



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO

CENTRO ACADÊMICO DO AGRESTE

NÚCLEO DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA CIVIL

**BRUNO HENRIQUE DA SILVA TORRES BEZERRA**

**ISABELLE SALES ALVES SOUSA**

**ANÁLISE DE RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO NA BACIA DE TAUBATÉ**

**CARUARU**

**2021**

**BRUNO HENRIQUE DA SILVA TORRES BEZERRA**

**ISABELLE SALES ALVES DE SOUSA**

**ANÁLISE DE RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO NA BACIA DE TAUBATÉ**

Trabalho apresentado como instrumento parcial de avaliação da disciplina de Engenharia de reservatório de petróleo do curso de Engenharia Civil, na Universidade Federal de Pernambuco, Campus Acadêmico do Agreste.

**Professora:** Dr.<sup>a</sup> Débora Cristina Almeida de Assis.

**CARUARU**

**2021**

## **RESUMO**

O presente relatório é referente ao Projeto de Recuperação de um reservatório na bacia de Taubaté. O sistema de recuperação estudado foi o de injeção de água, através de poços de injeção e poços produtores. Tendo exatamente como foco, qual a melhor disposição deste ao decorrer do reservatório, e a quantidade de poços, possibilitando a máxima recuperação de petróleo do reservatório na Bacia. O modelo foi projetado pelo Programa Griffin, o qual dispõe de malhas que irão situar o caminho percorrido da água e a produção por meio das cores azul e vermelho no Modelo de Corey, dentre os que o Griffin possibilita manusear, pois foi mais assertivo com os dados oferecidos. Espera-se que diante da metodologia prevista os resultados serão satisfatórios, no intuito de recuperar o petróleo retido na bacia, com a menor retenção possível nos poros da bacia, analisando o tipo de falha que essa é caracterizada, sua composição, reestruturação e localização do projeto na bacia.

**Palavras chaves:** Petróleo, simulação, saturação, Bacia de Taubaté.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Bacia de Taubaté.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2 Griffin.....</b>	<b>12</b>
<b>1.3 Malha.....</b>	<b>13</b>
<b>2. OBJETIVOS.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1 Objetivos gerais.....</b>	<b>15</b>
<b>2.2 Objetivos específicos.....</b>	<b>15</b>
<b>3. MÉTODOS.....</b>	<b>16</b>
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>18</b>
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>32</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>32</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Mapa de localização da bacia de Taubaté.....	7
Figura 2- Mapa estrutural sísmico em profundidade do embasamento da Bacia de Taubaté ....	8
Figura 3- Mapa estrutural da Bacia de Taubaté,.....	8
Figura 4- Mapa geológico de superfície .....	10
Figura 5- Seção sísmica B, transversal à bacia.....	10
Figura 6 - Métodos de recuperação .....	11
Figura 7- Processão de injeção da água.....	12
Figura 8- Mapa da bacia de Taubaté - delimitação do reservatório .....	16
Figura 9 - Propriedade da malha.....	18
Figura 10 - Características dos poços produtores .....	19
Figura 11- Mapa de distribuição de saturação - Instante 1 .....	20
Figura 12- Mapa de distribuição de saturação - Instante 2.....	21
Figura 13- Mapa de distribuição de saturação - Instante 3.....	21
Figura 14- Mapa de distribuição de saturação - Instante 4.....	22
Figura 15- Mapa de distribuição de pressão - Instante 1 .....	23
Figura 16- Mapa de distribuição de saturação - Instante 2.....	23
Figura 17- Mapa de distribuição de saturação - Instante 3.....	24
Figura 18- Mapa de distribuição de saturação - Instante 4.....	24

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades das rochas e dos fluídos .....	17
Tabela 2 - Vazão das primeiras simulações dos poços injetores .....	19
Tabela 3 - Vazão utilizada na otimização dos poços .....	20
Tabela 4 - Produção total de óleo .....	28
Tabela 5 - Produção acumulada de óleo .....	30
Tabela 6- Vazão total de água .....	31

## LISTA DE GRÁFICOS

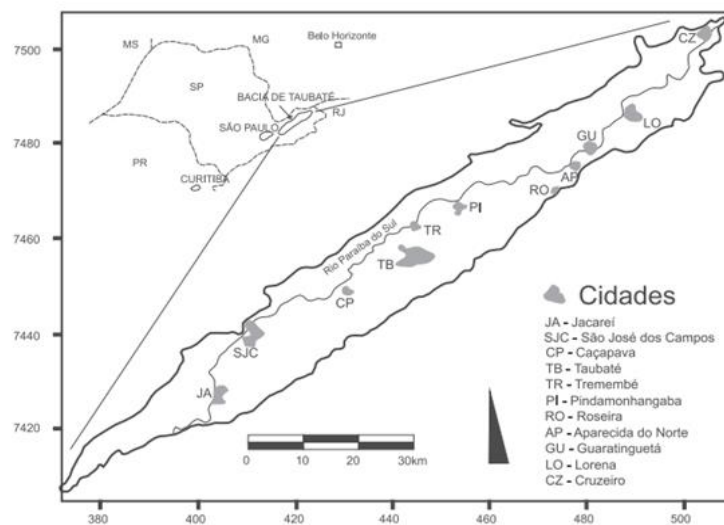
Gráfico 1- Pressão nos inspetores de linha.....	25
Gráfico 2- Vazão total x vazão óleo .....	26
Gráfico 3 - Vazão óleo x vazão água.....	27
Gráfico 4 - Produção acumulada de óleo nos poços produtores.....	28
Gráfico 5 - Produção total - Produtor 1 .....	29
Gráfico 6- Produção total - Produtor 2 .....	29
Gráfico 7- Produção total - Produtor 3 .....	30

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Bacia de Taubaté

Inicialmente serão abordadas informações referentes ao modelo geológico da bacia de Taubaté. Esta ‘faz parte de um conjunto de bacias rift orientadas na direção ENE, subparalela às principais estruturas geológicas e geomorfológicas do sudeste do Brasil. Desse conjunto, denominado "Rift Continental do Sudeste do Brasil".’ (Riccomini, 1989). A bacia possui 180km por 18km e é bastante compartimentada, composta por uma série de grabens assimétricos separados por zonas de transferência e altos internos. Nos depocentros mais profundos, a espessura de sedimentos chega a cerca de 600m. Está situada geograficamente no estado de São Paulo, nas cidades abaixo informadas, banhadas pelo Rio Paraíba do Sul.

*Figura 1- Mapa de localização da bacia de Taubaté*



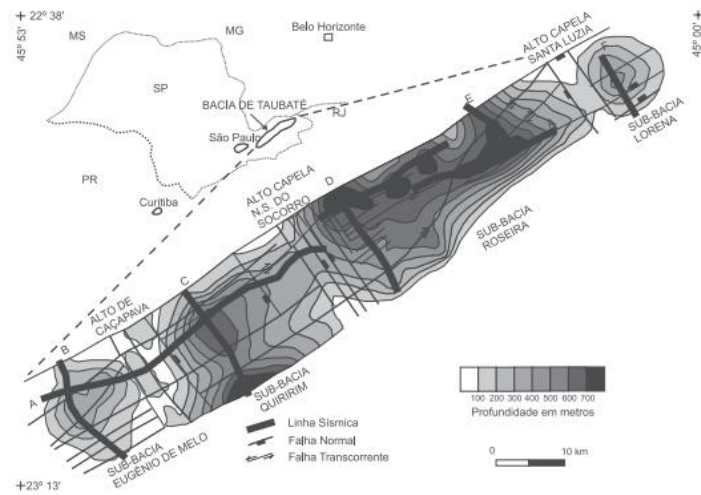
**Fonte:** Revista do Instituto de Geociências - USP

A bacia assenta-se sobre rochas ígneas e metamórficas do Cinturão de Dobramentos Ribeira, datadas desde o Paleoproterozoico até o Neoproterozoico (Hasui e Ponçano, 1978) e seu arcabouço é formado por semigrábens separados por zonas de transferências ou de acomodação, com depocentros invertidos, em típica geometria de bacia do tipo rift.



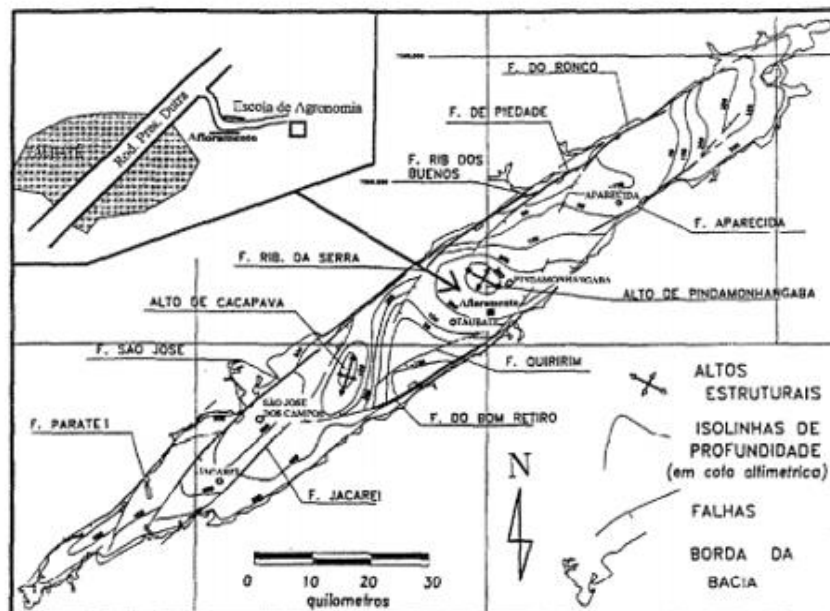
Abaixo é possível observar as profundidades e estrutura da Bacia de Taubaté.

*Figura 2- Mapa estrutural sísmico em profundidade do embasamento da Bacia de Taubaté*



**Fonte:** Revista do Instituto de Geociências - USP

*Figura 3- Mapa estrutural da Bacia de Taubaté,*



**Fonte:** Instituto de geociências, Unicamp.

A bacia é preenchida de sedimentos, identificados por estudos como quatro ciclos que são compostos por quatro sequências de disposição. Tremembé (Paleógeno), Taubaté (Paleógeno), (estas são inferiores e são caracterizadas por leques aluviais, fluvial entrelaçado, fluvial meandrante e lacustre), Pindamonhangaba (Neógeno) e Vale do Paraíba (Quaternário) (essas são compartimentos mais superficiais que as anteriores e se caracterizam por sistemas de leques aluviais, fluvial entrelaçado e fluvial meandrante), estudos também apontam unidades sísmicas na região.

Como mostrado na figura, essa bacia possui assimetrias, estas ocasionadas pela atividade tectônica, que influenciou principalmente nas disposições Tremembé e Taubaté, que são derivadas de Paleógenos, ou seja, são os preenchimentos sedimentares dessa região específica. As demais disposições também são derivadas de atividades tectônicas, no entanto em essa reestruturação foi feita em diferentes sobreposições.

Foram identificadas 5 litofácies principais:

- Arenitos grossos a conglomeráticos, angulosos, composicionalmente imaturos (arcósios, com os feldspatos totalmente caulinizados), suportado por grãos. Apresentam truncamentos internos e evidências de base erosiva, como fragmentos de argila, micro falhas e contatos abruptos. A estratificação é de difícil visualização, podendo ocorrer cruzadas tabulares, atingindo 6 m de espessura;

- Arenitos finos a grossos, imaturos, com estratificação cruzada acanalada e espessura métrica. arenitos muito finos a finos, com frequentes intercalações rítmicas de siltitos e argilitos, com laminação cruzada e climbing ripples. Apresentam cor amarelada pelo intemperismo.

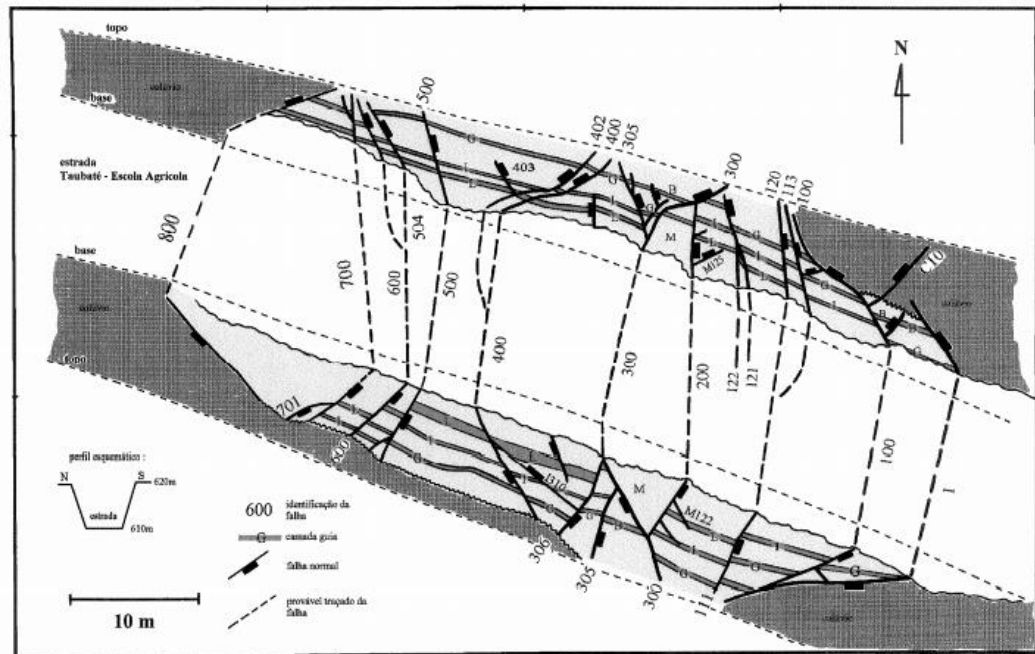
- Argilitos laminados e folhelhos, com até 80 cm de espessura e boa continuidade no afloramento. Frequentemente bioturbados. Apresentam cor roxa pela ação do intemperismo;

- Colúvio, que corre no topo do afloramento e nas bordas leste e oeste, limitado por falhas.

Os argilitos contínuos e as estruturas sedimentares presentes constituem importantes heterogeneidades deposicionais, podendo servir de barreiras à permeabilidade vertical no caso de reservatórios de petróleo (Miall, 1988). A presença de limonita junto à base dos arenitos permeáveis, observada no afloramento, sugere a precipitação de óxidos de ferro produzida no encontro de água meteórica com as camadas impermeáveis.

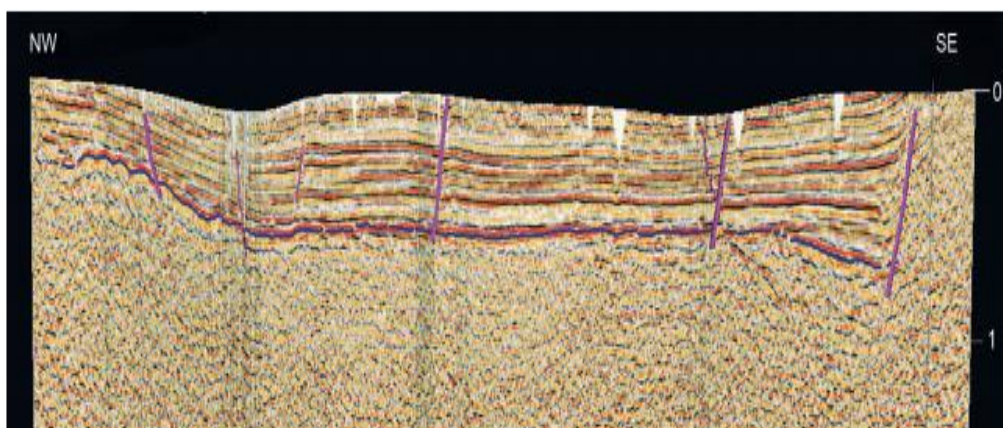
Esses materiais são dispostos nas falhas da bacia, o que interfere nas propriedades do reservatório e das formas de obtenção do óleo. Abaixo estão algumas imagens das posições das falhas em um ângulo superior e lateral:

*Figura 4- Mapa geológico de superfície*



**Fonte:** Instituto de geociências, UNICAMP.

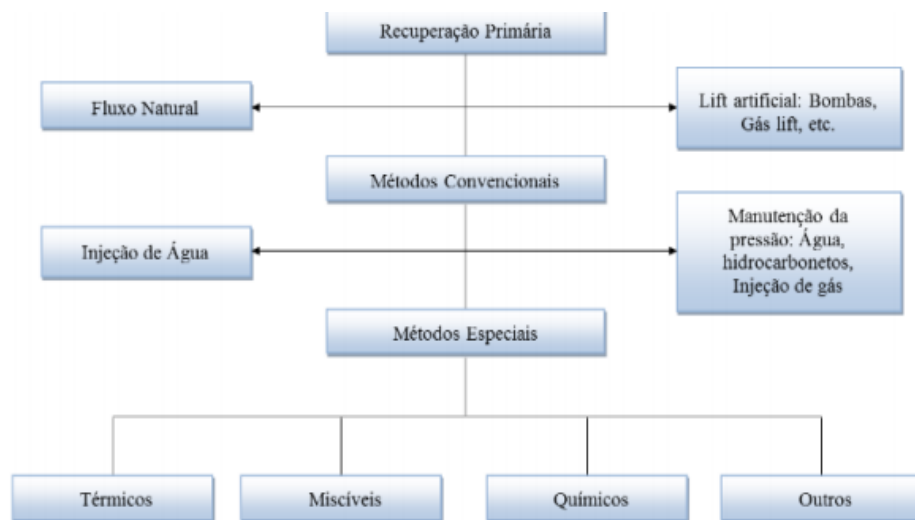
*Figura 5- Seção sísmica B, transversal à bacia.*



**Fonte:** Revista do Instituto de Geociências - USP

Para executar um projeto de recuperação é necessário um estudo prévio do melhor método, que tenha melhor viabilidade econômica e técnica e que atenda aos requisitos da região. Abaixo há um fluxograma que dispõe dos possíveis métodos estudados previamente em sala de aula.

*Figura 6 - Métodos de recuperação*



**Fonte:** Nascimento, 2012

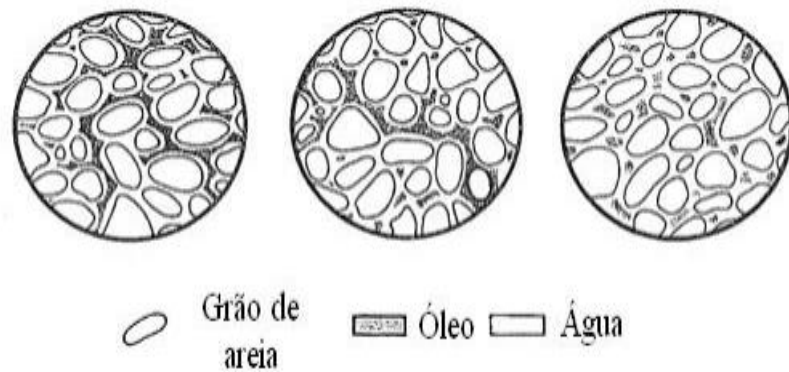
O método indicado para esse projeto pela orientadora foi o de injeção de água que consiste em deslocar do óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores, obtendo-se assim um aumento, em relação a recuperação primária, do percentual recuperável e consequentemente das reservas.

Além do aumento de recuperação de óleo, a injeção de água também é caracterizada por:

- (1) Manter a pressão do reservatório quando a expansão do aquífero ou da capa de gás for insuficiente para o propósito. Neste caso, o processo deve ser considerado como de manutenção de pressão, e não de recuperação.
- (2) Eliminação da salmoura produzida com o óleo se a descarga na superfície não for possível (por exemplo, em lagos ou fontes de água doce). Sobre o processo de expulsão do petróleo dos poros das rochas, Paulino (2007) relata que o fluido injetado (água), fluido deslocante, deve empurrar o óleo, fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso.

Como a água não consegue expulsar todo o óleo presente nos poros, primeiramente pelo fato de usas diferentes composições, resta ao final do processo de injeção uma saturação residual de óleo, como mostrado na figura abaixo:

*Figura 7- Processo de injeção da água*



**Fonte:** Craig Jr., 1971

## 1.2 GRIFFIN

O Modelo computacional utilizado para este projeto foi o Griffin, um programa com intuito didático, ou seja, desenvolvido para o aperfeiçoamento dos estudantes da área, e não propriamente para a elaboração de grandes projetos. Desenvolvido pelo Laboratório de Simulação numérica em Mecânica dos Fluidos e Transferência de Calor na Universidade Federal de Santa Catarina (SINMEC/UFSC). O manual de uso do programa descreve como um simulador de bidimensional (2D), onde a base da formulação numérica se baseia no método dos volumes finitos baseado em elementos (EbFVM). Usando a formulação numérica em EbFVM o Griffin emprega malhas não-estruturadas em triângulos.

A interface do aplicativo é simples de fácil manuseio, no qual pode-se realizar pré e pós-processamento de dados. Ele oferece uma representação em duas dimensões do reservatório simulado; deslocamento bifásico (água/óleo) imiscível e incompressível; reservatório homogêneo e anisotrópico.

O modelo escolhido para as aplicações foi o Modelo de Corey pois o Griffin possibilita a escola de vários modelos para o usuário optar pelo qual melhor suprir suas necessidades de

determinação da permeabilidade relativa. O modelo escolhido apresentou melhor ajuste para os dados trabalhados.

Segundo o manual teórico do Griffin disponibilizado juntamente com o programa a parametrização do Modelo de Corey é dada pelas equações:

$$krw = \alpha_1 \bar{s}^{\alpha_2}$$

$$kro = \alpha_3 (1 - \bar{s})^{\alpha_4}$$

Os parâmetros  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\alpha_3$  e  $\alpha_4$  são usados para determinar o formato específico das curvas.

A saturação normalizada é dada pela equação:

$$\bar{s} = (s - s_{min}) / (s_{max} - s_{min})$$

$krw$  é a permeabilidade relativa à água;

$kro$  é a permeabilidade relativa ao óleo;

$\bar{s}$  é a saturação normalizada;

$s$  é a saturação de fluido;

$s_{min}$  e  $s_{max}$  são os valores extremos correspondentes a saturação de água.

### 1.3 MALHA

Uma malha computacional pode ser formada através de linhas e pontos, no qual os pontos são os locais onde as linhas se cruzam e tem como principal objetivo a orientação para o cálculo de propriedades físicas que é baseado num modelo matemático. Logo uma malha computacional pode ser definida com uma representação ou a “discretização” do plano físico que será utilizado na simulação numérica. Quanto mais construída for a malha, melhor será a solução para o modelo matemático utilizado

Na simulação de reservatórios de petróleo são utilizadas malhas que empregam a formulação do método de volumes finitos baseado em elementos (EbFVM), no qual a construção dos volumes de controles se dá ao redor de cada vértice da malha. onde os volumes de controle são

construídos ao redor de cada vértice da malha. Os refinamentos realizados na malha, são usados para o estudo da influência do tamanho dessa malha e quanto se recupera de óleo no reservatório. Além da variação do tempo de simulação de acordo com as dimensões da malha escolhida.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivos gerais**

O presente trabalho, tem como seu principal objetivo, analisar qual a melhor estratégia de produção de petróleo para o campo modelado, na Bacia de Taubaté, utilizando uma simulação numérica 2D.

### **2.2 Objetivos específicos**

**2.2.1** Conhecer as principais variáveis que influenciam na produção do petróleo no campo citado.

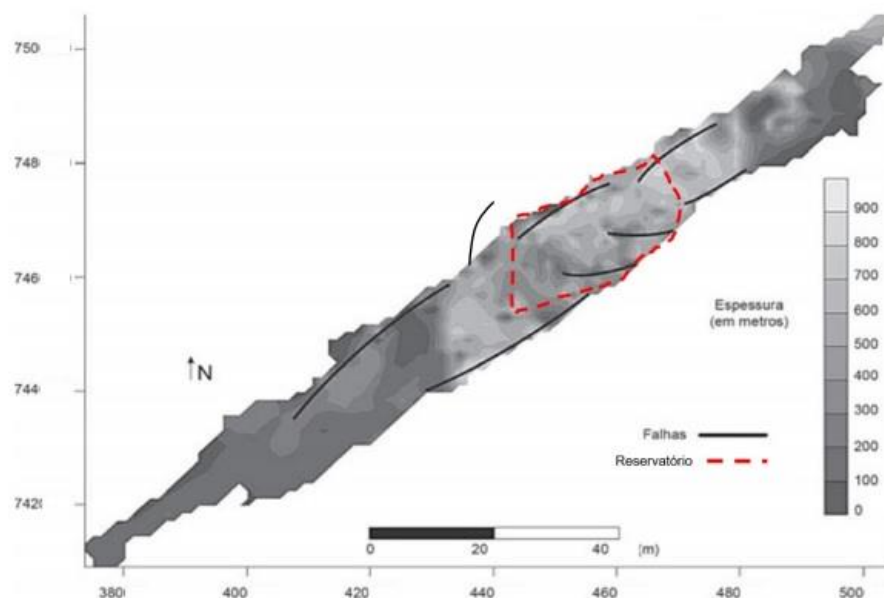
**2.2.2** Determinar a quantidade e localização dos poços injetores e produtores e qual resultado é possível obter com suas respectivas variações.



### 3. MÉTODOS

Inicialmente, após ser aberto o software de simulação, Griffin. Deu-se início a um novo estudo, o qual denominou-se estudo da bacia de Taubaté. Em seguida começou a ser definida a geometria, a partir da inserção de uma imagem real da bacia, com as delimitações da localização do reservatório que seria utilizado para criar o contorno, como mostra a imagem a seguir:

*Figura 8- Mapa da bacia de Taubaté - delimitação do reservatório*



**Fonte:** Adaptado de carvalho (2011)

Logo após, é ajustado a proporcionalidade da imagem a partir da escala disponível, para que as distâncias sejam mais reais possíveis. Ainda na etapa dos ajustes da geometria do reservatório, são colocados os pontos de contorno, seguindo a orientação das linhas pontilhadas na cor vermelha, sendo expandidas de modo que não venha causar algum conflito entre os pontos ou no simulador. As falhas presentes no reservatório que podem ser vistas como linhas pretas, também foram inseridas, além da distribuição dos pontos para a alocação dos poços. Dando continuidade, são alocados 3 poços produtores e 3 injetores. Ainda assim, é criada e definida a malha que será utilizada para o estudo do reservatório.

A etapa seguinte, constituiu da definição das propriedades da rocha e do fluido do reservatório que foram utilizadas para simulação, foi definido a porosidade da rocha, permeabilidade, saturação inicial da água, saturação mínima da água, saturação máxima da água, viscosidade do óleo, viscosidade da água, além de outras informações complementares. Em seguida foi definido as condições de simulação, isto é o tempo de observação do reservatório, além de condições de salvamento da simulação. Por fim, sendo realizada a simulação, São criados gráficos temporais e espaciais, para a obtenção dos resultados, permitindo assim, a análise das condições e da eficiência dos parâmetros utilizados e disposição dos poços ao longo de todo o reservatório.

Sendo assim, as propriedades utilizadas para a rocha e o fluido são mantidas iguais durante toda a simulação e são elas:

*Tabela 1 - Propriedades das rochas e dos fluídos*

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Porosidade	$\phi=30$	%
Permeabilidade	$K_x=500$ $K_y=500$	mD
Saturação inicial da água	$S_{w0}=15$	%
Saturação mínima da água	$S_{wmin}=15$	%
Saturação máxima da água	$S_{wmax}=90$	%
Viscosidade do óleo	$\mu_o=50$	cp
Viscosidade da água	$\mu_w=1$	cp
Rocha reservatório	Arenito pouco consolidado	
<u>Rocha/fluido</u>	<u>Tempo final de simulação</u>	<u>Salvamento dos resultados</u>
Alpha 1= 0.2	Tempo real: 1000 dias	<u>Propriedades: 10 dias</u> <u>Varição de poço: 5 dias</u>
Alpha 2= 3.5		
Alpha 3= 0.8		
Alpha 4= 3.5		

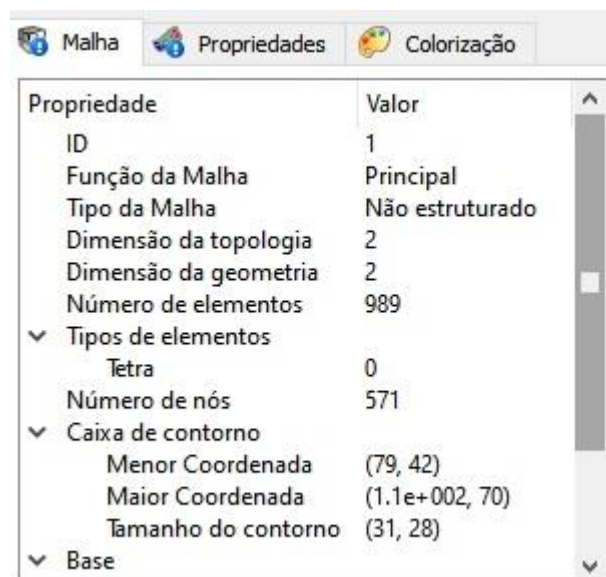
**Fonte:** Dos autores

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O simulador utilizado, por se tratar de um software que geralmente é utilizado para fins acadêmicos, apresentou alguns erros e falhas, dentre eles a não simulação do reservatório após a alteração da disposição dos poços, além do fechamento inesperado diante de algumas alterações, dificultando a possibilidade de grandes variações para a simulação. Mediante o acontecido, os parâmetros que foram alterados em busca da otimização da obtenção do resultado, foram basicamente vazão total da injeção e a pressão dos poços.

Em ambas as simulações realizadas foi utilizada uma malha possuindo  $1 \text{ m}^2$ , que apresentou as seguintes características:

*Figura 9 - Propriedade da malha*



Propriedade	Valor
ID	1
Função da Malha	Principal
Tipo da Malha	Não estruturado
Dimensão da topologia	2
Dimensão da geometria	2
Número de elementos	989
▼ Tipos de elementos	
Tetra	0
Número de nós	571
▼ Caixa de contorno	
Menor Coordenada	(79, 42)
Maior Coordenada	(1.1e+002, 70)
Tamanho do contorno	(31, 28)
▼ Base	

**Fonte:** Dos autores

Chegou-se ao atual parâmetro, pois apresentou um bom refinamento e um tempo de simulação ótimo, levando aproximadamente 2 minutos para a finalização das simulações, permitindo assim a continuidade das simulações, tentando otimizar a recuperação do óleo.

Para todas as simulações que foram realizadas foi utilizado o mesmo valor para todos os 3 poços produtores, no qual a condição de operação foi a pressão do poço prescrita sendo a pressão do poço 1 Mpa, e raio 0.15 M, como observa-se na imagem a seguir:

*Figura 10 - Características dos poços produtores*

Dados do Poço		Colorização
Nome	PRO 1	
Localização	P 7	
Raio	0.15 [m]	
Tipo	Produtor	
Condição de operação	Pressão de poço prescrita	
Pressão do poço	1 [MPa]	

**Fonte:** Dos autores

O parâmetro escolhido para ser alterado, até chegar em um conjunto de configurações ideais para a o reservatório, foi a vazão total prescrita para os poços injetores, de acordo com a tabela abaixo observamos que, quando analisado os resultados, o reservatório possuía uma alta vazão de água e uma baixa vazão de óleo, o que não tornava viável a utilidade daquele reservatório.

*Tabela 2 - Vazão das primeiras simulações dos poços injetores*

Vazão total prescrita para os poços injetores	Resultados obtidos
5 [m <sup>3</sup> /d]	Péssimo
1 [m <sup>3</sup> /d]	Ruim
0.5 [m <sup>3</sup> /d]	Regular

**Fonte:** Dos autores

Logo, ao analisar o mapa de saturação e os gráficos relacionados, observamos que ao se diminuir a vazão total prescrita para os poços injetores, é possível obter uma maior vazão para o óleo nos poços produtores enquanto se tem uma menor vazão de água, fazendo assim com que a vazão total seja composta com um maior percentual de óleo. Chegamos no melhor resultado a partir das seguintes configurações na vazão dos poços injetores.

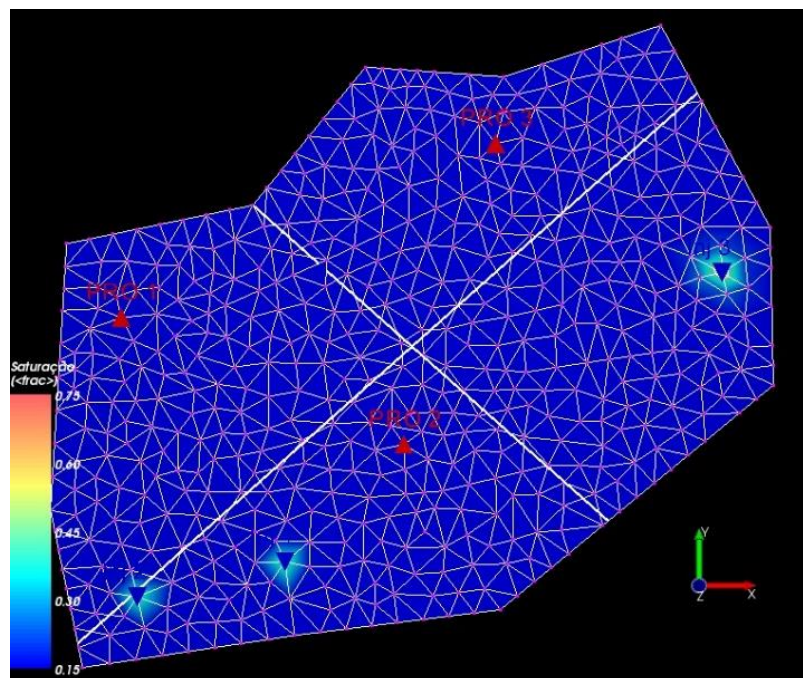
*Tabela 3 - Vazão utilizada na otimização dos poços*

Poço Injetor	Vazão total prescrita	Raio
INJ 1	0.01 [m <sup>3</sup> /d]	0.15 M
INJ 2	0.01 [m <sup>3</sup> /d]	0.15 M
INJ 3	0.02 [m <sup>3</sup> /d]	0.15 M

**Fonte:** Dos autores

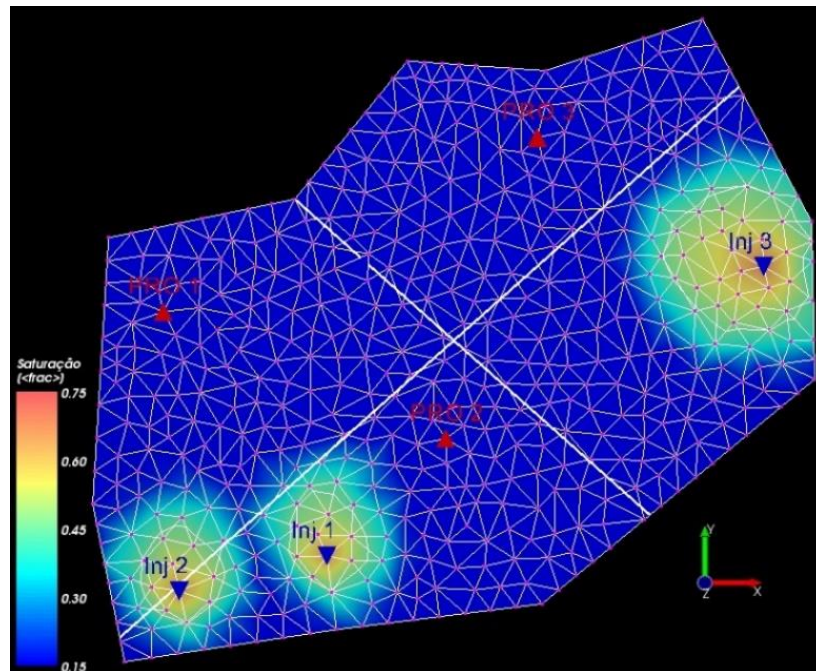
Dessa forma, foi feito novamente a simulação com os parâmetros definidos e que não foram variados, e com as devidas alterações relacionadas a vazão total prescrita dos poços injetores. Sendo assim, as imagens abaixo, mostram o mapa de distribuição da saturação do reservatório em 4 instantes de tempo diferente:

*Figura 11- Mapa de distribuição de saturação - Instante 1*



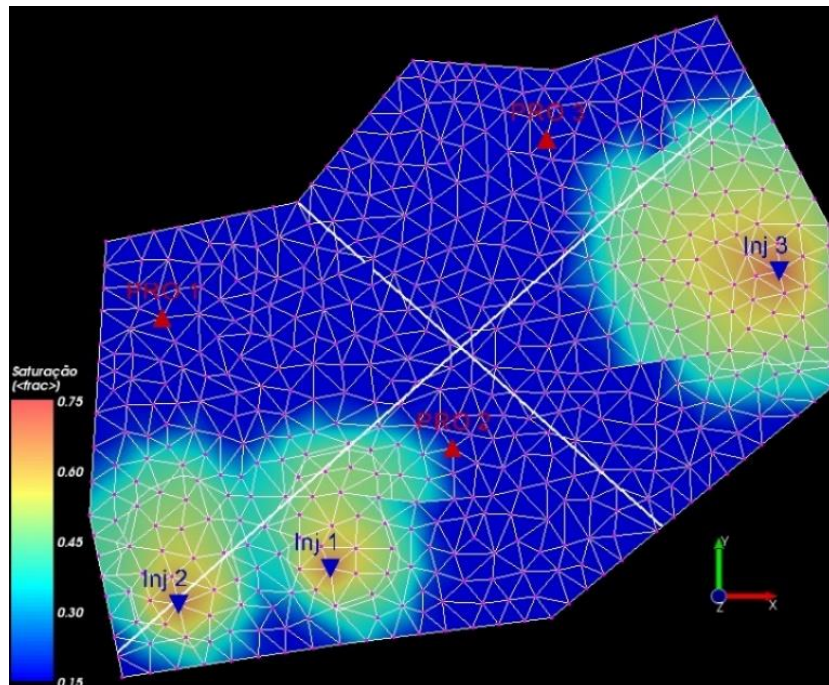
**Fonte:** Dos autores

*Figura 12- Mapa de distribuição de saturação - Instante 2*



**Fonte:** Dos autores

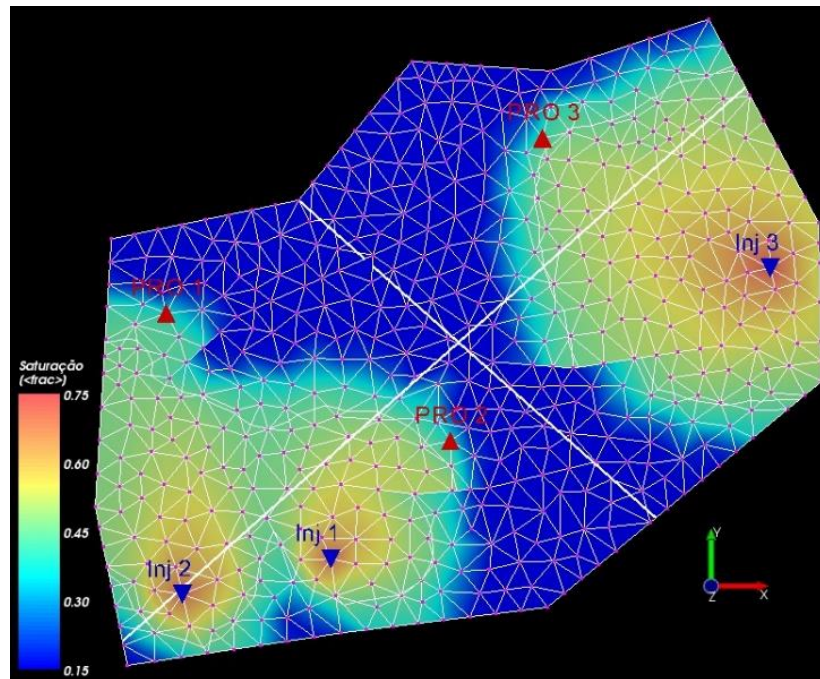
*Figura 13- Mapa de distribuição de saturação - Instante 3*



**Fonte:** Dos autores



*Figura 14- Mapa de distribuição de saturação - Instante 4*

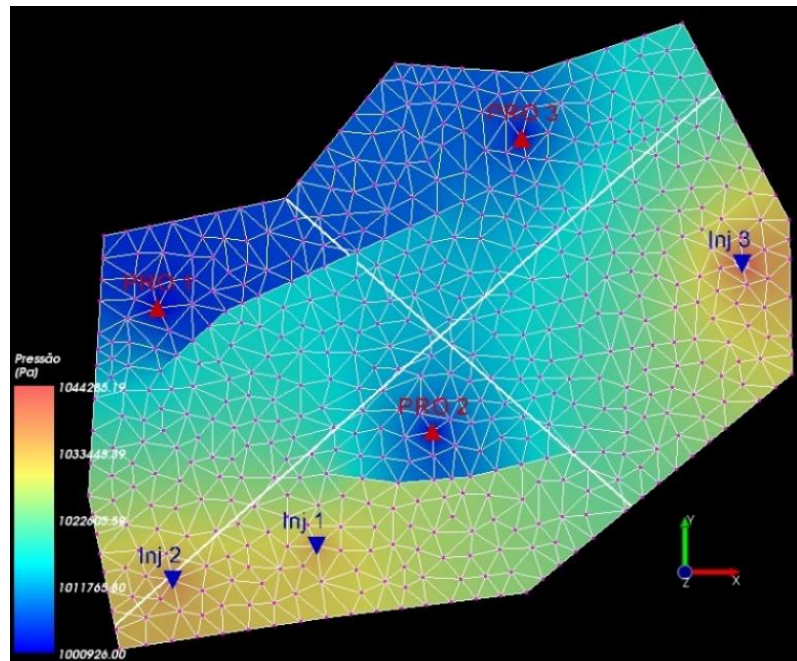


**Fonte:** Dos autores

Ao analisar o mapa da saturação inicial, é possível observar que a saturação presente nos poços injetores se encontra bem baixa, porém ainda maior que a dos poços produtores. Com o passar do tempo, observa-se o aumento da saturação, partindo dos poços injetores percorrendo o reservatório em direção à os produtores, e isso se dá, devido a injeção da água fazendo com que a recuperação do óleo seja mais alta no início e vá diminuindo com os andamentos dos dias, fazendo com que os poços produtores comecem a diminuir sua produção de óleo e aumentando a vazão de água. Através dos mapas de saturação do reservatório, também é possível observar a interferência que as falhas geológicas causam no processo de recuperação dos poços, dificultando o deslocamento da água injetada.

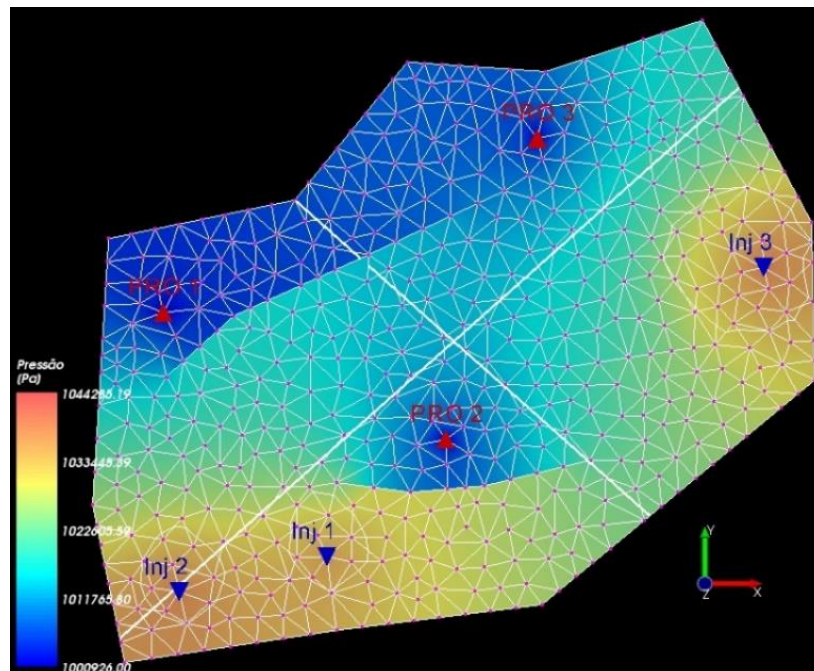
Através da simulação pode-se obter, o mapa de distribuição da pressão ao longo do reservatório em 4 instantes de produção, como é possível observar nas imagens a seguir:

*Figura 15- Mapa de distribuição de pressão - Instante 1*



**Fonte:** Dos autores

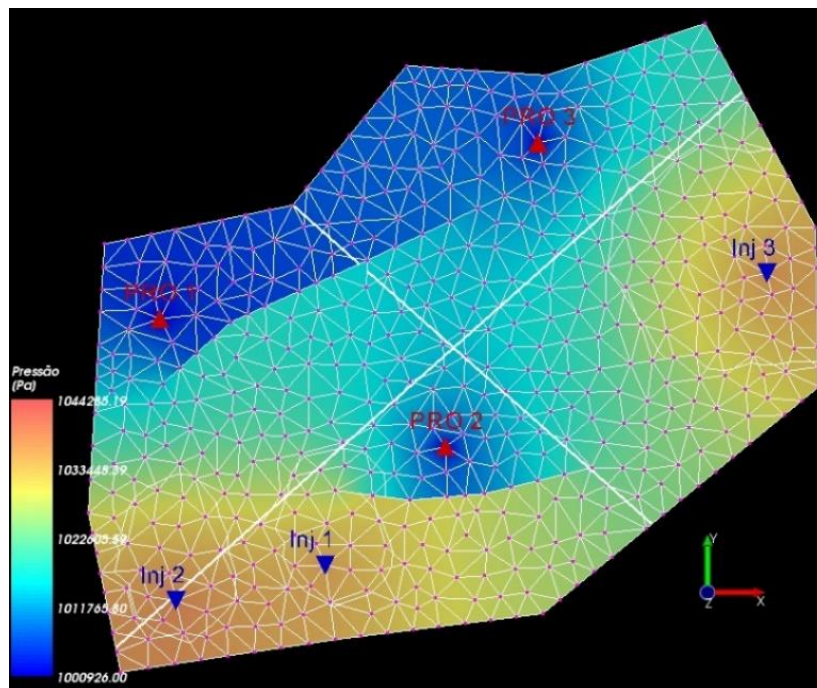
*Figura 16- Mapa de distribuição de saturação - Instante 2*



**Fonte:** Dos autores

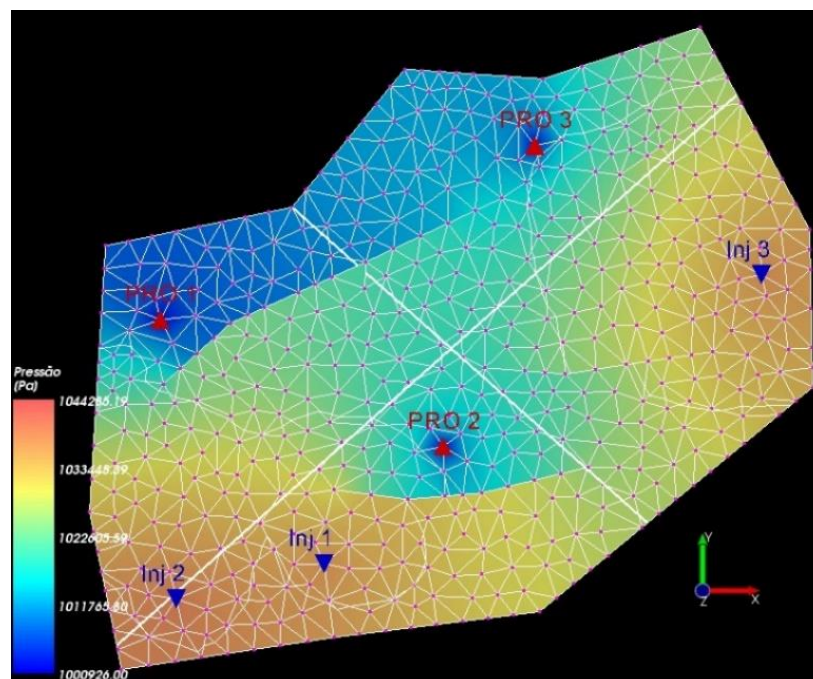


*Figura 17- Mapa de distribuição de saturação - Instante 3*



**Fonte:** Dos autores

*Figura 18- Mapa de distribuição de saturação - Instante 4*



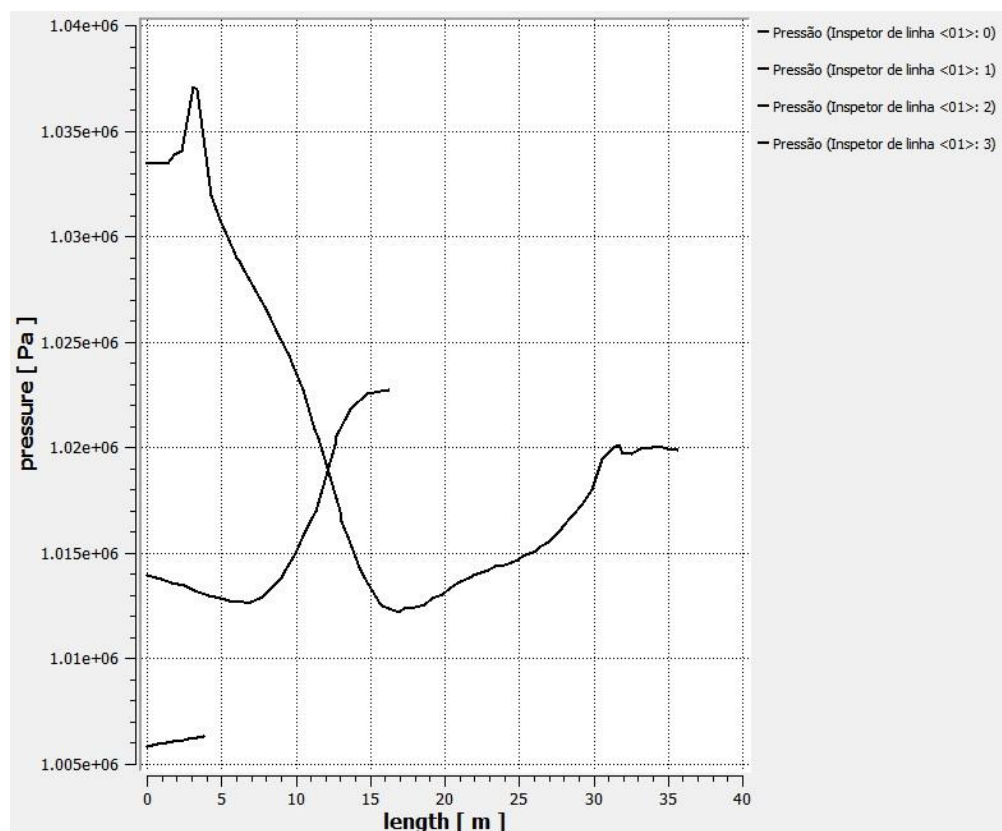
**Fonte:** Dos autores

Através da visualização das imagens do mapa de distribuição de pressão, observamos que existe uma pequena mudança e acontece de forma mais visível ao redor dos poços produtor 1,

produtor 2 e produtor 3, mas também pode-se observar um deslocamento das cores partindo dos poços injetores para os produtores.

Ainda, pode-se observar que na imagem contém duas linhas brancas que se cruzam e percorrem o reservatório, são os chamados inspetores de linha e são colocados através da criação de um gráfico espacial. Neles podemos observar qual a variação de algumas características ao longo de todo o reservatório. No atual estudo, foi selecionado o gráfico de pressão:

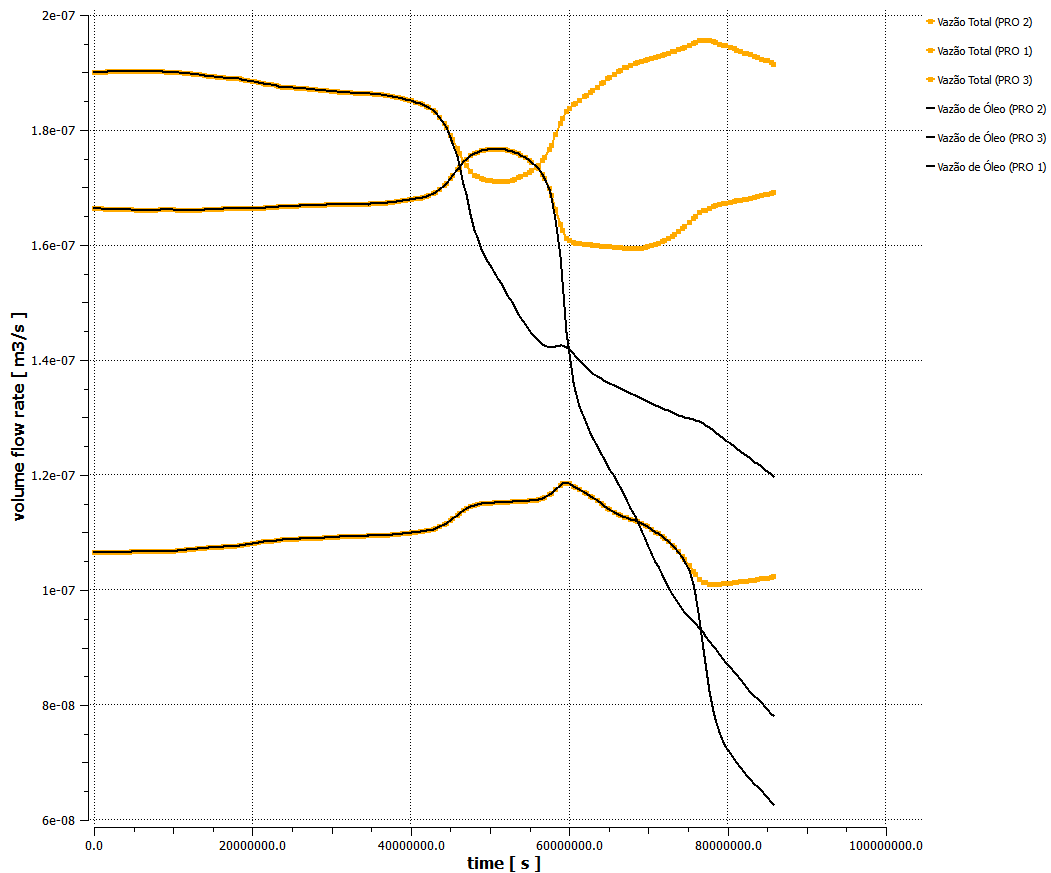
*Gráfico 1- Pressão nos inspetores de linha*



**Fonte: Dos autores**

Sabendo que o estudo tem como o principal objetivo a otimização da recuperação de óleo, através da injeção de água, tem-se os gráficos que estão relacionados diretamente a vazão total. O primeiro deles é o gráfico de comparação entre a vazão total produzida e vazão de óleo, através dele podemos observar se está sendo viável a utilização desses poços para a recuperação do petróleo. Como mostra o gráfico a seguir:

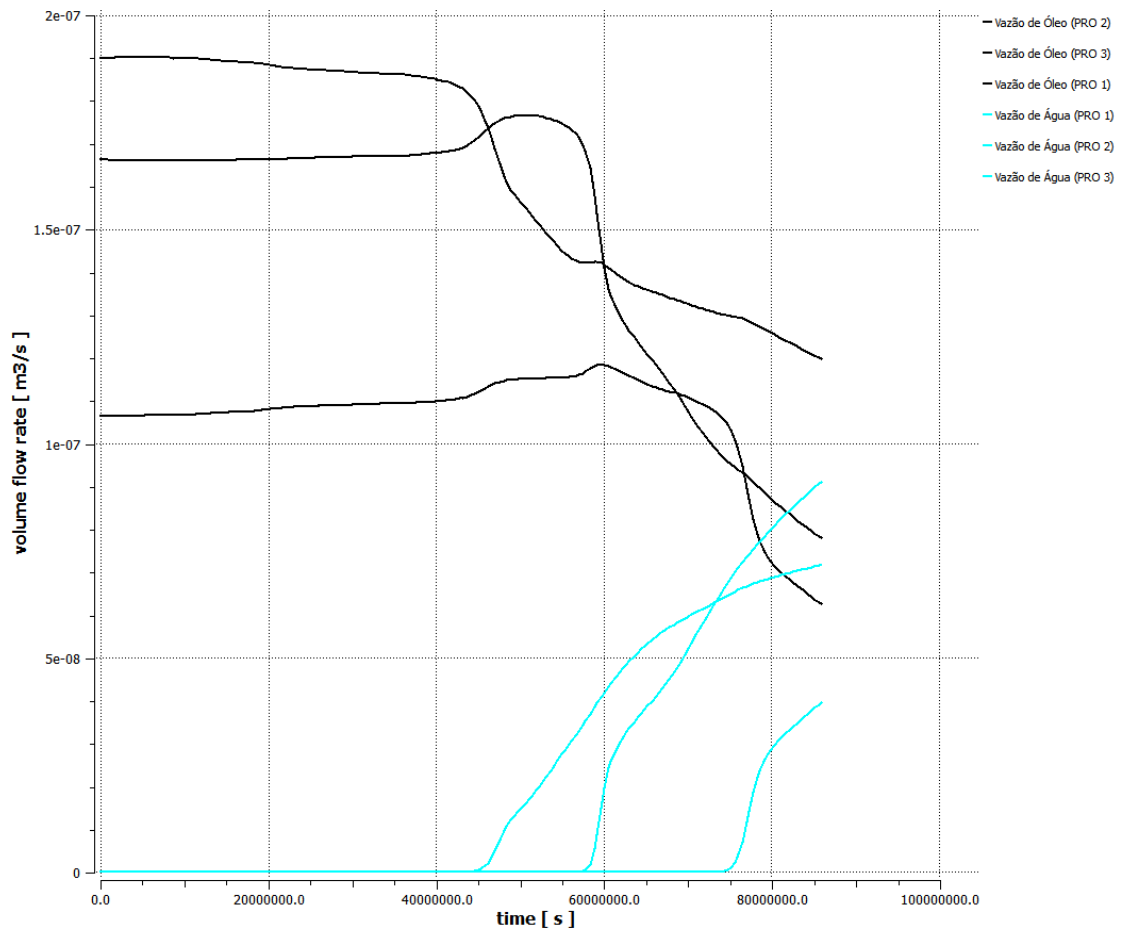
Gráfico 2- Vazão total x vazão óleo



Fonte: Dos autores

De acordo com o gráfico, podemos observar que o poço produtor 2 possui uma maior vazão, seguidos pelos poços 3 e 1. Observa-se também que do tempo inicial até aproximadamente a metade dos dias, a vazão total é muito aproximada da vazão do óleo para ambos os reservatórios, e isso acontece, pois, a vazão de água nos dias iniciais é muito pequena, se comparada com a vazão de óleo. Pode-se observar também que a curva do amarela, que representa vazão total, começa a se distinguir da curva preta que é a vazão do óleo, a partir da metade do tempo e nos poços 2 e 3 ela possui uma maior diferença, enquanto no poço 1 a variação é pequena. Esse acontecimento, pode ser visto com maior clareza através do gráfico da vazão do óleo x vazão da água, visto a seguir:

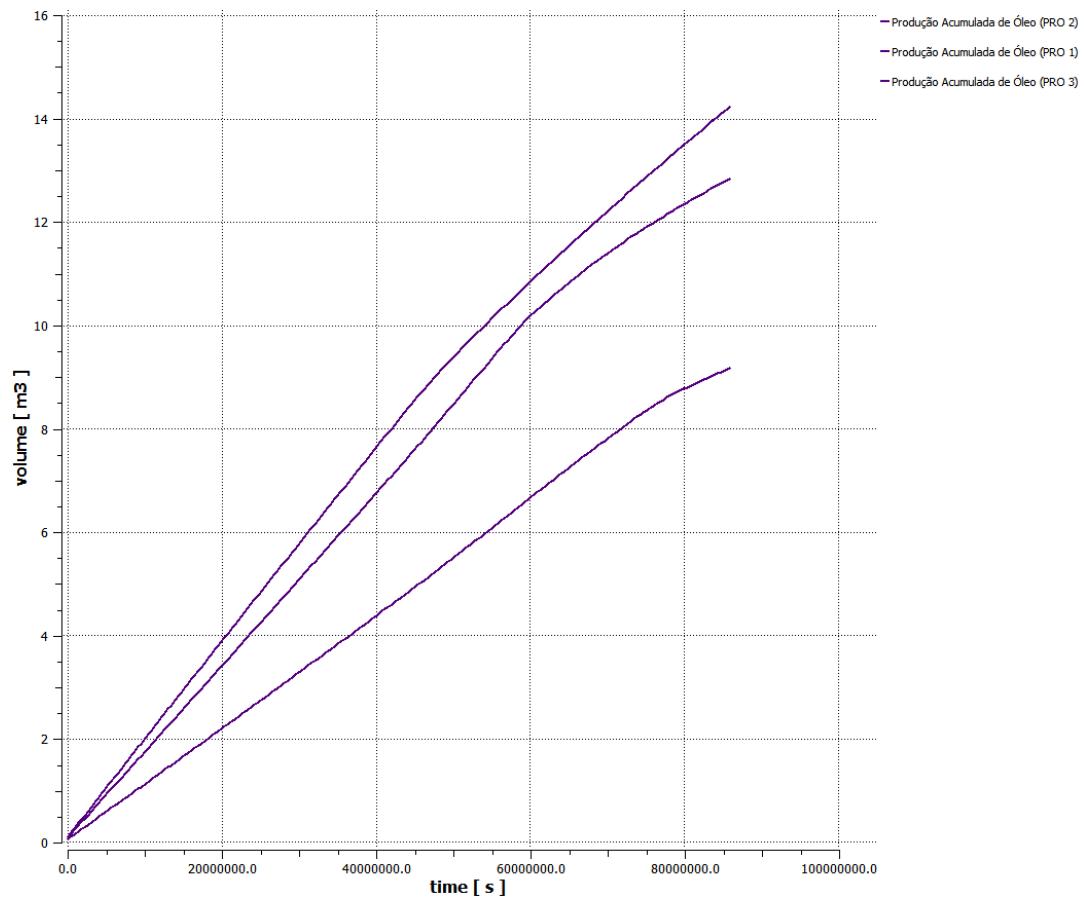
Gráfico 3 - Vazão óleo x vazão água



Fonte: Dos autores

Dessa forma, conseguimos provar que a vazão da água nos dias iniciais é muito pequena, aumentando assim a partir da metade do tempo analisado, e confirmamos também a afirmação em que o poço 1 é o que apresenta uma menor vazão de água. Para comprovar qual o poço produtor possui uma maior produção acumulada de óleo, obtivemos o gráfico para produção acumulada de óleo que pode ser visto a seguir:

*Gráfico 4 - Produção acumulada de óleo nos poços produtores*



**Fonte:** Dos autores

Ao analisar o gráfico de produção acumulada de óleo para os poços produtores observamos que a produção se encontra em uma faixa entre 8 à 16 M<sup>3</sup> de óleo, para cada poço. No intuito de se obter uma maior precisão sobre a quantidade de óleo recuperado, os dados foram exportados em forma de planilha, no qual realizou-se os devidos cálculos, podendo então obter os seguintes resultados, referentes a acumulação de óleo total.

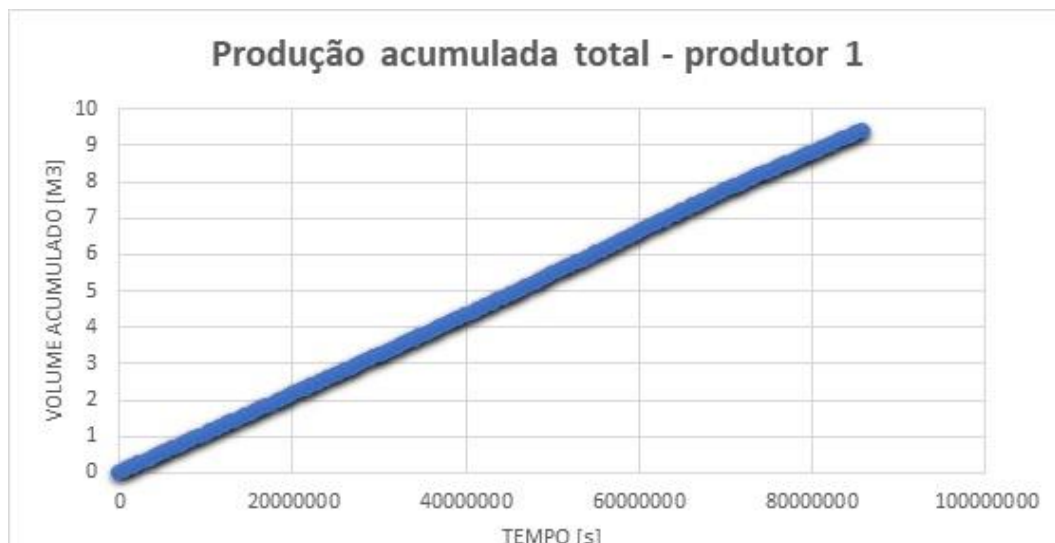
*Tabela 4 - Produção total de óleo*

Produção acumulada total de Óleo [m <sup>3</sup> ]	
Produtor 1	9,170382533
Produtor 2	14,22805624
Produtor 3	12,83728638
TOTAL	36,23572515

**Fonte:** Dos autores

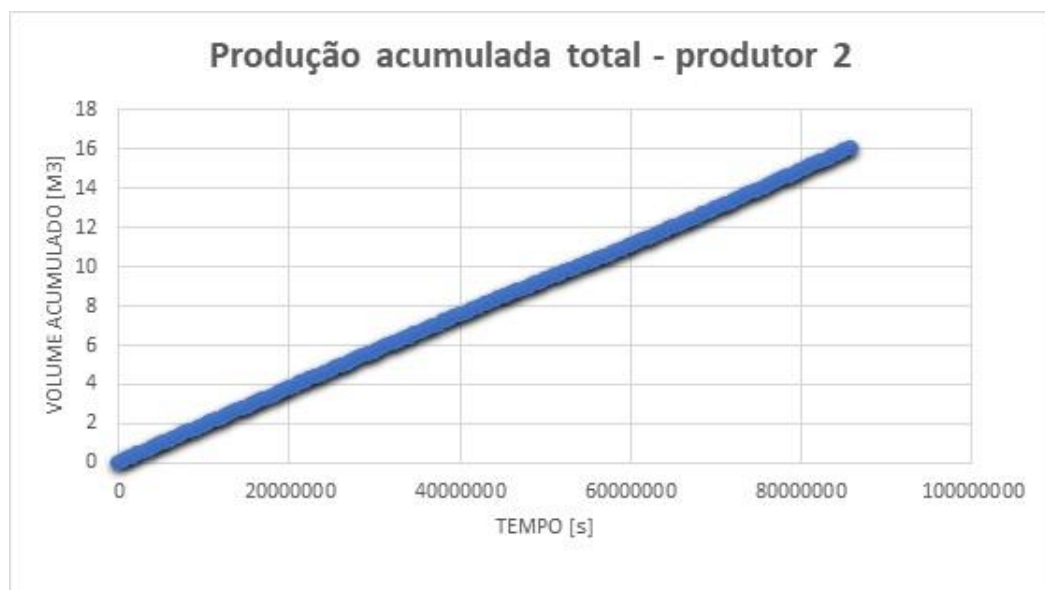
Dessa maneira confirmamos que o Poço 2 foi o poço com maior produção acumulada de óleo, seguindo dos poços 3 e 1. Observamos também que a produção acumulada total do óleo foi de 36,235 M<sup>3</sup>. A partir da planilha obtida no simulador e com o auxílio de outro software, conseguimos os gráficos individuais de produção Acumulada total para cada poço produtor.

*Gráfico 5 - Produção total - Produtor 1*



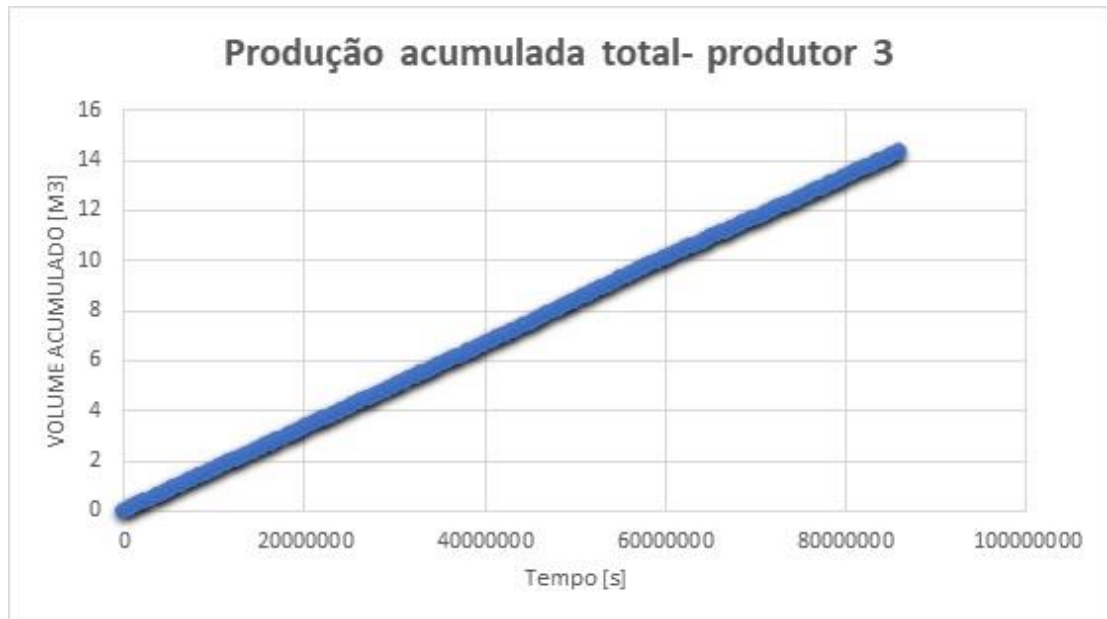
Fonte: Dos autores

*Gráfico 6- Produção total - Produtor 2*



Fonte: Dos autores

*Gráfico 7- Produção total - Produtor 3*



**Fonte:** Dos autores

Também a partir da mesma planilha, no intuito de quantificar de forma mais conclusiva, realizando os cálculos necessários, foi obtido a vazão total nos 3 poços produtores e esses foram os seguintes resultados:

*Tabela 5 - Produção acumulada de óleo*

Vazão total (m3)	
Produtor 1	9,393681432
Produtor 2	16,02613528
Produtor 3	14,33213836
TOTAL	39,75195507

**Fonte:** Dos autores

O que mais uma vez permite a confirmação do ranking de produção para os poços produtores escolhidos e alocados para o reservatório. Sendo assim, de forma rápida, podemos obter a vazão de água de cada poço, realizando uma simples subtração entre a vazão total e vazão de óleo, ficando com os seguintes resultados:

*Tabela 6- Vazão total de água*

Vazão total água (m3)	
Produtor 1	0,223298899
Produtor 2	1,798079036
Produtor 3	1,494851984
TOTAL	3,516229919

**Fonte:** Dos autores

Confirmando então, a afirmação que o poço produtor 1 foi o que obteve a menor vazão total de água e também de óleo.



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por tanto, o estudo foi conduzido tendo como seu principal objetivo a otimização da produção de petróleo em um reservatório na bacia de Taubaté, no qual algumas propriedades foram mantidas fixas ao longo de todas as simulações, como a porosidade da rocha, permeabilidade, saturação inicial da água, saturação mínima da água, saturação máxima da água, viscosidade do óleo, viscosidade da água, além de outras informações complementares

Através do estudo pode-se aplicar de maneira prática todo o assunto visto em sala de aula, partindo da conceituação teórica de assuntos como saturação e formas de recuperação do petróleo, até abordagem de conteúdos práticos necessários para realização da simulação como refinamento de malhas, propriedades das rochas, e distribuição dos poços.

Mediante as dificuldades enfrentadas para a realização das simulações, causadas pelo software, foi determinado que as mudanças que seriam realizadas para a otimização da recuperação do petróleo, estariam diretamente ligadas a vazão da injeção de água nos poços injetores. E a partir dos resultados obtidos nos mais variados gráficos e tabelas, pode-se concluir que para as devidas condições e características do reservatório uma menor vazão de água na injeção dos poços injetores, possibilitaria uma maior obtenção de óleo, permitindo também uma menor vazão de água nos poços produtores. Porém, até certo limite isso se tornou viável. É importante salientar, que o comportamento adotado pelo reservatório perante a diminuição ou aumento da vazão de injeção nos poços injetores, pode se comportar de diferentes formas para diferentes reservatórios.

Por fim, é concluído que de acordo com a disposição da geometria, propriedade das rochas e dos fluídos, condições de simulação e condições de vazão e pressão anteriormente citadas, o estudo permitiu a otimização da produção acumulada de óleo total para os poços do reservatório na Bacia de Taubaté, em 36,235 M<sup>3</sup>.

## REFERÊNCIAS

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

BOLETIM DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Rio de Janeiro: Agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, fevereiro - 2016.

CAPELEIRO PINTO, A. C.; BRANCO C. C. M.; DE MATOS, J. S.; VIEIRA, P. M.; GUEDES, S. S.; PEDROSO JR, C.; COELHO, A. C. D.; CECILIANO, M. M. Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience. OTC 15283 In: Offshore Technology Conference, Houston, E.U.A, 2003.

PAULINO, L. C. Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo. UFRN, Natal – RN, 2007.

SILVA, M. V. A. Desenvolvimento de um campo de petróleo utilizando a injeção de água como método de recuperação suplementar. Natal – RN, 2016.