porque as maiores vazões de injeção criariam mais rapidamente caminhos preferenciais não conseguindo empurrar o óleo contido nos poros.

## 4.3 Análise da viscosidade de injeção

A Tabela 8 apresenta um resumo dos valores do Fator de Recuperação (FR) para cada um dos quatro reservatórios estudados (A, B, C e D) a partir das vazões de injeção ( $Q_{inj}$ ) escolhidas na etapa anterior para os quatro reservatórios para 15 anos de injeção de água.

FR(%) – Reservatório	$q_{inj}$ (m <sup>3</sup> /d)			$\Delta FR(\%)$
	8	12	16	$\Delta$ (16-8) m <sup>3</sup> /d
FR (%) – A	78,45	79,60	80,30	1,85
FR(%) - B	74,98	76,61	77,60	2,62
FR (%) – C	72,59	74,18	75,15	2,56
FR(%) – D	80,10	81,18	81,83	1,73

Tabela 8 - FR (%) versus  $q_{inj}$  para os quatro reservatórios.

Fonte: (Autor, 2018.).

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 8, pode-se verificar que para todos os quatro reservatórios analisados houve melhorias no Fator de Recuperação com o aumento da vazão de injeção de água. Ainda de acordo com a Tabela 8, a melhoria mais significativa foi para o reservatório B, foi observado que ao se dobrar a vazão de injeção de água (de 8 m<sup>3</sup>/dia para 16 m<sup>3</sup>/dia) houve um aumento de 2,62 pp (pontos percentuais) no Fator de Recuperação, fato que pode ter se dado por esse reservatório apresentar propriedades rocha-fluido (porosidade, saturação de óleo, viscosidade do óleo) que favorecem a recuperação de óleo pela injeção de água.

Os resultados para a análise do Fator de Recuperação em função da viscosidade alterada da água injetada estão presentes na Tabela 9.

Reservatório	$\mu_w$ (cP)			$\Delta FR(\%)$
	1	2	4	$\Delta$ (4-1) cP
A	80,3	81,65	82,62	2,32
B	77,60	79,52	80,92	3,32
C	75,15	77,02	78,38	3,23
D	81,83	83,09	84,00	2,17

Tabela 9 - Fator de recuperação em função da variação de viscosidade da água injetada

Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar os resultados obtidos na Tabela 9, verifica-se que para todos os quatro reservatórios o aumento na viscosidade do fluido de injeção melhorou o Fator de Recuperação de óleo corroborando com resultados de trabalhos de Silva (2014). A melhoria mais significativa foi para o reservatório B ( $\Delta FR(\%)=3,32$  pp). Neste caso, esta melhoria pode estar relacionada ao fato de que a alteração da viscosidade para um valor mais próximo ao do óleo contribuiu para a redução da razão de mobilidade entre o fluido deslocante e o deslocado proporcionando uma melhoria a eficiência de deslocamento do óleo pela água de injeção.

#### 4.4 Estudo de sensibilidade: parâmetros de reservatório

As Figuras 3 e 4 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do volume de óleo produzido em função dos parâmetros de reservatório para o modelo base (reservatório A).

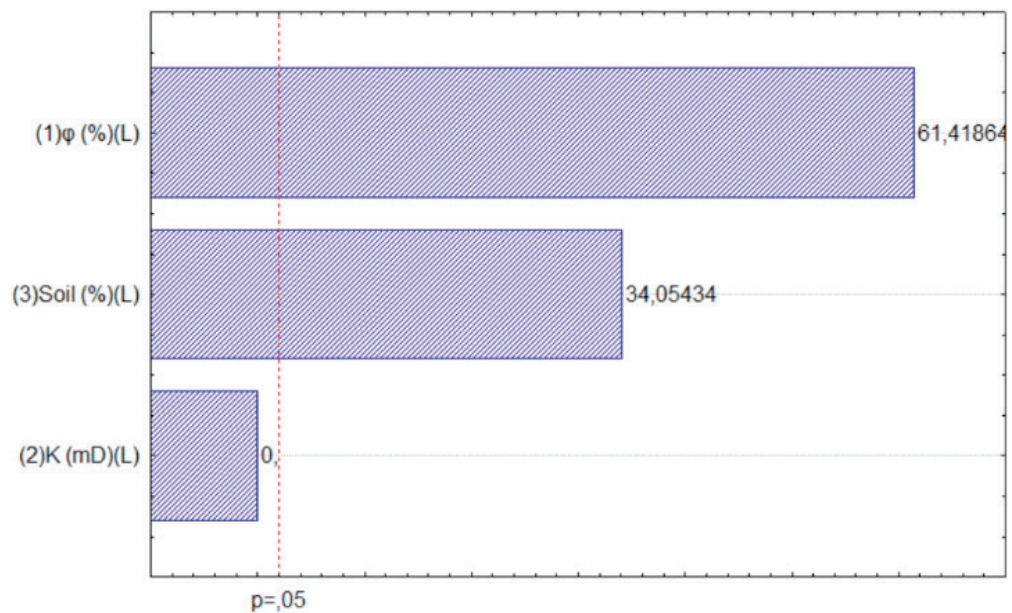


Figura 3 - Diagrama de Pareto para o modelo base.

Fonte: (Autor, 2018.).

De acordo com os resultados apresentados na Figura 3, observa-se que as variáveis que estatisticamente exerceram influências mais relevantes na produção de óleo foram a porosidade da formação e a saturação de óleo inicial. Desta forma, reservatórios que são mais porosos e que possuem uma maior quantidade de volume de óleo presente na formação poderão fornecer uma maior quantidade de óleo produzida através da injeção de água. A permeabilidade neste trabalho não exerceu influência estatisticamente relevante. Isto pode estar associado ao próprio simulador que não foi capaz de apresentar resultados satisfatórios para esta análise.

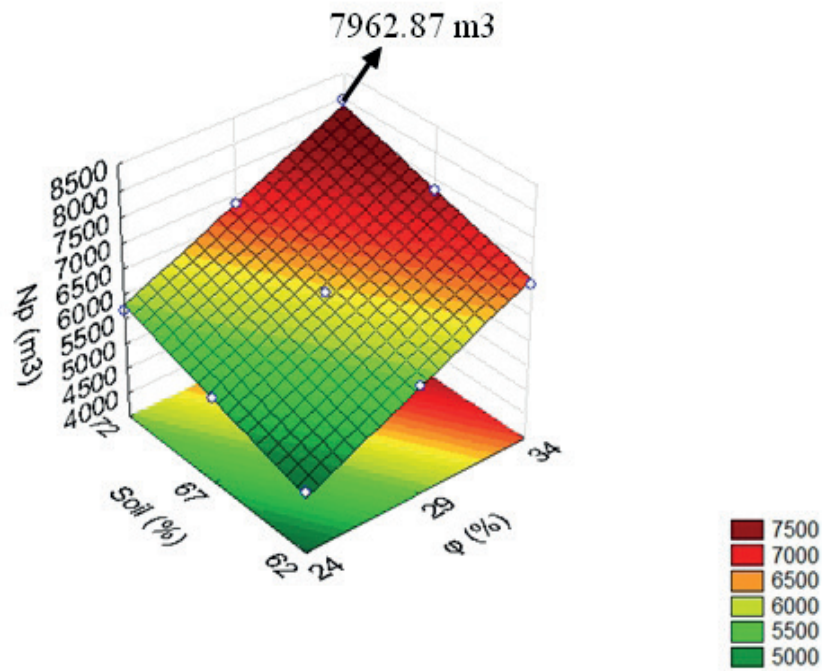


Figura 4 - Superfície de resposta: Saturação de óleo x Porosidade para o modelo base  
 Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar a influência da porosidade e da saturação de óleo inicial no volume de óleo produzido, verificou-se que, de acordo com a Figura 4, a região de maior influência estatística na produção de óleo foi aquela onde a porosidade consistia em valores iguais ou próximos a 34%. A combinação entre a porosidade da formação e a saturação de óleo forneceu melhorias significativas no volume de óleo produzido para o modelo base estudado.

#### 4.5 Análise de VPL

As figuras 5, 6, 7 e 8 apresentam o VPL em função do tempo para os reservatórios A e B.

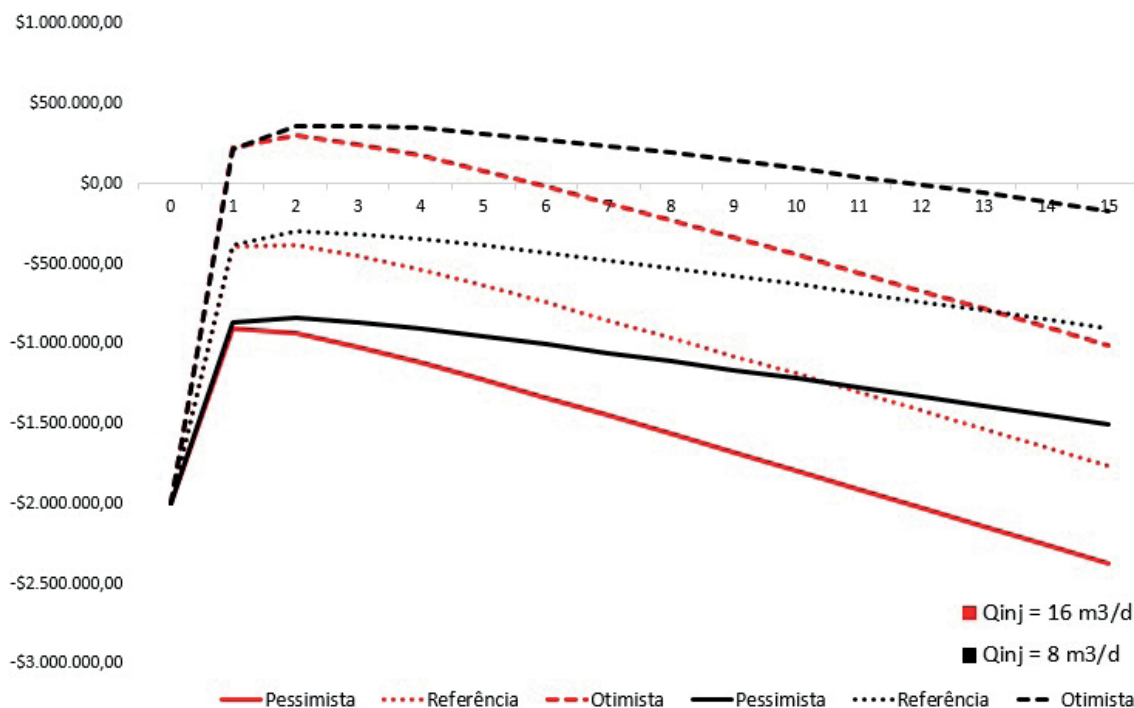


Figura 5 - VPL para o Reservatório A

Fonte: (Autor, 2018.).

Para o reservatório A e de acordo com a Figura 5, cujo cenário mais otimista foi o preço do barril de petróleo com valor de U\$ 100, os valores do VPL máximo para as vazões de 8 m<sup>3</sup>/dia e 16 m<sup>3</sup>/dia foram de U\$363.839,10 e U\$296.887,49, respectivamente. Ambos estão, portanto, com valores muito próximos entre si. Entretanto, os resultados mostraram também que ao se manter a vazão de injeção em 8m<sup>3</sup>/d conseguiu-se uma maior margem de lucro proveniente da diminuição dos custos envolvidos com a injeção e o tratamento da água produzida durante o projeto. Os cenários pessimista e de referência não resultaram em retornos econômicos atrativos durante todo o período de simulação.

Ao analisarmos a TIR para o projeto de 8m<sup>3</sup>/d obtemos o valor de 3,34%, o que demonstra que o projeto mesmo com uma margem de lucro não seria viável.

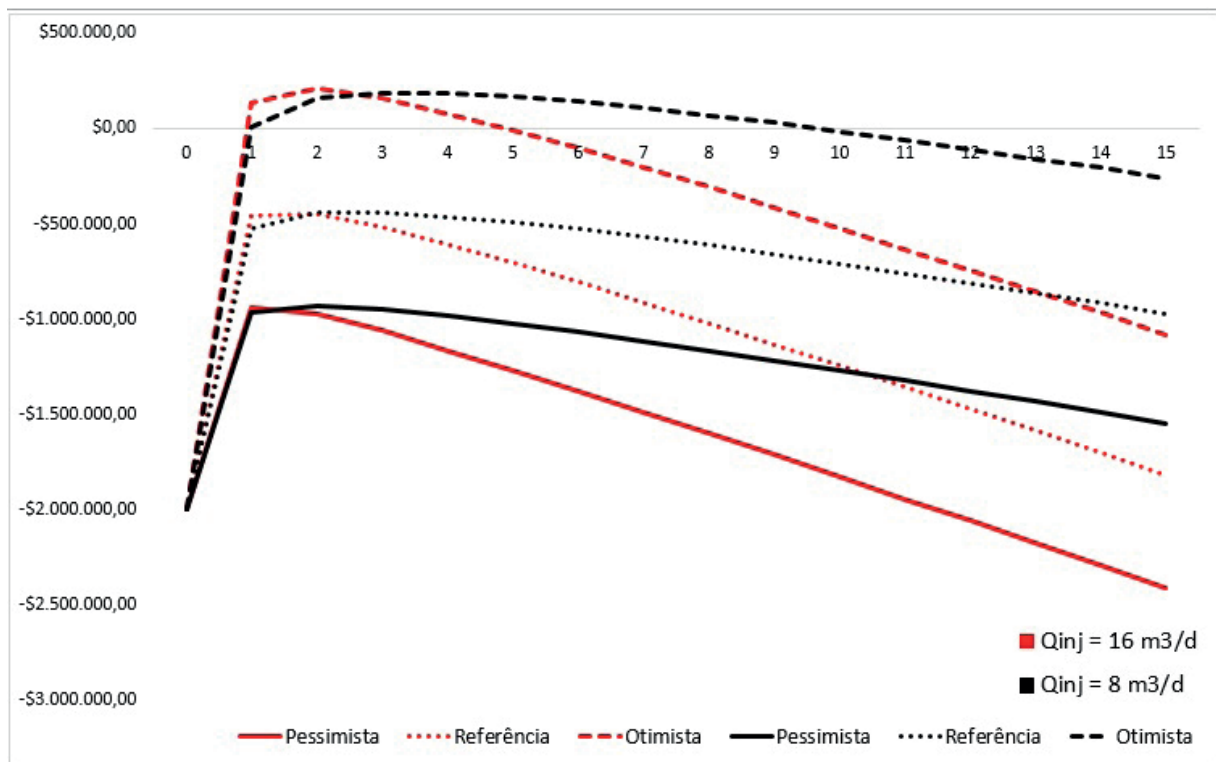


Figura 6 - VPL para o Reservatório B

Fonte: (Autor, 2018.).

Ao se analisar a Figura 6 também para o reservatório B, foi possível observar que para a vazão de 16 m<sup>3</sup>/dia o VPL máximo obtido foi de U\$206.493,75. Enquanto que para a vazão de 8 m<sup>3</sup>/dia o resultado foi de U\$187.227,14. Ainda de acordo com esta figura, ao se dobra a vazão de 8 m<sup>3</sup>/d para 16 m<sup>3</sup>/d houve uma antecipação no VPL máximo, ainda que um pouco discreta. Esta antecipação ocorreu no primeiro ano de projeto. Entretanto, para o caso da vazão de 16 m<sup>3</sup>/dia o projeto atingiu valores negativos acima do quinto ano de simulação, indicando, neste caso, sua pouca rentabilidade quando comparada com aquele onde a vazão manteve-se em 8 m<sup>3</sup>/dia. Também neste caso, os cenários pessimista e de referência não forneceram bons resultados em termos de atratividade econômica para o projeto.

Não foi possível se realizar o cálculo da TIR para o reservatório B, uma vez que mesmo para o projeto de 8 m<sup>3</sup>/d que apresentou maior lucratividade esse lucro foi considerado relativamente baixo.

## 5 | CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi possível obter um ajuste ideal de malha de simulação para uma malha de 25m<sup>2</sup>, cujo tempo de simulação foi de 2min e 16 s. Foi possível também verificar um aumento no Fator de Recuperação através do aumento da vazão de injeção. Entretanto, de acordo com resultados obtidos foi possível observar que maiores aumentos de vazão não resultaram em acréscimos significativos no Fator de

Recuperação de óleo.

Com o aumento da viscosidade da água de injeção, melhorias no Fator de Recuperação foram observadas, destacando-se um acréscimo de 3,32% pontos percentuais observado no reservatório B. Entretanto, é importante destacar que uma análise econômica se faz necessária para comprovar a possível viabilidade de um projeto de injeção avançada com este tipo de método.

No estudo de sensibilidade foi observado que os parâmetros que mais influenciaram na produção acumulada foram a porosidade e a saturação inicial de óleo. As mudanças de permeabilidade do reservatório nas simulações realizadas não foram estatisticamente relevantes na melhoria do Fator de Recuperação para este estudo.

Na análise de viabilidade de investimento foi possível analisar a performance financeira dos projetos de injeção estudados anteriormente. Observou-se que o projeto com a maior margem de lucro foi o proposto para o Reservatório A para a vazão de injeção de 8m<sup>3</sup>/d, considerando a situação mais otimista com o barril de petróleo a 100 US\$, contudo a análise de TIR (3,34%) nos permitiu verificar que mesmo apresentando a maior lucratividade o projeto não apresenta uma boa taxa de retorno. Observou-se lucro para o Reservatório B, onde a maior margem foi dada pelo projeto com injeção de 8m<sup>3</sup>/d também para a situação de preço de barril de petróleo mais otimista, contudo o lucro observado no Reservatório B foi muito baixo se comparado com o Reservatório A. Já os projetos propostos para os Reservatórios C e D não pagaram nem o investimento inicial para nenhuma das situações analisadas.

## REFERÊNCIAS

AZIZ, K; SETTARI, A. **Petroleum reservoir simulation**. Applied Science Publishers. Londres, 1979.

CRAIG JR., F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Society of Petroleum Engineers AIME. New York, 1971.

GLASO, O. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations." *Journal of Petroleum Technology* (May 1980): 785–795.

SILVA, M. do S. da. **Estudo paramétrico da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo**. Natal – RN, 2014.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. UFRN, Natal – RN, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

VALENTIM, P. C. **Análise econômica de um projeto de injeção de água aplicado a um reservatório com características do nordeste brasileiro**. UFRN, Natal, 2015.

Agência Brasileira do ISBN  
ISBN 978-85-7247-193-0

