



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

TASSO CARVALHO DA SILVA

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS ASSOCIADA À INJEÇÃO E
PRODUÇÃO DE FLUIDO EM RESERVATÓRIO**

RECIFE

2022

TASSO CARVALHO DA SILVA

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS ASSOCIADA À INJEÇÃO E
PRODUÇÃO DE FLUIDO EM RESERVATÓRIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

RECIFE

2022

Catálogo na fonte:
Bibliotecário Josias Machado, CRB-4 / 1690

S586a Silva, Tasso Carvalho da
Análise numérica de reativação de falhas associada à injeção e
produção de fluido em reservatório / Tasso Carvalho da Silva. – 2022.
87 f.: il., figs., tabs., abrev. e sigl.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Recife, 2022.
Inclui referências.

1. Engenharia civil. 2. Modelagem numérica. 3. Simulação de
reservatório de petróleo. 4. Análise geomecânica. 5. Reativação de falhas.
I. Gomes, Igor Fernandes (orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2022-295

TASSO CARVALHO DA SILVA

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS ASSOCIADA À INJEÇÃO
E PRODUÇÃO DE FLUIDO EM RESERVATÓRIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, Área de Concentração Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em 20/07/2022

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes - UFPE

BANCA EXAMINADORA

participação por videoconferência
Prof.^a Dr.^a Débora Cristina Almeida de Assis (examinadora externa)
Universidade Federal de Alagoas

participação por videoconferência
Prof. Dr. Tiago Siqueira de Miranda (examinador externo)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães (examinador interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

“Estais sempre alegres, orai incessantemente, dai graças em todas as circunstâncias, pois esta é a vontade de Deus a vosso respeito em Cristo Jesus” 1Ts 5, 16-18

Agradeço a Deus por todas as bênçãos para a realização deste trabalho, agradeço à intercessão de Nossa Senhora em toda a caminhada.

Agradeço a minha família, meus pais Rejane e Fernando e irmão Tiago por estarem sempre me apoiando. Dedico este trabalho a minha avó, Josefa Maria de Carvalho, que já se encontra na casa do Pai.

Agradeço a minha noiva Weliclécia por estar sempre ao meu lado, transmitindo força, carinho e compreensão durante esta caminhada.

Agradeço ao meu orientador, Professor Igor Gomes, que mais além de orientador foi um amigo, homem de fé que transmite conhecimento com maestria e humildade para seus alunos.

Agradeço ao meu amigo José Cícero, desde a graduação foi um amigo para todas as horas, sou grato por tudo.

Para realizar sonhos sempre temos amigos ao nosso lado, e na Pós Civil me senti acolhido e grato por toda amizade e companheirismo, Ana Itamara, Matheus, Nina, Rayane, Ially, Anny, Jean, Professor Leonardo.

Agradeço a Rose e a Priscila da Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da UFPE, junto com a Petrobras, por todo apoio, amizade e dedicação. A Andrea e Juliana da secretaria da Pós Civil sempre atenciosas com os discentes. A Fundação Energi Simulation por todo apoio através da Cátedra Industrial de Pesquisa em Modelagem de Reservatórios e Otimização Robusta.

Por fim agradeço a Deus por toda a caminhada.

RESUMO

O estudo das zonas falhas é de suma importância para a segurança no processo de produção de petróleo. O processo de reativação das falhas pode levar a deformações superficiais, subsidência e exsudação de fluidos na superfície do fundo do mar implicando em danos ambientais e econômicos. É um problema acoplado hidromecânico e a ativação da falha é governada pelas condições de contorno do problema podendo ser modelado numericamente envolvendo modelos constitutivos adequados para os materiais envolvidos. A falha pode ser representada por apenas um material de preenchimento ou dividida em zonas de núcleo e dano, o que é uma aproximação consistente com observações de campo. Esta dissertação apresenta a simulação numérica acoplada hidromecânica de dois cenários hipotéticos quanto à reativação de falhas devido à mudança do campo de pressão no interior de um reservatório. No primeiro foi simulado um reservatório em produção de petróleo com possibilidade de reativação de falha, avaliando o impacto da reativação na resposta tensão deformação de um talude submarino localizado no leito marinho, sobre o campo. O reservatório, seccionado por uma zona de falha, está sujeito à operação de um poço injetor e outro produtor. A zona de falha é assumida como uma região inicialmente selante apresentando-se como uma descontinuidade geomecânica e hidráulica do campo. A reativação de falha geológica atuou como um gatilho de possível instabilização do talude, provocando deslocamentos horizontais e verticais. O segundo cenário envolve a modelagem de reativação de falhas de um campo cujo modelo foi construído a partir da interpretação dos dados sísmicos da Bacia Laurentian, em ambiente *offshore* no Canadá, considerando a falha dividida em zonas de núcleo e de dano. As simulações numéricas foram realizadas aplicando o método dos elementos finitos, através do modelo de Mohr-Coulomb, com regularização viscosa de Perzyna, utilizando o código *in house* CODE-BRIGHT. A simulação do comportamento constitutivo de falhas selantes levou à previsão da possibilidade de reativação da falha e à análise de sensibilidade quanto a propriedade de resistência dos materiais da zona de falha.

Palavras-chave: modelagem numérica; simulação de reservatório de petróleo; análise geomecânica; reativação de falhas.

ABSTRACT

The study of fault zones is of paramount importance for safety in the oil production process. The fault reactivation process can lead to surface deformations, subsidence and exudation of fluids on the surface of the seabed, resulting in environmental and economic damages. It is a coupled hydromechanical problem and the fault activation is governed by the boundary conditions of the problem and can be numerically modeled involving constitutive models suitable for the materials involved. The fault can be represented by just one filler material or divided into core and damage zones, which is an approximation consistent with field observations. This dissertation presents the hydromechanical coupled numerical simulation of two hypothetical scenarios regarding the reactivation of faults due to the change of the pressure field inside a reservoir. In the first one, a reservoir in oil production with the possibility of fault reactivation was simulated, evaluating the impact of reactivation on the stress-strain response of a submarine slope located on the seabed, over the field. The reservoir, sectioned by a fault zone, is subject to the operation of an injection well and another producer. The fault zone is assumed as an initially sealing region presenting itself as a geomechanical and hydraulic discontinuity of the field. The geological fault reactivation acted as a trigger of possible slope instability, causing horizontal and vertical displacements. The second scenario involves the modeling of fault reactivation of a field whose model was built from the interpretation of seismic data from the Laurentian Basin, in an offshore environment in Canada, considering the fault divided into core and damage zones. Numerical simulations were performed applying the finite element method, through the Mohr-Coulomb model, with Perzyna viscous regularization, using the in-house code CODE-BRIGHT. The simulation of the constitutive behavior of sealant failures led to the prediction of the possibility of failure reactivation and to the sensitivity analysis regarding the resistance property of the materials in the failure zone.

Keywords: numerical modeling; petroleum reservoir simulation; geomechanical analysis; fault reactivation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Zona de falha formada pelo núcleo, zona de dano e protólito	19
Figura 2 –	Modelo conceitual de zona de falha com protólito. i) o núcleo da falha, ii) zona de dano, iii) protólito	20
Figura 3 –	(a) Diagrama esquemático da estrutura através de uma zona de falha, (b) modelo conceitual da distribuição de permeabilidade, (c) módulo de Young.	21
Figura 4 –	Relação da zona de falha com o módulo de Young	21
Figura 5 –	Caracterização da zona de falha do Arenito asteca localizado no <i>Valley of Fire State Park</i> , no sul de Nevada, USA	22
Figura 6 –	Teoria de Anderson de falhas relacionando falhas com as principais direções de tensão: (a) falha normal, (b) falha reversa, e (c) falha transcorrente	23
Figura 7 –	Riscos geológicos <i>offshore</i> , com o escorregamento submarino destacado em vermelho	25
Figura 8 –	Exsudação do óleo, Campo de Frade, na Bacia de Campos	27
Figura 9 –	Vazamento de petróleo no Campo de Frade, na Bacia de Campos	27
Figura 10 –	Superfície de fluência Mohr-Coulomb no espaço principal de tensão	32
Figura 11 –	Ciclo carga-descarga ($\sigma \times \varepsilon$)	33
Figura 12 –	Curva da função de fluência	34
Figura 13 –	Superfície de fluência	35
Figura 14 –	Tipos de Comportamento de Material Elastoplástico	36
Figura 15 –	Fluxograma das etapas de execução das simulações	38
Figura 16 –	Seção geológica regional da Bacia de Campos	39
Figura 17 –	Zona de falha modelada: Caso 01	40
Figura 18 –	Malha do modelo: Caso 01	41

Figura 19 – Condições iniciais e de contorno: Caso 01	42
Figura 20 – Interpretação de uma seção sísmica 2D (tempo de pré-empilhamento migrado) da Bacia Laurentian, plataforma, Canadá	44
Figura 21 – A) Modelo 2D discretizado da seção geológica interpretada (profundidade no tempo), com um furo de sondagem hipotético. A espessura de cada leito é mostrada em tempo na seção do poço. B) Modelo de reservatório 2D discretizado após a conversão de profundidade da seção geológica	45
Figura 22 – Esquema do modelo de simulação baseado no modelo conceitual de uma zona de falha normal	47
Figura 23 – A) Modelo de simulação Falha Canadá. B) Malha de elementos finitos	48
Figura 24 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o tempo final	50
Figura 25 – Deslocamento na direção X para o tempo final	51
Figura 26 – Deslocamento na direção Y para o tempo final	51
Figura 27 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final	51
Figura 28 – (-Log) Distribuição final da permeabilidade (m ²) para o tempo final	52
Figura 29 – Deslocamento em X do talude para o tempo final	53
Figura 30 – Deslocamento em Y do talude para o tempo final	53
Figura 31 – Tensão de cisalhamento do talude	53
Figura 32 – Elementos selecionados para análise dos deslocamentos horizontais no talude	54
Figura 33 – Elementos selecionados para análise da deformação plástica na falha	55
Figura 34 – Distribuição das falhas, Bacia Laurentian, <i>offshore</i> do Canadá	57
Figura 35 – Posição dos poços, Bacia Laurentian, <i>offshore</i> do Canadá	58
Figura 36 – Pressão de líquido para o tempo final (sem reativação)	59

Figura 37 – Deslocamento na direção X para o tempo final (sem reativação)	59
Figura 38 – Deslocamento na direção Y para o tempo final (sem reativação)	60
Figura 39 – Vetores do módulo do deslocamento (sem reativação)	60
Figura 40 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final (sem reativação)	60
Figura 41 – (-Log) Distribuição final da permeabilidade (m^2) para o tempo final (sem reativação)	61
Figura 42 – Tensão de cisalhamento (sem reativação)	61
Figura 43 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o início da reativação	63
Figura 44 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o tempo final (reativação) ...	63
Figura 45 – Pressão de líquido para o início da reativação.....	64
Figura 46 – Pressão de líquido para o tempo final (reativação)	64
Figura 47 – Distribuição da deformação plástica para o início da reativação	65
Figura 48 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final (reativação)	66
Figura 49 – (-Log) Distribuição da permeabilidade (m^2) para o início da reativação	66
Figura 50 – (-Log) Distribuição da permeabilidade (m^2) para o tempo final (reativação).	66
Figura 51 – Deslocamento na direção X para o tempo final (reativação)	67
Figura 52 – Deslocamento na direção Y para o tempo final (reativação)	68
Figura 53 – Tensão de cisalhamento (reativação)	68
Figura 54 – Elementos escolhidos para análise	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Deslocamentos horizontais no talude	55
Gráfico 2 – Deformação plástica na falha	56
Gráfico 3 – Deslocamento vertical x Distância total da região analisada	69
Gráfico 4 – Pressão de líquido x Tempo (TPF)	71
Gráfico 5 – Deformação plástica x Tempo (TPF)	72
Gráfico 6 – (-Log) Distribuição da permeabilidade x Tempo (TPF)	72
Gráfico 7 – Deslocamento vertical x Tempo (TPF)	73
Gráfico 8 – Pressão de líquido x Pressão de Injeção (TPF)	73
Gráfico 9 – Deformação plástica x Pressão de Injeção (TPF)	74
Gráfico 10 – Pressão de líquido x Tempo (MF)	75
Gráfico 11 – Deformação plástica x Tempo (MF)	75
Gráfico 12 – (-Log) Distribuição da permeabilidade x Tempo (MF)	76
Gráfico 13 – Deslocamento vertical x Tempo (MF)	77
Gráfico 14 – Pressão de líquido x Pressão de Injeção (MF)	77
Gráfico 15 – Deformação plástica x Pressão de Injeção (MF)	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Propriedades dos materiais: Caso 01	41
Tabela 2 –	Propriedades dos elementos das falhas usadas no Caso 02	49
Tabela 3 –	Pressões de injeção analisadas	58
Tabela 4 –	Abreviatura dos elementos escolhidos para análise	70

LISTA DE SÍMBOLOS

σ_1	Tensão principal máxima
σ_2	Tensão principal intermediária
σ_3	Tensão principal mínima
σ_v	Tensão vertical
σ_H	Tensão horizontal máxima
σ_h	Tensão horizontal mínima
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões totais
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformações infinitesimais
ε	Deformações
$\boldsymbol{\varepsilon}^e$	Parcela elástica das deformações
$\boldsymbol{\varepsilon}^p$	Parcela plástica das deformações
\mathbf{u}	Campo de deslocamentos
$\dot{\mathbf{u}}$	Vetor de deslocamento nodal
$\bar{\mathbf{u}}$	Deslocamento prescrito na fronteira Γ_u
\mathbf{n}	Vetor normal à fronteira Γ_h
\mathbf{D}	Operador tangente
\mathbf{b}	Vetor de forças de corpo
∇	Operador divergente
Γ_u	Contorno do problema de deslocamento
Γ_h	Contorno do problema de tensões
κ	Parâmetro de estado
h	Parâmetro de endurecimento
m	Parâmetro plástico do material
A	Multiplicador escalar
$F(\boldsymbol{\sigma}, \kappa)$	Função de fluência
$P(\boldsymbol{\sigma}, m)$	Função do potencial plástico
\mathbf{D}^e	Tensor elástico
\mathbf{D}^p	Tensor plástico
\mathbf{D}^{ep}	Tensor elastoplástico
$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}$	Vetor de deformações
$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}^e$	Vetor de taxa de deformação elástica
$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}^p$	Vetor de taxa de deformação plástica

$\dot{\epsilon}_v$	Vetor de taxa de deformação volumétrica
$\dot{\sigma}$	Vetor de tensões totais
A	Parâmetro plástico escalar
E	Módulo de elasticidade
ρ^l	Densidade da fase de fluido
ρ^s	Densidade da fase sólida
Φ	Porosidade da rocha
q_l	Vetor de fluxo de Darcy
f_l	Termo de massa fonte/sumidouro da fase de fluido
\mathbf{k}	Tensor da permeabilidade intrínseca do meio poroso
μ_l	Viscosidade da fase de fluido
\mathbf{g}	Vetor de gravidade
$d\epsilon$	Incremento da deformação total
$d\epsilon^e$	Incremento da deformação elástica
$d\epsilon^{vp}$	Incremento da deformação viscoplástica
p_l	Pressão do fluido
\mathbf{I}	Matriz identidade
λ	Multiplicador viscoplástico
$\dot{\epsilon}^{vp}$	Taxa de deformação viscoplástica
η	Parâmetro de regularização viscosa de Perzyna
σ'	Tensão efetiva
c'	Coesão efetiva
ϕ'	Ângulo de atrito efetivo
p	Tensão média
J	Tensão desviadora
θ	Ângulo de Lode
τ	Tensão de cisalhamento

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1	OBJETIVOS	17
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	ZONAS DE FALHAS GEOLÓGICAS	19
2.2	REATIVAÇÃO DE FALHAS	25
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	29
3.1	MODELO CONSTITUTIVO GEOMECÂNICO	31
3.2	ACOPLAMENTO HIDROME CÂNICO	32
3.3	TEORIA ELASTOPLÁSTICA	33
4	METODOLOGIA	37
4.1	CASO 01: IMPACTO DE REATIVAÇÃO DE FALHA EM TALUDE SUBMARINO	39
4.2	CASO 02: ANÁLISE DE REATIVAÇÃO DE FALHAS EM MODELO BASEADO EM SEÇÃO GEOLÓGICA REAL	43
5	RESULTADOS	50
5.1	ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHA E IMPACTO SOBRE ESTABILIDADE DE TALUDE SUBMARINO	50
5.2	ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS DEVIDO À PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIO, CONSIDERANDO ZONAS DE DANO E NÚCLEO DE FALHA	57
5.2.1	Máxima pressão de fundo de poço (6,4 MPa) sem reativação das falhas	58

5.2.2	Pressão mínima de reativação da falha (6,5 MPa)	62
5.2.3	Influência da mudança da pressão de injeção	68
5.2.3.1	Análise dos resultados com base no elemento 18986 (terminação superior da falha 01 - TPF)	70
5.2.3.2	Análise dos resultados com base no elemento 19704 (região central da falha 01 - MF)	74
6	DISCUSSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
6.1	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

A injeção e produção de fluidos no interior de reservatórios de petróleo podem causar mudanças significativas ao estado de tensões da rocha decorrentes de alteração na pressão de poros. Isto pode levar à concentração de tensões cisalhantes em estruturas geológicas adjacentes como, por exemplo, zonas de falhas as quais podem sofrer reativação. As falhas são superfícies ou zonas estreitas decorrentes da ruptura por cisalhamento de rochas com uma movimentação relativa entre o plano de falha. São caracterizadas por apresentarem movimento paralelo à superfície de ruptura, cuja superfície, plana ou curva, é chamada de plano de falha ou superfície de falha (Fossen, 2016). As falhas, como elementos selantes, têm grande importância na criação de armadilhas de hidrocarbonetos, pois a rocha de vedação possui baixa permeabilidade e evita o vazamento de fluido do reservatório de rocha (Gomes, 2009). As zonas de falhas, através das observações de campo, consistem normalmente em duas unidades estruturais principais, sendo um núcleo de falha e uma zona de dano de falha (Gudmundsson, 2004). Cada região apresenta resistência ao cisalhamento e rigidez específicos, bem como porosidade, permeabilidade e outras propriedades com distribuição heterogênea ao longo de sua extensão e profundidade.

O processo de reativação das falhas pode ser caracterizado por deformações cisalhantes e perda de sua característica selante pelo processo de dilatância, que é o aumento de volume associado ao processo de cisalhamento. Isso pode levar a deformações superficiais, subsidência e exsudação de fluidos na superfície do fundo do mar, danos a tubulações e até instabilizações de taludes submarinos, implicando em danos ambientais e econômicos. Logo, torna-se conveniente uma análise geomecânica de predição do problema de reativação, definindo o nível de pressão de injeção de fluido no processo de produção de petróleo, para que problemas deste tipo não ocorram. Diversos trabalhos envolvendo modelagem numérica hidromecânica de problemas de reativação de falhas estão sendo desenvolvidos, como Khan *et al.* (2020), Quevedo *et al.* (2017), Peng *et al.* (2021), Cordero *et al.* (2013), Rutqvist *et al.* (2007), Soltanzadeh e Hawkes (2008), Gomes (2009), Guimarães *et al.* (2009) e Guimarães *et al.* (2010).

Dessa forma, o presente trabalho abordará a simulação acoplada hidromecânica de dois cenários hipotéticos quanto à reativação de falhas devido à mudança do campo de pressão no interior de um reservatório. O primeiro está compreendido no contexto de produção de um reservatório de petróleo, com avaliação da possibilidade de reativação de falha de um modelo hipotético bidimensional, avaliando o impacto do processo de reativação na resposta tensão

deformação de talude submarino. Para este caso foi adotado uma simplificação, considerando cada zona de falha e núcleo como meio contínuo homogêneo. O segundo caso analisado corresponde ao estudo para um reservatório deformável atravessado por um sistema de falhas geológicas de forma acoplada e implícita, considerando a falha dividida em núcleo e zonas de dano. O trabalho envolve a construção do modelo de simulação a partir da interpretação dos dados sísmicos da Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá. A simulação do comportamento constitutivo de falhas selantes levou à previsão da possibilidade de reativação da falha e à análise de diversas propriedades do reservatório. Os dois casos serão analisados através do modelo viscoplástico de Mohr-Coulomb, com regularização viscosa de Perzyna (Heeres, 2001; Sánchez, 1997), empregando o programa *in house* de elementos finitos CODE_BRIGHT (COupled DEformation, BRine, Gas and Heat Transport), (Olivella, *et al.*, 1994; Olivella, *et al.*, 1995; Guimarães, 2002).

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por objetivo geral realizar análise numérica acoplada hidromecânica da reativação de falha associada a mudanças do estado de tensão *in-situ* causada pela injeção e produção de fluido em reservatório com e sem a presença de zonas de dano.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar análise numérica de reativação de falha e impacto sobre estabilidade de talude submarino;
- Analisar a reativação de falhas considerando zonas de dano;
- Determinar a máxima pressão de injeção sem reativação de falha: cenário de escoamento monofásico;
- Estudar a influência da pressão de injeção sobre a reativação de falha considerando poço injetor e produtor.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente estudo tem início com a introdução ao tema, com contextualização da reativação de falha associada a mudanças do estado de tensão *in-situ* causada pela injeção e produção de fluido em reservatório de petróleo, seguido pela justificativa à escolha deste tema e dos objetivos gerais e específicos do estudo. O segundo capítulo trata da revisão bibliográfica básica sobre as zonas de falhas geológicas e reativação de falha. O terceiro capítulo explana a formulação matemática que baseia o acoplamento hidromecânico no estudo de reativação de falhas.

O quarto capítulo apresenta a metodologia utilizada para a análise numérica para os dois estudos de caso. O quinto capítulo mostra os resultados e explicações dos casos estudados: o primeiro estudo traz uma modelagem numérica acoplada hidromecânica do fluxo de fluidos no contexto de produção de um reservatório de petróleo com possibilidade de reativação de falha de um modelo hipotético bidimensional, avaliando o impacto do processo de reativação na resposta tensão deformação de talude submarino, sem zona de dano na região da falha. O segundo estudo mostra um procedimento de elementos finitos que modela o fluxo de fluido em um reservatório deformável atravessado por um sistema de falhas geológicas de forma acoplada e implícita, considerando a falha dividida em zonas de núcleo e de dano. O trabalho envolve a construção do modelo de simulação a partir da interpretação dos dados sísmicos da Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá.

O sexto capítulo apresenta as conclusões obtidas a partir dos estudos de caso e análise dos seus resultados. Finalizando, serão apresentadas as considerações finais, conclusões, possíveis melhorias e trabalhos futuros sobre o tema em estudo.

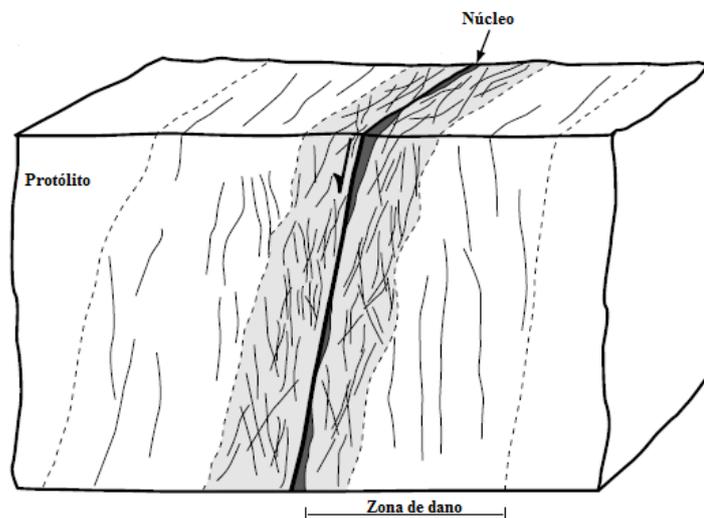
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ZONAS DE FALHAS GEOLÓGICAS

O entendimento das falhas geológicas é fundamental para a construção de modelos de reservatórios de petróleo. As falhas são superfícies ou zonas estreitas onde as rochas estão cisalhadas e deslocadas (Fossen, 2016). As falhas são descontinuidades comuns em reservatórios de petróleo. Enquanto selada, a falha funciona como uma barreira impermeável para o sistema, confinando todo o gás e óleo dentro do reservatório. A zona de falha é subdividida em núcleo de falha e zonas de dano, que tem sido o centro de discussão em vários estudos nos últimos anos como Billi *et al.* (2003), Gudmundsson (2004), Johansen *et al.* (2005), Odling *et al.* (2005), Cappa e Rutqvist (2011), Johri & Zoback (2011), Mitchell e Faulkner (2009), Fossen (2016), Wetzel *et al.* (2018) e Celestino *et al.* (2020), entre outros.

Segundo Gudmundsson (2004), através das observações de campo, as zonas de falhas consistem normalmente em duas unidades estruturais principais, um núcleo de falha e uma zona de dano de falha. Nas principais zonas de falhas, o núcleo tem de metros a dezenas de metros de espessura e contém muitas fraturas cisalhantes e de tração. A zona de dano, que nas principais zonas de falha pode atingir largura de até vários quilômetros, e consiste principalmente em numerosas fraturas e falhas que aumentam em intensidade gradualmente em número em direção ao núcleo. Caine (1996) através de estudos de campo, conceitua que a zona de falha pode ser subdividida em núcleo da falha, zona de dano e o protólito (Figura 1).

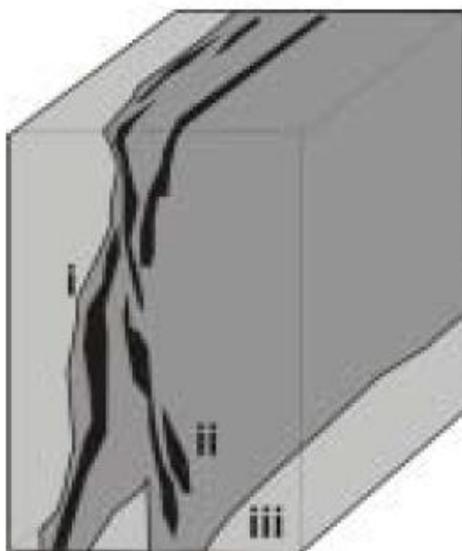
Figura 1 – Zona de falha formada pelo núcleo, zona de dano e protólito.



Fonte: Adaptado de Micarelli *et al.* (2006).

Uma zona de dano é a rede de estruturas subsidiárias que limitam o núcleo da falha e podem aumentar a permeabilidade da zona de falha em relação ao núcleo e ao protólito não deformado. Estruturas subsidiárias relacionadas a falhas em zonas de dano incluem pequenas falhas, veios, fraturas, clivagens e dobras que causam heterogeneidade e anisotropia na estrutura de permeabilidade e propriedades elásticas da zona de falha. Zonas de danos amplas podem indicar múltiplos episódios de deslizamento e a sobreimpressão de sucessivos eventos de deformação (Caine, 1996). O núcleo da falha e as zonas danificadas mostradas são cercadas por protólitos relativamente não deformados (Figura 2).

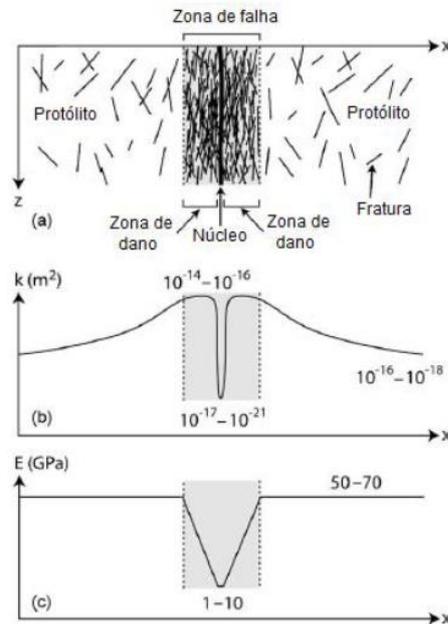
Figura 2 – Modelo conceitual de zona de falha com protólito. i) o núcleo da falha, ii) zona de dano, iii) protólito.



Fonte: Adaptado de Caine (1996).

Estudos sobre a zona de falha mostram como as propriedades são significativamente diferentes dependendo de onde elas são amostradas ao longo de sua extensão. Em seu estudo, Cappa e Rutqvist (2011), discutem que o núcleo da falha é uma região de baixa permeabilidade com pequena porosidade intergranular, enquanto a zona de dano é uma região mais permeável, porém não tão permeável quanto o reservatório, em consequência de sua rede de fratura macroscópica, conforme a Figura 3.

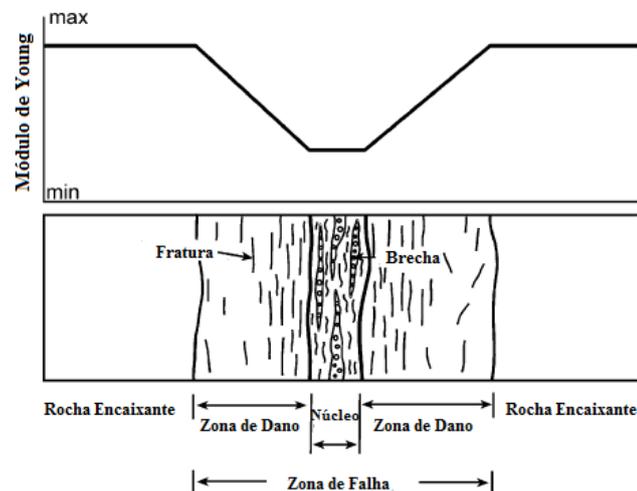
Figura 3 – (a) Diagrama esquemático da estrutura através de uma zona de falha, (b) modelo conceitual da distribuição de permeabilidade, (c) módulo de Young.



Fonte: Adaptado de Cappa e Rutqvist (2011).

O trabalho de Gudmundsson (2004) teve como principal objetivo mostrar como o desenvolvimento do núcleo da falha e da zona de dano pode afetar as propriedades mecânicas, em particular o módulo de Young, da rocha onde ocorre o deslocamento da falha. O autor apresenta uma sugestão da distribuição do módulo de Elasticidade (Young) na região da zona de falha, partindo da rocha encaixante (ou hospedeira) até o núcleo da falha, como pode ser visto na Figura 4:

Figura 4 – Relação da zona de falha com o módulo de Young.



Fonte: Adaptado de Gudmundsson (2004).

A Figura 5 ilustra um exemplo real, apresentado por Myers (1999) de caracterização de zona de falha em afloramento de arenito asteca localizado no *Valley of Fire State Park*, no sul de Nevada, USA. A falha mostrada na Figura 3 consiste em cinco elementos estruturais, cada um dos quais exibe uma permeabilidade característica. A zona de dano (*damage zone*) é a região onde estão contidas as juntas (*joints*), juntas cisalhadas/bandas de deformação (*sheared joints*), núcleo da falha (*fault rock*) e superfícies deslizantes (*slip surfaces*), todas as quais estão embutidas em rocha hospedeira indeformada.

Figura 5 – Caracterização da zona de falha do Arenito asteca localizado no *Valley of Fire State Park*, no sul de Nevada, USA.



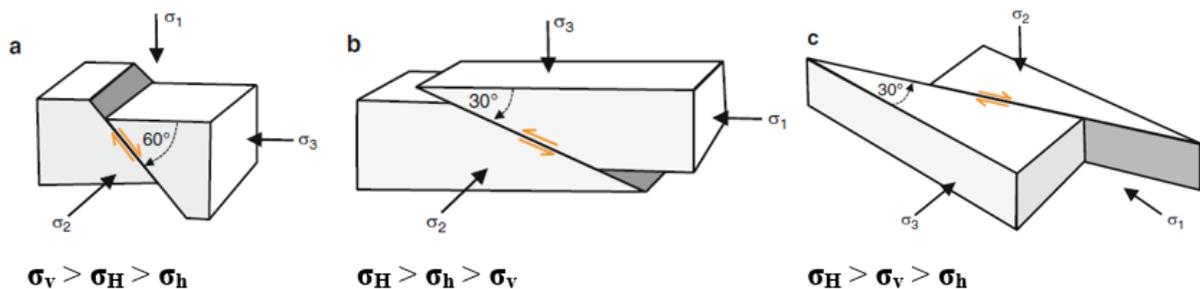
Fonte: Myers (1999).

No estudo de zonas de falhas é fundamental a compreensão dos tipos de falhas que podem ocorrer, dependendo das tensões que a falha se encontra. Segundo Zoback (2007), tensão é força aplicada a uma área, representado por um vetor, capaz de produzir deformação. A deformação, de acordo com conceito geológico, é uma grandeza escalar responsável pela alteração de volume ou forma do objeto. Geralmente, no estudo de falhas, empregam-se duas formas de representar as tensões: σ_1 , σ_2 e σ_3 , como componentes da tensão em cada eixo, onde, geralmente, $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, ou σ_v , σ_H e σ_h , como respectivamente tensão vertical, tensão horizontal máxima e tensão horizontal mínima.

Anderson (1951), classifica as falhas como: normal, reversa e transcorrente. A falha é classificada como normal, quando a tensão atuante principal é a vertical e ocorre movimento descendente de um bloco em relação a outro. Se a tensão vertical for menor que as horizontais, a falha é classificada como reversa, ou inversa, e observa-se o movimento ascendente relativo entre os blocos de rocha. No caso em que a tensão vertical permanece entre a horizontal máxima e mínima, a falha é dita transcorrente e o movimento dos blocos é paralelo.

O esquema de classificação de Anderson (1951), define as magnitudes das tensões principais horizontais em relação à tensão vertical. A tensão vertical, σ_v , é a tensão principal máxima (σ_1) em regimes de falha normais, a tensão principal intermediária (σ_2) em regimes de transcorrência e a mínima tensão principal (σ_3) em regimes de falha reversa. Estas falhas podem ser vistas abaixo na Figura 6:

Figura 6 – Teoria de Anderson de falhas relacionando falhas com as principais direções de tensão: (a) falha normal, (b) falha reversa, e (c) falha transcorrente.



Fonte: Adaptado de Anderson (1951).

Como as falhas podem ter um impacto dominante no fluxo em subsuperfície, o conhecimento de suas propriedades petrofísicas e geomecânicas é essencial para o gerenciamento eficiente das águas subterrâneas, hidrocarbonetos e CO_2 , por exemplo. As propriedades das falhas quanto ao escoamento são, em geral, bastante complexas, pois podem atuar como condutos ou barreiras ao fluxo de fluidos (Jourde *et al.* 2002).

Odling *et al.* (2005) discutem sobre a distribuição espacial das propriedades petrofísicas em zonas de falha levando em consideração as zonas de dano onde variações da permeabilidade e porosidade podem chegar a 30 metros da falha central, para este estudo. Já Johansen *et al.* (2005) apresentam análises da espacialidade da porosidade em zonas de falha indicando a importância da redução da porosidade da rocha encaixante nas bandas de deformação que são observadas nas zonas de dano e pode afetar as propriedades geomecânicas levando a

considerável heterogeneidade. Johri & Zoback (2011) enfatizam a importância da caracterização da zona de dano devido ao seu impacto na anisotropia da zona de falha.

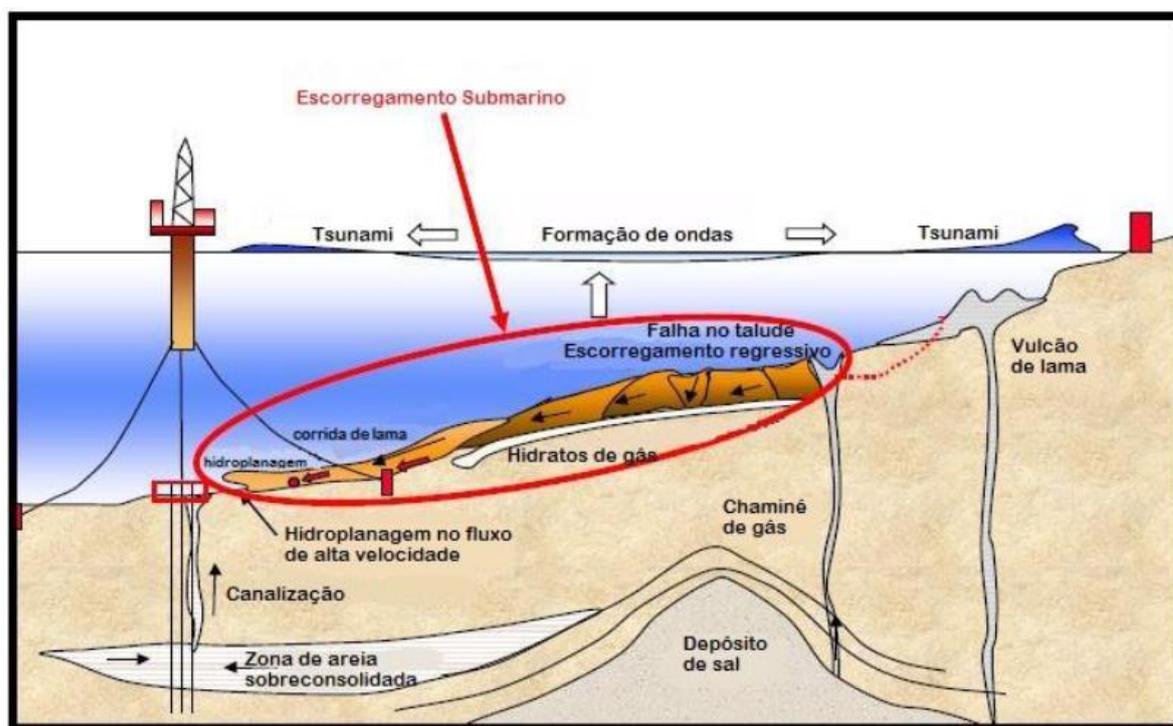
Celestino *et al.* (2020) quantificaram a zona de dano de falha mapeando os padrões das estruturas dentro da zona de dano em uma caracterização estrutural da Falha Triunfo, na Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil. Os autores identificaram uma zona de dano assimétrica que pode estar associada à geometria da falha e heterogeneidades mecânicas, apresentando a zona de falha como um sistema complexo.

A caracterização da zona de falha é um aspecto importante para a modelagem do reservatório em especial levando em consideração a rede de fratura de micro a macro escala. Mitchell & Faulkner (2009) apresentaram um estudo neste tema para a região de Atacama, Chile, onde os autores concluíram que as falhas apresentam intensidade de microfraturas no limite entre o núcleo e a zona de dano. Essas fraturas podem indicar a conexão hidráulica do núcleo e zonas de dano em um processo de reativação de falha.

Vários estudos relacionam a reativação de falhas a eventos tectônicos conforme discutido por Jackson (1980), Postlethwaite & Jacobson (1987) e Scheuber & Andriessen (1990). Esses trabalhos concordaram que o estado de tensão da falha é uma chave importante para o entendimento da reativação onde o aumento da tensão de cisalhamento na falha pode levar à ruptura do contato granular, um deslocamento relativo da rocha falhada e o rearranjo da estrutura granular. Este processo pode ser seguido por aumento do volume poroso indicando um comportamento de dilatância.

O processo de reativação das falhas pode acarretar em instabilizações de taludes submarinos, podendo provocar escorregamento, gerando formação de tsunamis ou rompimentos de tubulações de transporte de material proveniente da exploração *offshore*, implicando em danos ambientais e econômicos (Motta, 2016). Os escorregamentos submarinos são fenômenos que ocorrem de forma natural no leito marinho, e se tornaram objeto de estudo devido às atividades no ramo de exploração de petróleo e gás em águas profundas no mundo inteiro. Na Figura 7 é mostrado de forma ilustrativa, um escorregamento devido à falha em um talude submarino, onde tem início quando o componente de tensão cisalhante vertical do talude exceder a resistência ao cisalhamento do solo (Sawyer *et al.*, 2012).

Figura 7 – Riscos geológicos *offshore*, com o escorregamento submarino destacado em vermelho.



Fonte: Adaptado de Gue (2012).

2.2 REATIVAÇÃO DE FALHAS

A reativação de falha associada a mudanças do estado de tensão *in-situ* causada pela injeção e produção de fluido foi discutida em diversos trabalhos como Khan *et al.* (2020), Cordero *et al.* (2013), Yielding *et al.* (1997), Soltanzadeh e Hawkes (2008), Guimarães *et al.* (2009), Guimarães *et al.* (2010), Rutqvist (2012), Pereira *et al.* (2014), entre outros.

Khan *et al.* (2020) investigaram a reativação de falha existente durante o processo de injeção de CO₂ e armazenamento a longo prazo. Os efeitos do tamanho do reservatório e das condições de contorno foram investigados por meio de modelagem geomecânica do reservatório do arenito profundo de Biyadh, na Arábia Saudita. A análise de estabilidade realizada neste estudo mostrou que a injeção de CO₂ em reservatório de tamanho maior é mais segura em comparação com reservatório de tamanho menor. A injeção de CO₂ com vários poços de injeção pode causar um aumento de pressão nos poros a grandes magnitudes, causando soerguimento do solo. Os resultados da modelagem mostraram que é necessário optar por um tamanho adequado do modelo para o reservatório durante a injeção de CO₂, pois a modelagem

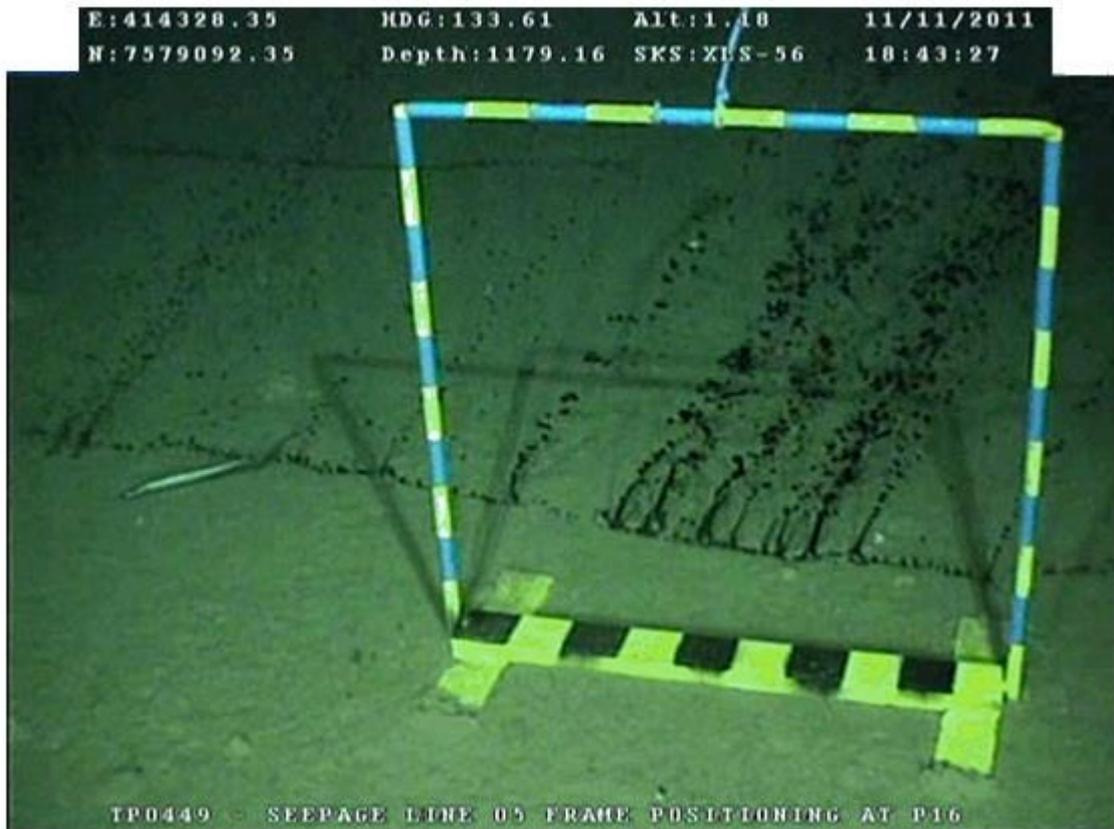
inadequada pode subestimar o acréscimo de poropressão e reativar as falhas, causando o vazamento do CO₂ armazenado.

O estudo de Rutqvist (2012) explana que parte do óleo inicial no reservatório é produzida utilizando métodos avançados de recuperação de óleo, incluindo reinjeção de água produzida, captura e reinjeção de carbono (CO₂), controlando-se a pressão do reservatório e a vazão de produção. Porém, quando a pressão de injeção ultrapassa determinado nível, pode causar alterações no estado de tensão do reservatório, levando à deformação plástica do sistema. Isto também foi discutido em trabalhos como Guimarães *et al.* (2009), Guimarães *et al.* (2010) e Vilarrasa *et al.* (2013). Tal alteração de tensão pode criar alteração no estado de tensões suficiente para quebrar o selo da falha, fazendo com que esta cisalhe e, portanto, apresente um rearranjo dos grãos e expansão do volume, conhecido como dilatação, que altera suas propriedades petrofísicas, como a permeabilidade (Mitchell e Faulkner, 2009).

Posteriormente, com a permeabilidade e a porosidade aumentadas, a zona de falha se torna um caminho preferencial para a migração de fluido para diferentes regiões acima, caracterizando um problema de reativação de falha. Como consequência, o reservatório perde pressão pela falha, comprometendo a produção de óleo, assim como casos de exsudação na superfície, o que pode causar danos às instalações de produção. Além disso, pode afetar aquíferos, o fundo do mar, ou outros ecossistemas, que podem sofrer impacto ambiental severo (Wiprut & Zoback, 2000, 2002; Jones *et al.*, 2002, Frydman *et al.*, 2017).

A Figura 8 mostra o vazamento de óleo nas proximidades do Campo de Frade, na Bacia de Campos, Brasil – RJ, que ocorreu no ano de 2011. O acidente no poço de petróleo resultou no vazamento de 3.700 barris de óleo. Segundo a Agência Nacional do Petróleo (ANP), uma fratura provocada por procedimento de estabilização do poço tenha liberado fluido que vazou por uma falha geológica. O vazamento estava em torno de 200 a 300 barris de petróleo por dia. Foram abertas 7 fraturas, uma delas com 257 metros de extensão, e a mancha de óleo na superfície do oceano teria alcançado 18 km de extensão e área de 11,8 km² (Figura 9). A Agência Nacional do Petróleo multou a empresa responsável em R\$ 35 milhões pelo vazamento de petróleo ocorrido no Campo de Frade, na Bacia de Campos (G1. Globo, 2011).

Figura 8 – Exsudação do óleo, Campo de Frade, na Bacia de Campos.



Fonte: G1. Globo (2011).

Figura 9 – Vazamento de petróleo no Campo de Frade, na Bacia de Campos.



Fonte: G1. Globo (2011).

Tentar construir um modelo preciso para o reservatório, incluindo a zona de falha, pode ser um desafio. A zona de dano representa uma grande e significativa parte da zona de falha e seu entendimento é a chave para modelar com sucesso o problema de reativação. Segundo Hou *et al.* (2014), a avaliação das propriedades físicas de zonas de falha depende fortemente de perfilagem de poço e experimentos de laboratório de amostras das rochas, mas tais dados de campo nem sempre estão disponíveis. No entanto, algumas pesquisas fornecem referência para valores estimados para muitos parâmetros. No entanto, surgem incertezas ao avaliar propriedades com base na literatura.

Pereira *et al.* (2014) apresentaram um estudo de reativação de falha em um cenário de reservatório de petróleo usando uma estrutura que integra uma simulação hidromecânica acoplada e quantificação de incerteza para propriedades de materiais de zona de falha aplicando a teoria da evidência. Neste trabalho os autores consideraram um setor de zona de falha simplificado com foco na estimativa das pressões de injeção máximas permitidas sem reativação de falha, levando em consideração o núcleo e as zonas de dano.

Assim, estudar as falhas e seu processo de reativação é de suma importância para a engenharia de petróleo e em processos de armazenamento de CO₂. Saber como se comportam as falhas e suas características ajudam o engenheiro de petróleo a usar o melhor método computacional para o qual o modelo tenha resultados satisfatórios e mais próximo da realidade, garantindo a produção do óleo e segurança contra acidentes ambientais.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Nos últimos anos, tem se tornado evidente o aperfeiçoamento dos métodos computacionais aplicados em problemas de engenharia, em especial, no que diz respeito a implementações relacionadas ao Método dos Elementos Finitos (MEF), tanto no ambiente acadêmico (a nível de pesquisa científica) como na modelagem das mais diversas situações práticas. Essa evolução está associada com o aumento da capacidade de processamento dos computadores modernos, e, vem possibilitando a realização de cálculos complexos que outrora eram impraticáveis (Alfano *et al.*, 2001).

Dentro desse contexto, o desenvolvimento de modelos constitutivos mais sofisticados, capazes de capturar comportamentos complexos dos materiais, resultou em vários campos de estudo dentro da mecânica dos meios contínuos, entre eles a plasticidade, onde pode-se citar teorias como a elastoplasticidade e a elastoviscoplasticidade. Ao contrário dos modelos constitutivos elastoplásticos, os elastoviscoplásticos são classificados como dependentes do tempo, ou seja, a taxa de aplicação do carregamento, de acordo com o problema físico que está sendo modelado, pode apresentar relevante influência sobre a resposta do material. Vários problemas de engenharia, de grande relevância para profissão, envolvem materiais sob essa circunstância, entre eles: rochas, solos, metais, borrachas e alguns geomateriais, onde pode-se citar fenômenos como a fluência e a retração (Peric, 1993; Perzyna, 1966, 1971; Simo; Honein, 1990).

As rochas, como materiais complexos, necessitam de modelos constitutivos que representam diferentes comportamentos. Assim, os modelos constitutivos elastoplásticos relacionam os comportamentos elástico e plástico ao nível tensional o qual é submetido, decompondo a deformação do material em duas parcelas, elástica e plástica, reversível e irreversível respectivamente (Olivella *et al.*, 2002). Dentro da abordagem ao problema mecânico das rochas a teoria da plasticidade é comumente empregada, pois na engenharia a grande parte dos problemas devem ser analisados pela consideração de não linearidade material, onde a solução destes problemas é mais complexa do que para casos lineares, onde para problemas não-lineares a solução nem sempre é única, ao contrário dos problemas lineares.

Neste trabalho a formulação adotada para a modelagem hidromecânica considera que as equações governantes são as equações de equilíbrio de massa e momento de cada fase. O problema geomecânico tem o comportamento tensão-deformação da rocha dependente do estado das tensões e dos campos de pressão e saturação dos fluidos. No problema hidráulico, a

permeabilidade e a porosidade da rocha são atualizadas a cada intervalo de tempo. Foi considerado para os cálculos pequenas deformações e equações de temperatura constante, onde o problema mecânico é definido pela equação de equilíbrio de tensões, Equação (3.1), considerando leis constitutivas e equações complementares, e o problema hidráulico é caracterizado pela equação do balanço de massa da fase fluida usando a lei de Darcy.

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (3.1)$$

Onde ∇ é o operador divergente do tensor de tensões $\boldsymbol{\sigma}$, e \mathbf{b} é o vetor volumétrico das forças do corpo.

As condições de contorno serão vistas nas equações de Dirichlet (3.2) e Neumann (3.3), onde são prescritos deslocamentos $\bar{\mathbf{u}}_i$ na fronteira Γ_u e forças de superfície \mathbf{h}_i na fronteira Γ_h . Logo:

$$\mathbf{u}_i(\mathbf{x}, t) = \bar{\mathbf{u}}_i(\mathbf{x}, t) \text{ em } \Gamma_u \quad (3.2)$$

$$\boldsymbol{\sigma}_{ij} \mathbf{n}_j = \mathbf{h}_i(\mathbf{x}, t) \text{ em } \Gamma_h \quad (3.3)$$

Onde \mathbf{n}_j é o vetor normal ao contorno Γ_h e (t) é o tempo que, no caso quase-estático, consiste numa variável paramétrica que descreve a configuração atual, (Martins, 2001). O balanço de massa da fase fluida é representado por:

$$\frac{\partial \phi \rho_l}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_l \mathbf{q}_l) + \rho_l \phi \nabla \dot{\mathbf{u}} + f_l = 0 \quad (3.4)$$

Onde ρ_l é a densidade da fase de fluido, ϕ é a porosidade da rocha, \mathbf{q}_l é o vetor de fluxo de Darcy e f_l é um termo de massa fonte/sumidouro da fase de fluido. Os invariantes do problema são o vetor de deslocamento nodal $\dot{\mathbf{u}}$, e a pressão nodal do fluido p_l . A principal equação constitutiva para o problema hidráulico é a Lei de Darcy, neste trabalho é considerado apenas um fluxo de fluido monofásico:

$$\mathbf{q}_l = \left(\frac{\mathbf{K}}{\mu_f} \right) (\nabla p_l + \rho_l \mathbf{g}) \quad (3.5)$$

Onde \mathbf{K} é o tensor da permeabilidade intrínseca do meio poroso, μ_l é a viscosidade da fase de fluido e \mathbf{g} é o vetor de gravidade. Neste trabalho foi considerado um meio poroso isotrópico,

onde é adotado um tensor diagonalizado para a permeabilidade, todos os componentes da diagonal principal do tensor são iguais, conforme Equação (3.6):

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} k & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & k \end{bmatrix} \text{ (bidimensional) ou } \mathbf{K} = \begin{bmatrix} k & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & k & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & k \end{bmatrix} \text{ (tridimensional)} \quad (3.6)$$

3.1 MODELO CONSTITUTIVO GEOMECÂNICO

O modelo adotado foi o modelo elastoplástico Mohr-Coulomb. Neste tipo de modelo, os incrementos de tensão e deformação são relacionados por:

$$d\boldsymbol{\sigma}' = \mathbf{D}^e d\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{D}^e (d\boldsymbol{\varepsilon}^e + d\boldsymbol{\varepsilon}^{vp}) \quad (3.7)$$

No qual $d\boldsymbol{\sigma}'$ é o incremento da tensão efetiva, \mathbf{D}^e é o tensor constitutivo elástico e as variáveis $d\boldsymbol{\varepsilon}$, $d\boldsymbol{\varepsilon}^e$, $d\boldsymbol{\varepsilon}^{vp}$ são respectivamente: o incremento das deformações totais, elásticas e viscoplásticas. O vetor de tensões é determinado pelo princípio de tensão efetiva, onde o estado de tensão é uma função de uma mudança no campo de pressão do fluido p_l :

$$d\boldsymbol{\sigma}' = d\boldsymbol{\sigma} + \mathbf{I} dp_l \quad (3.8)$$

Onde $d\boldsymbol{\sigma}$ é o incremento da tensão total e \mathbf{I} é um tensor identidade. Neste trabalho foi considerado o modelo viscoplástico de Perzyna, que permite a modelagem dos efeitos da taxa de tempo no processo de deformação plástica. Conforme discutido em Gomes (2006) e Gomes (2009), em uma análise mecânica, as tensões e deformações resultantes são dependentes do tempo, onde um multiplicador viscoplástico $\dot{\lambda}$ é aplicado à regra de escoamento plástico, mostrado na Equação (3.9):

$$\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}^{vp} = \frac{\langle \Phi(F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h})) \rangle}{\eta} \frac{\partial F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h})}{\partial \boldsymbol{\sigma}} \quad (3.9)$$

Diante disso, o multiplicador viscoplástico é função de um parâmetro de penalidade $1/\eta$ e considera uma função monotônica $\Phi(F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h}))$ em que $\Phi(F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h})) = 0 \Leftrightarrow F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h}) = 0$, onde $F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{h})$ é a função de fluência e \mathbf{h} são as variáveis internas para o modelo de plasticidade. Aplicando a regra de fluxo à (Equação 4), é possível relacionar o estado de tensão com a deformação por meio de um tensor constitutivo viscoplástico \mathbf{D}^{vp} conforme visto em Gomes (2006). A função de fluência do modelo de plasticidade de Mohr Coulomb pode ser escrita em

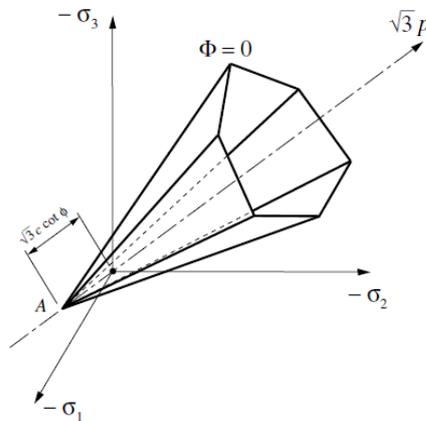
função dos três invariantes de tensão: p' , J e θ , definidos como a tensão média efetiva, tensão desviadora e ângulo de Lode, respectivamente.:

$$F(\boldsymbol{\sigma}', \mathbf{h}) = J - \left(\frac{c'}{\tan \varphi'} + p' \right) G(\theta) = 0 \quad (3.10)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}'$ é a tensão efetiva, c' a coesão efetiva e φ' é o ângulo de atrito efetivo.

A equação (3.10) resulta em uma superfície piramidal de base hexagonal irregular, como mostra a Figura 10:

Figura 10 – Superfície de fluência Mohr-Coulomb no espaço principal de tensão.



Fonte: Adaptado de Souza Neto, Perić e Owens (2008).

3.2 ACOPLAMENTO HIDROMECAÂNICO

É usada a formulação que mostra o acoplamento entre as mudanças na porosidade e a permeabilidade intrínseca. A variação da porosidade é calculada usando a equação de equilíbrio do sólido, dada por:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1-\phi) D\rho^s}{\rho^s Dt} + (1 - \phi) \dot{\epsilon}_v \quad (3.11)$$

Onde $\dot{\epsilon}_v$ é a taxa de deformação volumétrica, podendo ser representada por:

$$\dot{\epsilon}_v = \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (3.12)$$

A determinação da permeabilidade devido à deformação da rocha é uma função complexa que depende do regime elástico ou inelástico a que o material é submetido. Para o modelo

viscoplástico de Mohr-Coulomb é utilizada uma lei linear, relacionando a variação da permeabilidade com a evolução da deformação plástica cisalhante, que está diretamente relacionada à deformação plástica volumétrica a um determinado ângulo de dilatância (Guimarães et al. 2009).

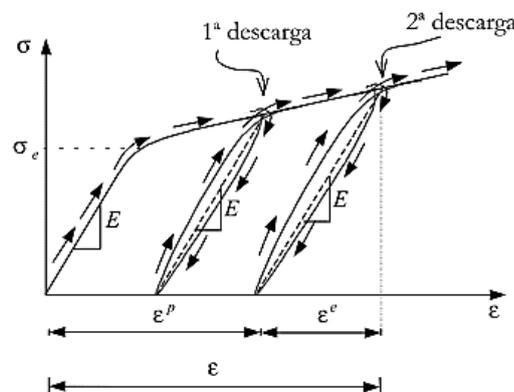
3.3 TEORIA ELASTOPLÁSTICA

A teoria da plasticidade permite dividir de maneira aditiva a deformação total nas partes elástica e plástica, respectivamente indicadas por ϵ^e e ϵ^p . Dessa forma:

$$\epsilon = \epsilon^e + \epsilon^p \quad (3.13)$$

A Equação (3.13) define o Princípio da Decomposição Aditiva da Deformação, que consiste em decompor a deformação total (ϵ) de um sólido sujeito a um estado de tensões, superior ao limite elástico, nas parcelas da deformação plástica e elástica. O comportamento uniaxial de materiais elastoplásticos pode ser visto, de forma idealizada, na Figura 11, por meio do gráfico tensão (σ) versus deformação (ϵ), onde o material se comporta elasticamente até o limite elástico, e depois descarregado as deformações que ocorreram no processo serão recuperáveis e denominado parcela elástica (ϵ^e). Caso as tensões continuarem atuando, e ultrapassar o limite elástico, até um determinado nível e posterior descarregamento, uma parcela da deformação não será recuperada denominada parcela plástica (ϵ^p).

Figura 11 – Ciclo carga-descarga ($\sigma \times \epsilon$).



Fonte: Adaptado de Olivella e Bosch (2002).

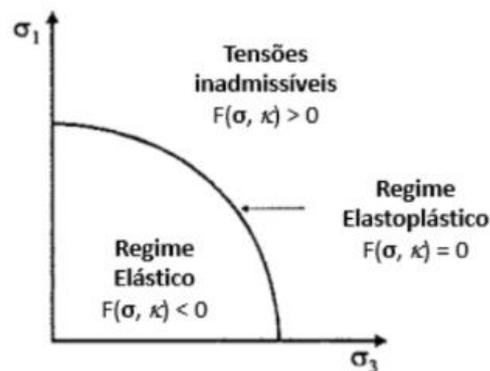
Para analisar o comportamento do material é necessário analisar o valor da função de fluência $F(\boldsymbol{\sigma}, \kappa)$, esta função separa no espaço de tensões, as combinações de tensões que descrevem os comportamentos plásticos ou elásticos. Conforme Gomes (2001), a história de tensões e deformações do material é introduzida implicitamente por parâmetros de estado κ , definidos por uma lei específica. O critério de plastificação não permite que o estado de tensões $(\boldsymbol{\sigma}_{ij}, \kappa)$, assumam valores fora do espaço de tensões admissíveis, logo:

$$F(\boldsymbol{\sigma}, k) \leq 0 \quad (3.14)$$

Dessa forma, se a função de fluência é menor do que zero, então não ocorrem deformações plásticas, pois o regime é elástico, e se a função é igual a zero então existe um fluxo plástico. Caso a função de fluência exceda a zero, então o estado de tensões não será permitido, pois estará na região das tensões plasticamente inadmissíveis.

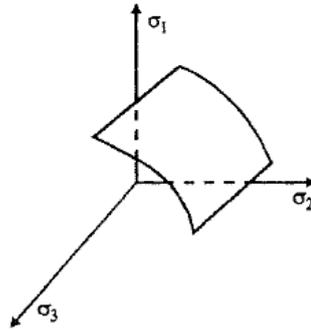
A função de fluência deve ser expressa em termos de seis componentes de tensão e, portanto, forma uma superfície no espaço hexadimensional, (Potts e Zdravković, 1999). Assim, pode ser visto nas figuras 12 e 13, que são a curva da função de fluência e a superfície de fluência respectivamente:

Figura 12 – Curva da função de fluência.



Fonte: Adaptado de Potts e Zdravković (1999).

Figura 13 – Superfície de fluência.



Fonte: Adaptado de Potts e Zdravković (1999).

No estudo da plasticidade é necessário o entendimento da função do potencial plástico, que é uma função das tensões e de um vetor de parâmetros de estado m , e de um multiplicador escalar Λ , que aplicados à regra de fluxo resulta em uma relação entre as diferentes componentes de deformação incremental plástica. A regra de fluxo é uma equação evolutiva, que relaciona incrementos de deformação com gradientes de uma função do potencial de plastificação P . Logo, é necessário ter alguns meios para especificar a direção da deformação plástica em todos os estados de tensão. Isso é feito por meio de uma regra de fluxo que pode ser expressa da seguinte maneira:

$$\dot{\varepsilon}^p = \Lambda \frac{\partial P(\boldsymbol{\sigma}, m)}{\partial \boldsymbol{\sigma}} \quad (3.15)$$

No qual $\dot{\varepsilon}^p$ representa a taxa de deformação plástica. A função do potencial plástico tem a seguinte forma:

$$P(\boldsymbol{\sigma}, m) = 0 \quad (3.16)$$

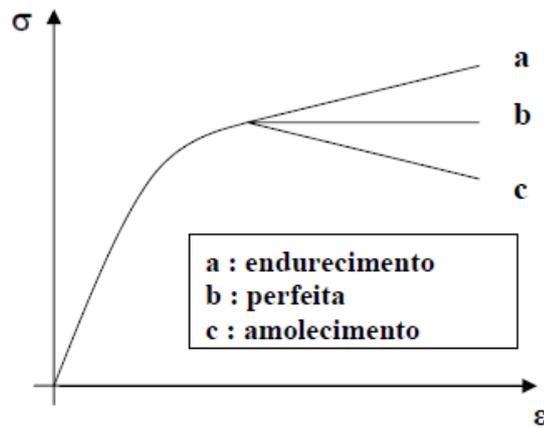
Quando a superfície de fluência e a superfície de potencial plástico coincidem, então a plasticidade é dita associada equação (3.16), e o caso contrário caracteriza a plasticidade não-associada.

$$F(\boldsymbol{\sigma}, k) = P(\boldsymbol{\sigma}, m) \quad (3.17)$$

No início da plastificação, poderá ocorrer um aumento (*endurecimento*/ “*hardening*”) ou diminuição (*amolecimento*/ “*softening*”) do nível de tensões que define o critério de fluência

do material. A Figura 14 apresenta um exemplo para compressão uniaxial dos possíveis comportamentos de um material elastoplástico em relação a tensão e a deformação.

Figura 14 – Tipos de Comportamento de Material Elastoplástico.



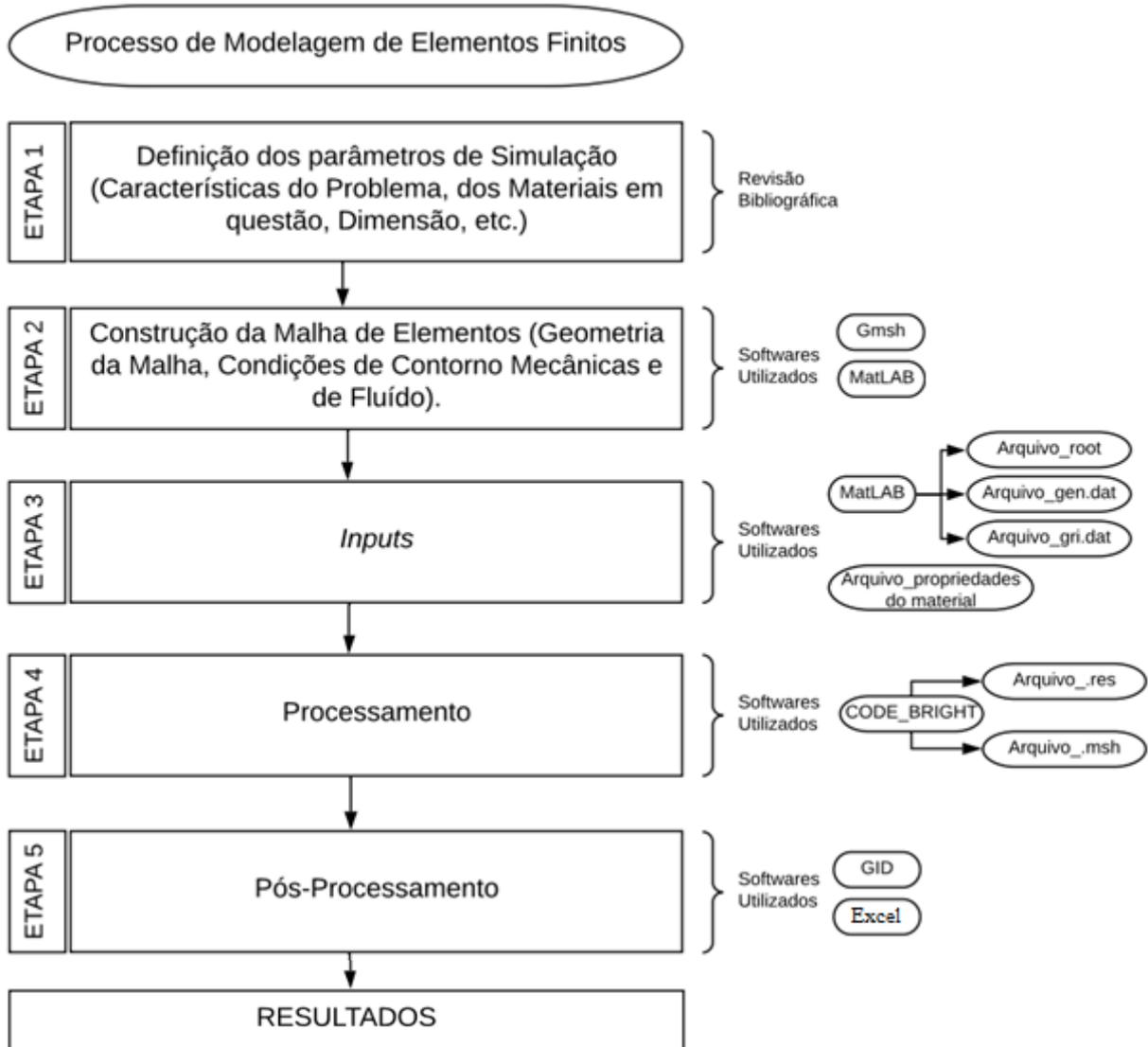
Fonte: Gomes (2006).

4 METODOLOGIA

As etapas para as simulações numéricas foram o pré-processo, processo e pós-processo. Modelou-se dois cenários, nomeados como Caso 01 e Caso 02, de simulação acoplada hidromecânica quanto à reativação de falhas devida à mudança do campo de pressão no interior de um reservatório. O Caso 01 refere-se ao Talude Submarino, que para o pré-processo foi utilizado o *software* livre Gmsh (Geuzaine; Remacle, 2009), em que foi gerada a geometria inicial do problema hipotético e condições de contorno. O Caso 02 foi baseado na interpretação de dados sísmicos adquiridos na Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá, em 1984, e reprocessados em 2006 (*Natural Resources Canada*) (Fagan, 2010). Vale ressaltar que a interpretação sísmica não foi contemplada no estudo, ela foi interpretada no trabalho de Guimarães *et al.* (2010). Assim, com a interpretação dos dados sísmicos, foi modelada a geometria com suas dimensões e condições de contorno.

Para os Casos 01 e 02 os arquivos de entrada são devidamente configurados com os parâmetros dos materiais baseados na literatura, sendo caracterizados de acordo com o tipo de rocha que se deseja simular com o modelo constitutivo elastoplástico de Mohr-Coulomb. Os arquivos alimentam o código em elementos finitos e após processamento por meio do programa *in house* de elementos finitos CODE_BRIGHT (*COupled DEformation, BRine, Gas and Heat Transport*), (Olivella, *et al.*, 1994; Olivella, *et al.*, 1995; Guimarães, 2002), resulta nos arquivos de saída contendo a variação das incógnitas (deslocamentos, pressão de fluido) e demais parâmetros de interesse (tensões, porosidade, permeabilidade, deformação plástica, etc). Os resultados do pós-processamento são interpretados com o auxílio do *software* GID[®] e do Microsoft Office Excel. A Figura 15 apresenta o esquema do processo de modelagem e das etapas que compõem cada uma.

Figura 15 – Fluxograma das etapas de execução das simulações.



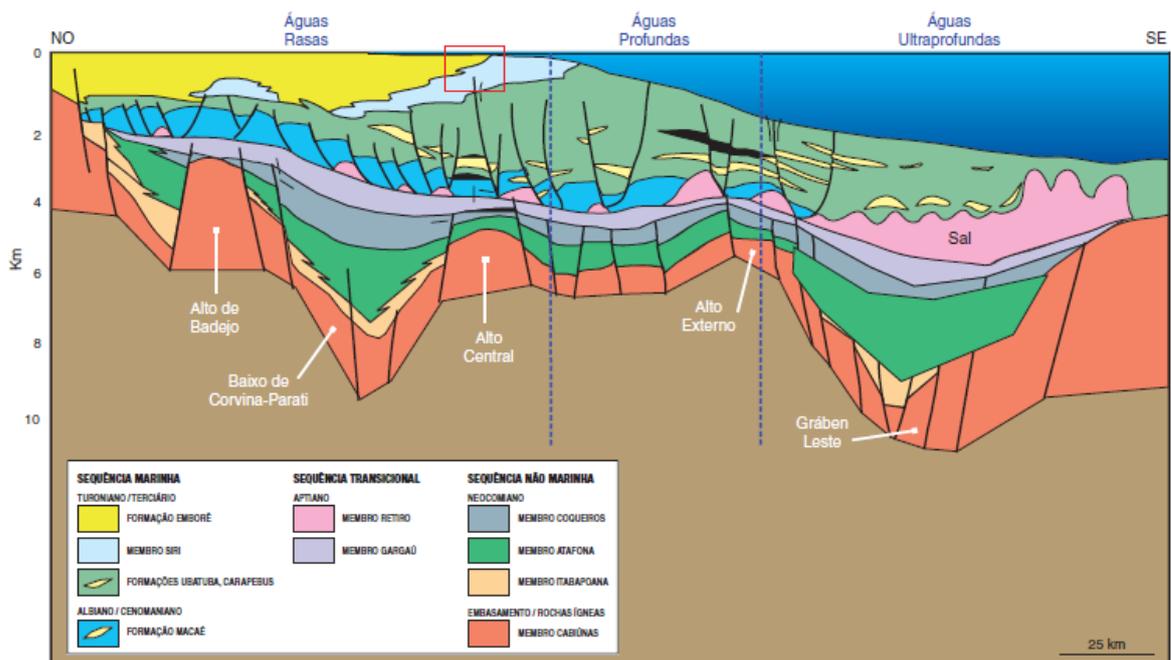
Fonte: O autor (2022).

4.1 CASO 01: IMPACTO DE REATIVAÇÃO DE FALHA EM TALUDE SUBMARINO

É apresentado para a análise do Caso 01, a simulação via elementos finitos de um modelo hipotético bidimensional no qual, um reservatório seccionado por uma falha geológica selante está sujeito à operação de um poço injetor e outro produtor. Neste caso a zona de falha será analisada como uma região inicialmente selante apresentando-se como uma descontinuidade geomecânica e hidráulica do campo, compartimentando o reservatório. Sobre o topo do campo analisado, existe um talude submarino, assente no leito marinho, inicialmente em equilíbrio. Tanto para a zona de falha quanto para o talude submarino emprega-se, para a modelagem numérica, o modelo constitutivo elastoplástico de Mohr Coulomb com regularização viscosa de Perzyna.

De forma ilustrativa para o problema analisado, a Figura 16 mostra a seção geológica regional da Bacia de Campos realçando as principais estruturas do embasamento e da tectônica salífera e as sequências estratigráficas, em águas profundas e ultraprofundas (Guardado *et al.*, 2000), a partir da qual fundamentou-se um modelo hipotético bidimensional da região de falha, que foi modelado computacionalmente, localizada em profundidade de águas rasas com uma região de talude acima, no leito marinho.

Figura 16 – Seção geológica regional da Bacia de Campos.

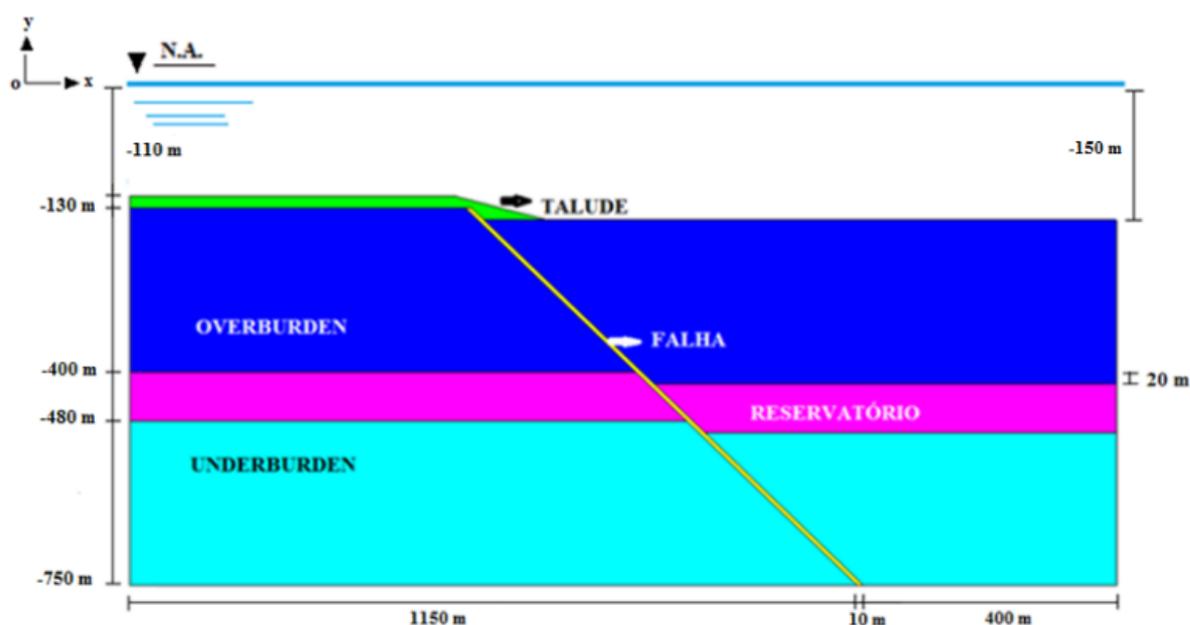


Fonte: Adaptado de Guardado *et al.* (2000).

O modelo, descrito na Figura 17, é constituído por uma camada de reservatório, uma de rocha capeadora (*overburden*) e a rocha de base (*underburden*). O topo da camada *overburden*, no nível do teto da falha (*hanging wall*) está a -110 metros de profundidade do nível do mar (N.A), o qual consiste no trecho do talude submarino. Já a superfície do *overburden* no nível do muro (*foot wall*) da falha encontra-se a -150 m sendo o nível de base do talude.

O bloco possui dimensões de 1560 metros de extensão por 640 metros de profundidade máxima na região do talude. As rochas de topo e a base possuem, cada, 270 metros de espessura e o reservatório 80 metros. A falha, neste caso tratada como um material único e homogêneo, tem uma espessura de 10 metros. O desnível entre as camadas, ou rejeito, é de cerca de 20 metros.

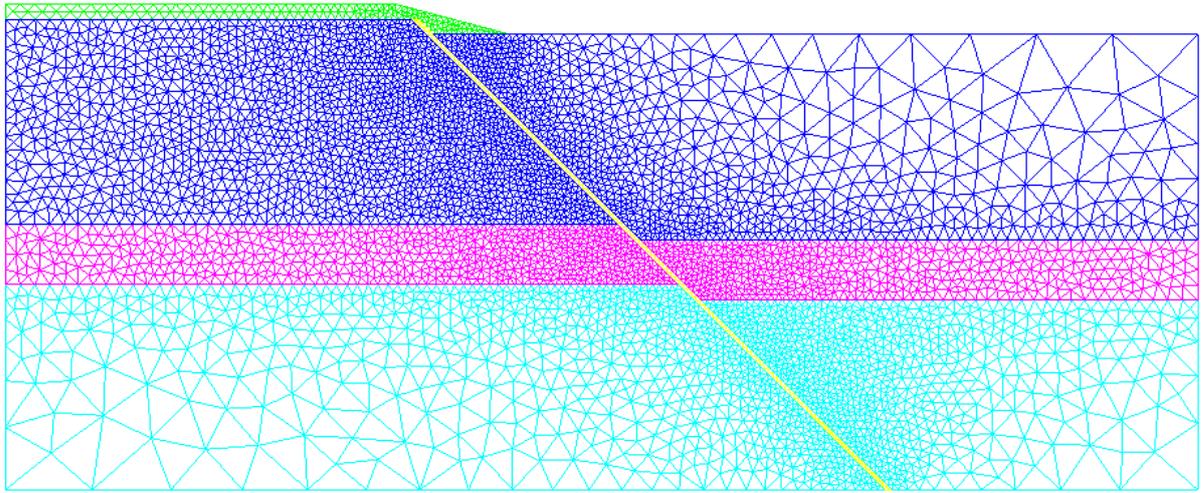
Figura 17 – Zona de falha modelada: Caso 01.



Fonte: O autor (2022).

Foi empregada uma malha de elementos finitos não estruturada e constituída por elementos tipo triângulo linear (Figura 18) com 8523 nós e 16853 elementos. O modelo é composto, portanto, por 5 materiais diferentes, os quais representam o talude, o reservatório, as rochas circundantes e a falha. Cada material possui propriedades mecânicas e hidráulicas particulares, que serão descritas na Tabela 1, com base nos parâmetros adotados por (Pereira *et al.*, 2014). As propriedades utilizadas são o módulo de elasticidade E , coesão c' e ângulo de atrito ϕ' efetivos, porosidade Φ , permeabilidade k (os materiais foram assumidos isotrópicos) e parâmetro viscoso de Perzyna $\eta / \Delta t$.

Figura 18 – Malha do modelo: Caso 01.



Fonte: O autor (2022).

Tabela 1 – Propriedades dos materiais: Caso 01.

Camada	E (MPa)	c' (MPa)	φ' ($^{\circ}$)	k (m 2)	Φ	$\eta / \Delta t$
Talude	5	0,10	10	1×10^{-16}	0.48	10^4
Overburden	6780	2.30	26	1×10^{-25}	0.01	-
Underburden	10800	3.60	26	1×10^{-25}	0.01	-
Falha	8000	0.80	23	5×10^{-22}	0.1	10^4
Reservatório	15860	5.80	30	5×10^{-12}	0.2	-

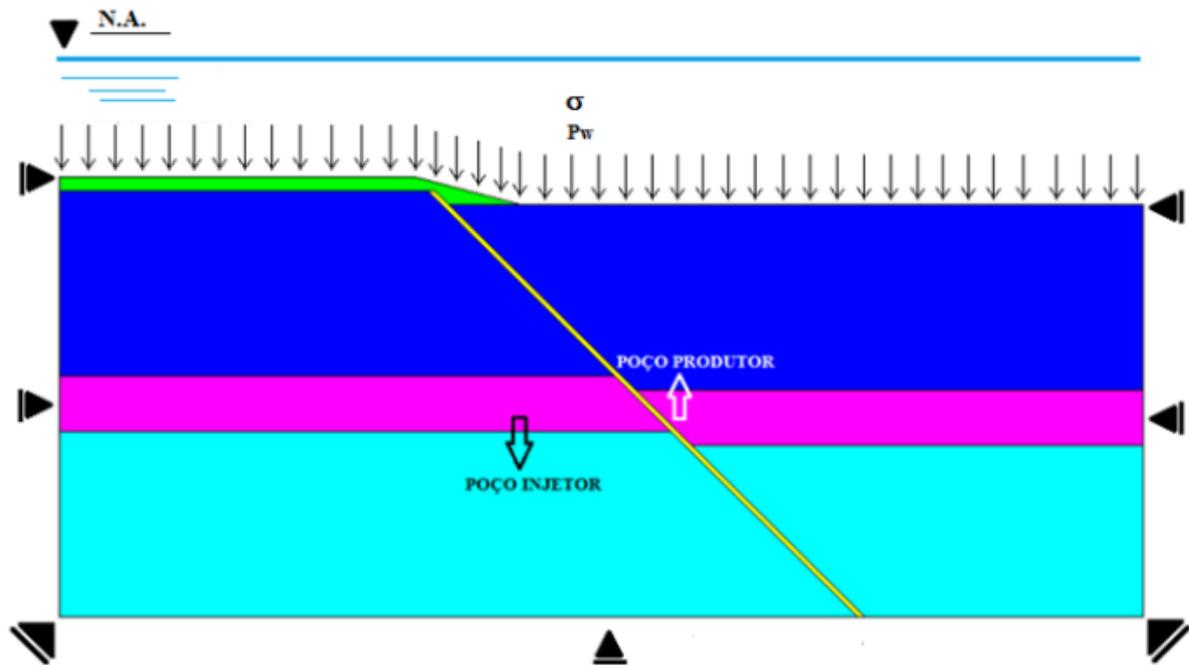
Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2014).

Foram considerados dois poços no reservatório, um injetor na porção à esquerda do reservatório e um produtor na porção direita. Os poços não estão interligados inicialmente, embora instalados no mesmo reservatório por este se encontrar compartimentado pela falha selante na configuração inicial. Como condições de contorno hidráulicas, o poço injetor será representado por uma pressão prescrita (acima da pressão inicial do reservatório) em um nó localizado a 155 m da falha (lado esquerdo) com uma profundidade de 308 m. Já o poço de produção está definido por uma pressão prescrita, com valor inferior à pressão inicial do reservatório, em um nó a 20 m da falha (lado direito) e profundidade de 315 m.

As condições de contorno mecânicas e hidráulicas estão indicadas na Figura 19. Quanto às condições de contorno mecânicas, são prescritas restrições de deslocamento na direção

horizontal, para os limites laterais do modelo, e na direção vertical, para a base do modelo. É prescrita tensão efetiva σ' nula na superfície do fundo do mar, sendo aplicada a pressão de líquido P_l corresponde à pressão equivalente à lâmina de água P_w . A compressibilidade do fluido e a sua densidade são respectivamente $1,0 \times 10^{-4} \text{ 1/MPa}$ e $1001,7 \text{ kg/m}^3$. A análise é realizada em estado plano de deformação.

Figura 19 – Condições iniciais e de contorno: Caso 01.



Fonte: O autor (2022).

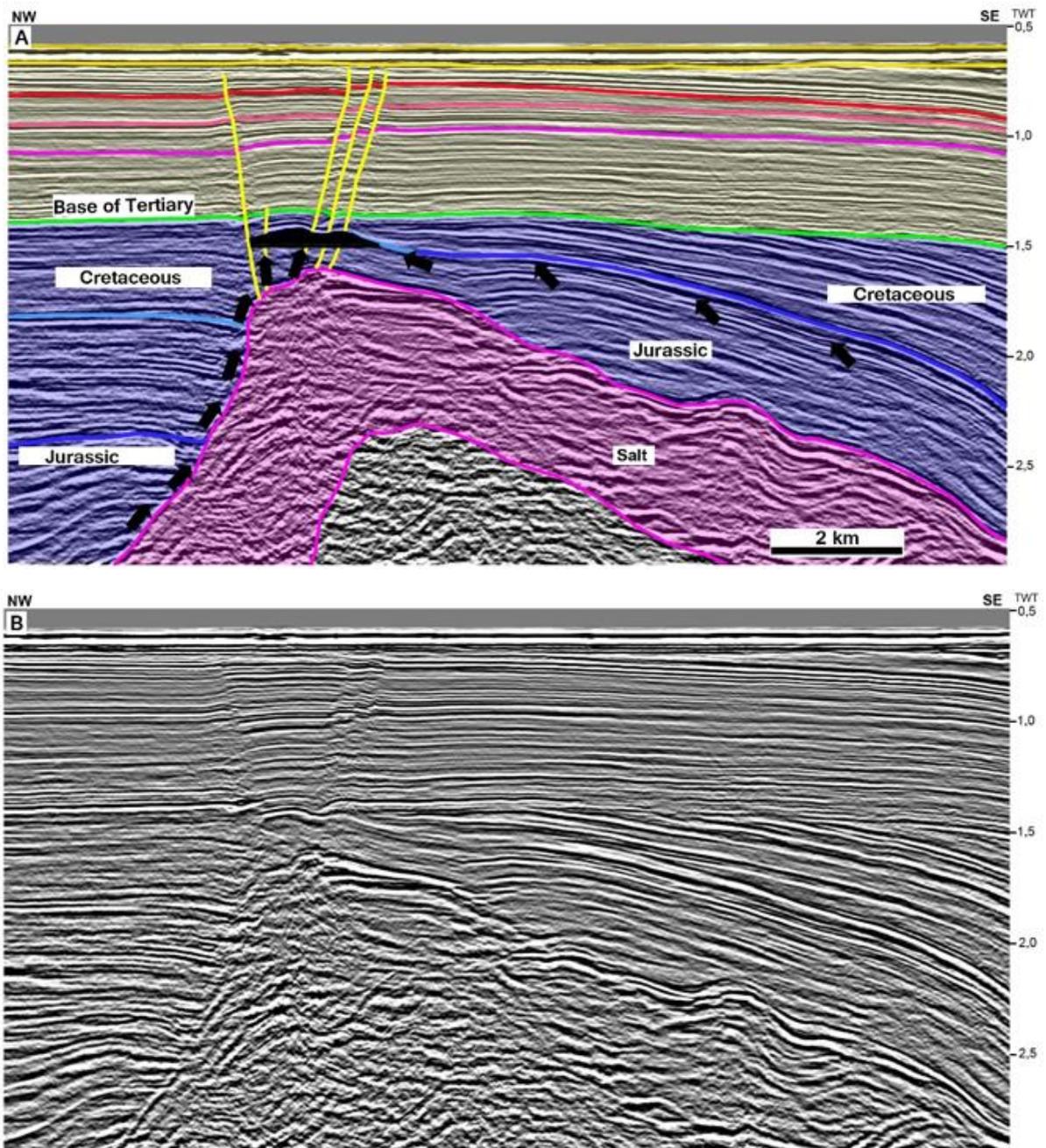
4.2 CASO 02: ANÁLISE DE REATIVAÇÃO DE FALHAS EM MODELO BASEADO EM SEÇÃO GEOLÓGICA REAL

O modelo geológico utilizado para executar as simulações numéricas foi baseado na interpretação de dados sísmicos adquiridos na Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá, em 1984, e reprocessados em 2006 (*Natural Resources Canada*) (Fagan, 2010). O conjunto de dados possui 29 seções sísmicas migradas no tempo de pré-empilhamento 2D. A Bacia Laurentiana representa a Bacia do Grande Banco, mais a sudoeste da Margem Oriental *offshore* do Canadá, e possui uma área de 60.000 km². Esta Bacia é considerada uma importante fronteira de exploração no Atlântico Norte.

Foi escolhido um setor de uma seção NW-SE que mostra uma grande estrutura envolvendo estratos dobrados delimitados por falhas normais e inversas criadas por tectônica de sal. A interpretação permitiu propor a ocorrência de uma hipotética armadilha estrutural, formada pelos leitos dobrados sobre uma estrutura de sal (Figura 20). Nesse cenário, as falhas geradas pelo fluxo do Sal de Argo (Triássico) causaram a deformação das sequências do Jurássico e do Cretáceo na região da plataforma (Adam & Krezsek, 2012). O reservatório hipotético está localizado em um bloco delimitado por falhas no topo do anticlinal (Figura 20A), e é parte de uma seção delgada de depósitos jurássicos (calcários, arenitos e folhelhos) formados pelo levantamento impulsionado pelo sal e erosão tardia. O topo da sucessão jurássica é delimitado por uma discordância que marca a base da sucessão Cenozóica e pelas falhas formadas sobre o anticlinal. Inferimos que a migração poderia ocorrer ao longo do contato do corpo de sal e falhas, do Triássico (Kettanah & Greenough, 2013), e rochas geradoras do Jurássico, para o topo do anticlinal. Também foi presumido que as rochas dentro da sucessão cretácea sobreposta (folhelhos) formaram o selo.

A Figura 21 mostra o setor da seção sísmica com a interpretação das principais sequências sísmicas (Guimarães *et al*, 2010), componentes estruturais e inconformidades. Neste cenário particular as falhas que formaram o reservatório e permitiram a carga de hidrocarbonetos, propagada através da Sucessão Terciária sobreposta em direção ao fundo do mar, que apresentam alto risco de vazamento devido a possíveis processos de reativação.

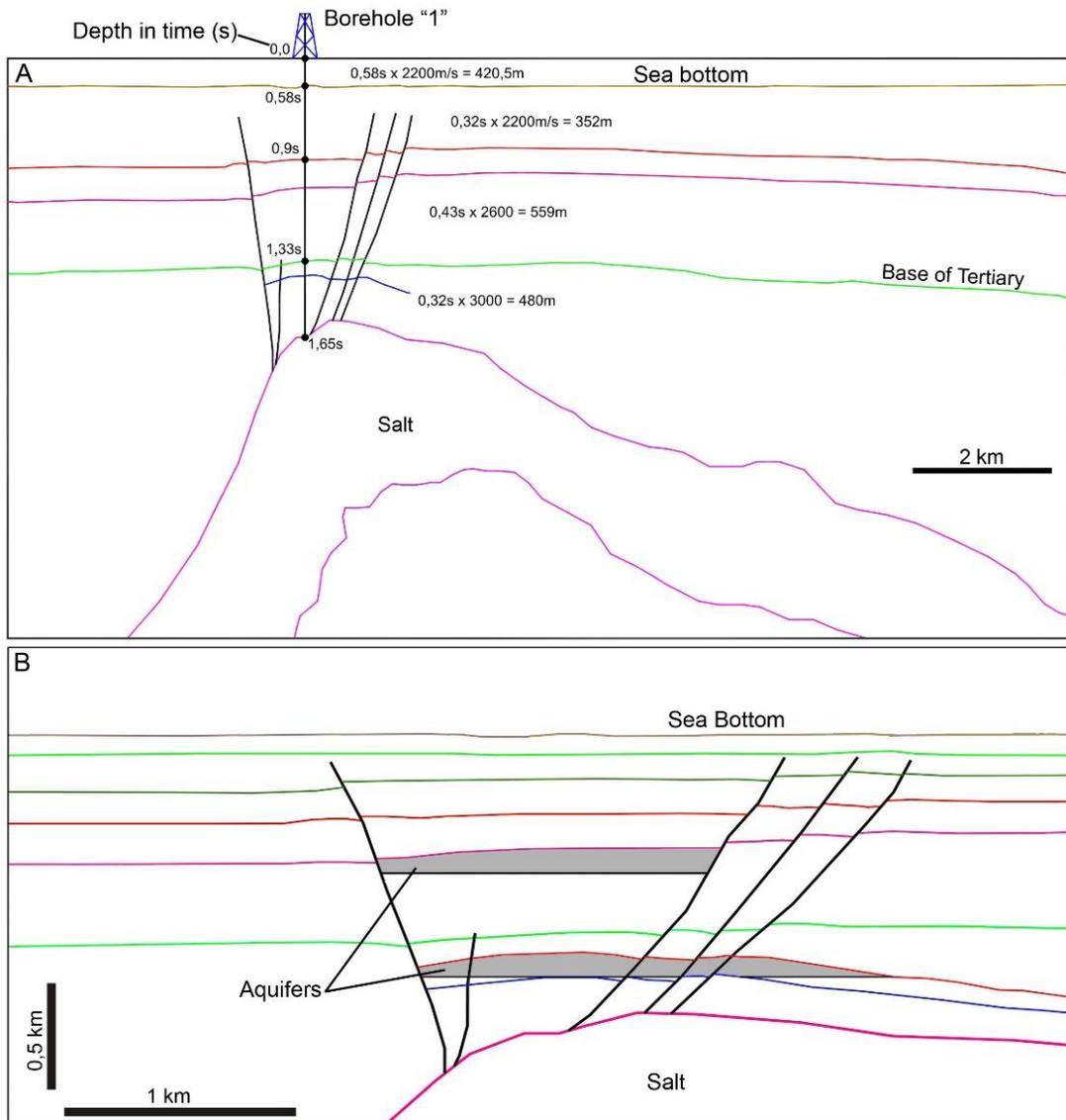
Figura 20 – Interpretação de uma seção sísmica 2D (tempo de pré-empilhamento migrado) da Bacia Laurentian, plataforma, Canadá. A) seção sísmica interpretada com as principais seqüências sísmicas delimitadas por inconformidades regionais, e um sistema de falhas formado na crista do corpo de sal. O reservatório hipotético foi formado dentro dos estratos dobrados do Jurássico. A via de migração foi formada pelo contato dos estratos deformados com o corpo de sal e pelos leitos inclinados (setas pretas). Presume-se que as falhas foram seladas e a rocha de cobertura foi formada dentro dos estratos comprimidas do Jurássico e do Cretáceo. B) seção sísmica não interpretada (amplitudes sísmicas).



Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2010).

A seção sísmica no tempo foi convertida para profundidade usando um modelo de velocidade simples, baseado em informações fornecidas por alguns poços perfurados na região (Fagan, 2010). Assim, o modelo geométrico foi usado para construir o modelo da malha. Foram definidas as litologias dominantes para cada camada com base em pesquisas que forneceram informações de poços perfurados na margem canadense (Ings *et al.*, 2006; Kidston *et al.*, 2007; Piper *et al.*, 2010).

Figura 21 – A) Modelo 2D discretizado da seção geológica interpretada (profundidade no tempo), com um furo de sondagem hipotético. A espessura de cada leito é mostrada em tempo na seção do poço. B) Modelo de reservatório 2D discretizado após a conversão de profundidade da seção geológica, que foi usado para construir o modelo de malha para simulação. A localização hipotética de dois aquíferos é indicada na seção.

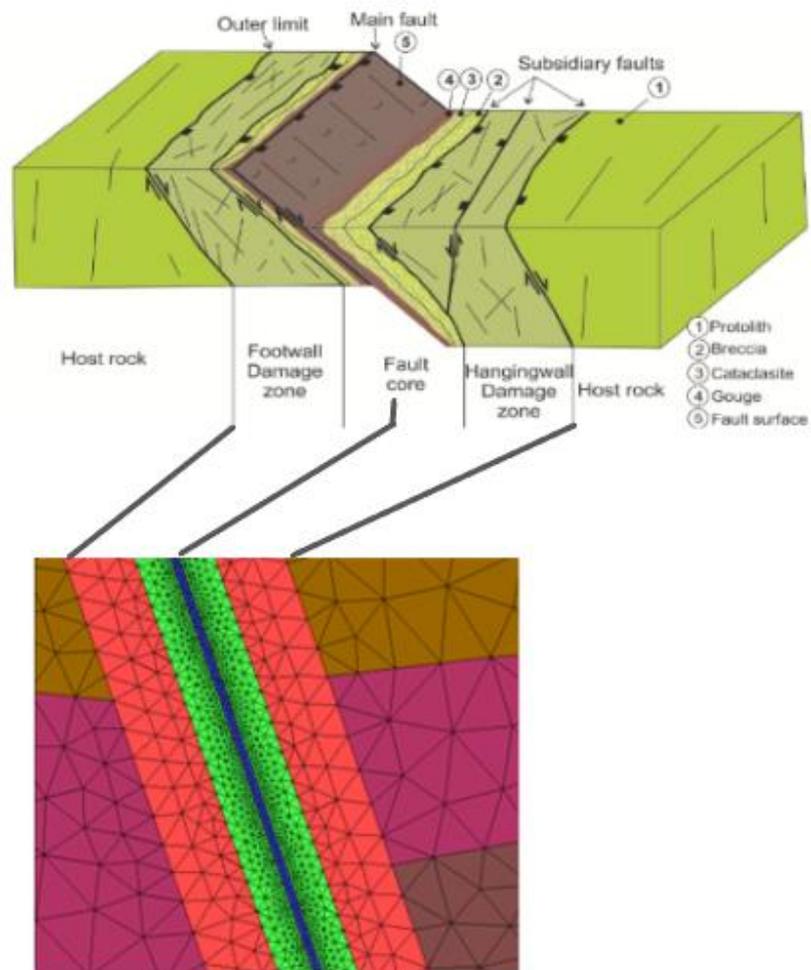


Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2010).

A análise numérica deste trabalho teve como foco a resposta de reativação de falhas para um sistema de falhas normais atravessando um reservatório que é compartimentado pelas falhas selantes. Aqui, as simulações foram realizadas para uma seção 2D de campo real obtida a partir da interpretação sísmica. O objetivo é considerar o conjunto de cinco falhas subdivididas em zonas de dano central, internas e externas, conforme (Billi *et al.*, 2003, Cappa & Rutqvist 2011, Pereira *et al.*, 2014, Seyedi *et al.*, 2015 e Celestino *et al.*, 2020). As zonas de dano foram divididas em zonas de dano interno, externo e núcleo de falha. Uma ilustração esquemática da abordagem da zona de falha para o modelo de simulação deste trabalho é mostrada na Figura 22. Foi usado como referência para a arquitetura da zona de falha o modelo conceitual de uma zona de falha normal apresentado por (Celestino *et al.*, 2020).

Vários estudos relacionados à reativação de falhas devido à injeção e produção de reservatórios foram conduzidos e é evidente a importância dos elementos da zona de falha no modelo de simulação como mencionado na seção de introdução e o presente trabalho realiza uma análise hidromecânica totalmente acoplada levando em consideração isso pressuposto de um cenário realista com um sistema complexo de zonas de falhas e adotando uma abordagem elastoviscoplastica que permite a obtenção da redistribuição de tensões após a reativação da falha. Este tipo de análise pode ajudar a compreender o padrão do processo de reativação ao longo das estruturas de falha e como ele pode mudar com as pressões do poço e as propriedades do núcleo e das zonas de dano.

Figura 22 – Esquema do modelo de simulação baseado no modelo conceitual de uma zona de falha normal.



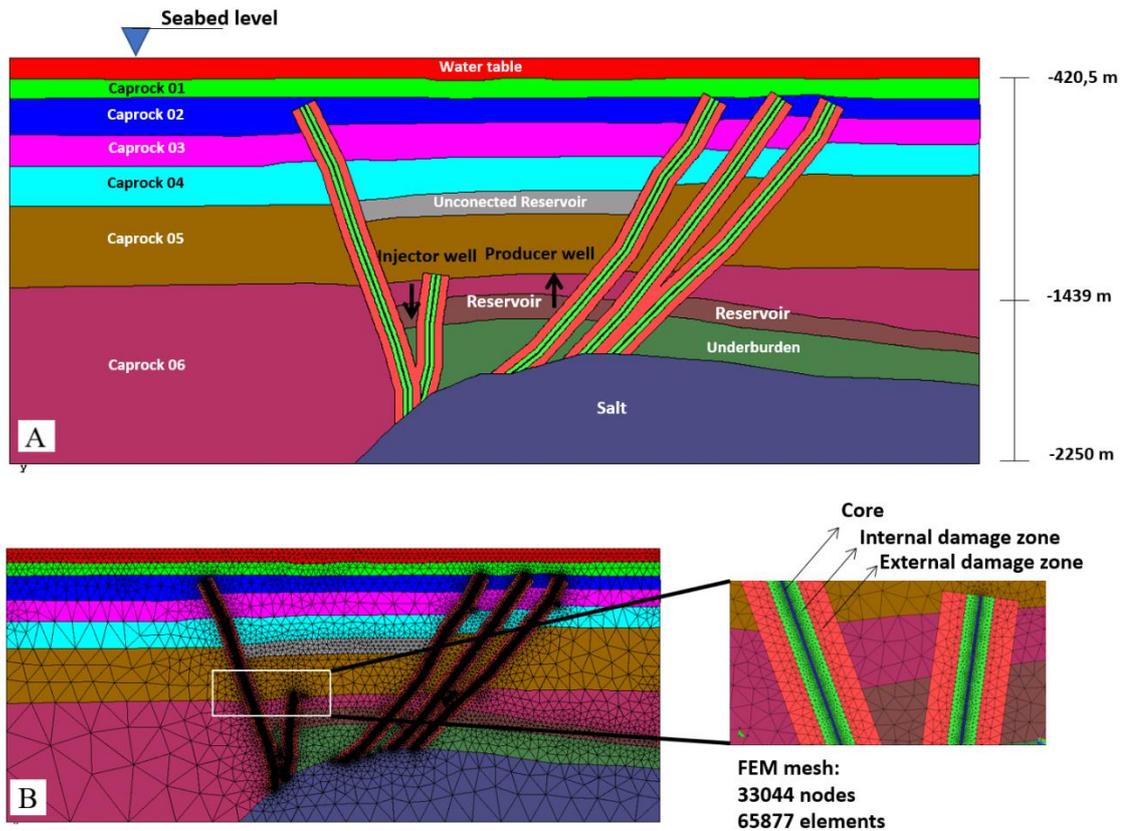
Fonte: Adaptado de Celestino *et al.* (2020).

O modelo de simulação foi desenvolvido a partir do campo discretizado 2D após a conversão em profundidade da seção geológica indicada na Figura 21 e apresentada na Figura 23 com a malha de elementos finitos composta por 33.044 nós e 65.877 elementos triangulares lineares. Considerando o nível da água do mar (profundidade zero), o fundo do mar está na profundidade de -420,5m e o modelo considera dois reservatórios, sendo o primeiro compartimentado pelas falhas e rochas capeadoras e sem produção ou injeção, na profundidade de -987m e o segundo, sendo operado com poços injetores e produtores, com topo a uma profundidade de -1439 m.

Em relação às características dos materiais, foram utilizadas propriedades escalonadas para os materiais da zona de falha e camadas de rocha com base nos parâmetros adotados por

Pereira *et al.* (2014). Essas propriedades estão listadas na Tabela 2. Os autores usaram propriedades de resultados de *log* (propriedades hidráulicas) e testes triaxiais (propriedades mecânicas) para um campo petrolífero real e operacional na Bacia de Campos, Brasil. Uma característica importante da seção de campo aqui adotada é a similaridade das características com a plataforma rasa da Bacia de Campos onde ambas possuem depósitos equivalentes compostos por calcários, arenitos e folhelhos relacionados ao soerguimento e erosão tardia.

Figura 23 – A) Modelo de simulação Falha Canadá. B) Malha de elementos finitos.



Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2010).

Tabela 2 – Propriedades dos elementos das falhas usadas no Caso 02.

Camada	E (MPa)	c' (MPa)	ϕ' ($^{\circ}$)	k (m ²)	$\eta / \Delta t$	ν	k0
Núcleo das falhas	8000	0.80	24	5×10^{-22}	10^4	0,30	0,43
Zona de dano externa	6000	0.85	26	5×10^{-20}	10^4	0,25	0,34
Zona de dano interna	8000	0.95	26	5×10^{-21}	10^4	0,30	0,43

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2014).

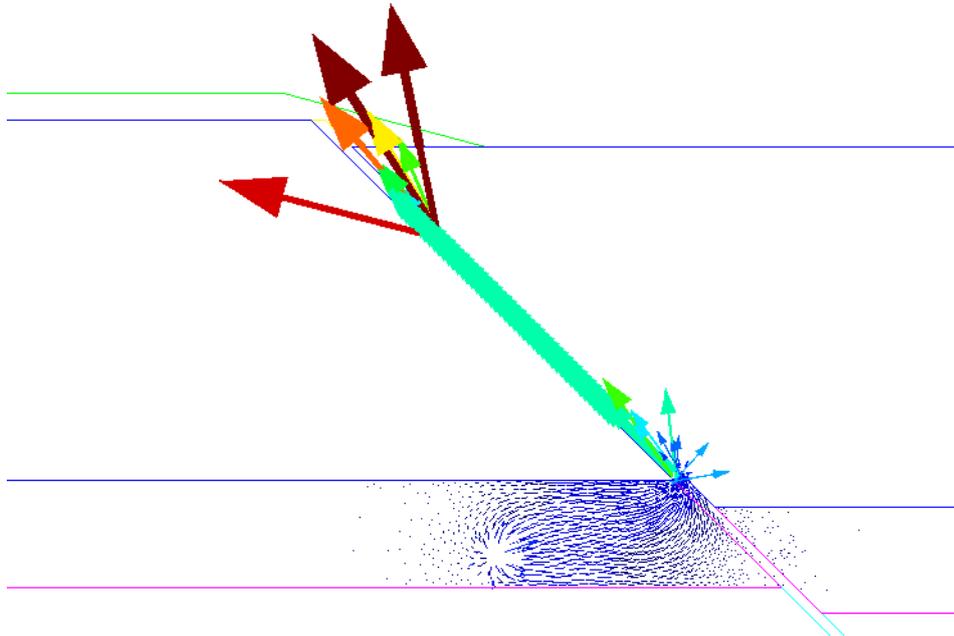
As propriedades dos fluidos são similares às do cenário anterior. O poço injetor está localizado a 148 m da primeira falha (lado esquerdo) e o poço produtor a 529 m da segunda falha, dentro do reservatório. As rochas adjacentes são impermeáveis e as falhas são inicialmente falhas de selagem, com permeabilidade extremamente baixa. A inicialização do estado de tensão e do campo de pressão do fluido foram obtidos aplicando o campo gravitacional, considerando tensão efetiva zero no fundo do mar.

5 RESULTADOS

5.1 ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHA E IMPACTO SOBRE ESTABILIDADE DE TALUDE SUBMARINO

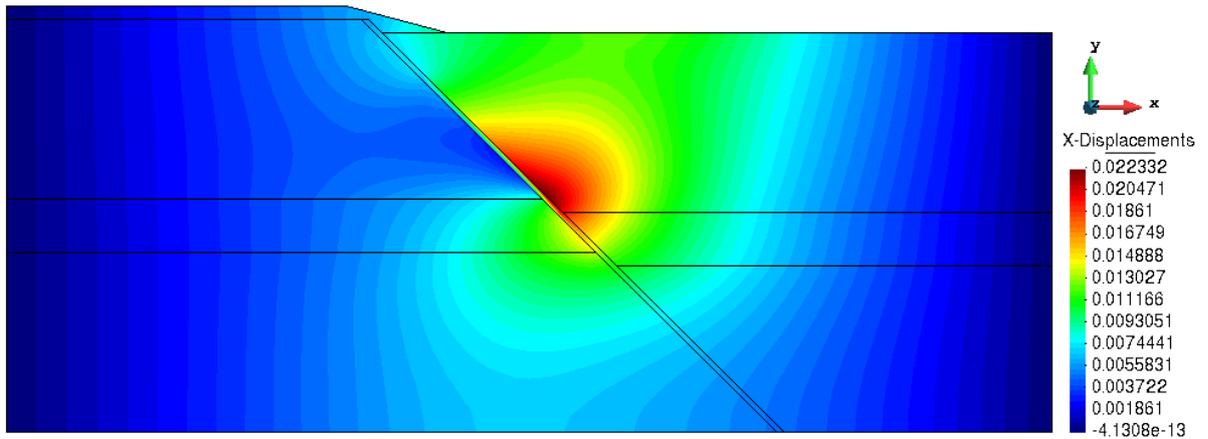
Para os resultados do Caso 01, foi analisada a influência do poço injetor na região esquerda da falha, próximo ao talude observando o impacto que a produção de petróleo pode causar nas características do talude. O poço injetor opera a uma pressão de fundo de poço (BHP) de 4,2 MPa acima da pressão do reservatório, e o poço produtor opera com uma pressão 4,0 MPa baixo. As variáveis de análise são o fluxo de fluido, deslocamentos horizontais e verticais, deformação plástica cisalhante e permeabilidade mostrados nas Figuras 24, 25, 26, 27 e 28, respectivamente.

Figura 24 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o tempo final.



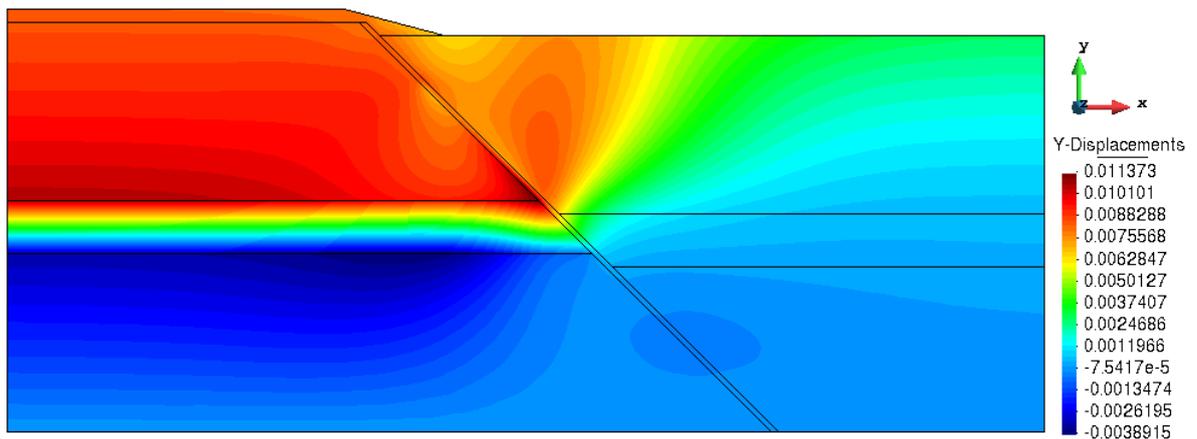
Fonte: O autor (2022).

Figura 25 – Deslocamento na direção X para o tempo final.



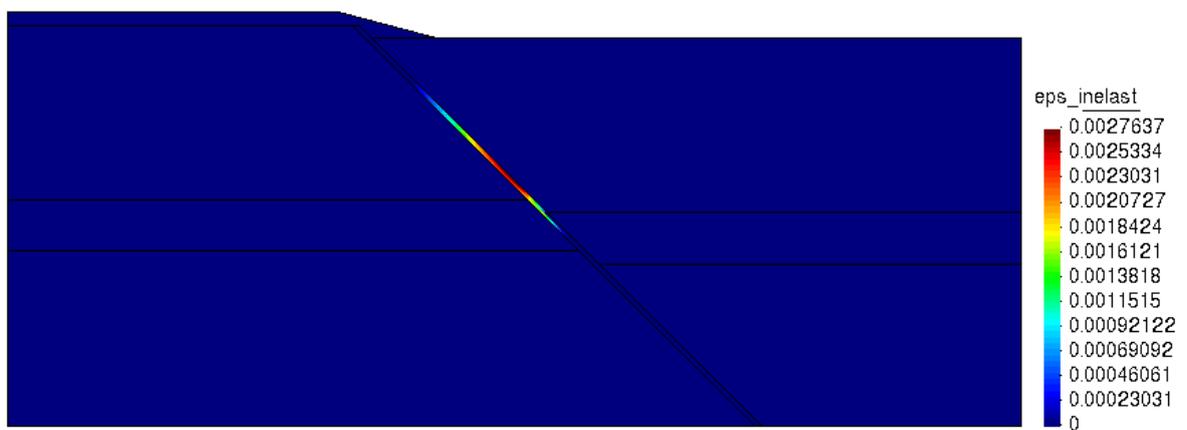
Fonte: O autor (2022).

Figura 26 – Deslocamento na direção Y para o tempo final.



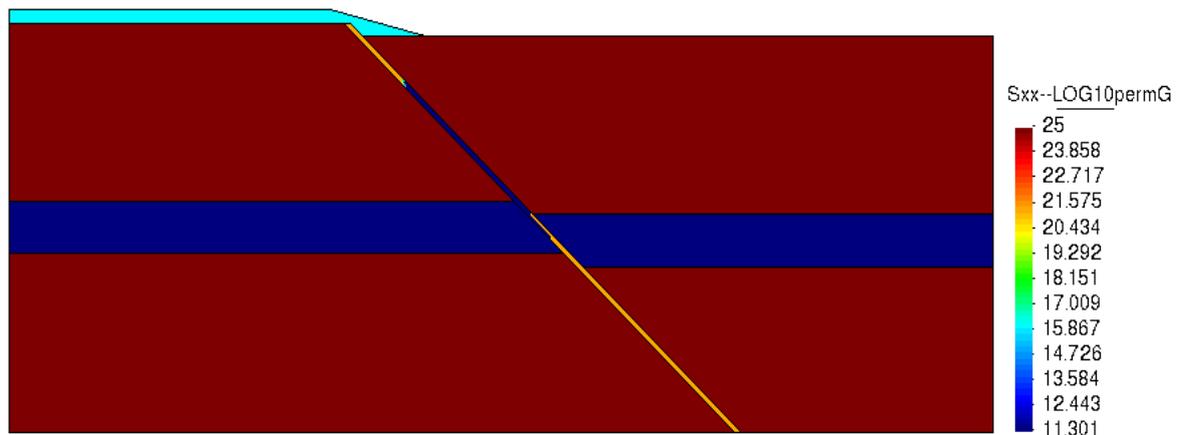
Fonte: O autor (2022).

Figura 27 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final.



Fonte: O autor (2022).

Figura 28 – (-Log) Distribuição final da permeabilidade (m^2) para o tempo final.



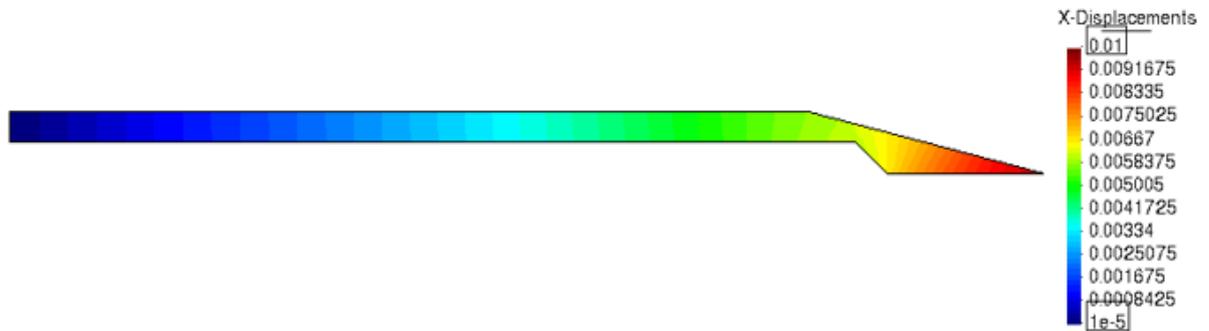
Fonte: O autor (2022).

Para o caso em análise, verificou-se que a alteração do campo de pressão e estado de tensão promovida pela ativação dos poços levou à reativação da falha, promovendo-se o escoamento do fluido do interior do reservatório à superfície do fundo do mar através da falha. Isto é evidenciado pelos vetores de fluxo de fluido (Figura 24) ao longo da extensão da falha, indicando uma possível exsudação no leito marinho para um tempo maior de produção, sob o talude submarino, (o que pode inclusive induzir processo de liquefação, porém não analisado neste trabalho). A reativação pode também ser verificada pela distribuição final das deformações plásticas cisalhantes e permeabilidade (Figuras 27 e 28, respectivamente), onde verifica-se o desenvolvimento das deformações plásticas e a variação (aumento do nível da permeabilidade do reservatório) da permeabilidade, indicando dilatância. Destaca-se que a medida de permeabilidade é em m^2 e que está expressa na escala -log. É visto que o talude não chega a plastificar para o tempo de produção analisado.

A pressurização da falha durante a reativação, associada à alteração do estado de tensões, provoca deslocamentos diferenciais em ambas as direções conforme observado nas Figuras 25 e 26. É observado que ocorre um maior deslocamento positivo próximo ao poço injetor, levando a uma expansão da região do reservatório sob influência da injeção do fluido, nos arredores do poço injetor, conforme a Figura 26.

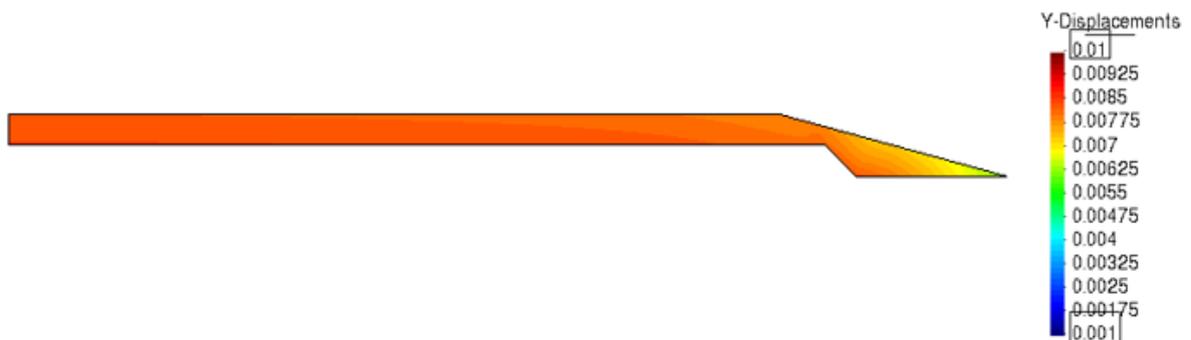
Após uma análise geral, considerando todo o campo e falha geológica, evidenciando-se o processo de reativação, parte-se para a análise mecânica do talude submarino, avaliando os deslocamentos e tensão cisalhante ilustrados nas Figuras 29 a 31.

Figura 29 – Deslocamento em X do talude para o tempo final.



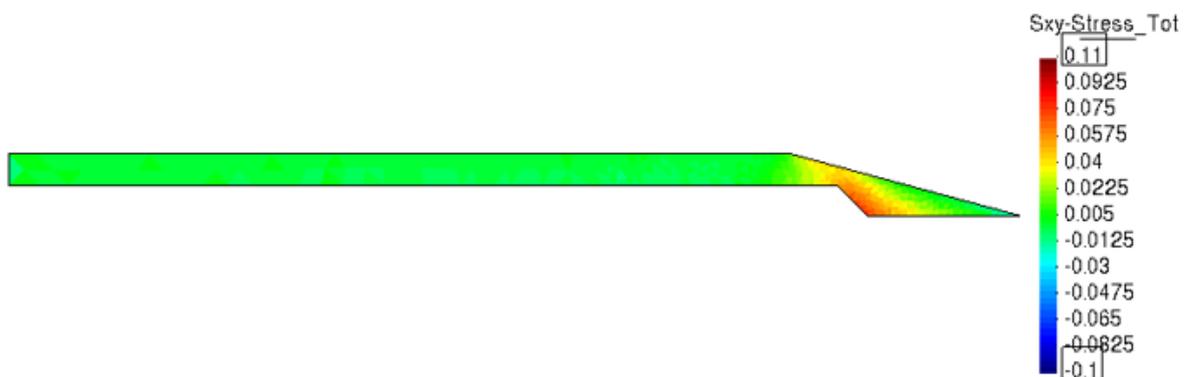
Fonte: O autor (2022).

Figura 30 – Deslocamento em Y do talude para o tempo final.



Fonte: O autor (2022).

Figura 31 – Tensão de cisalhamento do talude.



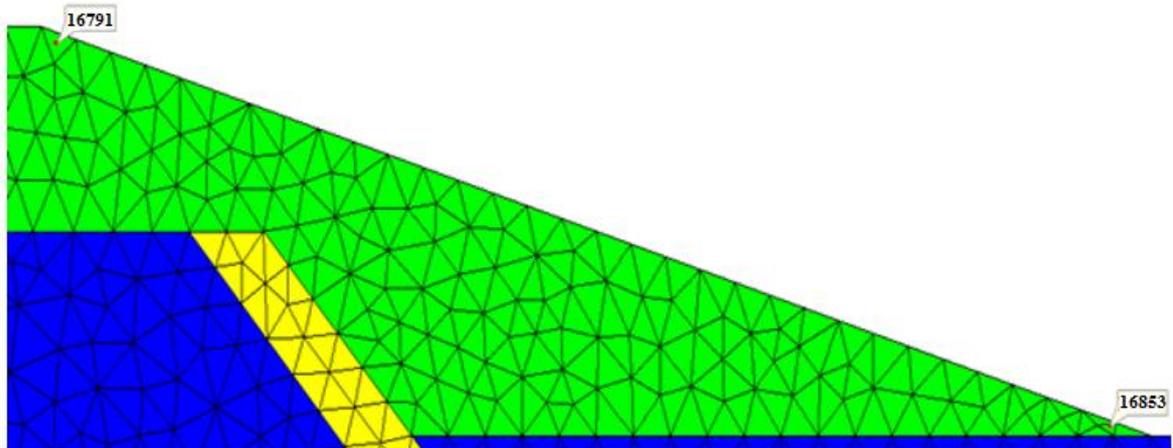
Fonte: O autor (2022).

Observou-se ocorrência de deslocamento vertical e horizontal no talude que tende a evoluir para um tempo maior de produção e evolução do processo de reativação. O deslocamento horizontal no pé do talude foi da ordem de 1cm, podendo ser um indicador de instabilização. Observa-se também a formação de uma zona de concentração de tensões

cisalhantes no talude, seguindo o traço da falha, indicando um potencial ruptura por cisalhamento no talude.

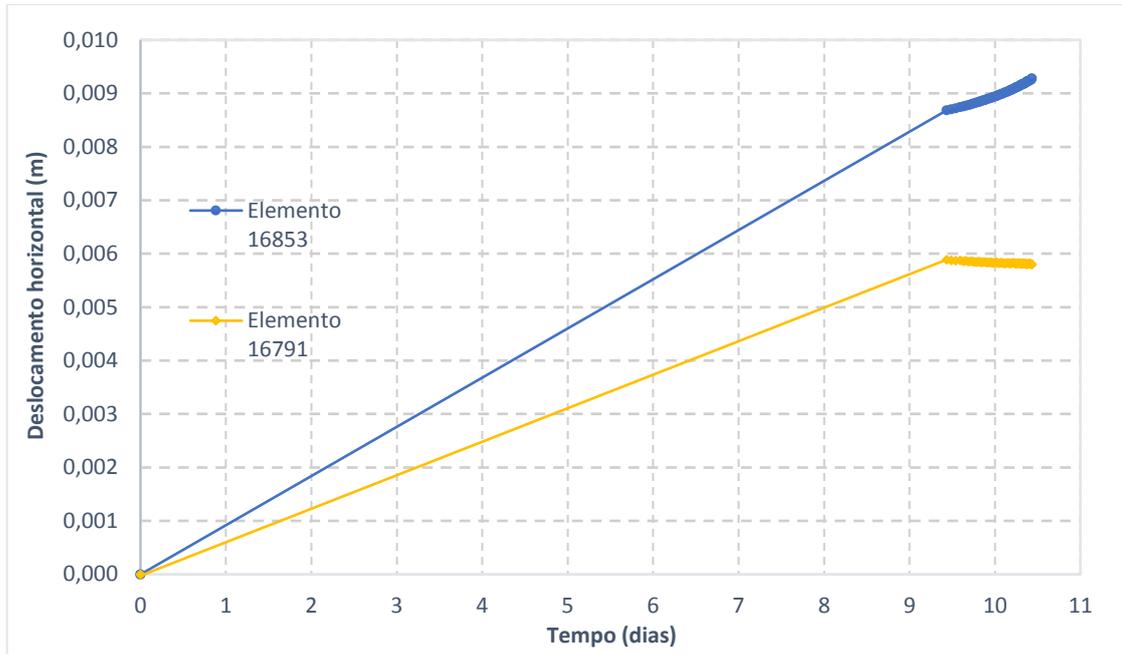
Por fim, de forma a investigar se há relação entre o início e desenvolvimento da reativação da falha com a instabilização do talude, foram selecionados 2 elementos (Figura 32) em diferentes pontos do talude e avaliada a evolução ao longo do tempo dos deslocamentos medidos nestes nós (Gráfico 1) associando à evolução das deformações plásticas (Gráfico 2) mapeadas em pontos da falha geológica (Figura 33). Verifica-se que os deslocamentos nos diferentes pontos do talude ocorrem, simultaneamente, a partir do processo de reativação da falha e pressurização do reservatório, indicando uma movimentação do talude de forma progressiva no sentido de jusante. Uma maior intensificação do processo de reativação é observada pelo aumento das deformações plásticas entre 9 e 10 dias. Este processo provoca uma mudança no padrão dos deslocamentos do talude, com tendência ainda de aumento no ponto 16853 (pé do talude) e com estabilização no nó de topo do talude. Verifica-se que os deslocamentos continuam apresentando um padrão de evolução progressiva e uma análise para um maior tempo de produção será pertinente para uma melhor avaliação, em uma investigação futura, em especial para investigar um padrão de fluência da argila mole do talude.

Figura 32 – Elementos selecionados para análise dos deslocamentos horizontais no talude.



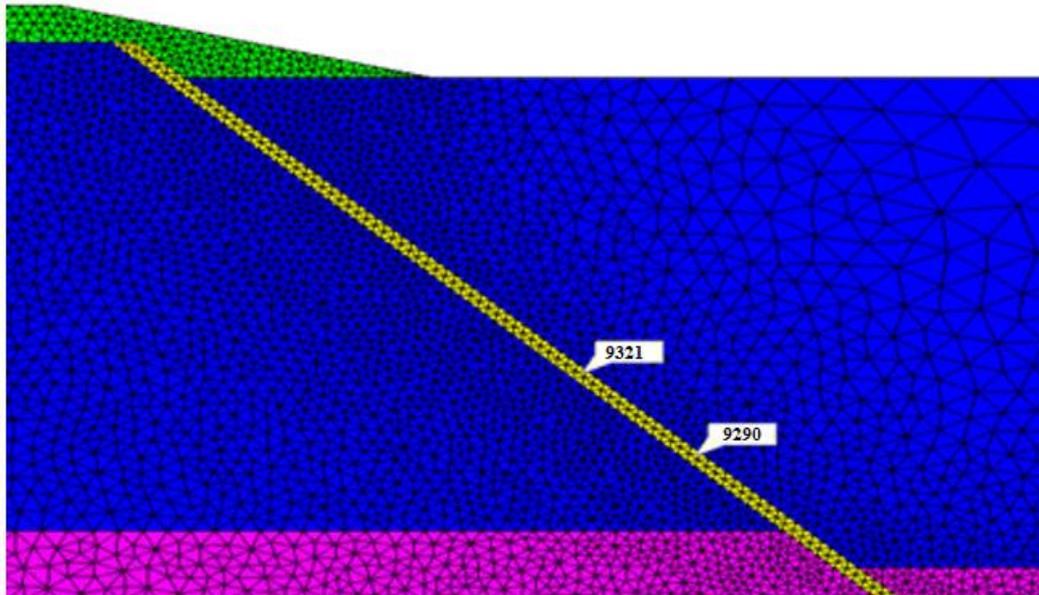
Fonte: O autor (2022).

Gráfico 1 – Deslocamentos horizontais no talude.



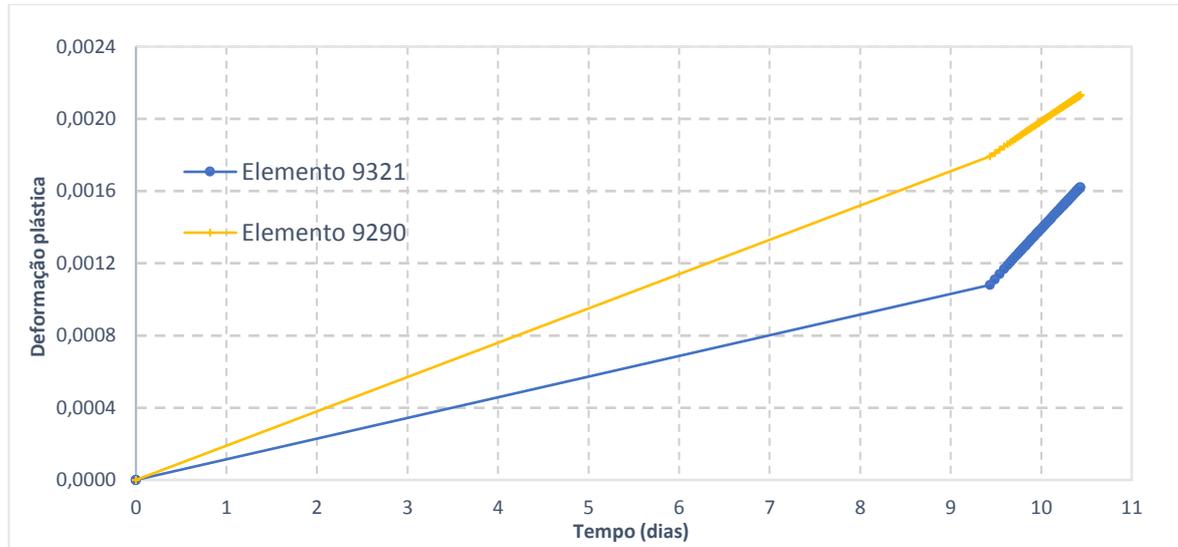
Fonte: O autor (2022).

Figura 33 – Elementos selecionados para análise da deformação plástica na falha.



Fonte: O autor (2022).

Gráfico 2 – Deformação plástica na falha.

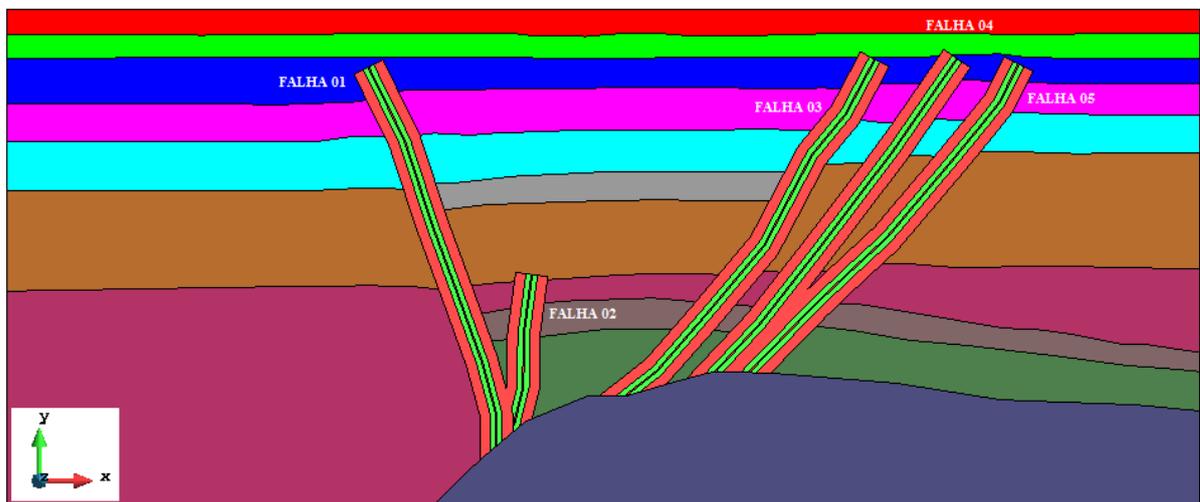


Fonte: O autor (2022).

5.2 ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE FALHAS DEVIDO À PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIO, CONSIDERANDO ZONAS DE DANO E NÚCLEO DE FALHA

Para o estudo do Caso 02, foi realizada uma análise hidromecânica de um reservatório de petróleo atravessado por um sistema de cinco falhas normais, seção 2D a partir de um campo real da Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá, considerando as zonas de falha subdividida em zonas de dano (interna e externa) e núcleo. Para análise dos resultados foram enumeradas as falhas e indicando o sistema cartesiano de referência, conforme a Figura 34.

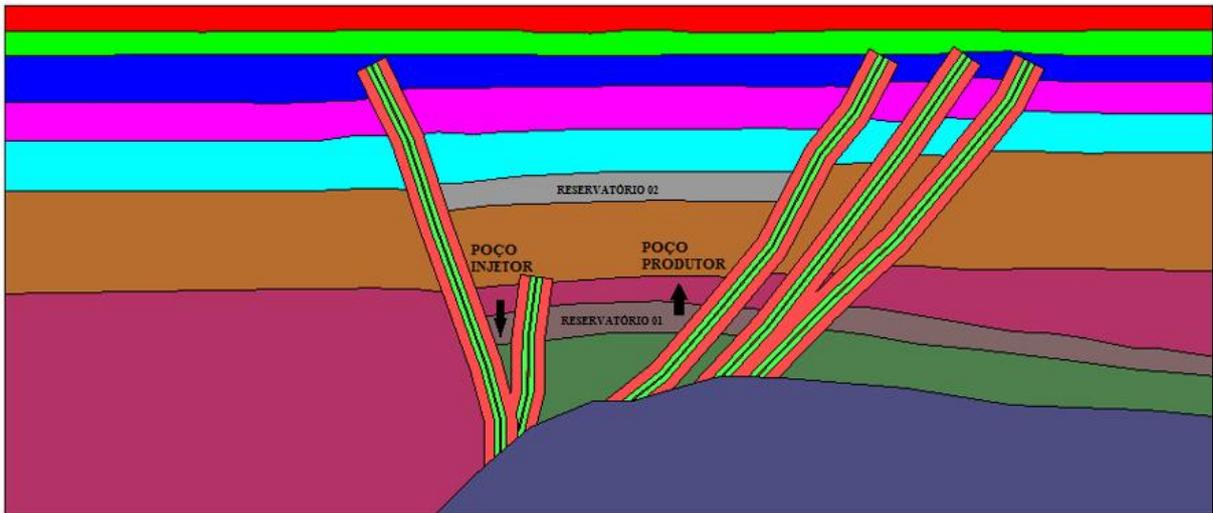
Figura 34 – Distribuição das falhas, Bacia Laurentian, *offshore* do Canadá.



Fonte: O autor (2022).

A Figura 35 mostra as posições dos poços injetor e produtor no Reservatório 1, e indica o Reservatório 02 que está compartimentado e sem operação de produção. Foi realizado um teste de sensibilidade para diferentes pressões de injeção, de acordo com a Tabela 3, com o objetivo de identificar a máxima pressão de injeção, mantida constante a pressão de produção (7,0 MPa abaixo da pressão inicial do reservatório), sem que o sistema de falhas reative. Assim, foi revelado neste estudo conforme as propriedades dos elementos da Tabela 2, que a máxima pressão de fundo de poço (BHP) para que não haja reativação é de 6,4 MPa, onde a falha passa a reativar a partir de 6,5 MPa de injeção.

Figura 35 – Posição dos poços, Bacia Laurentian, offshore do Canadá.



Fonte: O autor (2022).

Tabela 3 – Pressões de injeção analisadas.

Pressão de Injeção	(MPa)
	6,8
	6,7
	6,6
Pressão Mínima para reativação da falha	6,5
Pressão Máxima para não reativação da falha	6,4
	6,3
	6,2

Fonte: O autor (2022).

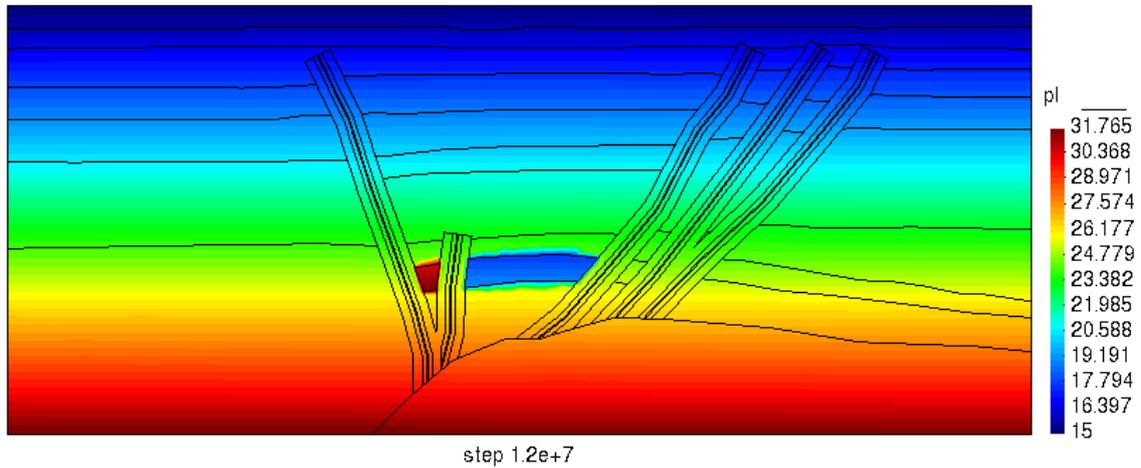
A seguir são descritos os resultados dessas análises.

5.2.1 Máxima pressão de fundo de poço (6,4 MPa) sem reativação das falhas

Após as simulações, alterando a pressão de injeção para cada cenário analisado, foi constatado que 6,4 MPa é a máxima pressão de fundo de poço, no qual não ocorre a reativação da falha. Foram conduzidas simulações numéricas, para um tempo total de $1,2 \times 10^7$ segundos (aproximadamente 140 dias). As variáveis analisadas para a avaliação de reativação são a pressão de líquido, deslocamento horizontais e verticais, vetores do módulo do deslocamento,

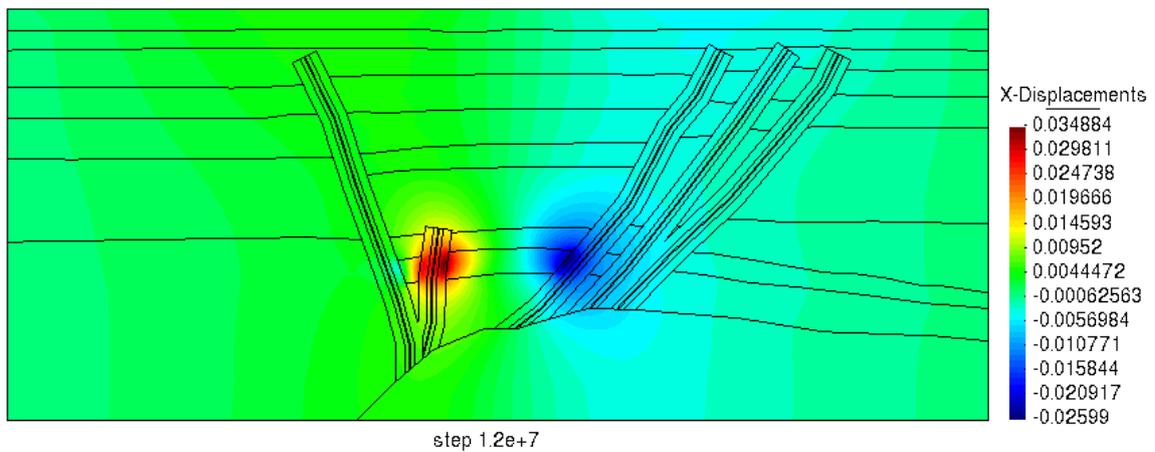
deformação plástica cisalhante, permeabilidade e tensão cisalhante mostrados nas Figuras 36, 37, 38, 39, 40, 41 e 42, respectivamente.

Figura 36 – Pressão de líquido para o tempo final (sem reativação).



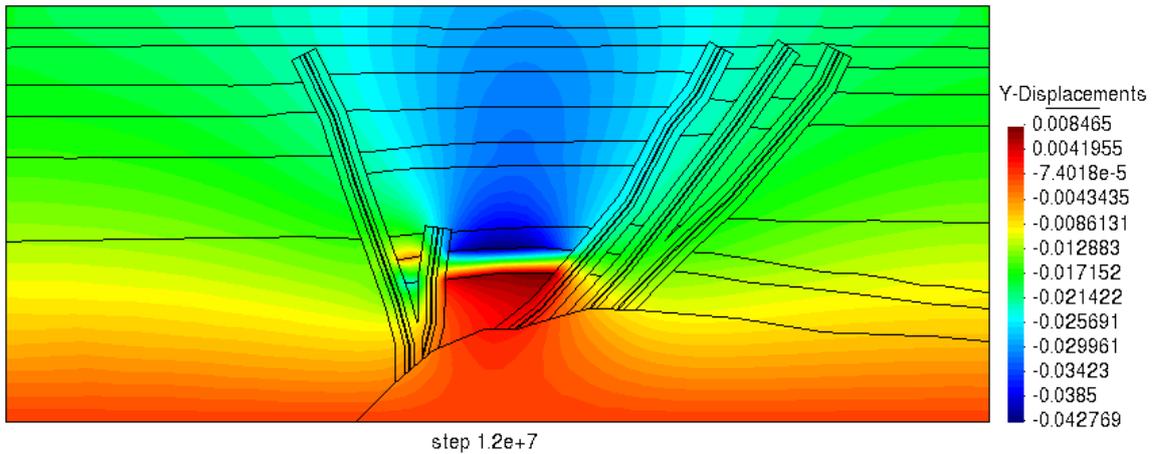
Fonte: O autor (2022).

Figura 37 – Deslocamento na direção X para o tempo final (sem reativação).



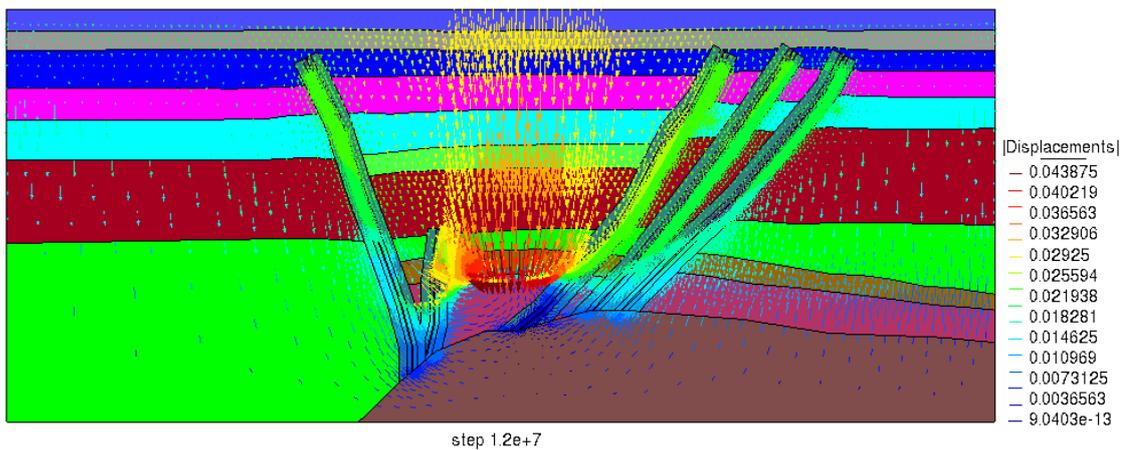
Fonte: O autor (2022).

Figura 38 – Deslocamento na direção Y para o tempo final (sem reativação).



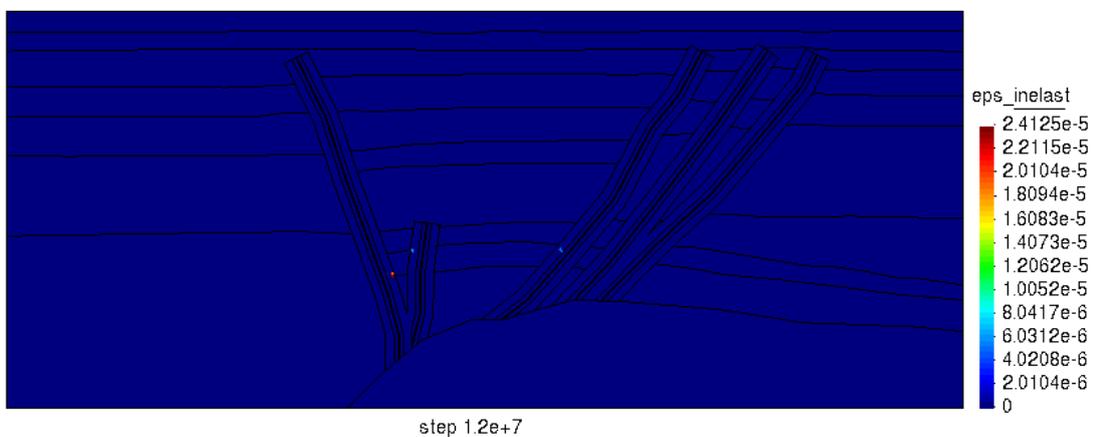
Fonte: O autor (2022).

Figura 39 – Vetores do módulo do deslocamento (sem reativação).



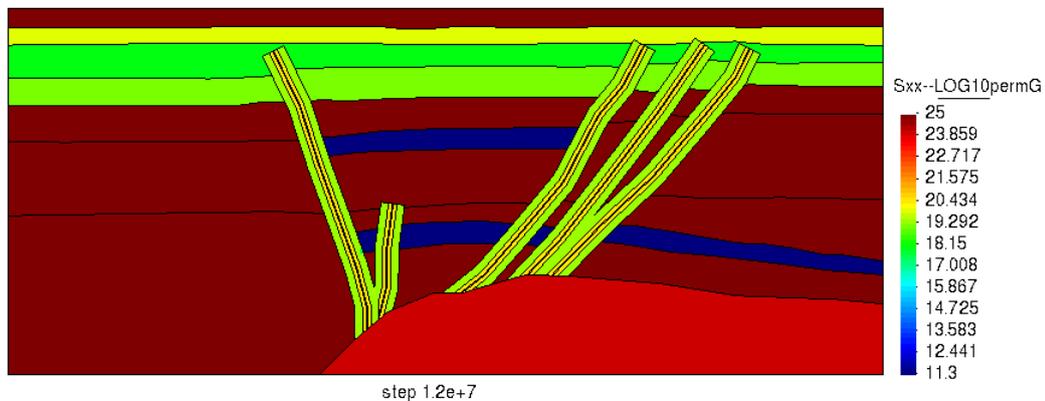
Fonte: O autor (2022).

Figura 40 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final (sem reativação).



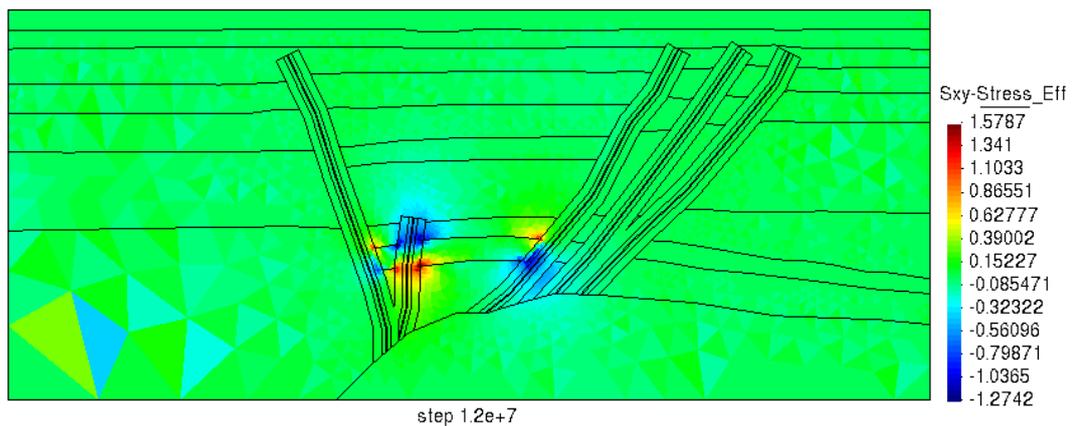
Fonte: O autor (2022).

Figura 41 – (-Log) Distribuição final da permeabilidade (m^2) para o tempo final (sem reativação).



Fonte: O autor (2022).

Figura 42 – Tensão de cisalhamento (sem reativação).



Fonte: O autor (2022).

Os resultados mostram que para a pressão de injeção de 6,4 MPa não ocorre a reativação das falhas. A pressão de líquido (Figura 36) permanece invariável para o tempo final de simulação, bem como a distribuição da permeabilidade (Figura 41), ao longo das falhas e não se observa o desenvolvimento da deformação plástica (Figura 40). A Figura 37 mostra que ocorre um maior deslocamento horizontal positivo na Falha 02 e negativo na Falha 03, devido à influência do poço injetor e produtor, respectivamente.

A Figura 38 traz o deslocamento vertical para o tempo final de simulação e a Figura 39 traz os vetores do módulo de deslocamentos. No compartimento do reservatório com instalação do poço injetor, como a Falha 01 permanece selante, verifica-se o aumento da pressão e uma consequente expansão do reservatório, com deslocamentos verticais positivos. Já na região do reservatório sob influência do poço produtor, verifica-se a compactação do reservatório e

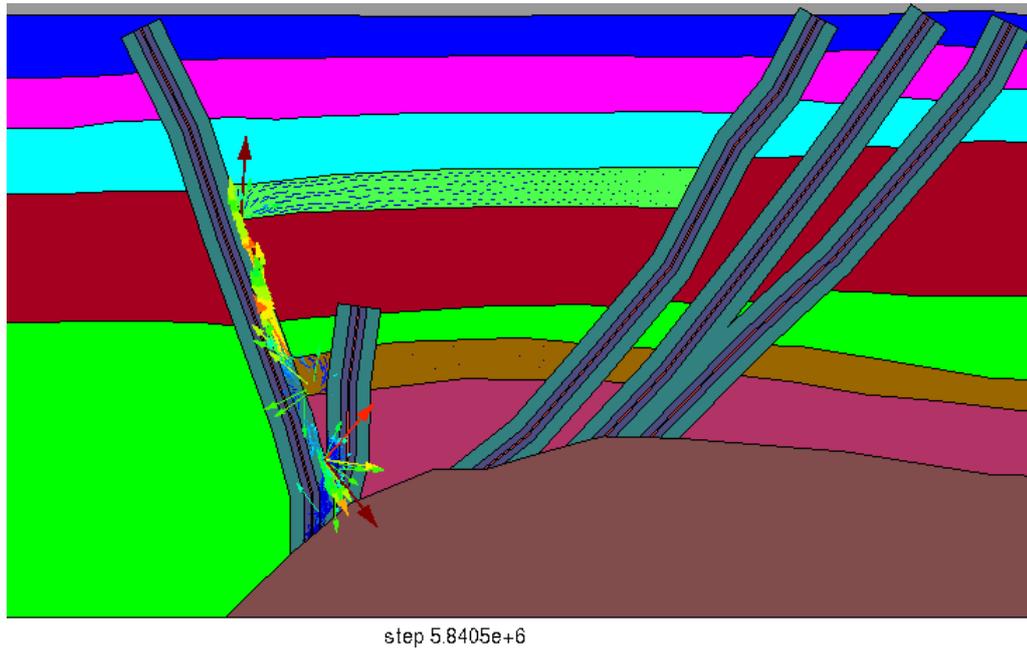
subsidiência na superfície do leito marinho, com maior magnitude na região central. É observada a concentração de tensão cisalhante devido à influência do poço injetor nas Falhas 01 e 02 e ao poço produtor na Falha 03 (Figura 42) no qual apresentam a tendência de abertura das falhas próximas ao Reservatório 01, embora não se observe a reativação.

5.2.2 Pressão mínima de reativação da falha (6,5 MPa)

Após análise de sensibilidade, foi visto que 6,5 MPa é a pressão de injeção mínima, a partir da qual ocorre o processo de reativação de falha, onde será visto um aumento da permeabilidade ao longo de algumas estruturas de falha do modelo devido ao processo de dilatância. Observa-se a comunicação entre o reservatório mais profundo, em operação, através das Falhas 01 e 02 que eram inicialmente selantes, e o Reservatório 02 sem operação e inicialmente compartimentado por estas falhas. O tempo de simulação total foi de aproximadamente 70 dias para esta pressão de injeção, onde ocorre a estabilização da evolução de pressão de líquido, deformação plástica e permeabilidade, conforme descrito a seguir.

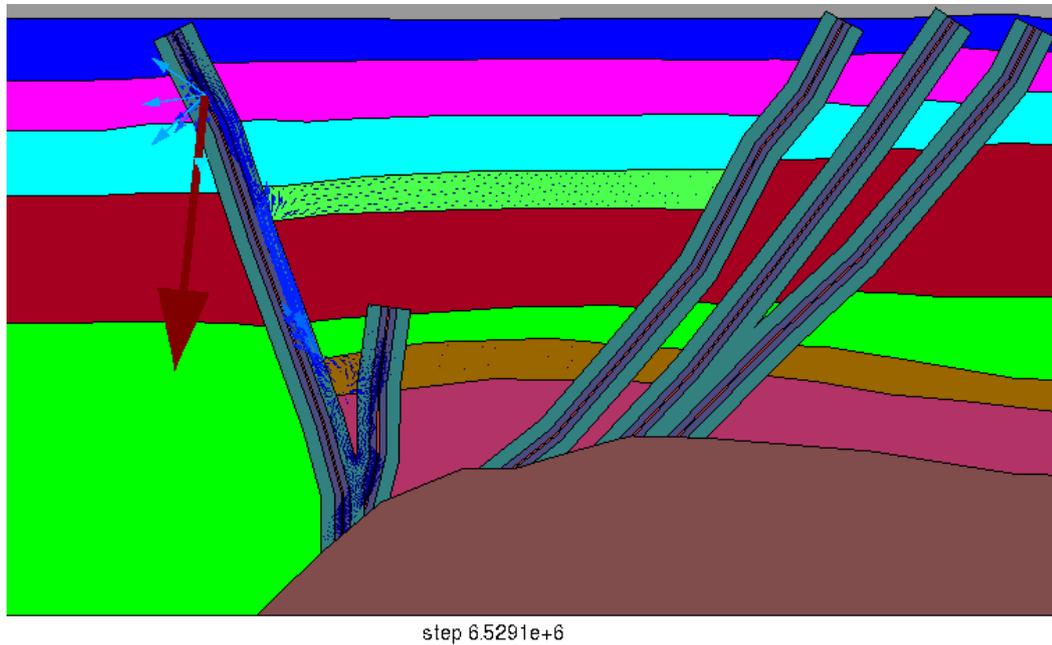
Para este caso em análise foi verificado o impacto da alteração do campo de pressão promovida pela ativação dos poços que levaram à reativação das Falhas 01 e 02, fazendo com que os reservatórios se conectassem, conforme discutido acima, evidenciado pelos vetores de fluxo de fluido que indicam o escoamento do fluido de injeção a partir do reservatório no qual o poço está instalado e seguindo na direção do reservatório superior, pela Falha 01, em especial, na sua zona de dano externa, a qual sofreu a maior reativação. As Figuras 43 e 44 apresentam a distribuição dos vetores de fluxo de fluido no início da reativação da falha e para o tempo final de simulação, respectivamente. Pode-se verificar que há primeiro a reativação da Falha 01 e comunicação entre os reservatórios e, ao longo do tempo, a Falha 02 é reativada, promovendo a comunicação entre a região do reservatório onde está o poço injetor com a outra porção do reservatório inicialmente apenas sob a influência do poço produtor.

Figura 43 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o início da reativação.



Fonte: O autor (2022).

Figura 44 – Distribuição de vetores de fluxo de fluido para o tempo final (reativação).

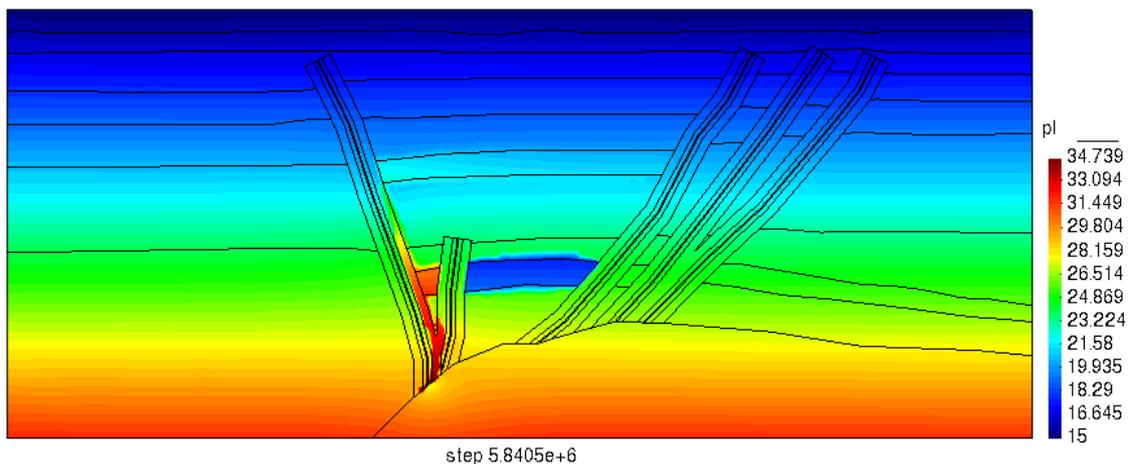


Fonte: O autor (2022).

O mesmo tipo de avaliação pode ser realizado através da observação da distribuição da pressão de fluido. Na Figura 45 observa-se o aumento da pressão, no início da reativação, ocorrendo essencialmente na zona de dano externa à direita da falha, em especial na Falha 01 e

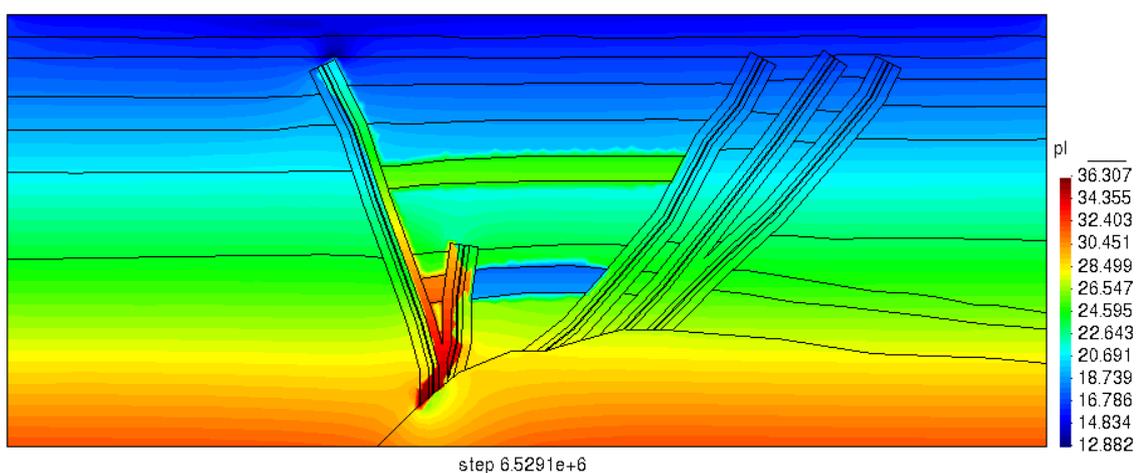
percebe-se a alteração do campo de pressão no reservatório superior. Na Figura 46 é mostrada, para o tempo final de simulação, a distribuição da pressão ao longo da Falha 01 e o aumento da pressão de líquido no Reservatório 02 de forma mais expressiva. Apesar de a maior parte da reativação da Falha 01 se concentrar na sua zona de dano externa, verifica-se que há a pressurização da terminação da falha que está capeada por uma rocha *overburden* mais superficial. Nesta região, o processo de reativação se estende para a zona de dano interna e núcleo da falha, bem como percebe-se uma alteração do campo de pressão no entorno sugerindo um potencial fraturamento hidráulico da rocha capeadora que, provavelmente não foi capturada nesta análise por ter-se adotado um modelo elástico linear para as camadas capeadoras e reservatórios.

Figura 45 – Pressão de líquido para o início da reativação.



Fonte: O autor (2022).

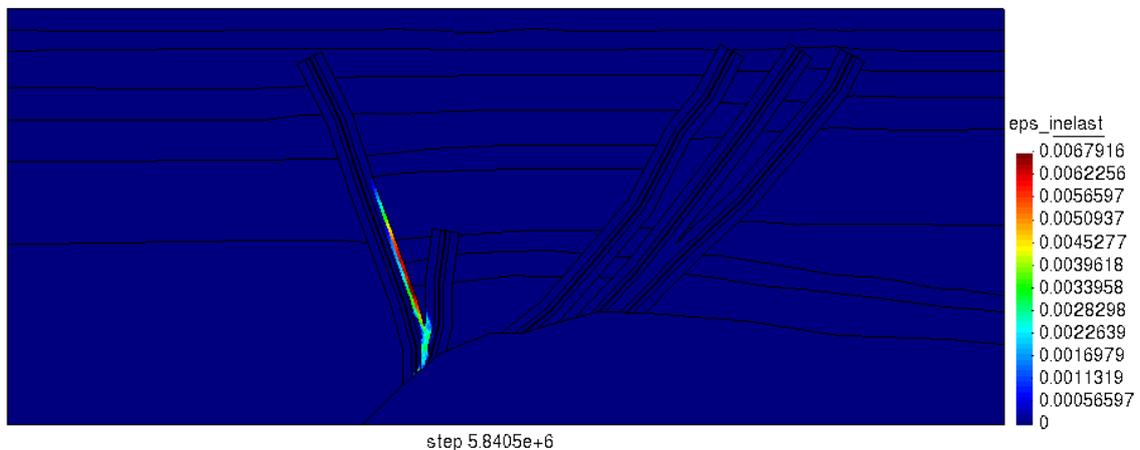
Figura 46 – Pressão de líquido para o tempo final (reativação).



Fonte: O autor (2022).

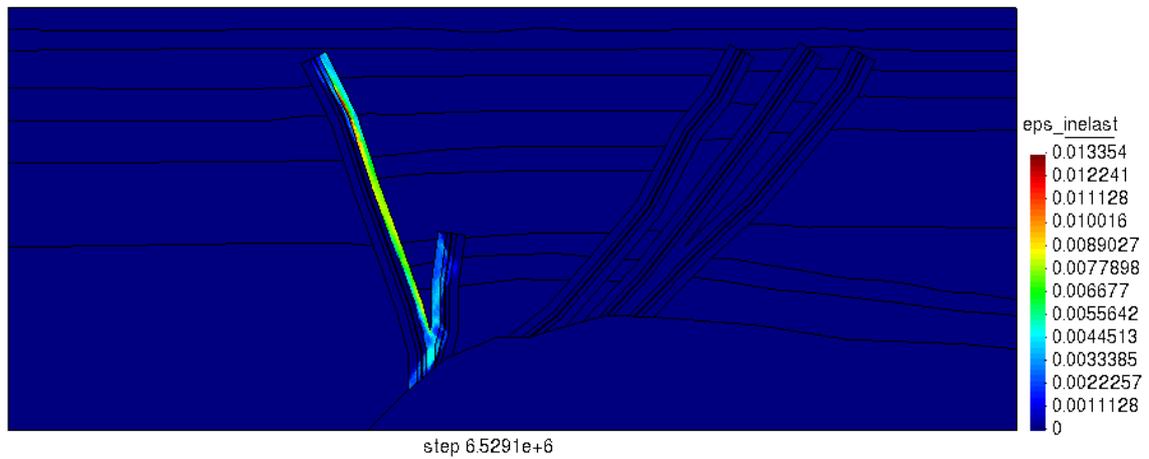
Também podemos verificar a reativação das Falhas 01 e 02 pela distribuição das deformações plásticas cisalhantes (Figura 47, no início da plastificação e Figura 48, distribuição final da deformação plástica) e, conseqüentemente, pela permeabilidade (Figura 49 e 50). A partir da alteração do campo de pressão e estado de tensões, desenvolve-se nas zonas de falha, em especial as Falhas 01 e 02, cisalhamento levando à geração de deformações irreversíveis as quais são indicadores da movimentação das falhas. Como a permeabilidade varia em termos da deformação plástica nas análises desta pesquisa, ocorre o aumento desta propriedade nas zonas plastificadas, indicando dilatância. Destaca-se que a medida de permeabilidade é em m^2 e que está expressa na escala $-\log$ e seu valor máximo é o da permeabilidade do reservatório, conforme atribuído na lei de variação do modelo. Fica visível que a distribuição da deformação plástica e da permeabilidade são equivalentes ao longo da zona de dano externa próxima ao poço injetor nas Falhas 01 e 02. Também é possível verificar que há a plastificação de aumento de permeabilidade na zona de dano interna e núcleo na terminação da Falha 01 o que justifica o aumento de pressão observado nesta região, conforme descrito anteriormente.

Figura 47 – Distribuição da deformação plástica para o início da reativação.



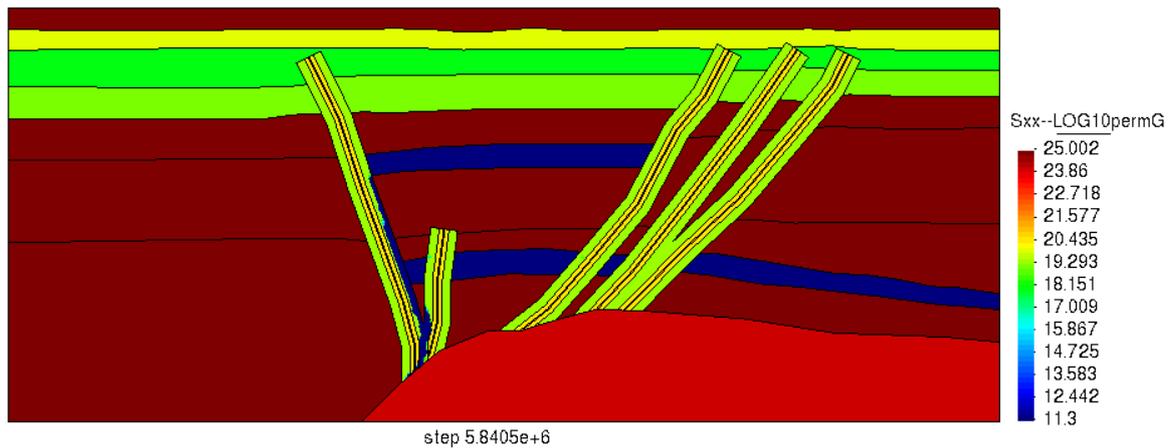
Fonte: O autor (2022).

Figura 48 – Distribuição da deformação plástica para o tempo final (reativação).



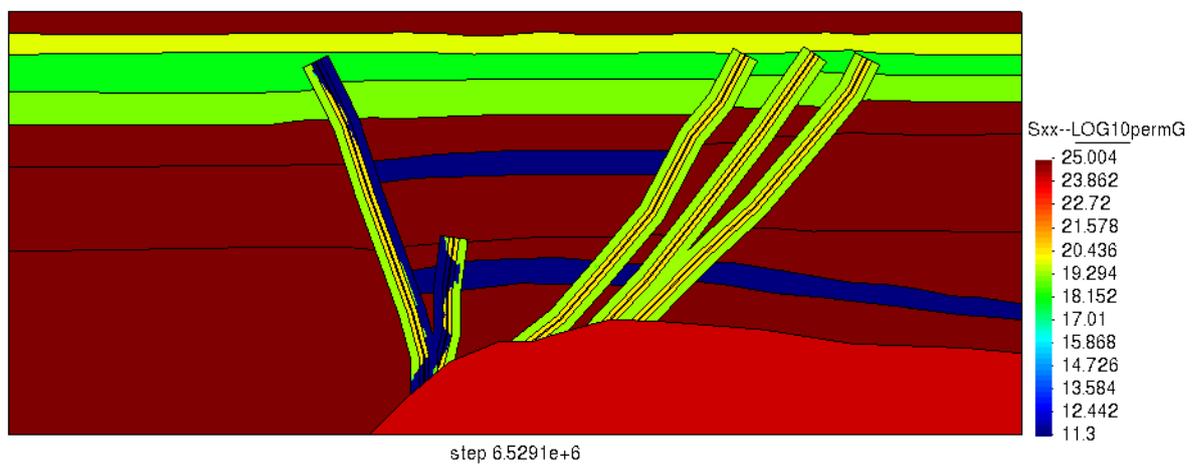
Fonte: O autor (2022).

Figura 49 – (-Log) Distribuição da permeabilidade (m²) para o início da reativação.



Fonte: O autor (2022).

Figura 50 – (-Log) Distribuição da permeabilidade (m²) para o tempo final (reativação).

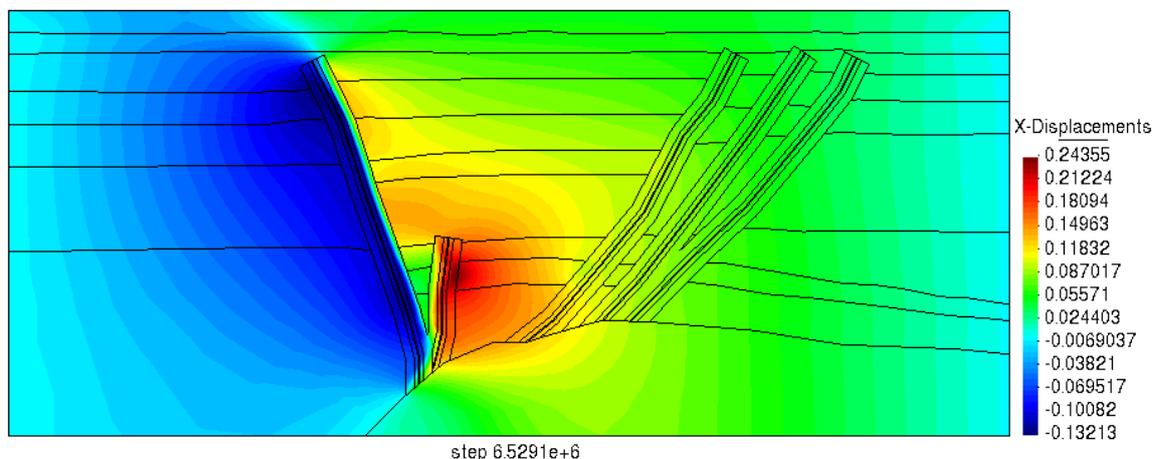


Fonte: O autor (2022)

Após o processo de reativação das falhas, foi realizada uma análise da resposta deformacional e de cisalhamento do campo avaliando os deslocamentos e tensão cisalhante ilustrados nas Figuras 51 a 53. O deslocamento horizontal (Figura 51) apresentou uma elevada instabilização após a plastificação, sendo o deslocamento positivo máximo na ordem de aproximadamente 25 cm na região da Falha 02 e o deslocamento negativo máximo de 13 cm na Falha 01. Já para o deslocamento vertical (Figura 52), verifica-se uma resposta totalmente diferente do observado para o cenário sem reativação, onde claramente houve uma expansão na região do poço injetor e uma compactação com conseqüente e expressiva subsidência na região do reservatório sob influência do poço produtor. Já quando há a reativação, há a descompartimentação do reservatório com injeção pela reativação das falhas e com isso a pressurização é afetada. Neste caso é observado na região do poço injetor um deslocamento negativo no lado direito da Falha 01 e positivo no lado esquerdo indicando claramente um movimento distorcional característico ao processo de reativação. Desta forma, o campo tende a um leve soerguimento à esquerda da falha, possivelmente em decorrência da interação entre a Falha 01 e o sal na qual esta se encontra ancorada como conseqüência do efeito combinado da reativação da Falha 02 e a base da Falha 01 que se estendem até o topo da camada de sal.

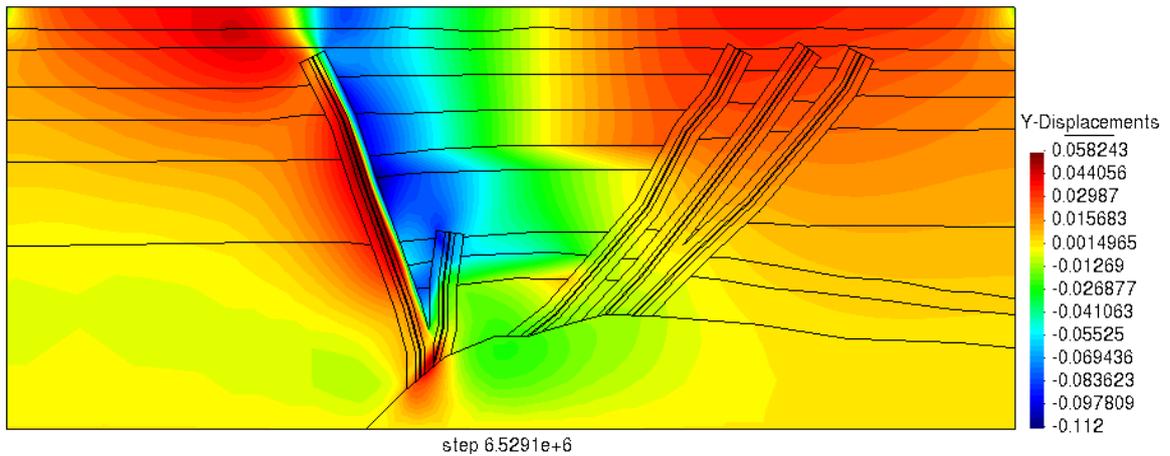
Isto pode ser percebido através da distribuição da tensão cisalhante após o processo de reativação (Figura 53), que mostra a concentração da tensão cisalhante ao longo das Falhas 01 e 02, com maior intensidade nas terminações das falhas 01 e 02 e, inclusive com indicativo de cisalhamento na Falha 03, nos contatos com os reservatórios.

Figura 51 – Deslocamento na direção X para o tempo final (reativação).



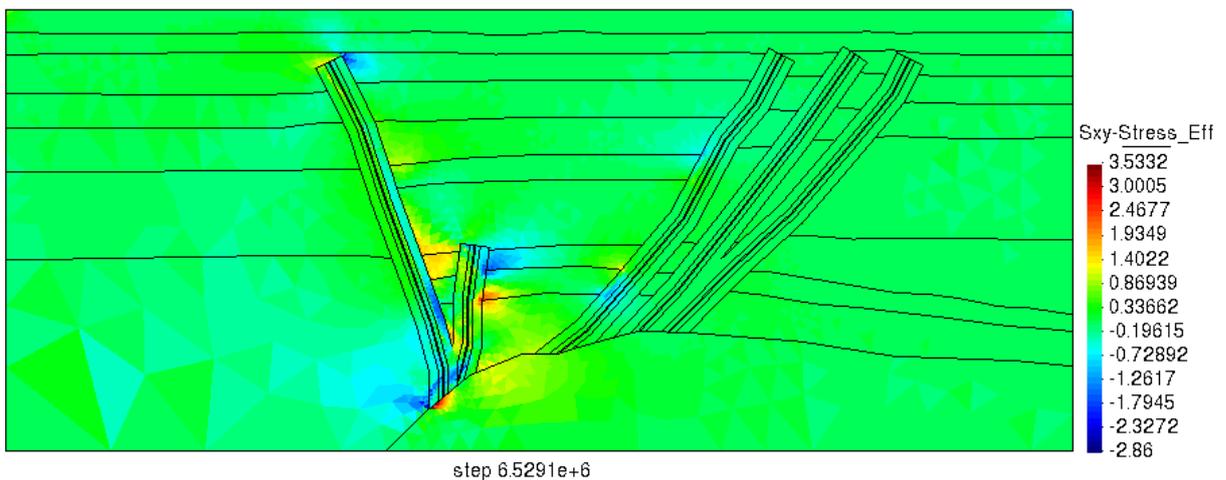
Fonte: O autor (2022).

Figura 52 – Deslocamento na direção Y para o tempo final (reativação).



Fonte: O autor (2022).

Figura 53 – Tensão de cisalhamento (reativação).



Fonte: O autor (2022).

5.2.3 Influência da mudança da pressão de injeção

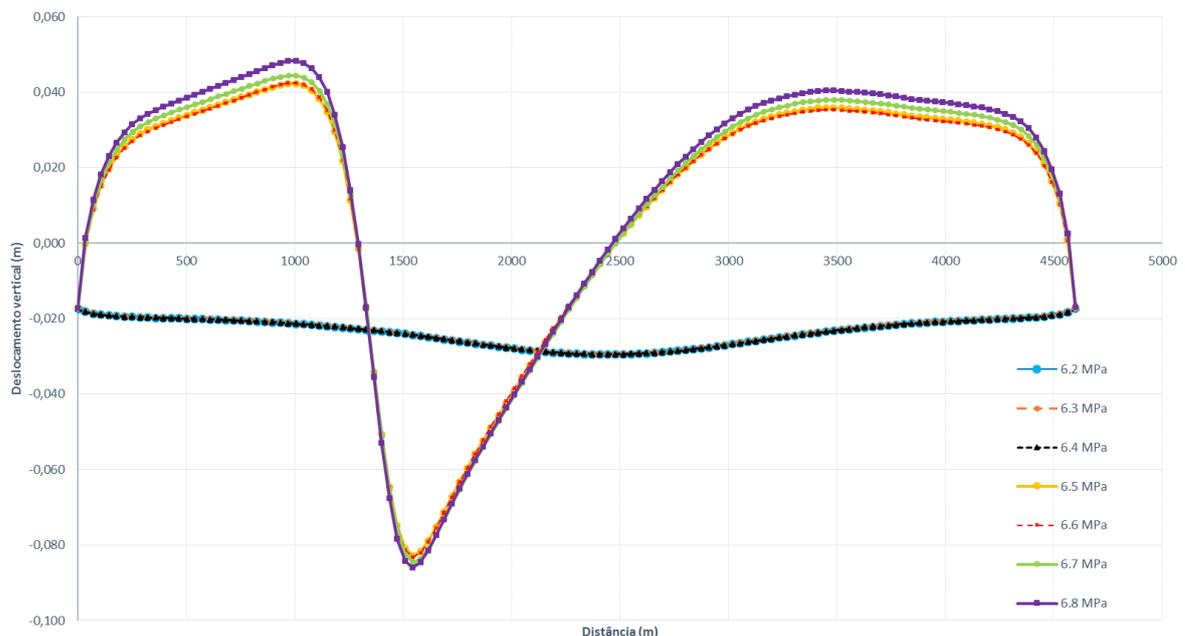
Nesta seção são apresentados alguns gráficos que demonstram a influência da mudança da pressão de injeção sobre os parâmetros analisados para a avaliação da reativação das falhas, conforme a Tabela 3. O Gráfico 3 mostra a variação do deslocamento vertical com relação à toda extensão do campo, na superfície do leito marinho, indicando a subsidência. Valores positivos indicam deslocamento ascendente e descendentes para os negativos.

É possível visualizar a influência das pressões de injeção sobre os deslocamentos do leito marinho onde, para pressões de injeção de 6,2 até 6,4 MPa, para as quais não se observou o processo de reativação de falha, a resposta deformacional do campo é mais dependente do

processo de compactação das camadas, em especial da compactação do reservatório cujo compartimento é influenciado pelo poço produtor. Esta região do reservatório sofre um processo de produção primária e compactação levando a um rebaixamento subsequente das rochas acima.

Já para as pressões que ativam as falhas, de 6,5 até 6,8 MPa, é visto um padrão completamente diferente dos deslocamentos verticais da superfície do fundo do mar do campo. Como já discutido no item anterior há um padrão de soerguimento das camadas à esquerda da Falha 01 como consequência da reativação das falhas 01 e 02 com efeito sobre a rocha salina na qual são ancoradas. Já na região do reservatório verifica-se rebaixamento das camadas de rocha sobre estes, verificando uma resposta diferencial no campo de deslocamentos verticais à esquerda e à direita da falha 1, evidenciando cisalhamento. É visto que quanto maior as pressões de injeção, maior serão os deslocamentos.

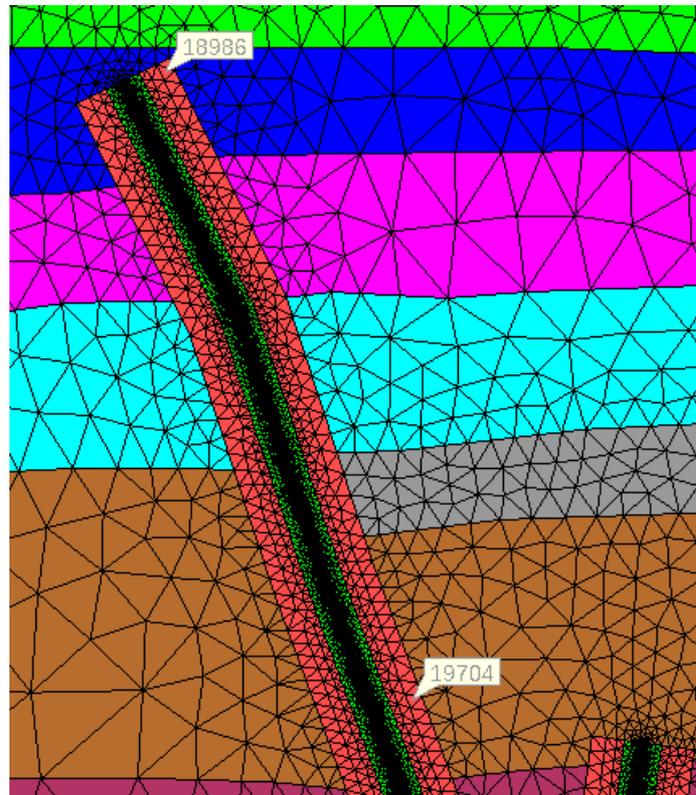
Gráfico 3 – Deslocamento vertical x Distância total da região analisada.



Fonte: O autor (2022).

Para esta análise, avaliando a influência da mudança da pressão de injeção, foram escolhidos 2 elementos da Falha 01, um na terminação de topo e outro no meio da falha (Figura 54), localizados na zona de dano externa, para avaliar como as diferentes propriedades variam ao longo do tempo de simulação como função das diferentes configurações de pressão. A Tabela 4 mostra o número e a abreviatura escolhida para cada elemento para facilitar nos gráficos que serão mostrados.

Figura 54 – Elementos escolhidos para análise.



Fonte: O autor (2022).

Tabela 4 – Abreviatura dos elementos escolhidos para análise.

Elementos	Abreviatura
18986	Topo da Falha 01 (TPF)
19704	Meio da Falha 01 (MF)

Fonte: O autor (2022).

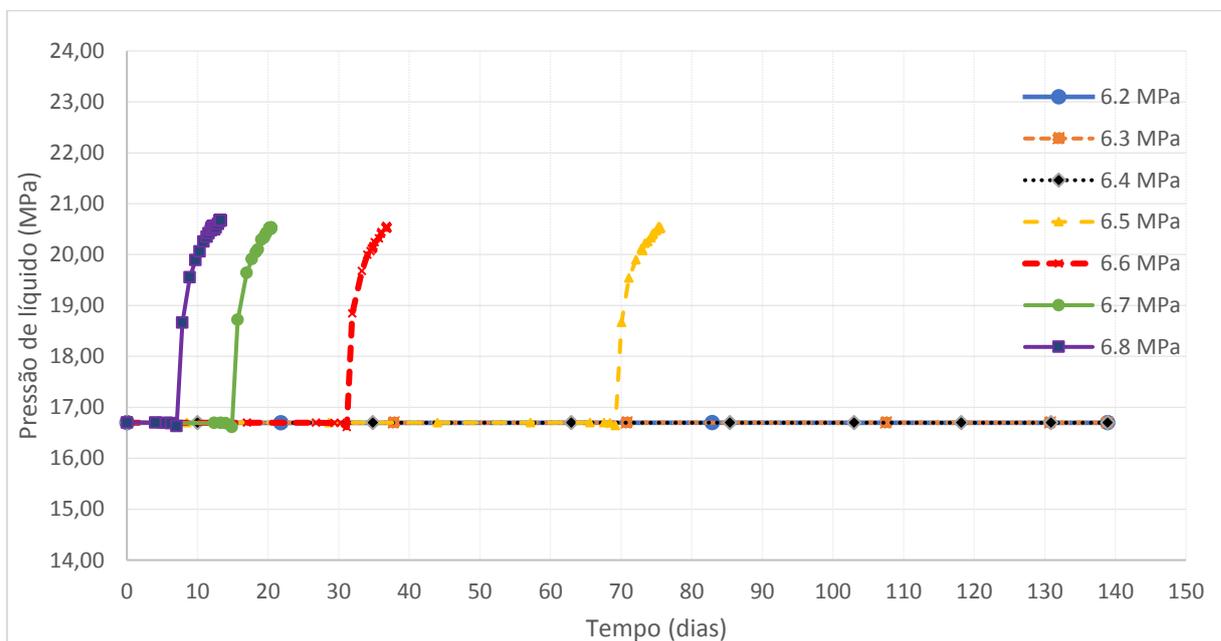
5.2.3.1 Análise dos resultados com base no elemento 18986 (terminação superior da falha 01 - TPF)

Os Gráficos 4 a 6 mostram a relação da pressão de líquido, da deformação plástica e da distribuição da permeabilidade do Elemento 18986, localizado no topo da Falha 01, ao longo do tempo para todas as pressões de injeção analisadas, respectivamente. É possível verificar que, para as pressões de 6,2 a 6,4 MPa, a falha não sofre plastificação e a pressão de líquido não varia, mas a partir da reativação para as pressões de 6,5 a 6,8 MPa, a falha sofre plastificação levando ao aumento da permeabilidade e consequente aumento da pressão de

líquido, uma vez que o fluido escoar ao longo de sua estrutura. Para a Falha 01, quanto maior a pressão de injeção, mais antecipado é o aumento da pressão de líquido. Este tipo de resposta é simulada para a deformação plástica (Gráfico 5) e permeabilidade (Gráfico 6). Por meio destes indicadores observa-se que, para a pressão de injeção de 6,5 MPa, o processo de reativação da falha, na sua terminação superior, ocorre para o tempo de aproximadamente 70 dias e estabilizando com 75 dias. Já para a pressão de 6,8 MPa a reativação neste ponto ocorre de forma bem mais antecipada, em 7 dias, estabilizando em torno de 12 dias. Desta forma percebe-se uma grande sensibilidade levando a uma antecipação da completa reativação da falha em 01 ordem de grandeza em termo de tempo (de 70 para 7 dias) para uma diferença de 0,3 MPa de pressão de injeção.

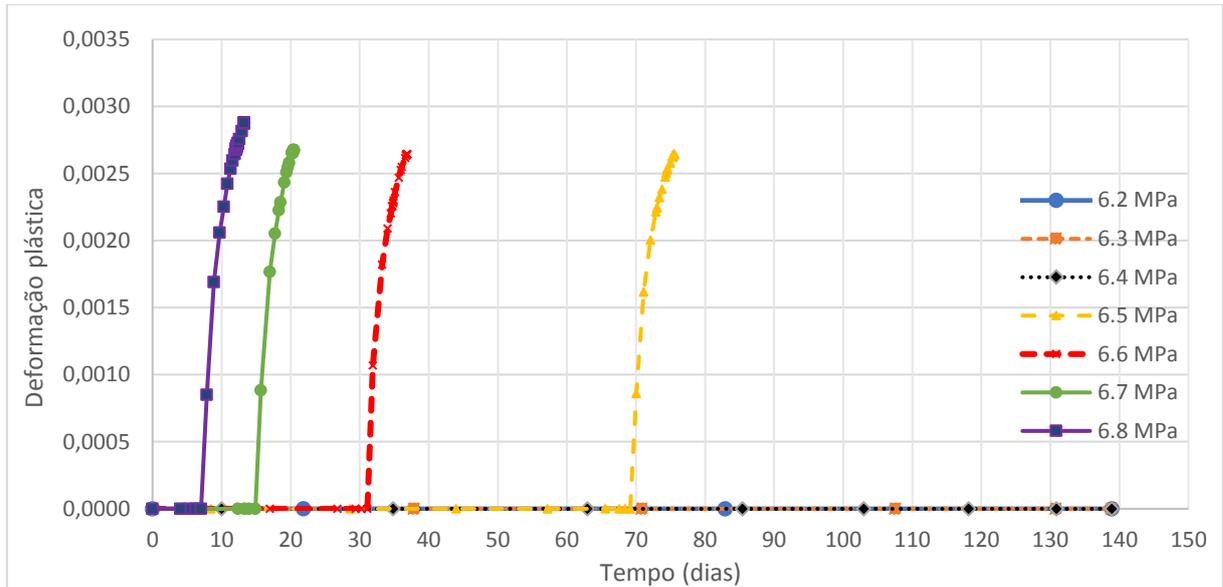
De uma forma geral, a análise mostrou que o aumento de 0,1 MPa na injeção diminuiu em cerca da metade do tempo para plastificar e ocorrer o aumento da permeabilidade até estabilizar (próxima à permeabilidade do reservatório), 6,5 MPa foi de 70 dias, 6,6 MPa de 32 dias, 6,7 MPa de 15 dias e 6,8 MPa de 7 dias.

Gráfico 4 – Pressão de líquido x Tempo (TPF).



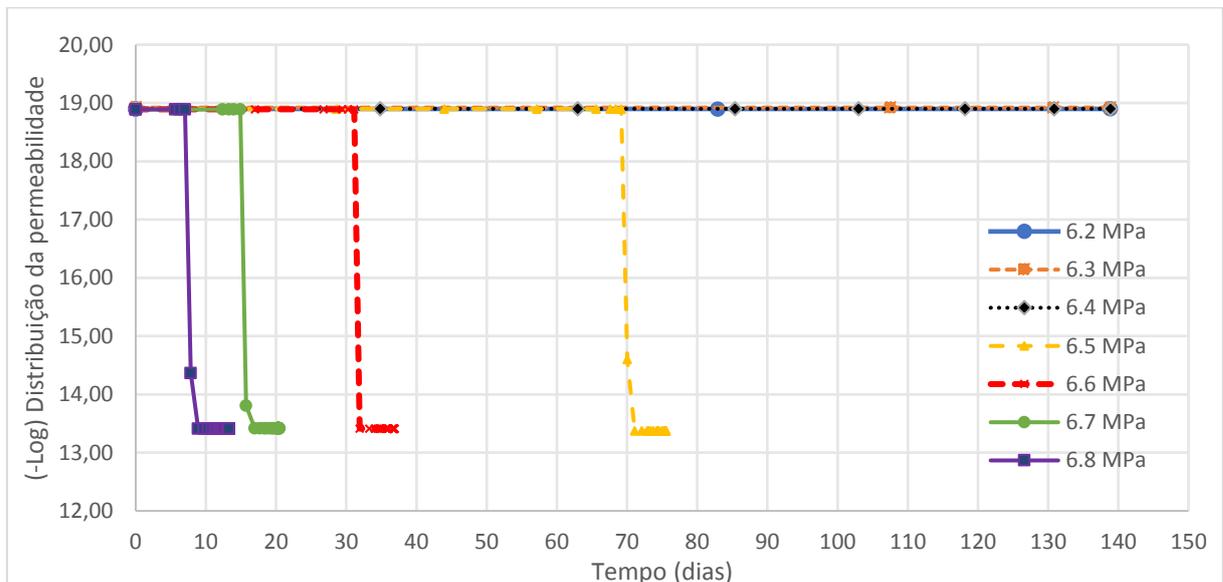
Fonte: O autor (2022).

Gráfico 5 – Deformação plástica x Tempo (TPF).



Fonte: O autor (2022).

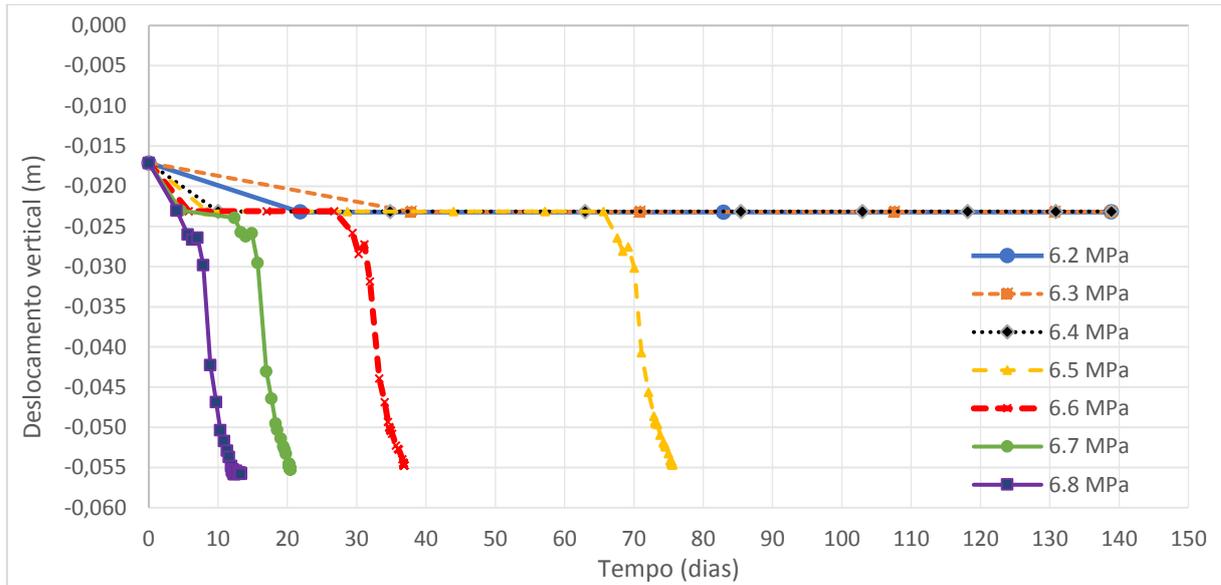
Gráfico 6 – (-Log) Distribuição da permeabilidade x Tempo (TPF).



Fonte: O autor (2022).

O deslocamento vertical do Elemento 18986 também foi estudado para as diferentes pressões de injeção, para as pressões de não reativação, 6,2 a 6,4 MPa, há apenas um decaimento de aproximadamente 0,6 cm, permanecendo estável durante todo o tempo de simulação. Para as pressões de reativação, 6,5 a 6,8 MPa, ocorre um elevado deslocamento negativo, chegando por volta de 5,5 cm. Isso se deve ao processo de reativação da falha, é visto que quanto maior a pressão de injeção, mais rápido ocorre este deslocamento.

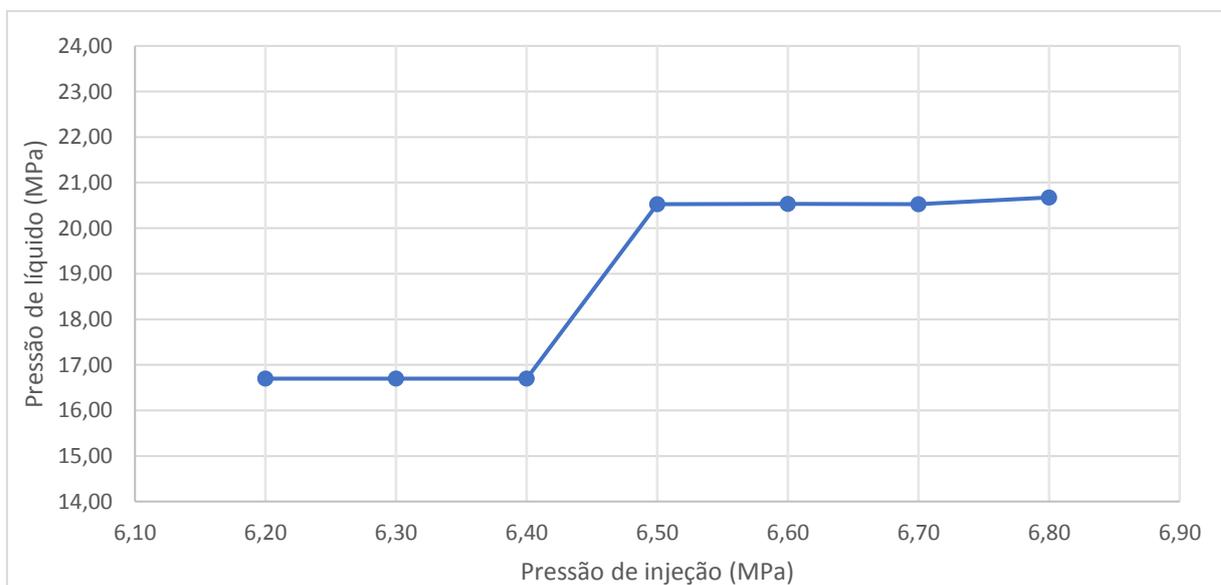
Gráfico 7 – Deslocamento vertical x Tempo (TPF).



Fonte: O autor (2022).

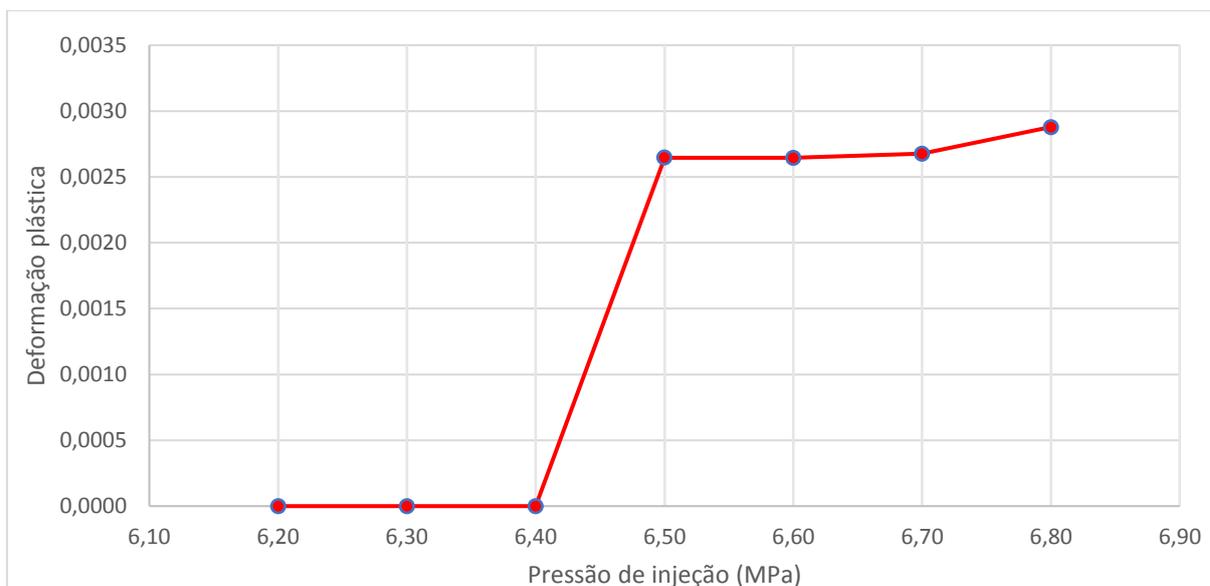
O Gráfico 8 expressa de forma objetiva a sensibilidade, quanto ao aumento da pressão de líquido, da pressão de injeção. É possível observar que a partir da pressão de injeção 6,5 MPa há o aumento da pressão de líquido devido a reativação da falha, mostrando baixa variação ao realizar o aumento da pressão de injeção. Para a relação da deformação plástica com as pressões de injeção (Gráfico 9) possui o mesmo comportamento, iniciando um maior aumento da deformação plástica na pressão de injeção de 6,8 MPa, com tendência de aumento linear.

Gráfico 8 – Pressão de líquido x Pressão de Injeção (TPF).



Fonte: O autor (2022).

Gráfico 9 – Deformação plástica x Pressão de Injeção (TPF).



Fonte: O autor (2022).

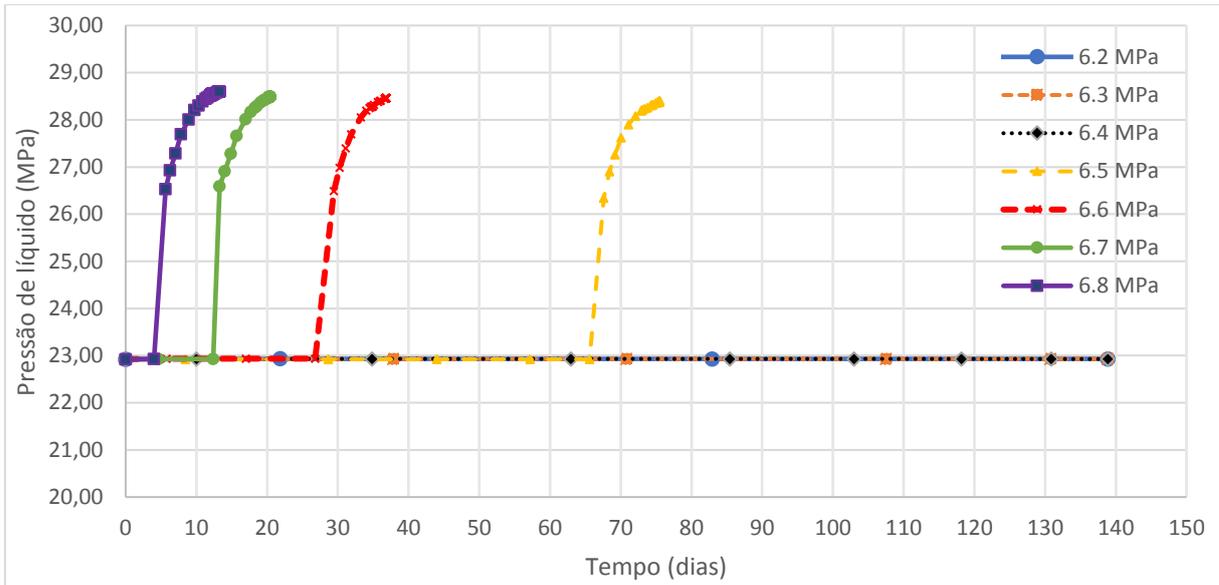
5.2.3.2 Análise dos resultados com base no elemento 19704 (região central da falha 01 - MF)

O Elemento 19704, devido à localização na região central ao longo da extensão da Falha 01, sofre maior influência das pressões de injeção devido à proximidade do poço injetor e também por estar numa região mais profunda, sofre maior pressão exercida pela coluna de água, se comparado com o Elemento 18986, localizado na ponta da falha.

O aumento da pressão de líquido, o processo de plastificação e o aumento da permeabilidade ocorrem mais rápido e chegam a maiores valores (Gráficos 10 a 12, respectivamente) quando comparados aos observados na análise para o elemento localizado no topo da falha 01. O processo de plastificação e os consequentes aumentos de permeabilidade e pressão de líquido neste elemento iniciam-se nos seguintes tempos: Pressão de injeção de 6,5 MPa em 65 dias, 6,6 MPa em 27 dias, 6,7 MPa em 12 dias e 6,8 MPa em 5 dias.

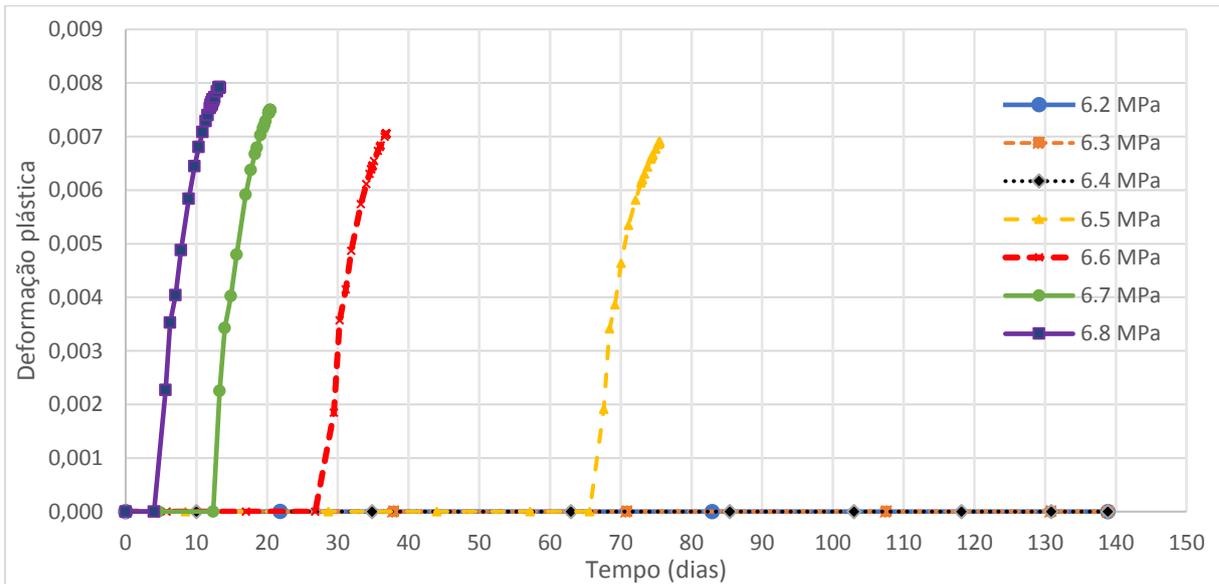
No Gráfico 10, a pressão de líquido máxima atingida neste elemento foi de cerca de 28,5 MPa. Para a deformação plástica, quanto maior a pressão de injeção, mais elevado é o grau da deformação, chegando em 0,008 na pressão de 6,8 MPa.

Gráfico 10 – Pressão de líquido x Tempo (MF).



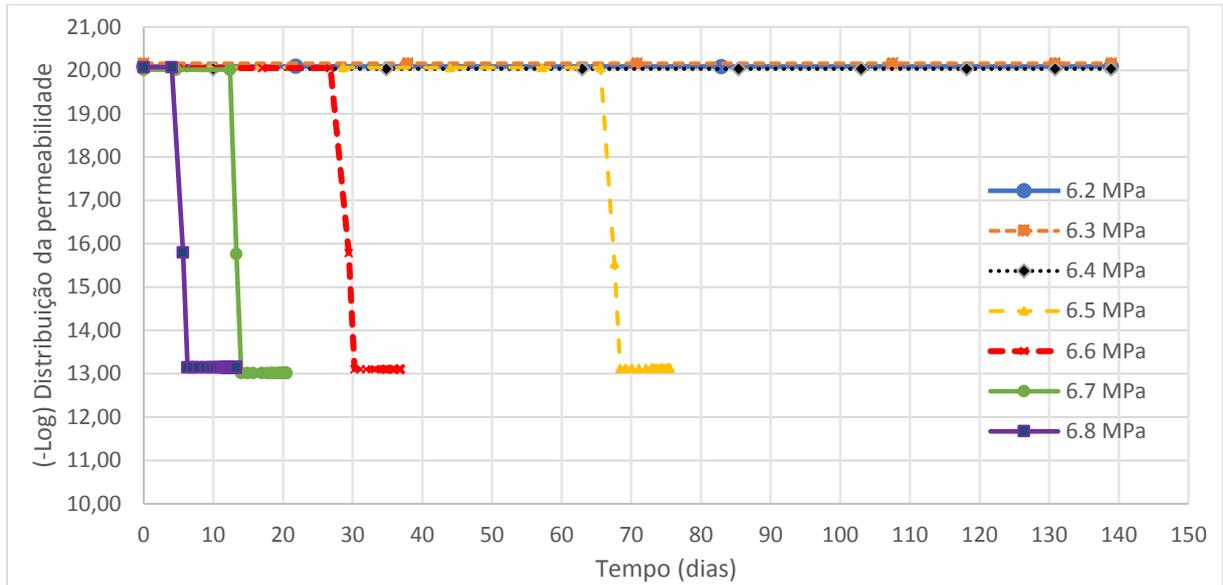
Fonte: O autor (2022).

Gráfico 11 – Deformação plástica x Tempo (MF).



Fonte: O autor (2022).

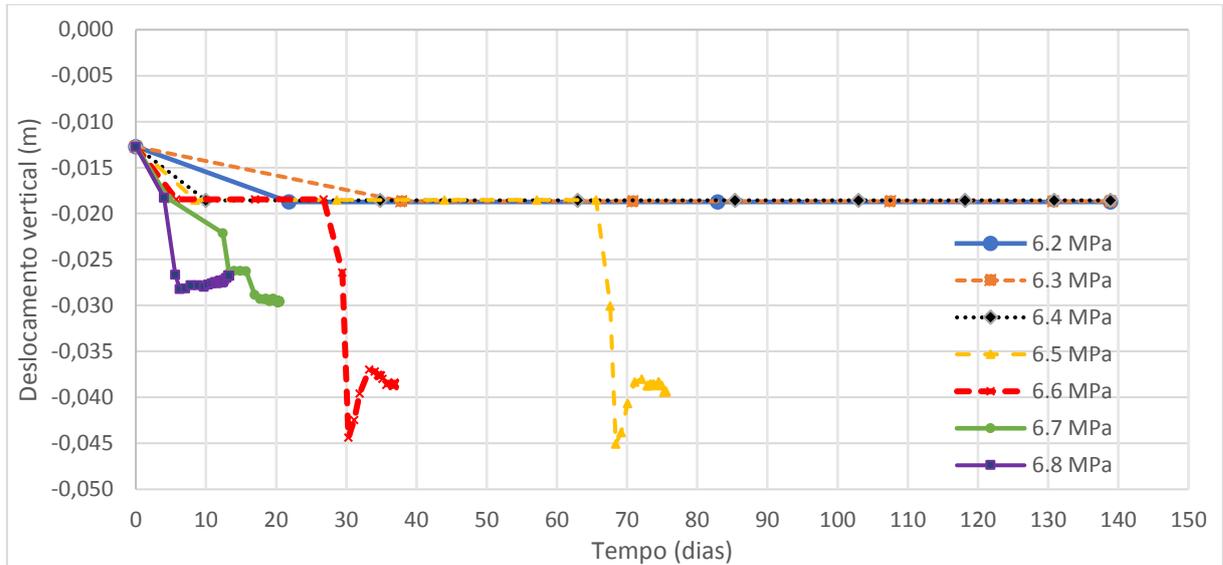
Gráfico 12 – (-Log) Distribuição da permeabilidade x Tempo (MF).



Fonte: O autor (2022).

O deslocamento vertical, variando com o tempo, apresenta-se mais instável no Elemento 19704. Para as pressões de reativação de 6,5 e 6,6 MPa, ocorre um deslocamento negativo de 4,5 cm e depois uma variação positiva de aproximadamente 0,7 cm, após isso ocorre tendência a decair, possivelmente associado à comunicação com o reservatório superior, que afeta a variação do estado de tensões, e com a completa reativação da Falha 02 e base da Falha 01 junto ao topo da camada de sal. Já para a pressão de 6,7 MPa tende a um deslocamento negativo ao longo do tempo e para a pressão de 6,8 MPa um deslocamento negativo inicial e depois tende a variar positivamente. É visto aqui uma maior variabilidade dos resultados devido à variação das pressões de injeção.

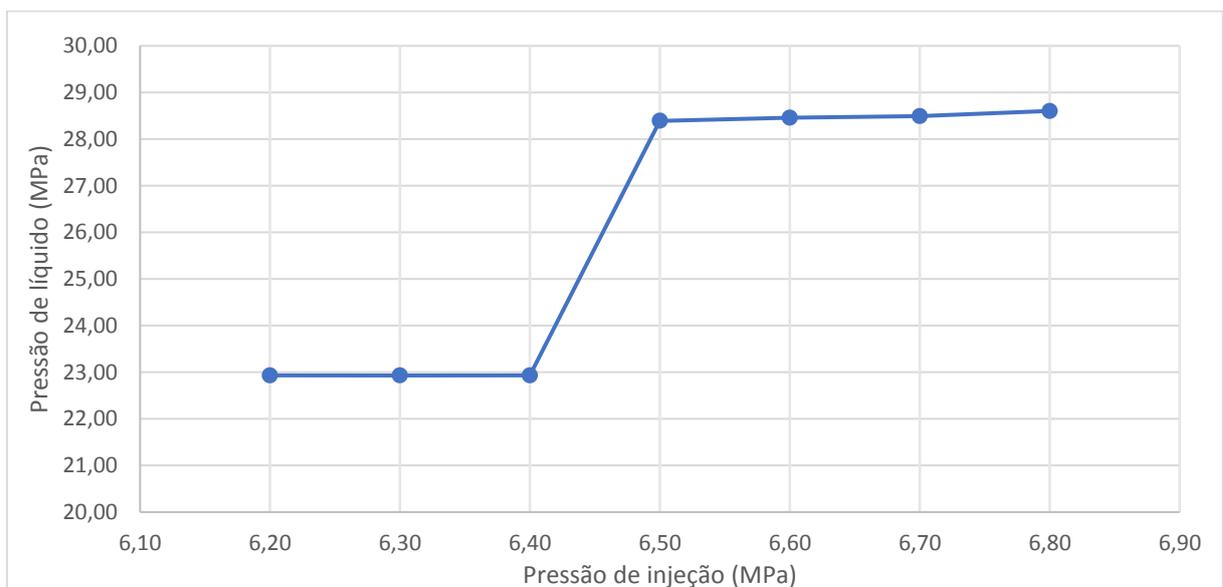
Gráfico 13 – Deslocamento vertical x Tempo (MF).



Fonte: O autor (2022).

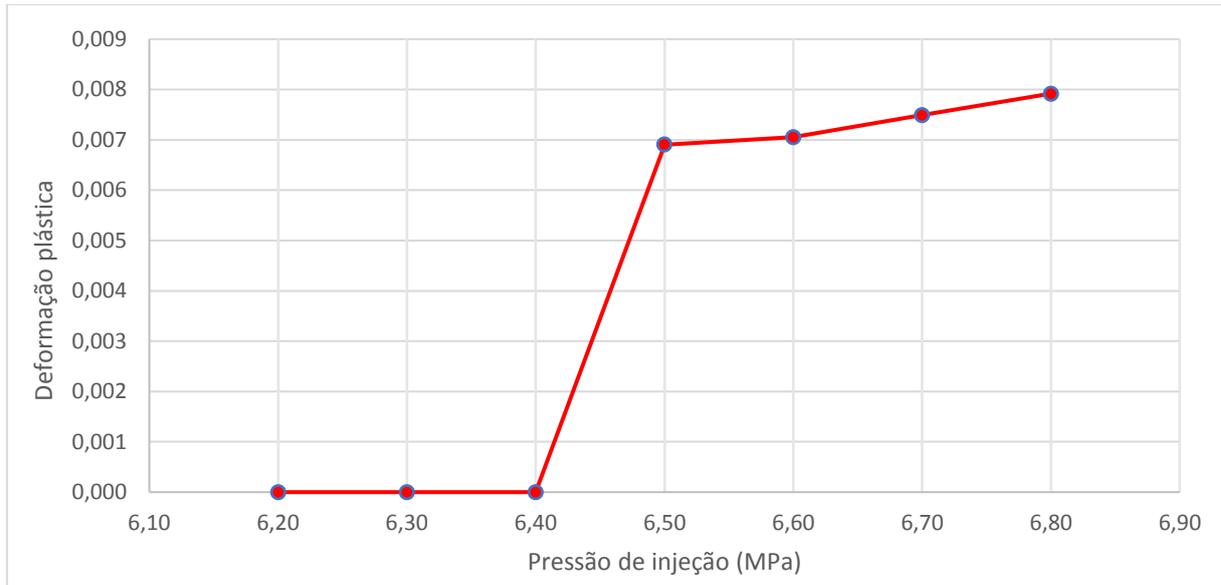
Nos gráficos 14 e 15 estão expressas a relação da pressão de líquido e da deformação plástica com a pressão de injeção para o Elemento 19704, respectivamente. A pressão de líquido alcançada é maior neste elemento e há tendência de aumento linear da plasticidade a partir da pressão de injeção de 6,5 MPa.

Gráfico 14 – Pressão de líquido x Pressão de Injeção (MF).



Fonte: O autor (2022).

Gráfico 15 – Deformação plástica x Pressão de Injeção (MF).



Fonte: O autor (2022).

6 DISCUSSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi realizada análise numérica acoplada hidromecânica da reativação de falha associada a mudanças do estado de tensão *in-situ* causada pela injeção e produção de fluido em reservatório com e sem a presença de zonas de dano. Dois cenários hipotéticos foram modelados para as simulações, por meio do uso do programa *in-house* CODE-BRIGHT. Foi usado o modelo constitutivo mecânico elastoplástico de Mohr-Coulomb (dilatância considerada) para representar o comportamento do material de preenchimento da falha.

Para o primeiro cenário analisado, verifica-se que há influência do processo de produção de petróleo na estabilidade mecânica de um talude submarino, devido à reativação da falha, evidenciando-se por meio das medidas de deslocamentos em diferentes pontos do talude. Esta resposta tensão deformação é relevante, mesmo que a níveis de deslocamentos da ordem de 1 cm, uma vez que se deve considerar que o talude está sob o empuxo de água. É de grande importância a investigação do impacto da produção de petróleo em campos falhados, considerando a avaliação do risco de reativação e seu efeito sobre a estabilidade de taludes submarinos, implicando em danos ambientais e econômicos, uma vez que a instabilização dos taludes pode levar a danos sobre tubulações.

O segundo caso analisado realizado foi uma análise hidromecânica de um reservatório atravessado por um sistema de cinco falhas normais, uma seção 2D, em ambiente *offshore* no Canadá. A simulação do comportamento constitutivo de falhas selantes foi essencial para a previsão da possibilidade de reativação principalmente durante a injeção e produção no reservatório. Para este caso foi considerando as zonas de falha subdividida em zonas de dano (interna e externa) e núcleo. Foram analisados os resultados de pressão de líquido, deslocamento horizontais e verticais, deformação plástica cisalhante, permeabilidade e tensão cisalhante para a avaliação de reativação da falha. Com os resultados nota-se que o campo de pressão foi alterado dentro do reservatório devido à influência do injetor e do poço produtor, modificando o estado de tensões, levando à concentração da tensão de cisalhamento nas estruturas das falhas, concentrando-se na zona de dano externa. As falhas ao reativarem em função da deformação plástica, ocorre o aumento da permeabilidade nas zonas plastificadas, indicando dilatância.

Subdividindo as zonas de falha em núcleo e zonas de dano, foi observado que os resultados como fluxo de fluido, permeabilidade e pressão de líquido sofrem grande influência

na distribuição ao longo da falha, comparando com o primeiro cenário, quando é considerada apenas um único material de preenchimento.

O critério de falha de Mohr–Coulomb mostrou-se bem representativo para o processo de reativação de falha, em concordância com trabalhos de diversos autores que utilizaram o mesmo critério de falha como Khan *et al.* (2020), Gomes (2009), Guimarães *et al.* (2009) e Guimarães *et al.* (2010). Para trabalhos futuros desta dissertação é importante que se investigue a mudança no modelo de plasticidade como realizou em seu trabalho Guimarães *et al.* (2009) que constatou que considerando o modelo de dano isotrópico a reativação foi mais intensa e mais rápida comparando com Mohr-Coulomb.

Os estudos mostraram uma real sensibilidade do processo de reativação quanto aos níveis de pressão de injeção. Desta forma, aspectos operacionais dos poços como pressão e vazão devem ser avaliados quanto à estabilidade das zonas de falha uma vez que pequenas mudanças podem promover um processo de reativação. É fato que certamente outros fatores devem ser avaliados em termos de sensibilidade como as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e geomecânicas das zonas de falhas e das rochas circundantes, bem como dos reservatórios, a exemplo: módulo de elasticidade, coeficiente de Poisson, coesão e ângulo de atrito efetivos, entre outros. Por fim, deverão ser passíveis de se considerar, em um estudo mais aprofundado e que afetarão a influência da pressão quanto ao processo de reativação, as propriedades das fases fluidas como densidade e viscosidade, bem como um contexto de fluxo multifásico. Efeitos químicos também apresentam importância em uma evolução quanto a este tipo de análise.

Portanto, uma abordagem hidromecânica monofásica mostrou-se relevante quanto à identificação da sensibilidade do processo de reativação, em especial para uma zona de falha subdividida em diferentes zonas. Isto lança luz nos desafios e incertezas quanto ao comportamento geomecânico deste tipo de estrutura provocando o estímulo à uma melhor caracterização das zonas de falhas.

Dessa forma, é possível concluir que após dos estudos desta dissertação, os resultados foram compatíveis com trabalhos já realizados no rol acadêmico, no qual foi visto que a modelagem numérica acoplada hidromecânica auxilia no estudo da definição da pressão máxima de injeção nos poços de petróleo, para exploração do petróleo sem reativar as falhas geológicas existentes, favorecendo a segurança ambiental e econômica.

6.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros para continuidade nesta linha de pesquisa, são propostas:

- Realizar estudo de influência de malha de elementos finitos;
- Utilizar diferentes modelos constitutivos para representar o comportamento do material das zonas de falha;
- Utilizar tensor de permeabilidade anisotrópico para verificar a influência no processo de reativação da falha;
- Estudar a influência na mudança de parâmetros como, coesão, porosidade, compressibilidade do fluido de injeção;
- Avaliar o impacto ambiental no cenário de reativação de falha e exsudação de fluido para leito marinho.
- Realizar modelagens tridimensionais para avaliar o efeito da dimensão espacial no processo de reativação de falhas;
- Caracterização de modelos análogos equivalentes e utilização de parâmetros das rochas de afloramentos reais da Região Nordeste do Brasil.

REFERÊNCIAS

- Abbo, A. J. *Finite element algorithms for elastoplasticity and consolidation*. PhD Thesis, University of Newcastle, pp. 271, February, 1997.
- Adam, J., Krézsek, C., 2012. *Basin-scale salt tectonic processes of the Laurentian Basin, Eastern Canada: insights from integrated regional 2D seismic interpretation and 4D physical experiments*. Geological Society, London, Special Publications, 363(1), 331-360.
- Alfano, G.; Angelis, F. de; Rosati, I. *General solution procedures in elasto/viscoplasticity*. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 190, n. 39, p. 5123–5147, 2001.
- Anderson, E. M. (1951). *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain*. Edinburgh, Oliver and Boyd.
- Billi, A., Salvini, F., Storti, F., 2003. *The damage zone-fault core transition in carbonate rocks: implications for fault growth, structure and permeability*. *Journal of Structural geology*, 25(11), 1779-1794.
- Brazil M.R. Mello, B.J. Katz (Eds.), *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*, 73, AAPG Memoir, pp. 317-324.
- Caine, J. S., Evans, J. P., & Forster, C. B. *Fault zone architecture and permeability structure*. *Geology*, v. 24, n. 11, pag. 1025. 1996.doi:10.1130/0091-7613(1996)024<1025:fzaaps>2.3.co;2
- Cappa, F., & Rutqvist, J. *Modeling of coupled deformation and permeability evolution during fault reactivation induced by deep underground injection of CO₂*. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, n. 2, pag. 336–346. 2011. doi:10.1016/j.ijggc.2010.08.005
- Celestino, M.A.L., Miranda, T.S., Mariano, G., Lima, M. A., Carvalho, B.R. B. M., Falcão, T. C., Topan, J. G., Barbosa, J. A., Gomes, I. F., *Fault damage zones width: Implications for the tectonic evolution of the northern border of the Araripe basin, Brazil, NE Brazil*, *Journal of Structural Geology* (2020), doi: <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2020.104116>.
- Cordero, J. A. R.; Oliveira, M. F. F. DE; Roehl, D. DE M. (2013) *Geological fault reactivation with discrete and distributed numerical models CILAMCE 2013 Proceedings of the XXXIV Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering Pirenópolis*.
- Enachescu, M.E. & Fagan, P. 2005. *Newfoundland and Labrador Call for Bids NL05-01, Government of Newfoundland and Labrador, Department of Natural Resources*, 43 pp.
- Fagan, P., 2010. *A Study of the Structural and Stratigraphic History of the Laurentian Basin, Offshore Eastern Canada*, M Sc Thesis, Memorial University.
- Fossen, Haakon. (2016) *Structural Geology*. 2nd ed., Cambridge: Cambridge University Press, 524 p.

Frydman, M., B. Holzberg, J. A. Pastor, J. B. Salies and C. A. Pedroso. 2017. *Reducing Fault Reactivation Risk on Deepwater Drilling. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. doi:10.2118/185619-ms

G1. Globo. Disponível em < <https://g1.globo.com/rio-de-janeiro/noticia/2012/07/chevron-poderia-ter-evitado-vazamento-diz-relatorio-da-anp.html> > Acesso em: 07 de maio. 2022.

Geuzaine, Christophe; Remacle, Jean-François. *Gmsh: A 3-D finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. International Journal for Numerical Methods in Engineering*, [s. l.], v. 79, n. 11, p. 1309–1331, 2009. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/nme.2579>>. Acesso em: 08 jun. 2022.

Gomes, I. F. (2006) *Implementação de Métodos Explícitos de Integração com Controle de Erro para Modelos Elastoplásticos e Visco-elastoplásticos*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil, 118 f., Recife. Brasil.

Gomes, I. F. (2009) *Implementação em Elementos Finitos das Equações de Pressão e Saturação para Problemas de Fluxo Bifásico em Reservatórios de Petróleo Deformáveis*. Universidade Federal de Pernambuco. Departamento de Engenharia Civil. Recife. Brasil.

Gomes, I. R., Simulação Numérica do ensaio de compressão de prismas de alvenaria pelo método dos elementos finitos com comportamento de interface. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, Engenharia de Produção, Florianópolis, 2001.

Guardado, L.R. Spadini, A.R. Brandão, J.S.L. Mello, M.R. (2000) *Petroleum System of the Campos Basin, Brazil*. M.R. Mello, B.J. Katz (Eds.), *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*, 73, AAPG Memoir, pp. 317-324.

Gudmundsson, A. (2004) *Effects of Young's modulus on fault displacement*. *Comptes Rendus - Geoscience*, v.336, n. 1, p. 85–92.

Gue, C. S. (2012). *Submarine Landslide Flows Simulation Through Centrifuge Modelling*. Tese de Doutorado – University of Cambridge; Cambridge, Inglaterra; 266 pp.

Guimarães, L. J. N., *Análisis multi-componente no isoterma em médio poroso deformable no saturado*. Tesis Doctoral, Universitat Politècnica Catalunya, Barcelona, 195 pp. 2002.

Guimarães L. J. N., I. F. Gomes, J. P. V. Fernandes (2009) *Influence of Mechanical Constitutive Model on the Coupled Hydro-Geomechanical Analysis of Fault Reactivation*. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. SPE 119168. The Woodlands, Texas, U.S.A.

Guimarães L. J. N., Gomes I. F., Barbosa, J. A., Almeida, R. P. M. (2010) *Numerical modelling of CO₂ flow through deformable aquifers with the possibility of fault reactivation*. *Sixth International Congress on Environmental Geotechnics*. New Delhi, India.

Heeres, O., Suiker, A., Borst, R., 2002. *A Comparison between the Perzyna Viscoplastic Model and the Consistency Viscoplastic Model*. *European Journal of Mechanics A/Solids*, 21, pp. 1-12.

Hogg, J.R. 2007. *Exploration potential of the deep water petroleum systems of New Foundland and Labrador margins*. *Offshore Technology Conference*, OTC19053, 14 pp.

Hou, Y., C. Zhao, Y. Su, T. Wu, X. Luo, Q. Yang and K. Huang. 2014. *Evaluation of Fault Sealing Ability and Prediction of Fault Critical Reactivation Pressure in Water Flooding Reservoir*. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/170856-ms

Ings, S.J., Shimeld, J.W. 2006. *A new conceptual model for the structural evolution of a regional salt detachment on the northeast Scotian margin, offshore eastern Canada*. *AAPG Bulletin*, 90(9): 1407-1423.

Jackson, J. *Reactivation of basement faults and crustal shortening in orogenic belts*. *Nature* 283, 343–346 (1980). <https://doi.org/10.1038/283343a0>

Jafari, M., Kanopoulos, P., Xia, K., Grabinsky, M., *A Methodology to Determine the Viscoplastic Perzyna Model Parameters for Granular Materials under High Strain Rates*. ASCE. Geo-Chicago 2016 GSP 272.

Johansen, T. E. S., Fossen, H., & Kluge, R. *The impact of syn-faulting porosity reduction on damage zone architecture in porous sandstone: an outcrop example from the Moab Fault, Utah*. *Journal of Structural Geology*, v. 27, n. 8, p. 1469–1485. 2005. DOI: 10.1016/j.jsg.2005.01.014.

Johri, M., Zoback, M., Hennings, P. *A scaling law to characterize fault-damage zones at reservoir depths*. *AAPG Bulletin* 98(10):2057-2079. DOI: [10.1306/05061413173](https://doi.org/10.1306/05061413173)

Jones, R. M., D. N. Dewhurst, R. R. Hillis and S. D. Mildren. 2002. *Geomechanical Fault Characterization: Impact on Quantitative Fault Seal Risking*. *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference*. doi:10.2118/78213-ms

Khan, S., Khulief, Y.A. & Al-Shuhail, A.A. *Effects of reservoir size and boundary conditions on pore-pressure buildup and fault reactivation during CO₂ injection in deep geological reservoirs*. *Environ Earth Sci* 79, 294 (2020). <https://doi.org/10.1007/s12665-020-09040-0>

Kettanah, Y.A., Greenough, J. 2013. *Hydrocarbon fluid inclusion in the Argo Salt, offshore Canada Margin*. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 50(6): 607-635.

Kidston, A.G., Smith, B.M., Brown, D.E., Makrides, C., Altheim, B. 2007. *Review of Nova Scotia's deep water drilling and its effect on the 2002 resource assessment*. *Offshore Technology Conference*, OTC18970, 14 pp.

Mark D. Zoback, *Reservoir Geomechanics*. Stanford University, California, Publisher: Cambridge University, 505 pp., 2007.

Martins, M. A. D., *Estrutura de dados por arestas para solução de problemas em plasticidade computacional*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2001.

Micarelli, L., Benedicto, A. & Wibberley, C. (2006) *Structural evolution and permeability of normal fault zones in highly porous carbonate rocks*. *Journal of Structural Geology*, 28, 1214–1227.

Mitchell, T. M. and D. R. Faulkner. 2009. *The nature and origin of off-fault damage surrounding strike-slip fault zones with a wide range of displacements: A field study from the Atacama fault system, northern Chile*. *Journal of Structural Geology*, 31(8): 802–816. doi:10.1016/j.jsg.2009.05.002

Motta, G.S. (2016). *Modelagem Física de Escorregamentos Submarinos a Diferentes Níveis de Aceleração Gravitacional*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro; Departamento de Engenharia Civil, 95 f., Campos dos Goytacazes – RJ, Brasil.

Myers, R.D. 1999. *Structure and hydraulics of brittle faults in sandstone*. PhD thesis. Stanford University, Stanford, CA.

Odling, N. E., Harris, S. D., Vaszi, A. Z., Knipe, R. J., *Properties of fault damage zones in siliclastic rocks: a modelling approach*. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 249, p. 43-59. 2005.

Olivella, S., Carrera, J., Gens, A. & Alonso, E. E. (1994) *Nonisothermal Multiphase Flow of Brine and Gas Through Saline Media*. *Transport in Porous Media*, 15, 271-293.

Olivella, S., Carrera, J., Gens, A., Alonso, E. E., *Numerical formulation for a Simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media*. *Engineering Computations*, vol. 7, pp. 87-112, 1995.

Peng, Y., Guanghui, W., Perach, N., Ai Duc, N., Yongquan, C., Shuai, Y., Yue-xing, F., Zhanli, R., Jian, Z. 2021. *In situ LA-ICPMS UPb dating and geochemical characterization of fault-zone calcite in the central Tarim Basin, northwest China: Implications for fluid circulation and fault reactivation*. *Chemical Geology*, vol. 568, <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120125>

Pereira, L. C., L. J. N. Guimarães, B. Horowitz and M. Sánchez. 2014. *Coupled hydro-mechanical fault reactivation analysis incorporating evidence theory for uncertainty quantification*. *Computers and Geotechnics*, 56: 202–215. doi:10.1016/j.compgeo.2013.12.007

Peric, D. *On a class of constitutive equations in viscoplasticity: formulation and computational issues*. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, v. 36, p. 1365–1393, 1993.

Perzyna, P. (1966). "Fundamental problems in viscoplasticity." *Advanced Applied Mechanics*, 9: 244-368.

Perzyna, P. *Thermodynamic Theory of Viscoplasticity*. *Advances in applied mechanics*, v. 11, 1971.

Piper D.J.W., Nofall, R., Pe-Piper, G. 2010. *Allochthonous prodeltaic sediment facies in the Lower Cretaceous at the Tantallon M-41 well: Implications for the deep-water Scotian Basin*. *AAPG Bulletin*, 94(1): 87-104.

Pontes Filho, I. D. S., *Análise Limite Não-Linear em Problemas Geotécnicos*. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1993.

Postlethwaite, C. E., Jacobson, C. E. *Early history and reactivation of the Rand thrust, southern California*. *Journal of Structural Geology*, Vol. 9, No. 2, pp. 195 to 205, 1987.

Potts, D. M., Zdravković, L., *Finite element analysis in geotechnical engineering*. Vol. 1, Published by Thomas Telford Publishing, London, 440 pp., 1999.

Quevedo, R., Ramirez, M., and D. Roehl. "2D and 3D Numerical Modeling of Fault Reactivation." *Paper presented at the 51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, USA, June 2017*.

Rossi, D., Scotti, A., Vadacca, L., *Quantifying the uncertainties in a fault stability analysis of the Val d'Agri oilfield*. *GEM - International Journal on Geomathematics* (2020) 11:14. <https://doi.org/10.1007/s13137-020-00150-2>.

Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F. & Tsang, C. -F. (2007) *Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis*. *Energy Conversion and Management*, 48, (March). pp. 1798-1807.

Rutqvist, J. 2012. *The Geomechanics of CO₂ Storage in Deep Sedimentary Formations*. *Geotechnical and Geological Engineering*, 30(3), 525–551. doi:10.1007/s10706-011-9491-0

Sánchez M, Gens A, Guimarães L. *Thermal–hydraulic–mechanical (THM) behaviour of a large-scale in situ heating experiment during cooling and dismantling*. *Can Geotech J* 2012;49(10):1169–95.

Sawyer, D. E.; Flemings, P. B.; Buttle, J.; Mohrig, D. 2012. *Mudflow transport behavior and deposit morphology: Role of shear stress to yield strength ratio in subaqueous experiments*. *Marine Geology*. 301-310.

Scheuber, E., Andriessen, P. A. M. *The kinematic and geodynamic significance of the Atacama fault zone, northern Chile*. *Journal of Structural Geology*, v. 12, n. 2, p. 243–257. 1990. DOI:10.1016/0191-8141(90)90008-m.

Seyedi, D. M., M.-N. Vu and A. Pouya. 2015. *A two-scale hydromechanical model for fault zones accounting for their heterogeneous structure*. *Computers and Geotechnics*, 68: 8–16. doi:10.1016/j.compgeo.2015.03.001

Simo, J. C. *Algorithm for Static and Dynamic Multiplicative Plasticity That Preserve the Classical return Mapping Schemes of the Infinitesimal Theory*. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 99, p. 61–112, 1992.

Simo, J. C.; Honein, T. *Variational Formulation, Discrete Conservation Laws, and Path-Domain Independent Integrals for Elasto-Viscoplasticity*. *Journal of Applied Mechanics-Transactions of The Asme - J APPL MECH*, v. 57, 1990.

Simo, J. C., *Topics on the numerical analysis and simulation of plasticity*. *Handbook of Numerical Analysis*, P. G. Ciarlet & J. L. Lions (eds.), Elsevier, USA, 315p., 1994

- Simo, J. C. and Hughes, T. J. R. (1998). "*Integration Algorithms for Plasticity and Viscoplasticity.*" *Computational Inelasticity, Springer, New York*: 113-151.
- Soltanzadeh, H., Hawkes, C. D. (2008) *Semi-analytical models for stress change and fault reactivation induced by reservoir production and injection.* *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 60, (May). pp. 71-85.
- Souza Neto, Eduardo A. et al. *Computational Methods for Plasticity: Theory and Applications.* Chichester: Wiley, 2008.
- Tong, X. and Tuan, C. (2007). "*Viscoplastic Cap Model for Soils under High Strain Rate Loading.*" *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 133(2): 206-214
- Vilarrasa, V., J. Carrera and S. Olivella. 2013. *Hydromechanical characterization of CO2 injection sites.* *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19: 665–677. doi:10.1016/j.ijggc.2012.11.014
- Yielding G., Freeman B. & Needham D. T (1997) *Influence Quantitative Fault Seal Prediction.* *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 81, No. 6, (June). pp. 897-917.
- Wetzel, M., T. Kempka and M. Kühn. 2018. *Quantifying Rock Weakening Due to Decreasing Calcite Mineral Content by Numerical Simulations.* *Materials*, 11(4): 542. doi:10.3390/ma11040542
- Wiprut, D and M. D. Zoback. 2000. *Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea.* *Geology*, 28(7): 595. doi:10.1130/0091-7613(2000)28<595:frffa>2.0.co;2
- Wiprut, D. and M. D. Zoback. 2002. *Fault reactivation, leakage potential, and hydrocarbon column heights in the northern north sea.* *Hydrocarbon Seal Quantification, Norwegian Petroleum Society Conference*: 203–219. doi:10.1016/s09288937(02)80016-9