



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**

**CAMPUS ACADÊMICO DO AGRESTE**

**NÚCLEO DE TECNOLOGIA**

**CURSO DE ENGENHARIA CIVIL**

**DISCIPLINA: ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

**DOCENTE: DEBORA CRISTINA ALMEIDA DE ASSIS**

**TEMA:**

**RELATÓRIO TÉCNICO FINAL DO PROJETO DA DISCIPLINA ELETIVA  
ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CAMPUS ACADÊMICO DO AGRESTE  
NÚCLEO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL

Cássia Gisele Dias Porto

Geisiane Maria Duarte

TÍTULO:

**RELATÓRIO FINAL DO PROJETO DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO.**

Relatório técnico final do projeto da disciplina eletiva Engenharia do Reservatório do Petróleo, ministrada no curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Relatório técnico do projeto de desenvolvimento de reservatório na Bacia de Taubaté.

CARUARU – PE

2020

## **FOLHA DE APROVAÇÃO**

### ***RELATÓRIO TÉCNICO DO PROJETO DE DESENVOLVIMENTO DE UM RESERVATÓRIO NA BACIA DE TAUBATÉ.***

Por

CÁSSIA GISELE DIAS PORTO

GEISIANE MARIA DUARTE

Trabalho de conclusão da disciplina de Engenharia de Reservatórios de Petróleo, apresentado no Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, defendido e aprovado, de maneira virtual, no dia 21 de abril de 2021, pela orientadora Prof(a). Dr. Me Debora Cristina Almeida de Assis.

---

Professora Orientadora – Debora Cristina Almeida de Assis

OBS.: O documento encontra-se em posse da Professora Orientadora Debora Cristina Almeida de Assis.

## RESUMO

PROJETO DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO. Relatório técnico do Projeto de desenvolvimento de um reservatório na Bacia de Taubaté – (Curso Superior de Engenharia Civil) – Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Campus Acadêmico do Agreste, Caruaru – PE.

O presente trabalho é um relatório técnico do projeto que pretende desenvolver um reservatório na bacia de Taubaté. O projeto consistiu na escolha de uma melhor estratégia de produção para um campo de estudo de um reservatório. Foram analisados diferentes aspectos para o desenvolvimento desse reservatório. Avaliou-se o comportamento do reservatório diante da mudança de algumas variáveis, estudou-se o modelo geológico do local, se estudou o modelo computacional obtido no software computacional *GRIFFIN*.

**Palavras-Chave:** TRABALHO, PROJETO, RESERVATÓRIO, BACIA, TAUBATÉ, COMPORTAMENTO, GRIFFIN.

## **LISTA DE TABELA**

<b>TABELA 1 - DADOS DAS PROPRIEDADES DAS ROCHAS E DOS FLUIDOS DA BACIA .....</b>	<b>15</b>
<b>TABELA 2 – DADOS DAS INFORMAÇÕES PRINCIPAIS .....</b>	<b>15</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1 – MAPA DA BACIA DE TAUBATÉ.....</b>	<b>8</b>
<b>FIGURA 2 – MAPA DO ARCABOUÇO DA BACIA DE TAUBATÉ.....</b>	<b>9</b>
<b>FIGURA 3 - MAPA DA BACIA DE TAUBATÉ COM A ÁREA DO RESERVÁTORIO A SER ESTUDADA .....</b>	<b>15</b>
<b>FIGURA 4 – SIMULAÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>FIGURA 5 – PONTO INSPETOR .....</b>	<b>16</b>
<b>FIGURA 6 – INSPETOR DE LINHA .....</b>	<b>17</b>
<b>FIGURA 7 – INSPETOR DE LINHA .....</b>	<b>17</b>
<b>FIGURA 8 – PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO X TEMPO .....</b>	<b>18</b>
<b>FIGURA 9 – VOLUME TOTAL X TEMPO .....</b>	<b>19</b>
<b>FIGURA 10 – VOLUME TOTAL DE ÓLEO X TEMPO .....</b>	<b>20</b>
<b>FIGURA 11 – SATURAÇÃO NO INSTANTE INICIAL.....</b>	<b>21</b>
<b>FIGURA 12 – SATURAÇÃO (07/07/2021 01:34:31) .....</b>	<b>21</b>
<b>FIGURA 13 – SATURAÇÃO (14/12/2021 04:43:00) .....</b>	<b>22</b>
<b>FIGURA 14- SATURAÇÃO (21/08/2022 02:39:2023) .....</b>	<b>22</b>
<b>FIGURA 15 – SATURAÇÃO (14/11/2023 01:59:48) .....</b>	<b>23</b>
<b>FIGURA 16 - PRESSÃO NO INSTANTE INICIAL .....</b>	<b>23</b>
<b>FIGURA 17 – PRESSÃO (14/11/2021 04:45:39) .....</b>	<b>24</b>
<b>FIGURA 18 – PRESSÃO (13/05/2022 04:29:45) .....</b>	<b>24</b>
<b>FIGURA 19 – SIMULAÇÃO NO INSTANTE INICIAL .....</b>	<b>25</b>
<b>FIGURA 20 – SIMULAÇÃO (2021-09-15 04:50:58) .....</b>	<b>25</b>
<b>FIGURA 21- SIMULAÇÃO (2022-06-02 01:05:11) .....</b>	<b>26</b>
<b>FIGURA 22- SIMULAÇÃO (2023-02-07 04:05:55) .....</b>	<b>26</b>
<b>FIGURA 23- SIMULAÇÃO (2024-01-13 01:54:30) .....</b>	<b>27</b>
<b>FIGURA 24- DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO .....</b>	<b>27</b>
<b>FIGURA 25 – VAZÃO DE ÓLEO E VAZÃO TOTAL .....</b>	<b>28</b>
<b>FIGURA 26 – PRODUÇÃO DE ÁGUA E ÓLEO X TEMPO .....</b>	<b>29</b>

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	8
MODELO GEOLÓGICO .....	10
OBJETIVO DO PROJETO .....	13
MODELO COMPUTACIONAL.....	13
CARACTERÍSTICAS DO SIMULADOR .....	13
CARACTERÍSTICA DA MALHA .....	14
DADOS UTILIZADOS NO PROJETO .....	14
METODOLOGIA .....	15
.....	17
RESULTADOS .....	18
GRÁFICO DA PRODUÇÃO ACUMULADA TOTAL DE ÓLEO AO LONGO DO TEMPO .....	18
VOLUME TOTAL PRODUZIDO .....	19
VOLUME TOTAL DE ÓLEO PRODUZIDO .....	20
MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA SATURAÇÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO .....	21
MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO .....	23
MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO E SATURAÇÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO .....	25
GRÁFICO DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO AO LONGO DO RESERVATÓRIO.....	27
GRÁFICO DA VAZÃO DE ÓLEO E VAZÃO TOTAL PARA OS POÇOS PRODUTORES .....	28
GRÁFICO DA PRODUÇÃO DE ÁGUA E ÓLEO .....	29
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	30

## INTRODUÇÃO

A principal tarefa da engenharia de reservatórios é o gerenciamento do reservatório, cujo objetivo é definir a melhor estratégia de produção e recuperação de hidrocarbonetos em campos produtores de petróleo, visando, em geral, alcançar a máxima produção de óleo aliada a um maior retorno financeiro, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas. É imprescindível observar que o objetivo principal é alcançar uma maior produção de óleo possível com uma menor produção de água, o que torna o reservatório mais produtivo.

Definir a estratégia para a geração de um reservatório viável é um processo que requer muito tempo e esforço, pois é um problema que, devido à complexidade, não apresenta uma única solução, mas sim um conjunto de opções como possíveis soluções abrangentes. A complexidade da análise de eficiência deve-se, basicamente, ao grande número de variáveis como: características do reservatório, número, tipo, posicionamento e condição de operação de poços, cronograma de abertura de poços, sistema de recuperação suplementar, e também às incertezas geológicas e econômicas envolvidas no processo de previsão de produção de campos de petróleo, entre outros. O processo de otimização envolve a minimização ou maximização de uma função-objetivo que deve ser escolhida pela empresa que propõe o projeto do reservatório. Essa minimização ou maximização pode-se dar, por exemplo, com o valor presente de líquido, os volumes de óleo, água ou gás produzidos, os custos ou até uma combinação destes.

Na indústria de petróleo, o preço de venda de óleo e gás tem um importante papel na determinação dos lucros das empresas. Porém, o preço é uma variável que segue um processo estocástico exógeno, ou seja, o seu valor varia de forma aleatória e é definido pelo mercado, e não pelas companhias, que possuem pouco controle sobre essa importante variável. Assim, para aumentar os lucros, as empresas devem buscar meios de minimizar os custos, maximizar produtividade e elevar a vida útil das reservas para manterem-se competitivas. Tal objetivo tem sido facilitado com o desenvolvimento tecnológico apresentado nos últimos anos, principalmente no que diz respeito aos métodos de recuperação dos reservatórios, que tornam a vida útil de produção do óleo mais viável para a exploração.

O planejamento de recuperação de um reservatório depende do estágio de produção em que o reservatório se encontra. O planejamento para a recuperação pode ser dividido, basicamente, em duas fases. Na primeira fase, a “escolha da estratégia”, realiza-se um estudo baseado em uma análise de dados do campo, que será utilizado na definição de parâmetros importantes associados à estratégia de recuperação, como tipo de poço (produtor ou injetor) e geometria do poço (vertical, horizontal ou inclinado). Este estudo também avaliará a



necessidade de um método de recuperação secundária (injeção de água ou gás) ou de recuperação suplementar (térmico, químico, etc.). Diversos esquemas de produção/injeção definidos de acordo com o método de recuperação e o tipo de geometria dos poços também são avaliados. Esta tarefa pode ser realizada manualmente ou através de uma metodologia automática como a proposta por Mezzomo e Schiozer (2003). Este processo irá proporcionar uma estratégia base aceitável. Na segunda fase, a “definição da estratégia”, um processo de otimização é realizado sobre a primeira fase. O trabalho apresentado aqui lida com esta segunda fase, cujo objetivo é desenvolver uma metodologia para auxiliar o processo de otimização de estratégias pré-definidas, focando nos detalhes de cada poço.

Um dos aperfeiçoamentos resultantes desse avanço tecnológico é o da técnica de perfuração e completação de poços horizontais, que até então era pouco utilizada devido ao custo elevado e à falta de conhecimento técnico. A utilização de poços horizontais nas estratégias de produção tem sido um importante tema de estudo na indústria de petróleo por apresentar vantagens em relação aos tradicionais poços verticais. Dessas vantagens, podemos destacar sua maior produtividade e a capacidade de aumentar as reservas. Tais características podem ser atribuídas pela maior extensão do poço em contato com a camada produtora, uma vez que este contato não é limitado pela espessura da formação. Porém, pelo mesmo motivo, os poços horizontais também possuem uma interação mais complicada com o reservatório que os poços verticais.

O processo de otimização de uma estratégia de produção, no entanto, é um problema bastante complexo, difícil e até mesmo lento, principalmente quando são necessários modelos complexos onde são considerados um grande número de poços envolvidos. Diversos parâmetros relacionados aos perfis de produção, como as produções acumuladas de óleo, devem ser analisados, bem como as inúmeras alternativas para melhoria do desempenho dos poços, fazendo com que decisões sejam difíceis de serem realizadas. Quando o processo de otimização é feito por iniciantes inexperientes, como é o caso desse projeto proposto, é comum a análise de apenas um pequeno número de parâmetros, dificultando o processo de tomada de decisão e aumentando a possibilidade de que a solução encontrada não seja a ótima. Uma metodologia automática permite que um grande número de parâmetros seja avaliado ao mesmo tempo, auxiliando o processo de decisão, reduzindo o tempo necessário para otimização e aumentando a confiabilidade e credibilidade do processo.

## MODELO GEOLÓGICO

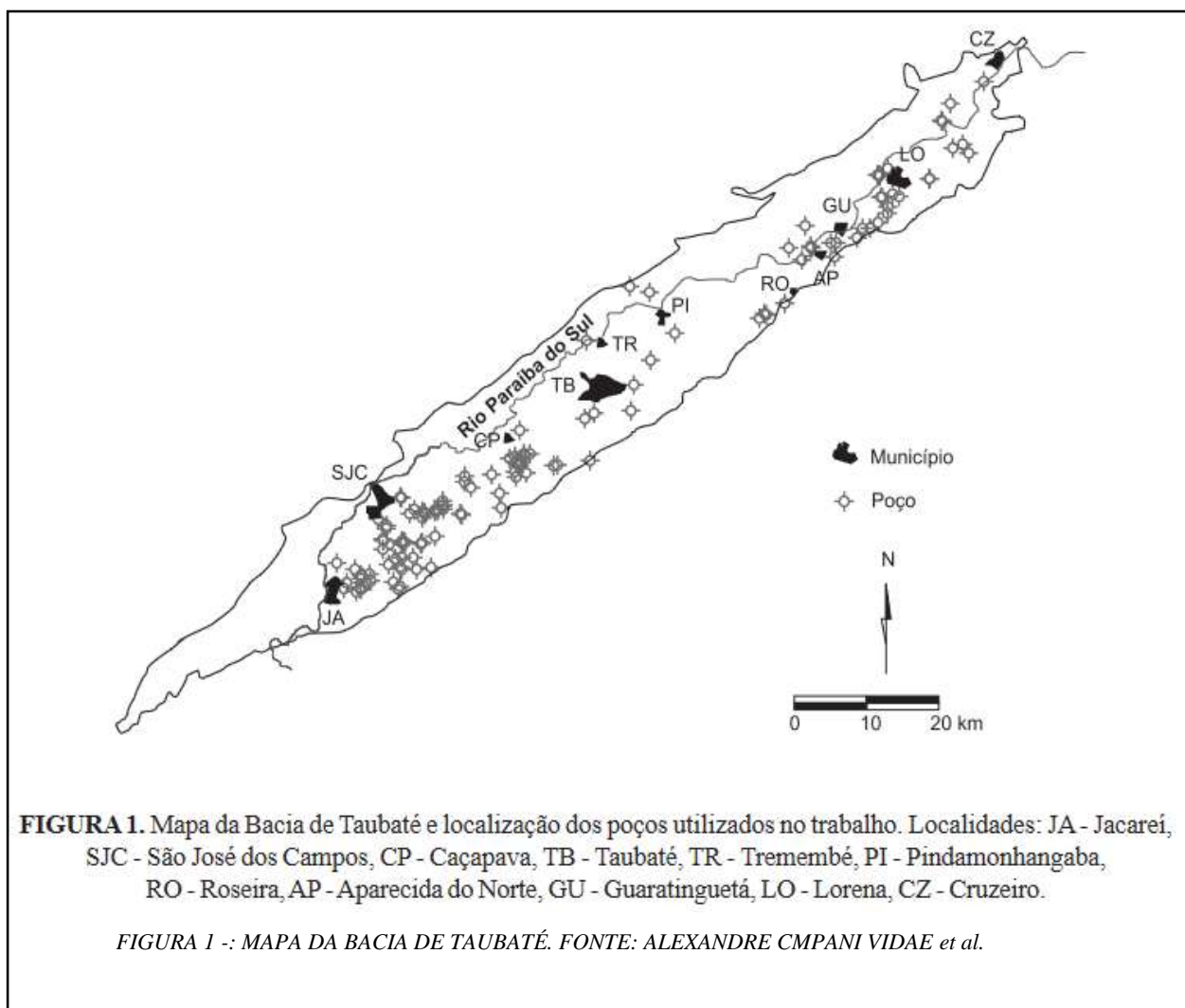
A Bacia de Taubaté está localizada no Planalto Atlântico, posicionada entre as serras do Mar e Mantiqueira, apresentando forma alongada com cerca de 170 km de comprimento, largura média de 25 km e espessura máxima aproximada de sedimentos de 850 m, uma representação está presente na *Figura 1*. Situada no principal eixo de ligação entre os centros urbanos de São Paulo e Rio de Janeiro, esta bacia apresenta grande número de poços tubulares perfurados para captação de água subterrânea destinados ao abastecimento público. A Bacia de Taubaté é parte de um conjunto de bacias pertencentes ao Rifte Continental do Sudoeste do Brasil (RCSB) (Riccomini, 1989), anteriormente denominado Sistema de Riftes da Serra do Mar (Almeida, 1976). Essa bacia está posicionada sobre rochas proteozóicas, ígneas e metamórfica, do Cinturão de Dobramentos Ribeira. Possuindo uma evolução complexa e idades que vão desde o Arqueano até o Proteozóico Superior. Durante o período Cenozóico, criaram-se condições para a implantação das bacias pertencentes ao Rifte Continental do Sudeste do Brasil, bacias que são caracterizadas pela sedimentação exclusivamente continentais ligados à ambientes fluvial e lacustre.

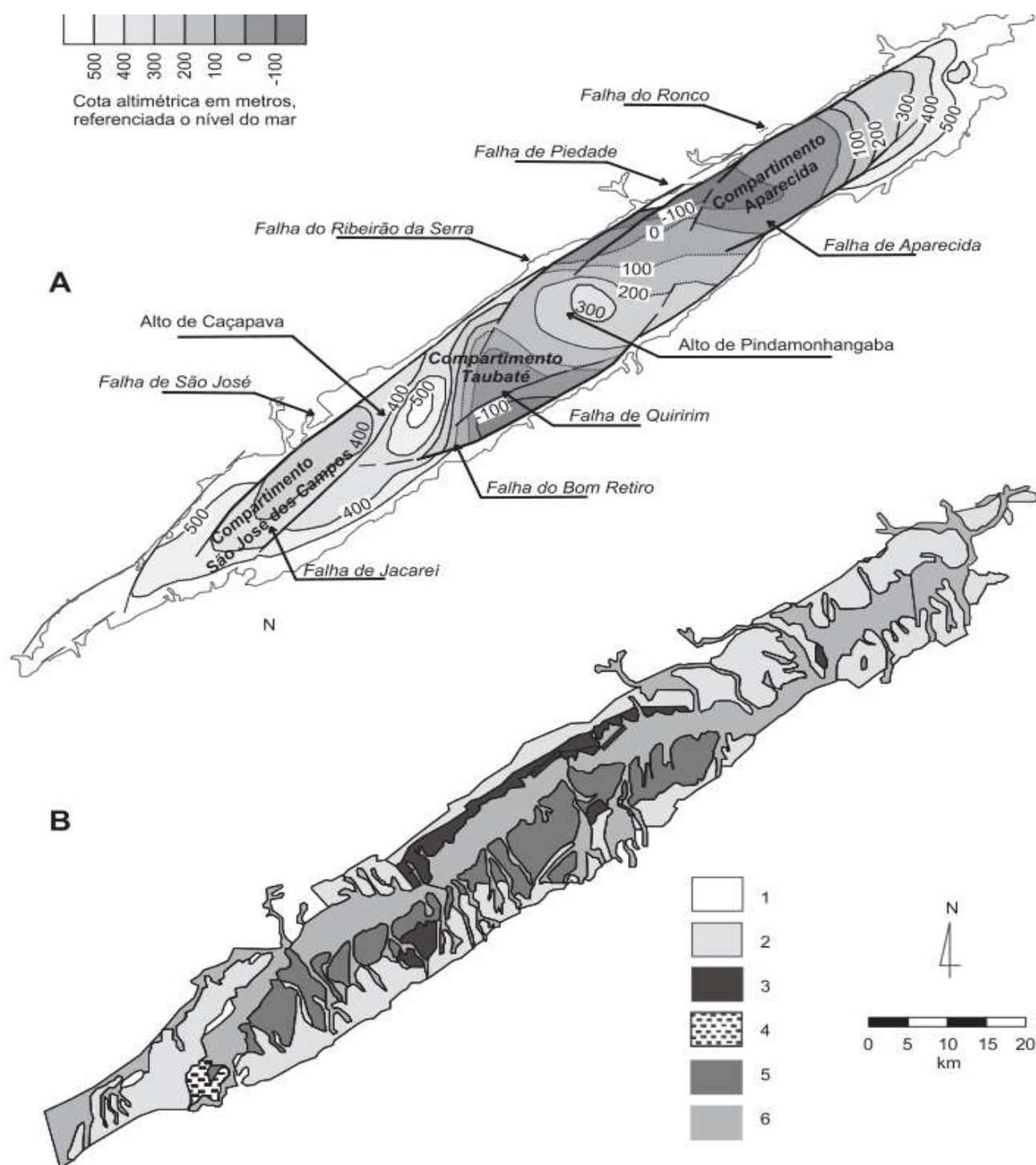
A Bacia de Taubaté constitui-se em uma bacia do tipo *rift*, apresentando uma sedimentação tipicamente continental. A estruturação interna da bacia é caracterizada por grábens assimétricos, limitados por falhas e que, ao longo da bacia, mudam de vergência formando um padrão alternado. A Bacia de Taubaté é caracterizada pela heterogeneidade geológica, herança da tectônica do tipo rifte, que dividiu a bacia em compartimentos e condicionou a sedimentação, constituída por depósitos de leques aluviais associados à planície aluvial e sedimentos lacustres do tipo *playa-lake*. A distribuição dos arenitos na bacia foi estudada com a interpolação 3D da fácies arenito, identificada através das informações dos perfis de poços. A forma alongada da bacia está condicionada por descontinuidades antigas, as quais favoreceram uma tectônica ressurgente. O arcabouço da bacia é formado por semigrábens separados por zonas de transferência ou de acomodação, com depocentros invertidos e leques aluviais associados às falhas de borda, em típica geometria de bacia do tipo rifte.

O delineamento do contorno do topo estrutural do embasamento e a definição dos altos estruturais foram analisados por vários autores (DAEE, 1977; Hasui & Ponçano, 1978; Marques, 1990). Fernandes & Chang (2003), baseados em dados gravimétricos, definem dois altos estruturais ou zonas de transferência que provocaram a formação de três compartimentos. As zonas de transferências, representadas pelos altos de Caçapava e de Pindamonhangaba, subdividiram a bacia nos compartimentos: (a) São José dos Campos, posicionado a oeste do

alto de Caçapava; (b) Taubaté, posicionado entre os altos de Caçapava e Pindamonhangaba; (c) Compartimento Aparecida, a leste do alto de Pindamonhangaba. Isso pode ser ilustrado na *Figura 2*.

Em grande número de trabalhos desenvolvidos na bacia, o pacote sedimentar foi subdividido em duas formações, a Formação Caçapava (Carneiro et al., 1976) associada a depósitos fluviais e a Formação Tremembé (Almeida, 1958), referente aos pelitos lacustres. Com a evolução no conhecimento da bacia, surgiram novas propostas estratigráficas (Riccomini, 1989; Campanha, 1994). Segundo Riccomini (1989), o preenchimento da bacia pode ser dividido em duas fases: a primeira, sintectônica ao rifte, com a deposição dos sedimentos do Grupo Taubaté; e a segunda, posterior à tectônica diastrófica, com a deposição da Formação Pindamonhangaba e depósitos aluviais ecoluviais.





**FIGURA 2.** (A) Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Taubaté (adaptado de Fernandes & Chang, 2003). (B) Mapa geológico esquemático da Bacia de Taubaté. (1) rochas do embasamento; (2) Formação Resende; (3) Formação Tremembé; (4) Formação São Paulo; (5) Formação Pindamonhangaba; (6) sedimentos quaternários (adaptado de Riccomini, 1989).

FIGURA 2 -MAPA DO ARCABOUÇO DA BACIA DE TAUBATÉ. FONTE: DELIMITAÇÃO DO EMBASAMENTO DA BACIA DE TAUBATÉ. Site: <https://www.revistas.usp.br/article/download>.

## **OBJETIVO DO PROJETO**

Esse projeto tem o objetivo principal uma projeção para o desenvolvimento de um reservatório ideal na bacia de Taubaté. O projeto elaborado contribuí para o desenvolvimento uma metodologia automática para auxiliar o processo de otimização de estratégias de produção pré-definidas. A metodologia é desenvolvida através da análise de parâmetros, da avaliação de desempenho de poços, grupo de poços e do campo, com base nas funções-objetivo selecionadas: valor presente líquido, produções acumuladas de óleo, água e gás, vazão média de óleo e mapa de qualidade. Neste trabalho são realizadas análises de desempenho do reservatório proposto, permitindo que ações sejam sugeridas, de acordo com as funções-objetivo avaliadas, a fim de melhorar a produtividade dos poços que constituem o reservatório.

## **MODELO COMPUTACIONAL**

### **CARACTERÍSTICAS DO SIMULADOR**

Todo o projeto computacional, incluindo os gráficos e os resultados obtidos, foram executados com o auxílio do software educacional *GRIFFIN 1.0*, que é um aplicativo didático para a simulação de reservatórios. O software é baseado na simulação numérica que consiste em uma análise mais acurada para a melhoria no gerenciamento do reservatório. Toda essa simulação auxilia no processo de otimização do reservatório com alocação de poços previstos no projeto.

Toda simulação numérica é baseada no método das diferenças finitas que discretiza as variáveis analisadas. Esse método leva em consideração elementos finitos e volumes finitos para uma maior eficácia do procedimento e discretização da malha projetada. O *GRIFFIN* é muito eficiente porque é dotado das partes tanto de pré-processamento, quanto das partes de pós-processamento. Apesar de ser um modelo simples ele é capaz de reproduzir resultados reais. É possível inserir dados cruciais para o projeto do reservatório, propriedade das rochas, propriedade dos fluidos, e assim obter gráficos que relacionam diferentes parâmetros necessários.

O modelo numérico considerado no simulador do aplicativo *GRIFFIN* possui características importantes como a representação bidimensional do reservatório no plano real, a discretização espacial com malhas não-estruturadas de triângulos, o deslocamento bifásico (água/óleo) imiscível e incompressível, influência da pressão capilar desconsiderada, reservatório homogêneo e anisotrópico (a permeabilidade absoluta pode ser representada por um tensor completo), poços injetores e produtores com condições de operação de pressão ou

vazão prescrita, algoritmo de solução IMPES, empregando uma estratégia de aceleração para reduzir o tempo de computação, método multigrid algébrico para a solução dos sistemas de equações lineares oriundos do modelo numérico.

As equações fundamentais do modelo de deslocamento bifásico imiscível em meios porosos são a equação de conservação de massa para ambas as fases e a forma generalizada da lei de Darcy, considerando-se que em cada fase existe apenas um componente, na forma diferencial.

### CARACTERÍSTICA DA MALHA

A malha foi refinada em uma área de 2 m<sup>2</sup>, o número de elementos gerados fora de 600 e 351 de nós. Quanto maior quantidade de nós e elemento mais refinada vai ser a malha e mais preciso os resultados, porém o tempo computacional também vai ser maior, se tem então uma melhor análise e discretização dos dados. O contorno foi determinado de maneira a ficar mais distante das falhas delimitadas na área fornecida para o projeto do reservatório.

### DADOS UTILIZADOS NO PROJETO

PROPRIEDADE	VALOR	UNIDADE
POROSIDADE	$\phi=30$	%
PERMEABILIDADE	$K_X=500 \ K_Y=500$	mD
SATURAÇÃO INICIAL DE ÁGUA	$S_{W0}=15$	%
SATURAÇÃO MÍNIMA DE ÁGUA	$S_{WMin}=15$	%
SATURAÇÃO MÁXIMA DE ÁGUA	$S_{WMán}=90$	%
VISCOSIDADE DO ÓLEO	$\mu=50$	cP
VISCOSIDADE DA ÁGUA	$\mu_w=1$	cP
ROCHA RESERVATÓRIO	Arenito pouco consolidado	

**TABELA 1:** TABELA DE DADOS DAS PROPRIEDADES DAS ROCHAS E DOS FLUIDOS DA BACIA.

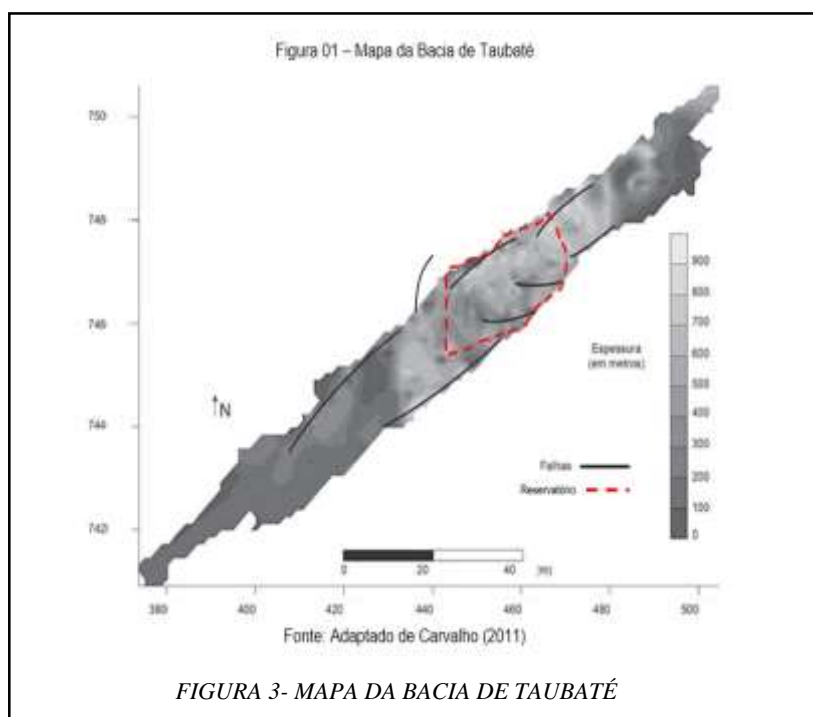
ROCHA/FLUIDO	TEMPO FINAL DE SIMULAÇÃO	SALVAMENTO DOS RESULTADOS
ALPHA 1 $\alpha_1=0.2$	TEMPO REAL:  1000 DIAS	PROPRIEDADES: 10 DIAS  VARIÁVEIS DE POÇO: 5 DIAS
ALPHA 2 $\alpha_2=3.5$		
ALPHA 3 $\alpha_3=0.8$		
ALPHA 4 $\alpha_4=3,5$		

**TABELA 2:** TABELA DE DADOS DAS INFORMAÇÕES PRINCIPAIS.

## METODOLOGIA

No programa Griffin fora inserido os dados fornecidos para a realização do projeto que estão mostrados nas *tabelas 1 e 2*, logo em seguida foi efetuado o contorno da região, e gerando uma malha foi feito o reservatório, os pontos foram alocados de maneira a obter uma maior produção de óleo e uma menor produção de água. As variáveis principais analisadas são o número de poços, pressão, vazão e distâncias entre os poços. O varrido se tornou melhor quando os poços produtores ficaram mais próximos do contorno e os injetores introduzindo diretamente para os produtores, foi perceptível que um produtor muito próximo a um injetor pode produzir muita água. Devido a injeção contínua muito próxima irá produzir muita água e pouco óleo, por isso os poços produtores estão mais distantes dos poços injetores. Na análise não mexeu no raio do poço foi utilizado o do próprio programa, a pressão nos poços produtores está mantida em 1 MPa e a vazão dos injetores 0,5 m<sup>3</sup>/dia. No total o projeto abrange seis poços dois quais quatro são produtores e injetores, a quantidade inserida de poços foi pequena, pois também deve-se levar em conta o fator econômico, investimento na construção e manutenção. A escala gráfica utilizada como largura: 147,925 e como altura 88,5705.

O ponto inspetor foi alocado com as melhores coordenadas oferecidas pelo programa onde nas coordenadas x e y equivalem à 93,4091 m e 53,3635 m respectivamente.



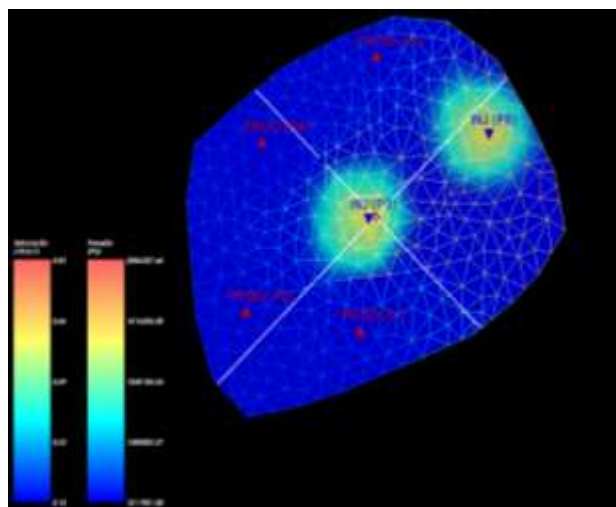


FIGURA 4 - SIMULAÇÃO

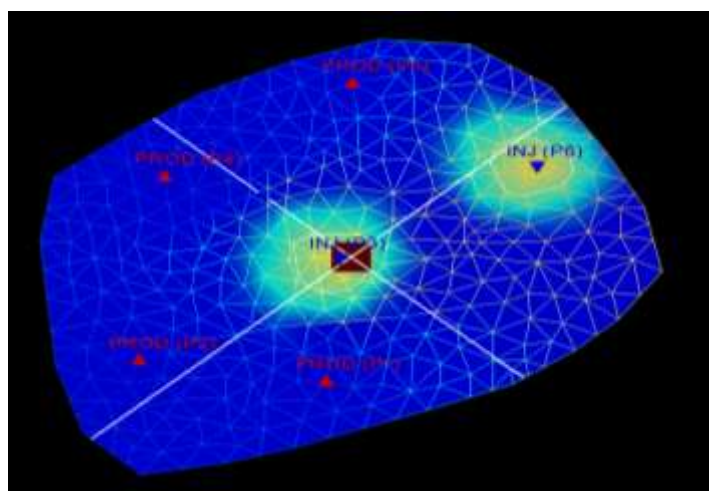


FIGURA 5 - PONTO INSPEÇÃO





FIGURA 6 - INSPETOR DE LINHA

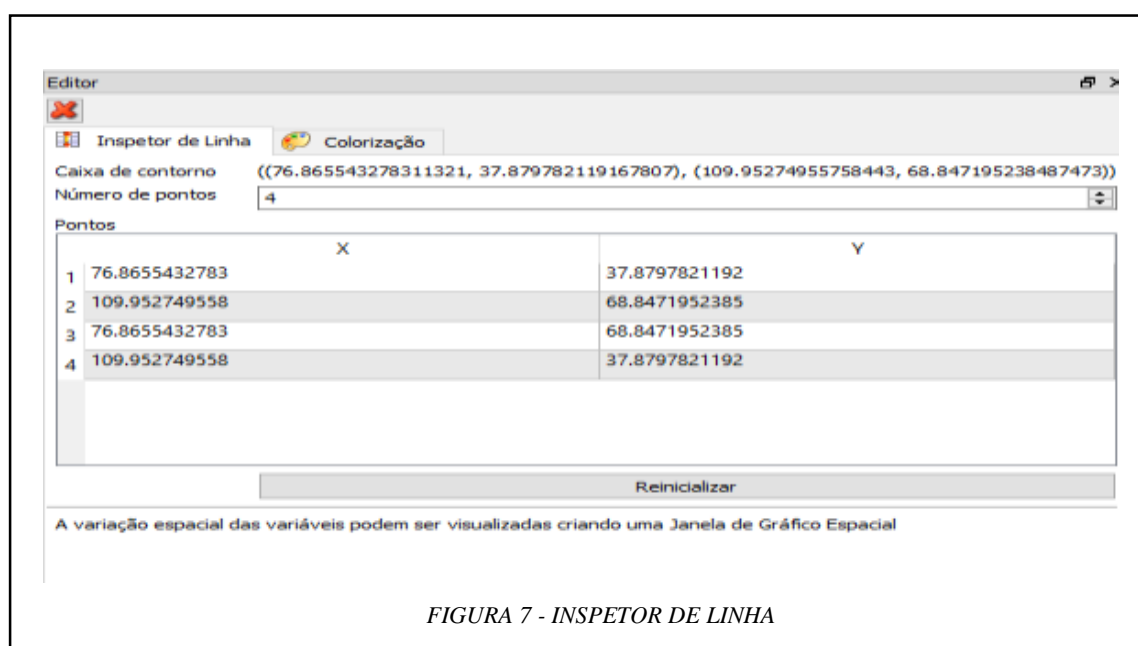
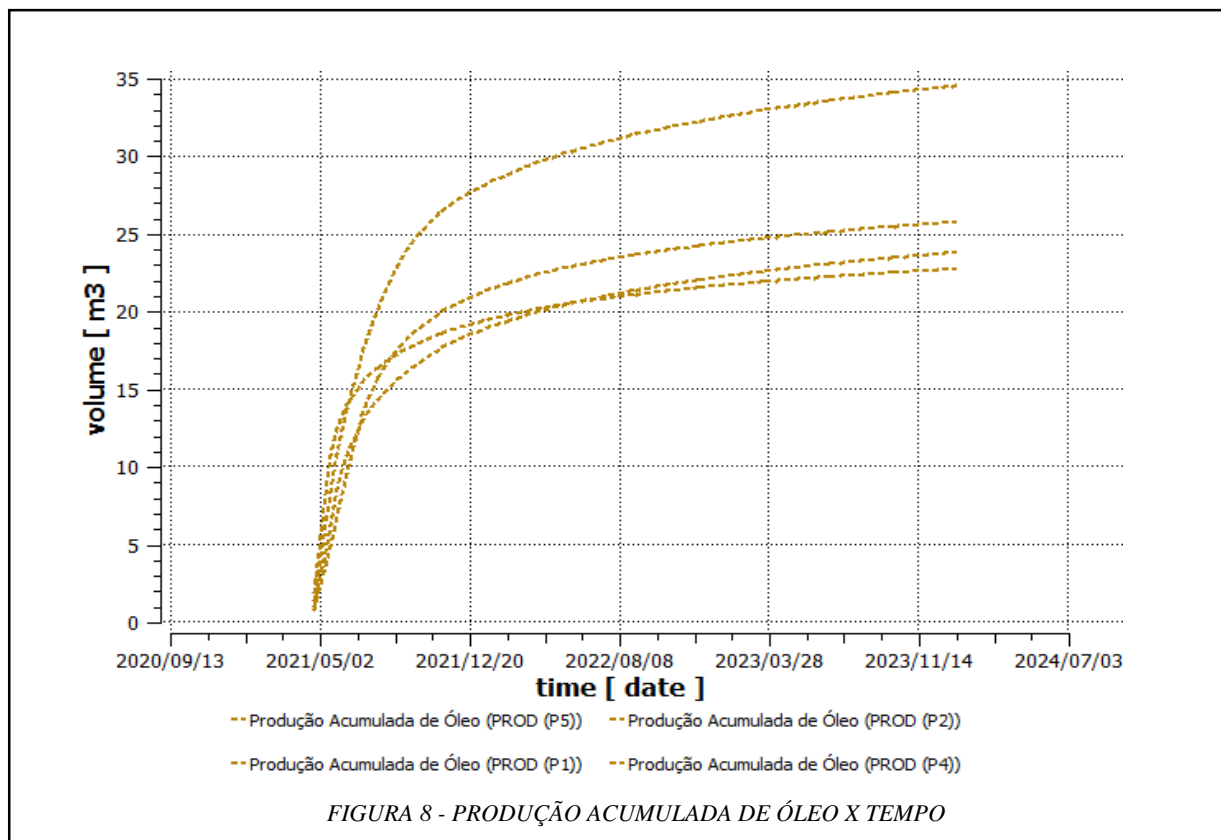


FIGURA 7 - INSPETOR DE LINHA

## RESULTADOS

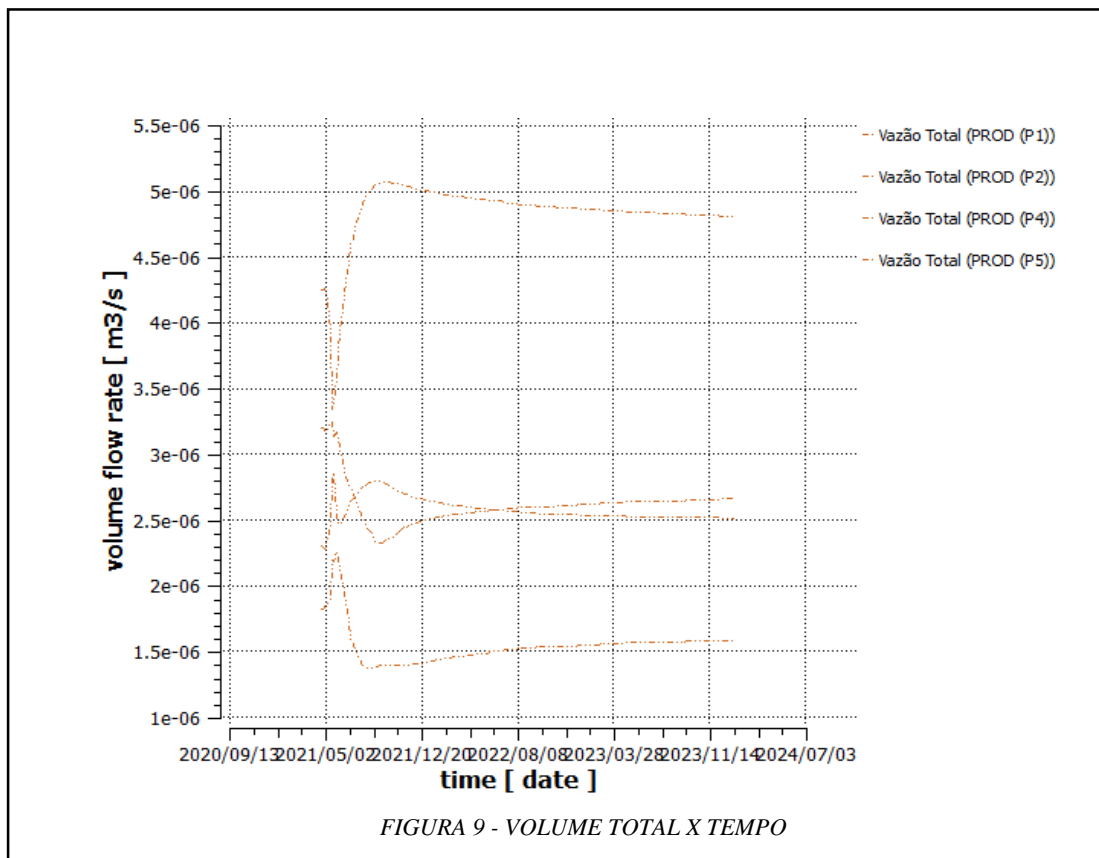
### GRÁFICO DA PRODUÇÃO ACUMULADA TOTAL DE ÓLEO AO LONGO DO TEMPO

O gráfico mostra o volume de óleo ao longo do tempo, na análise observou-se que o poço que mais obteve produção de óleo foi o produtor 1, seguindo do produtor 4, logo após pelo produtor 2 e 5 respectivamente. Sabendo que a produção acumulada representa a produção ao longo do tempo útil do reservatório, com o passar do tempo o reservatório pode precisar de um método de recuperação, que visa aproveitar ao máximo possível a produção de óleo.



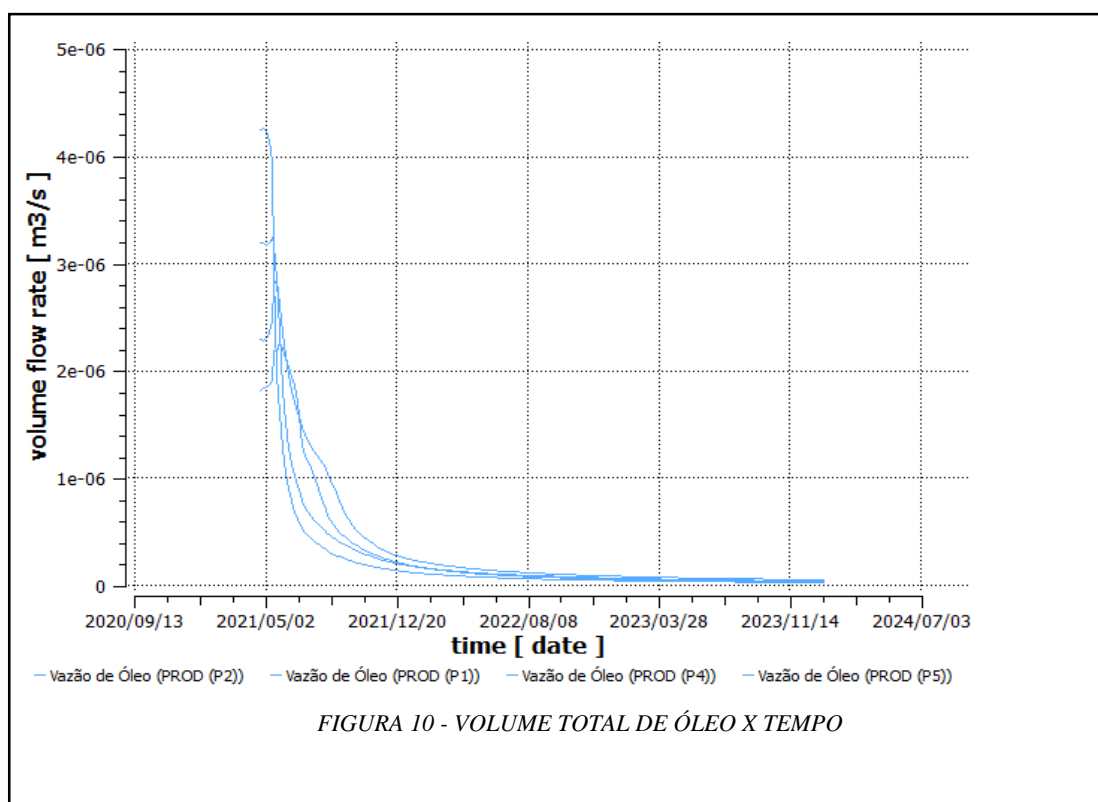
## VOLUME TOTAL PRODUZIDO

No começo a produção de óleo é maior, com o passar do tempo começa a decair. Para um melhor aproveitamento do reservatório é recomendável utilizar de métodos de recuperação.



## VOLUME TOTAL DE ÓLEO PRODUZIDO

O gráfico abaixo mostra a quantidade total de óleo produzido durante uma certa quantidade de tempo, mostrando que a vazão do óleo vai decaindo à medida que o tempo de utilização do reservatório vai passando.



## MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA SATURAÇÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO

As imagens abaixo mostram a saturação do reservatório em quatro instantes diferentes de produção, pode-se perceber através da legenda da figura que a saturação vai aumentando ao longo do tempo, uma vez que os poços injetores estão inserindo água constantemente.

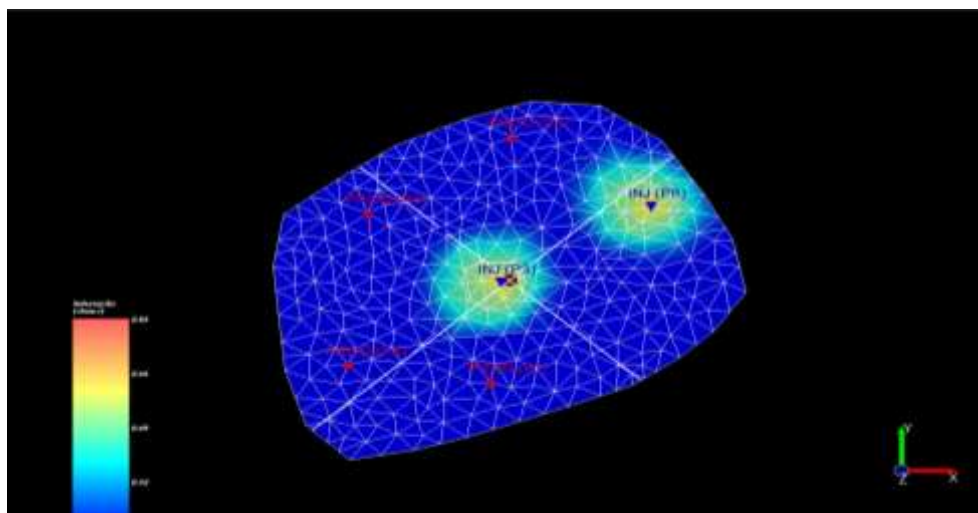


FIGURA 11 - SATURAÇÃO NO INSTANTE INICIAL

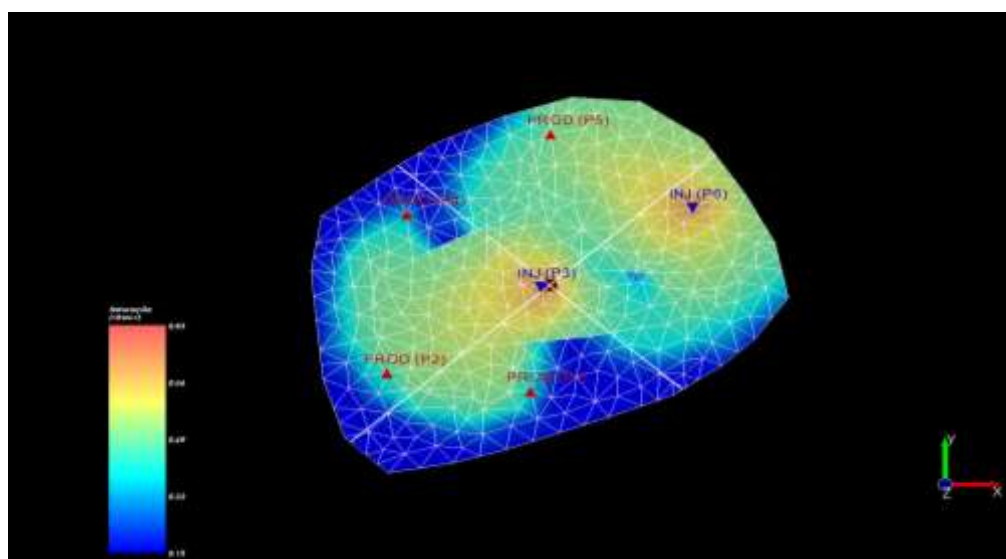


FIGURA 12 - SATURAÇÃO (07/07/2021 01:34:21)

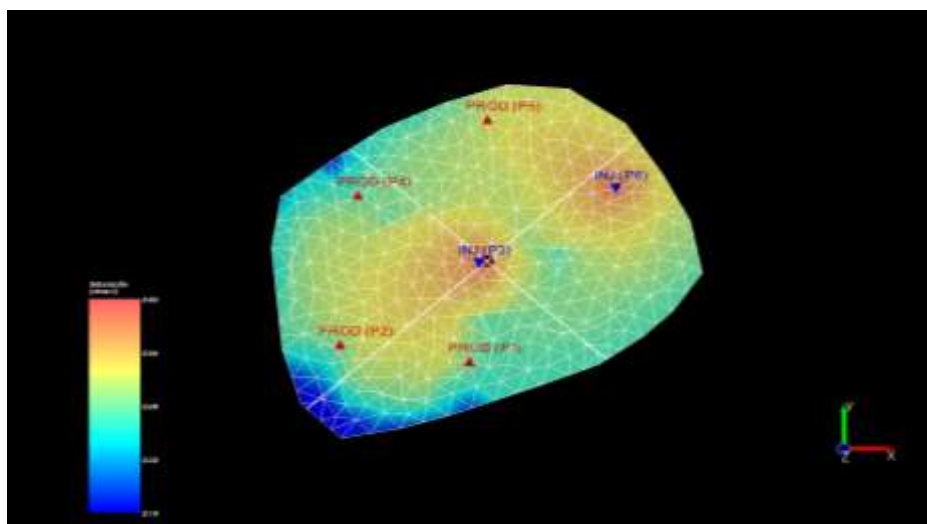


FIGURA 13 - SATURAÇÃO (14/12/2021 04:43:00)

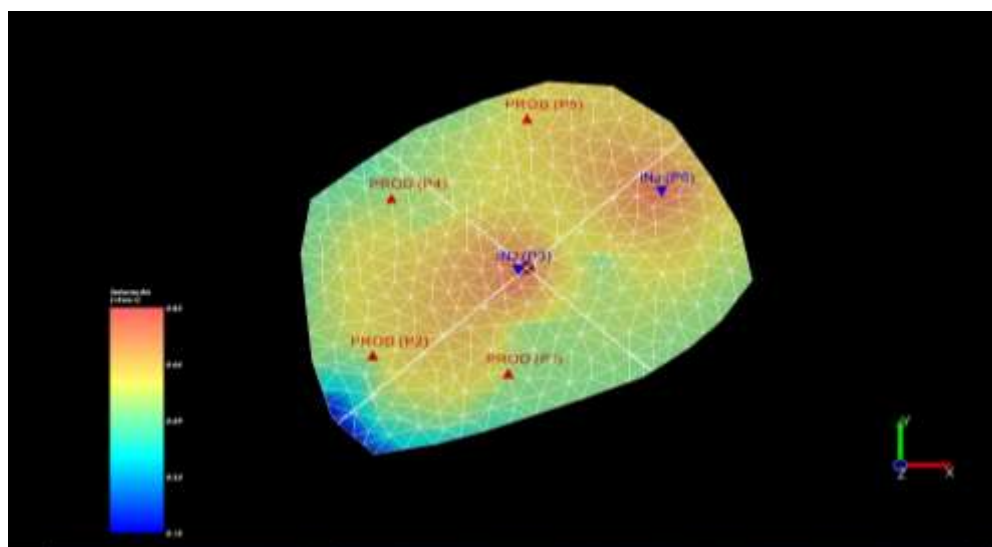


FIGURA 14 - SATURAÇÃO (21/08/2022 02:39:31)

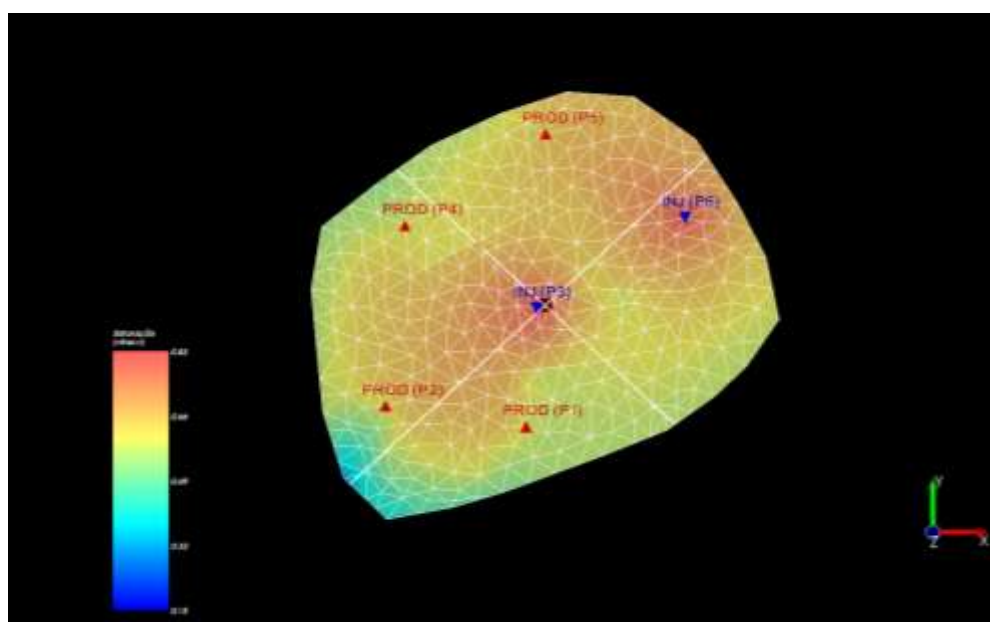


FIGURA 15 - SATURAÇÃO (14/11/2023 01:59:48)

### MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO

As imagens abaixo mostram a distribuição da pressão em quatro instantes diferentes de produção, através dos mapas pode-se perceber que a pressão diminui ao longo do tempo, isso ocorre devido ao mecanismo de produção do reservatório, que consiste na diminuição da pressão ao longo do escoamento do fluido para que o mesmo chegue à superfície.

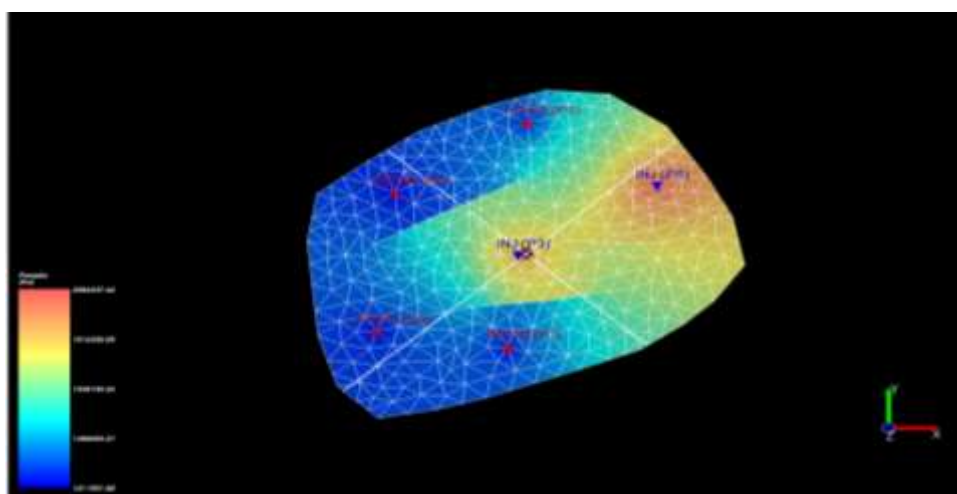


FIGURA 16 - PRESSÃO NO INSTANTE INICIAL

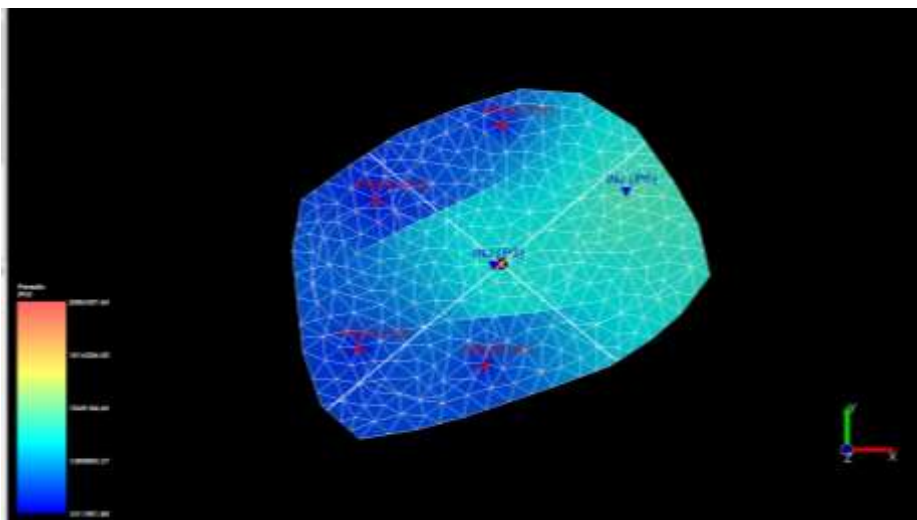


FIGURA 17 - PRESSÃO (14/11/2021 04:45:39)

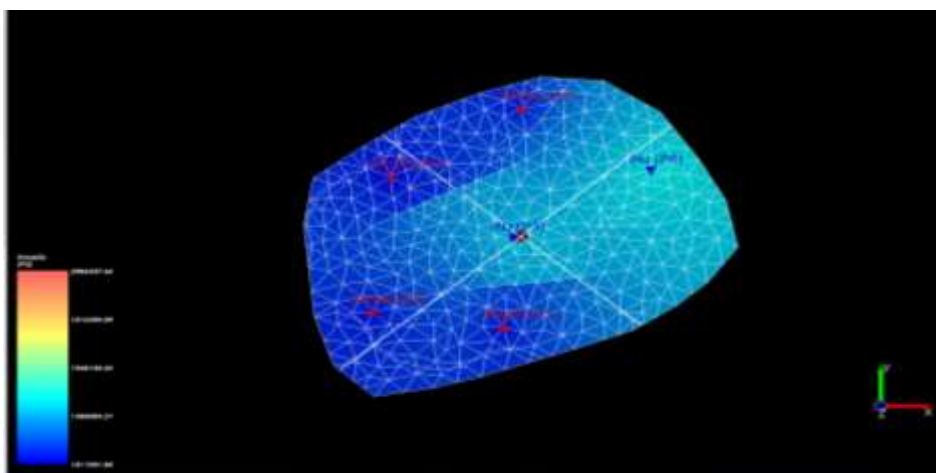
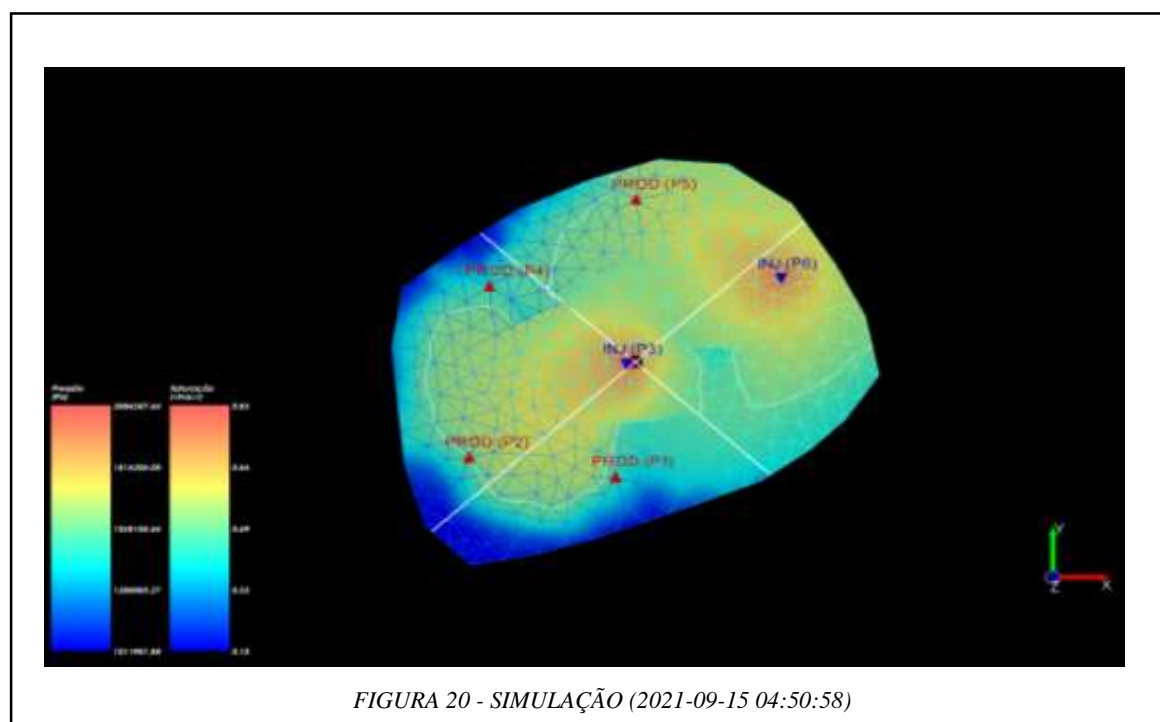
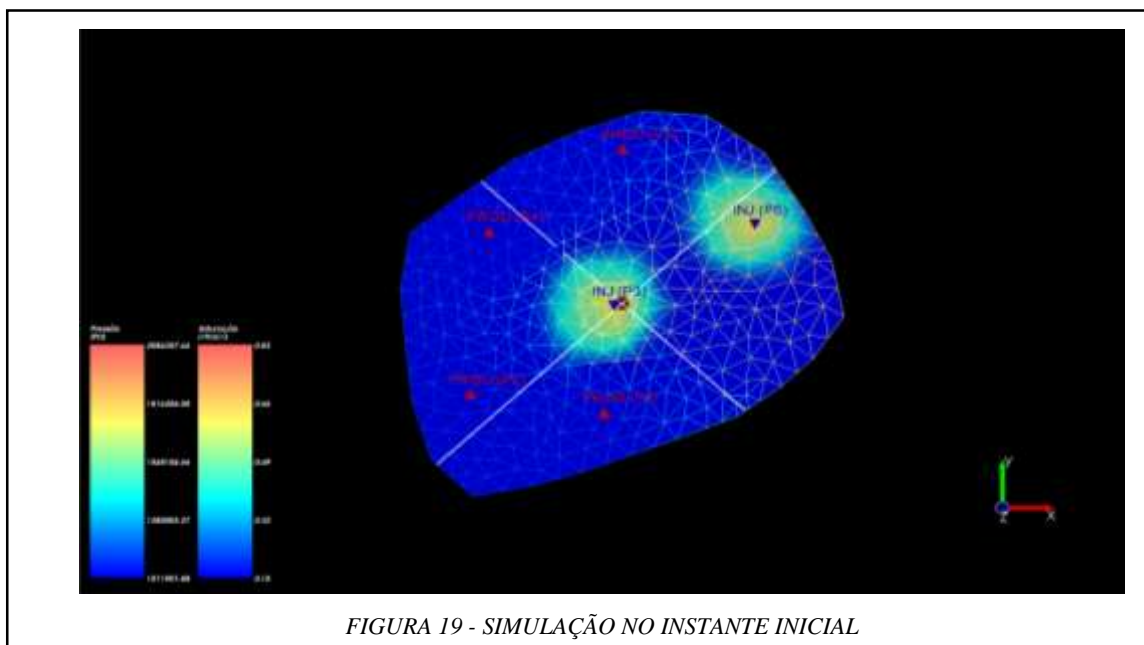


FIGURA 18 - PRESSÃO (13/05/2022 04:29:45)



## MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO E SATURAÇÃO EM 4 INSTANTES DE PRODUÇÃO

As figuras abaixo mostram a distribuição da pressão e da saturação no mesmo mapa em instantes diferentes.



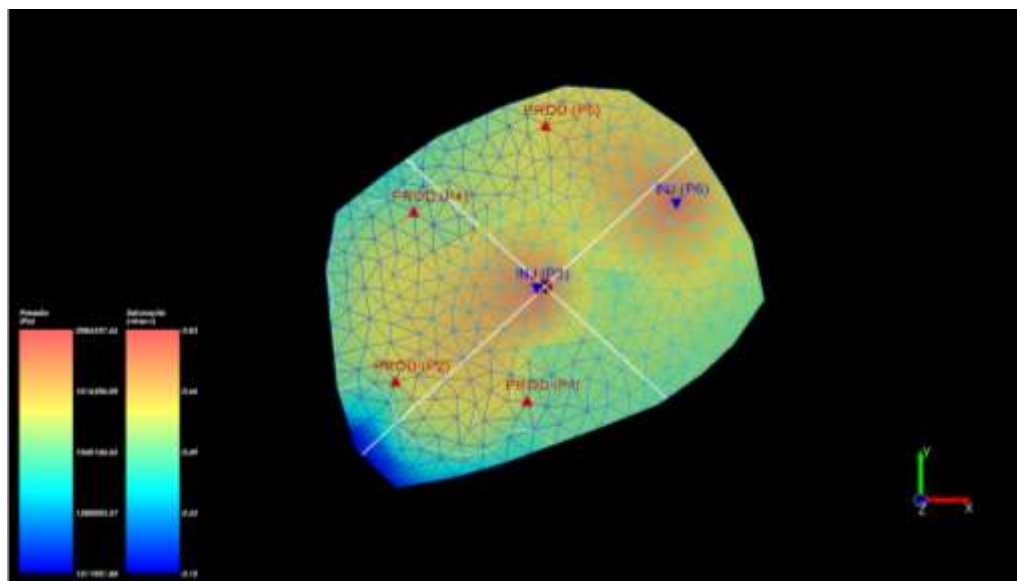


FIGURA 21 -SIMULAÇÃO (2022-06-02 01:05:11)

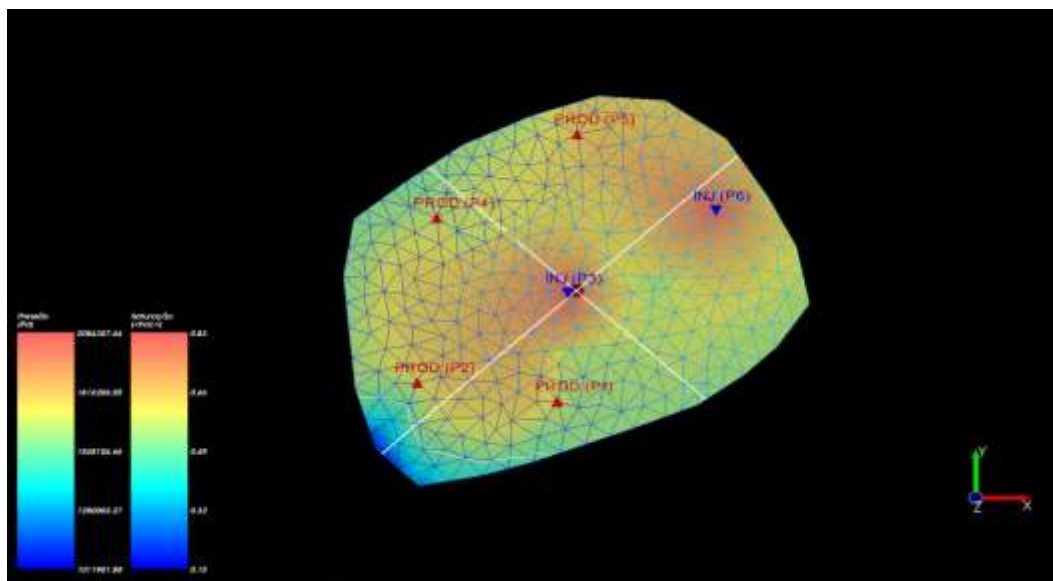


FIGURA 22 -SIMULAÇÃO (2023-02-07 04:05:55)

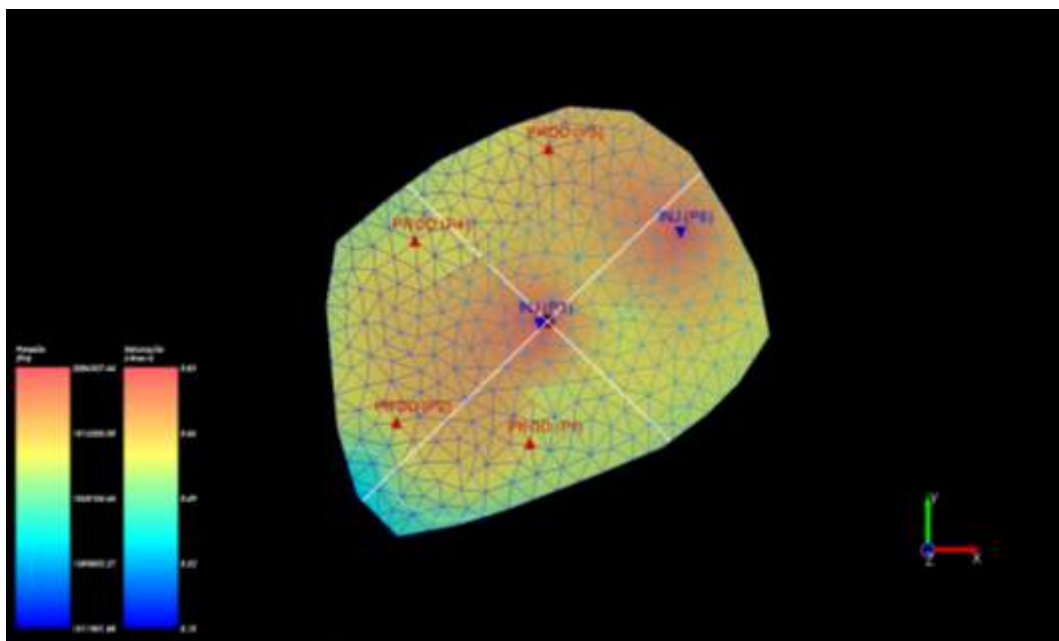


FIGURA 23 - SIMULAÇÃO (2024-01-13 01:54:30) INSTANTE FINAL

## GRÁFICO DE DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO AO LONGO DO RESERVATÓRIO

Como foi descrito no tópico: mapa de distribuição da pressão em quatro instantes de produção e como também pode-se observar na *FIGURA 24* a pressão diminui com o decorrer do tempo.

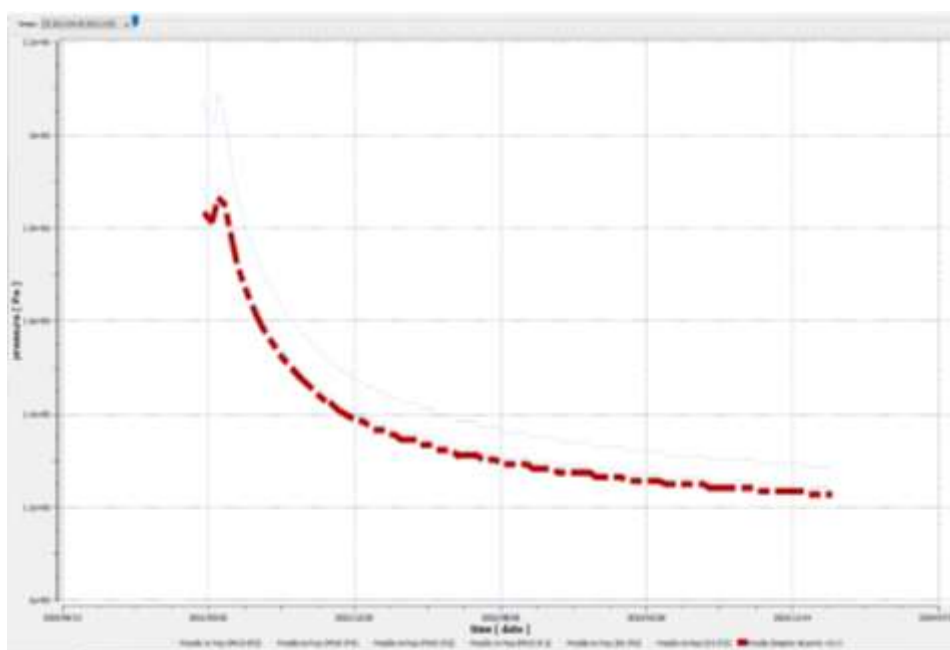
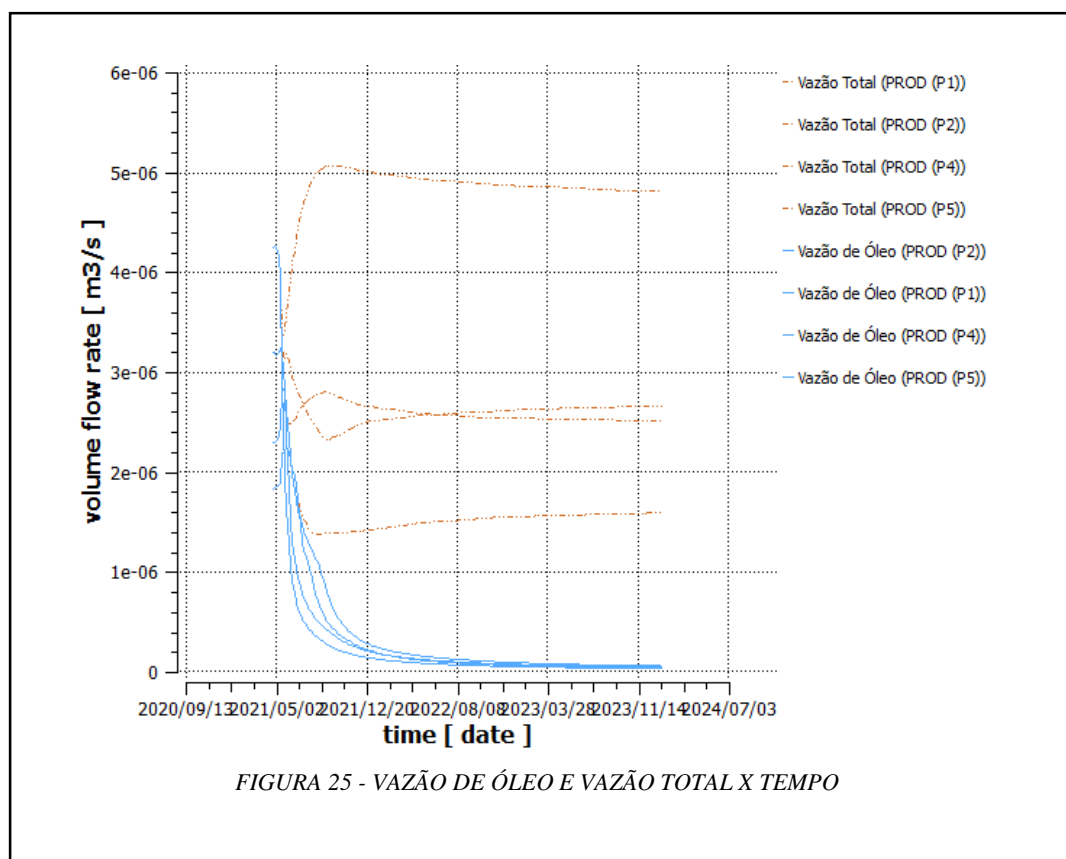


FIGURA 24 - DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO

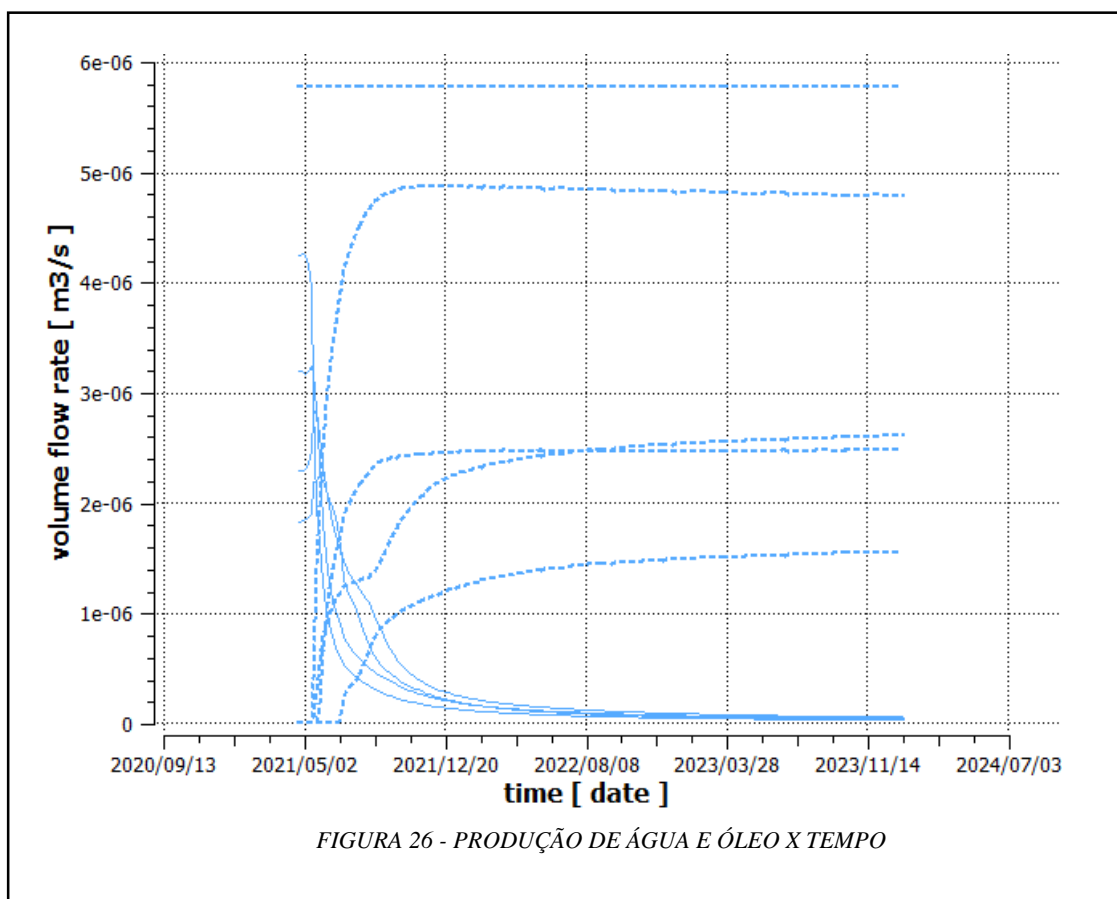
## GRÁFICO DA VAZÃO DE ÓLEO E VAZÃO TOTAL PARA OS POÇOS PRODUTORES

No gráfico abaixo as linhas vermelhas equivalem a vazão total nos poços produtores e as em azuis mostra a vazão de óleo. O poço produtor 5 é o que produz maior vazão total e o poço produtor 4 produz uma vazão menor, isso está relacionado com a maior ou menor distâncias entre eles e os poços injetores.



## GRÁFICO DA PRODUÇÃO DE ÁGUA E ÓLEO

O gráfico abaixo mostra a produção de água e óleo com o passar do tempo, pode-se observar que a produção de água aumenta enquanto a produção de óleo decai. A linha na qual está constante representa a vazão de  $0,5 \text{ m}^3/\text{d}$  dos injetores.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

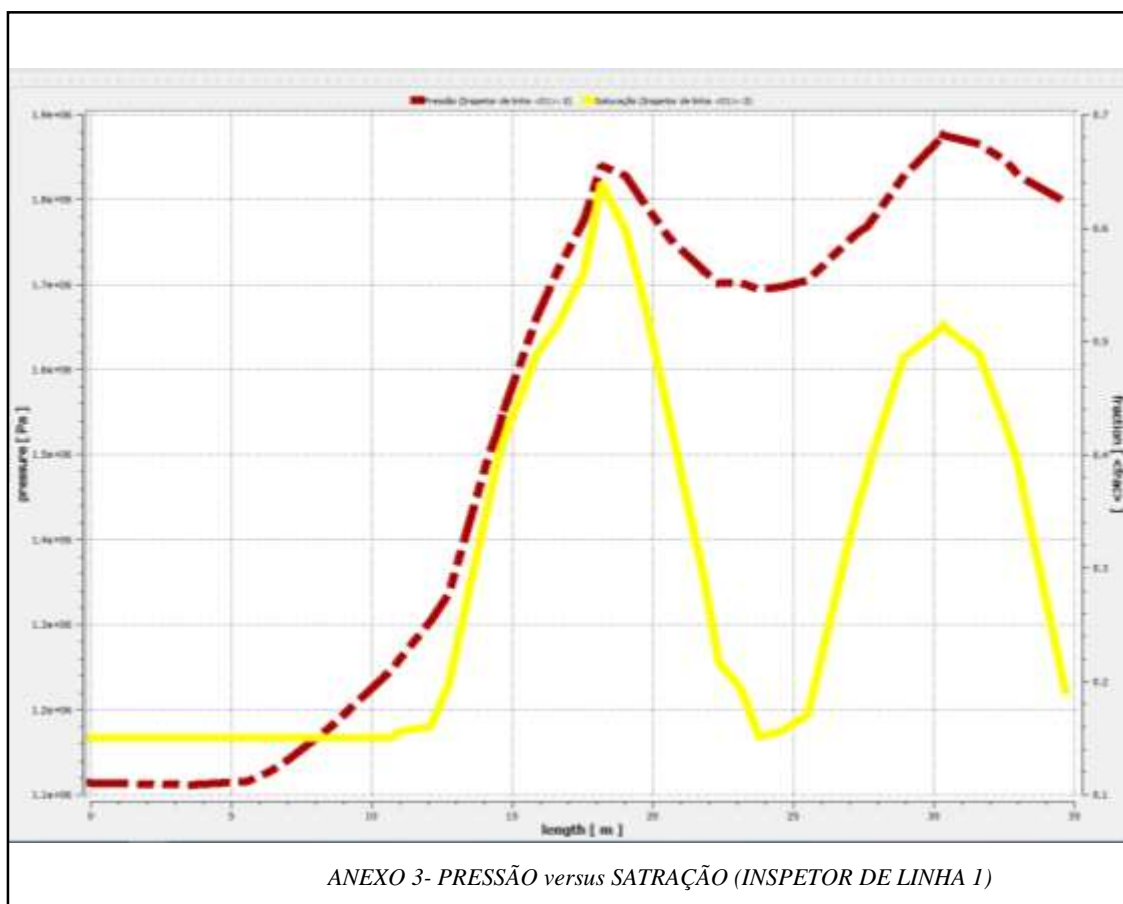
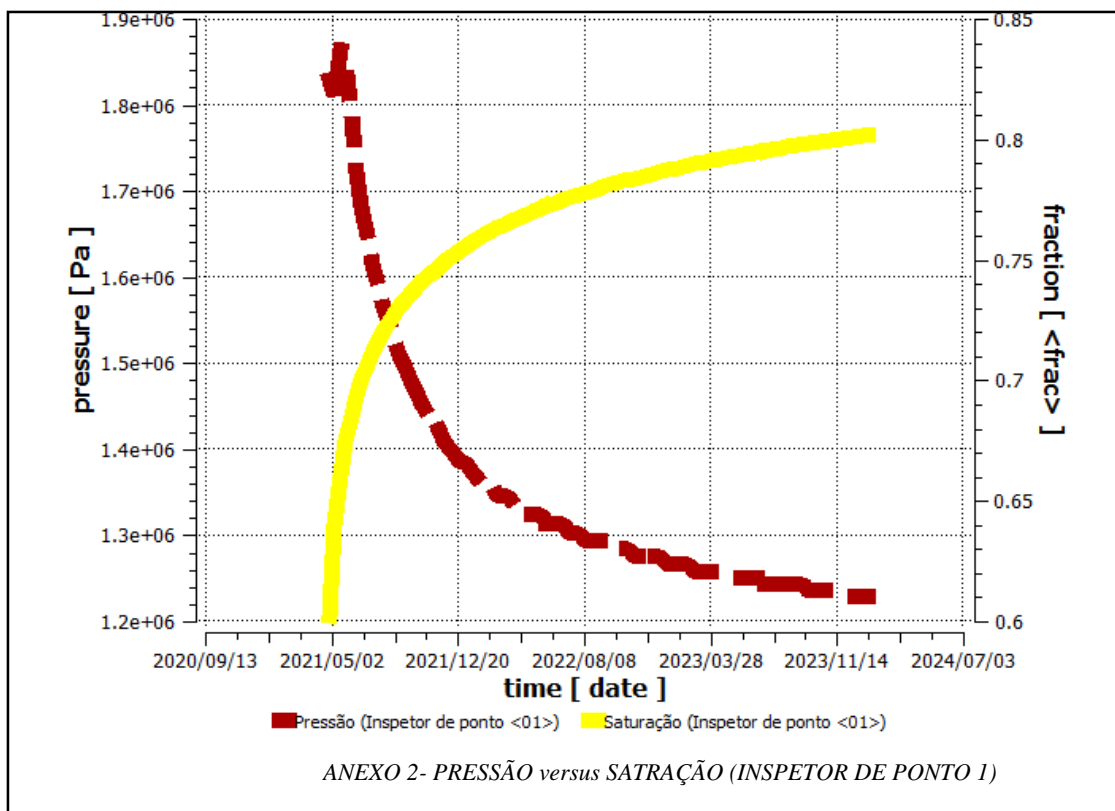
AANONSEN, S. I., EIDE, A. L., HOLDEN, L.: “Optimizing Reservoir Performance Under Uncertainty with Application to Well Location”. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 30710, Dallas, EUA, Out. 22-25, 1995.

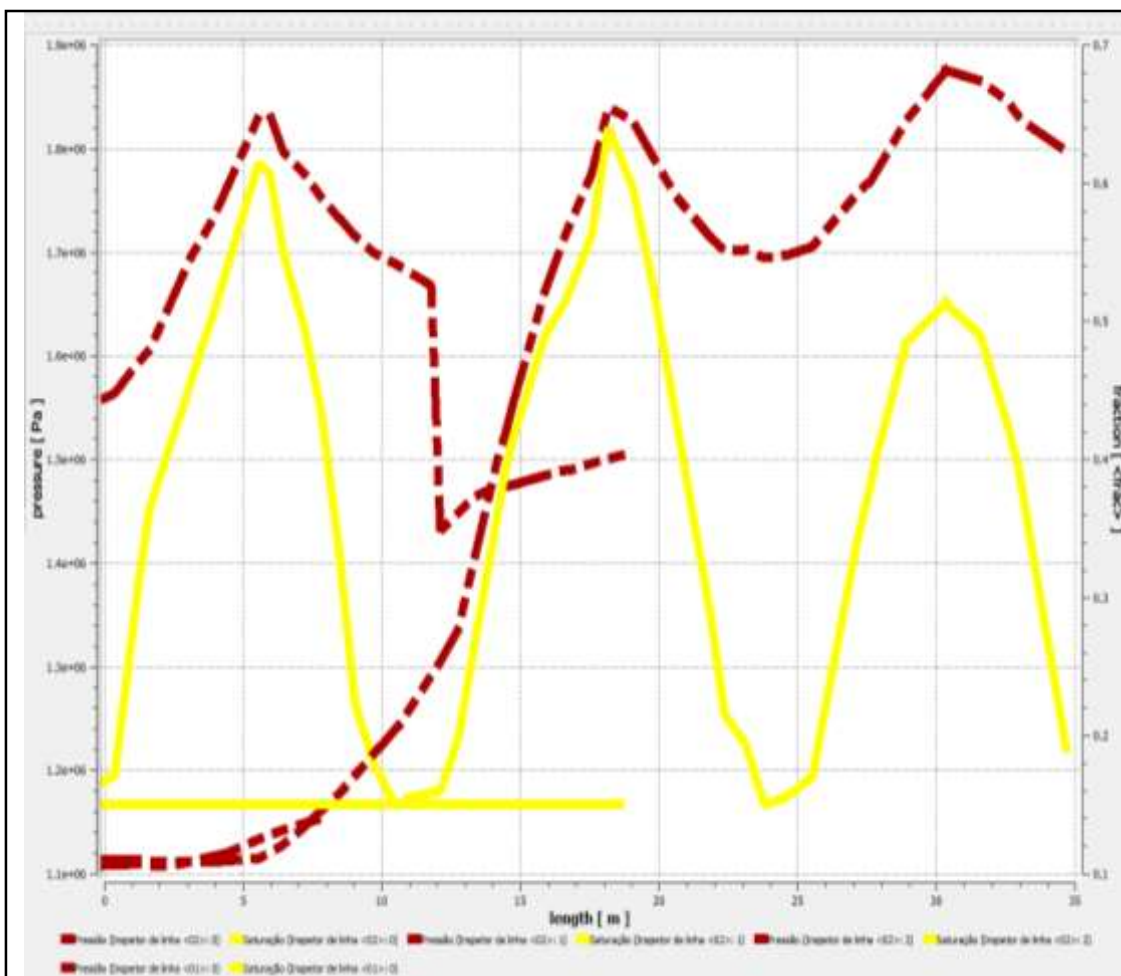
LINCOLN NAKAJIMA.: Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo. FONTE: UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/ INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DA FACULDADE DE ENGENHARIA. *SITE:*[http://www.repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/262950/1/Nakajima\\_Lincoln\\_M.pdf](http://www.repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/262950/1/Nakajima_Lincoln_M.pdf).

## ANEXO

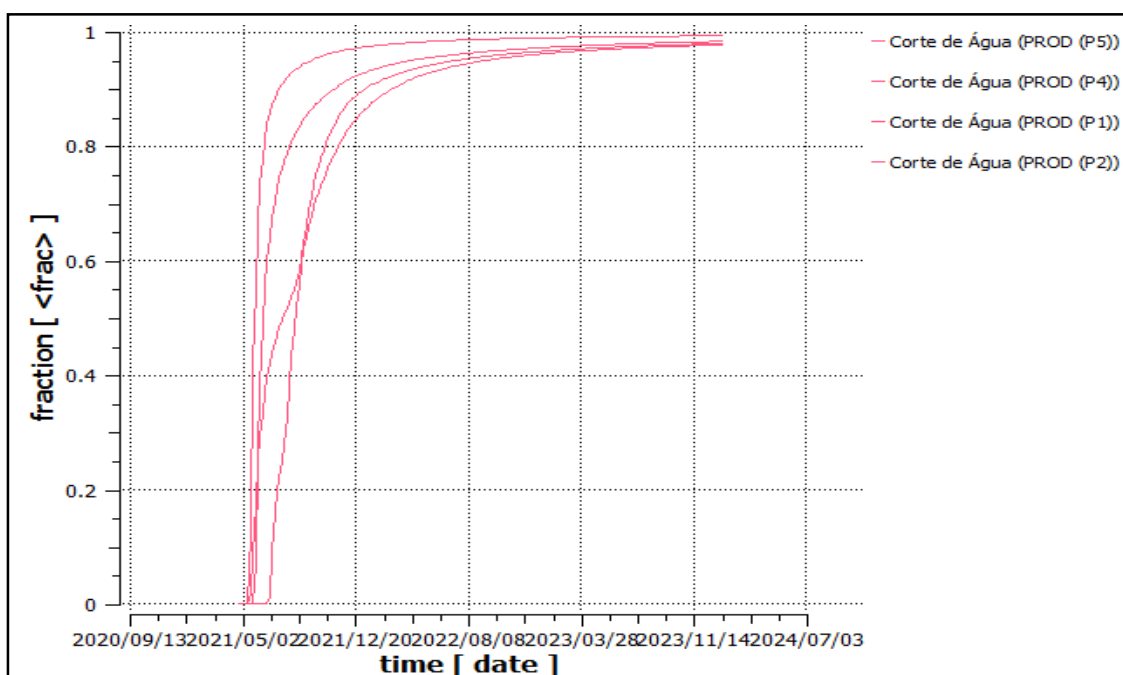
Malha	
Propriedades	Colorização
Propriedade	Valor
ID	1
Função da Malha	Principal
Tipo da Malha	Não estruturado
Dimensão da topologia	2
Dimensão da geometria	2
Número de elementos	600
▼ Tipos de elementos	
Tetra	0
Número de nós	351
▼ Caixa de contorno	
Menor Coordenada	(77, 38)
Maior Coordenada	(1.1e+002, 69)
Tamanho do contorno	(33, 31)
▼ Base	
Origem	(0, 0, 0)
Eixo X	(1, 0, 0)
Eixo Y	(0, 1, 0)
Eixo Z	(0, 0, 1)

ANEXO 1- CARACTERÍSTICAS DA MALHA





ANEXO 4- PRESSÃO versus SATURAÇÃO (INSPECTOR DE LINHA 2)



ANEXO 4- GRÁFICO DE CORTE DE ÁGUA