



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

THIAGO RODRIGUES

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE ZONAS DE FALHAS GEOLÓGICAS
DEVIDO À PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Recife

2019

THIAGO RODRIGUES

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE ZONAS DE FALHAS GEOLÓGICAS
DEVIDO À PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

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

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatório de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.

Coorientador: Prof. Dr. José Antônio Barbosa.

Recife

2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário: Josias Machado da Silva Jr./ CRB4-1690 UFPE (BCTG)

R696a Rodrigues, Thiago.
Análise numérica de reativação de zonas de falhas geológicas devido à produção de petróleo / Thiago Rodrigues . – Recife, 2019.
65f., il., figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernando Gomes.
Coorientador: Prof. Dr. José Antônio Barbosa.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019.
Inclui Referências.

1. Simulação numérica. 2. Reativação de falha. 3. Zona de dano. 4. Elementos finitos. I. Gomes, Igor Fernandes (Orientador). II. Barbosa, José Antônio (Coorientador). III. Título.

624 CDD (22.ed)

UFPE
BCTG-2019/ 391

THIAGO RODRIGUES

**ANÁLISE NUMÉRICA DE REATIVAÇÃO DE ZONAS DE FALHAS GEOLÓGICAS
DEVIDO À PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

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

Aprovada em: 28/08/2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. José Antônio Barbosa (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr^a. Débora Cristina Almeida de Assis (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Alagoas

Prof. Dr^a. Juliana de Paiva Valadares Fernandes (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Pernambuco

RESUMO

O uso de práticas de injeção de fluido em métodos de recuperação secundária e de tecnologias de captura e armazenamento de gás carbônico em reservatórios de petróleo causa mudanças de pressão, temperatura e saturação que afetam o estado de tensão da rocha e podem induzir o processo de reativação de falhas. É, portanto, um problema de acoplamento hidromecânico e a reativação de falha é governada pelas condições de contorno, bem como pelo modelo constitutivo adotado aos materiais. A falha pode ser representada por apenas um material ou dividida por núcleo e zonas de dano, cujo método se aproxima do que observa-se em campo. A análise de reativação de falha deve considerar que o cisalhamento (com dilatância), tração e compressão do material que preenche a falha pode causar mudanças em propriedades hidráulicas. A reativação aumenta a permeabilidade da falha, de modo que permite o fluxo de fluidos através dela, prejudicando a integridade do selo de rochas capeadoras. A modelagem numérica do fluxo de fluido com acoplamento geomecânico possibilita uma modelagem realística de reativação de falha, que pode ter influência nas operações de petróleo e em questões ambientais relativas à contaminação de regiões adjacentes ao reservatório. Faz-se uso de uma metodologia de elementos finitos que modela o fluxo de fluido em um reservatório deformável por meio de uma falha geológica em uma maneira acoplada e implícita, considerando a falha como material único e, posteriormente, dividida em zonas de dano. Propõe-se, também, a análise da adição de heterogeneidade às zonas de dano. Utiliza-se o modelo elastoplástico de Drucker Prager para a falha, onde a permeabilidade aumenta segundo uma lei bilinear. A simulação do comportamento constitutivo das falhas selantes levou a antecipação de cenários em que ocorre a reativação de falha e permitiu estimar a máxima pressão de injeção dentro do reservatório.

Palavras-chave: Simulação numérica. Reativação de falha. Zona de Dano. Elementos finitos.

ABSTRACT

The injection and production of fluids in petroleum reservoirs and injection for carbon dioxide storage in geological media cause changes of pressure, temperature and saturation that affect the state of stress in the host rock and can induce to geological fault reactivation problem. It is therefore a coupled hydro-mechanical (HM) problem and the fault activation is governed by the boundary conditions of the problem and by the modeling of the constitutive behavior of involved materials. The fault can be represented by just one filling material or divided into core and damage zones, which is a consistent approximation with field observations. The fault reactivation analysis should consider that the shear (with dilatancy), tension or compression of filling material may cause changes in hydraulic properties. The reactivation increases the permeability of the filling material, which permits the fluid flow through the fault, possibly leading to cap rock integrity problem. The numerical modeling of fluid flow with geomechanical coupling allows realistic modeling of fault reactivation, which can influence in the recovery process and lead to environmental problems due fluid flow in seabed. A finite element procedure is presented that models fluid flow in a deformable reservoir crossed by a geological fault in a coupled and implicit manner, considering the fault as a just one filling material and the fault is divided in core and damage zones. The elastoplastic Drucker Prager model was applied to model the filling fault material behavior, where the permeability increases due to shear plastic strains in a bilinear law. The simulation of constitutive behavior of sealing faults leded to the prediction of the possibility of fault reactivation and estimate the maximum injection pressure within reservoir.

Keywords: Numerical Simulation. Fault Reactivation. Damage Zone. Finite Elements.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-------------|--|----|
| Figura 1 – | Modelo de Anderson de classificação de falhas | 18 |
| Figura 2 – | Representação do critério de ruptura de Mohr-Coulomb .. | 21 |
| Figura 3 – | Esquematisação da zona de falha subdividida em: (a) Núcleo da falha; (b) Zona de dano e (c) protólito | 24 |
| Figura 4 – | Localização da falha em relação ao plano de cisalhamento por Modos II e III | 25 |
| Figura 5 – | Relação entre o módulo de elasticidade e as regiões de zona de falha | 26 |
| Figura 6 – | Variação de permeabilidade e módulo de elasticidade ao longo das regiões de zona de dano | 28 |
| Figura 7 – | Ilustração do modelo de reservatório proposto para o estudo | 33 |
| Figura 8 – | Esquematisação das dimensões das geometrias aplicadas ao modelo | 34 |
| Figura 9 – | Malha do modelo I com falha sem zona de dano | 34 |
| Figura 10 – | Malha para modelos II e III com zona de dano | 35 |
| Figura 11 – | Representação gráfica das condições de contorno impostas aos modelos | 35 |
| Figura 12 – | Seção 2D típica de um reservatório falha. Destaca-se em vermelho a porção do reservatório modelada pelo autor .. | 36 |
| Figura 13 – | Distribuição das tensões efetivas horizontais no período do geostático | 40 |
| Figura 14 – | Distribuição das tensões efetivas verticais no período do geostático | 40 |
| Figura 15 – | Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo I para o tempo final de simulação | 41 |
| Figura 16 – | Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final | 42 |
| Figura 17 – | Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 43 |
| Figura 18 – | Deformação volumétrica do modelo I para o tempo final | |

| | | |
|-------------|--|----|
| | de simulação | 44 |
| Figura 19 – | Deformação volumétrica do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final da simulação | 44 |
| Figura 20 – | Deformação volumétrica do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 45 |
| Figura 21 – | Permeabilidade (Log10) do modelo I para o tempo final de simulação | 46 |
| Figura 22 – | Permeabilidade (Log10) do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 47 |
| Figura 23 – | Permeabilidade (Log10) do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 47 |
| Figura 24 – | Amostragem de pontos para estudo da evolução da permeabilidade para os modelos II e III | 48 |
| Figura 25 – | Gráfico de evolução da permeabilidade da zona de falha ao longo do tempo para Modelo II | 49 |
| Figura 26 – | Gráfico de evolução da permeabilidade da zona de falha ao longo do tempo para Modelo III | 49 |
| Figura 27 – | Pressão de líquido do modelo I para o tempo final de simulação | 50 |
| Figura 28 – | Pressão de líquido do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 51 |
| Figura 29 – | Pressão de líquido do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação | 51 |
| Figura 30 – | Vetores de fluxo para o modelo II ao fim da simulação | 52 |
| Figura 31 – | Vetores de fluxo para o modelo III ao fim da simulação | 52 |
| Figura 32 – | Gráfico de volume acumulado e vazão versus tempo para o modelo II | 53 |
| Figura 33 – | Deslocamentos do modelo I para o tempo final de simulação | 54 |
| Figura 34 – | Deslocamentos do modelo II para o tempo final de simulação | 54 |
| Figura 35 – | Deslocamentos do modelo III para o tempo final de simulação | 55 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Figura 36 – | Pressão de líquido para o modelo I com pressão de injeção de 7MPa | 55 |
| Figura 37 – | Deformação volumétrica plástica para o modelo I com pressão de injeção de 7MPa | 56 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|------------|--|----|
| Tabela 1 – | Sumarização das condições de contorno mecânicas | 35 |
| Tabela 2 – | Propriedades para os materiais do Modelo I (sem zonas de dano) | 37 |
| Tabela 3 – | Propriedades para os materiais do Modelo II (zonas de dano homogênea) | 37 |
| Tabela 4 – | Propriedades para os materiais do Modelo III (zonas de dano heterogênea) | 37 |
| Tabela 5 – | Valores para o fator de permeabilidade | 38 |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 1.1 | Motivação | 12 |
| 1.2 | Objetivo Geral | 14 |
| 1.3 | Objetivos Específicos | 14 |
| 1.4 | Organização do texto | 15 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 16 |
| 2.1 | Falhas | 16 |
| 2.2 | Reativação De Falha | 19 |
| 2.3 | Zonas de Dano: Estado da Arte | 23 |
| 3 | METODOLOGIA | 29 |
| 3.1 | Formulação Matemática | 30 |
| 3.2 | Modelagem Hidromecânica de Reativação de Falha | 32 |
| 4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES | 38 |
| 5 | CONCLUSÕES | 56 |
| | REFERÊNCIAS | 60 |

1 INTRODUÇÃO

A Engenharia de Petróleo nasceu nos Estados Unidos ao fim do século XIX, e reúne conhecimentos de diversas áreas, com o objetivo principal de viabilizar a recuperação máxima de volume de óleo em um reservatório de petróleo. A pressão elevada à profundidade do reservatório, em comparação com a superfície de armazenamento, caracteriza um gradiente de pressão responsável pela ascensão natural do óleo à superfície, por meio de poços. Entretanto, ao longo do tempo de produção, a exploração de fluido do reservatório causa o alívio da pressão nos poros. Logo, faz-se necessário o uso de um método de recuperação secundária para reestabelecer a pressão interna do reservatório constante, a exemplo da injeção de fluidos, cuja técnica vem sendo empregada desde essa época.

Contudo, muitos são os desafios a serem superados pela pesquisa científica no contexto da engenharia de reservatórios de petróleo. Ao longo da história, essa área de estudo vem ganhando cada vez mais espaço. Até 1930, as estimativas de volume de óleo eram realizadas com base em informações obtidas em superfície ou em cabeça de poço, todavia, em virtude da baixa precisão dos resultados obtidos, percebeu-se que o reservatório deveria ser compreendido de dentro para fora.

Nas décadas subsequentes, com o surgimento de novas áreas de estudo, a exemplo da petrofísica, em conjunto com áreas como a geologia, a engenharia de reservatório avançou bastante em seu potencial de investigação de dados de subsuperfície, ampliando sistematicamente o entendimento do comportamento hidromecânico de reservatórios de petróleo. Em pouco tempo, estes passaram a ser classificados, conforme características específicas, e suas propriedades começaram a ser estudadas e aferidas matematicamente.

Sheldon et al. (1960) registram que, ao fim da década de 1950, a evolução da pesquisa permitiu finalmente simular numericamente os reservatórios em computadores. Tal feito tornou viável a criação de cenários variados para drenagem de fluidos e, conseqüentemente, a elaboração mais precisa de estratégias de produção. Surgiu, então, um novo horizonte para a indústria de petróleo, que busca, até hoje, através da simulação numérica de reservatórios, a melhoria constante das técnicas aplicadas ao processo produtivo de petróleo.

Em meio aos avanços científicos da época, destaca-se uma problemática referente à injeção de fluidos no interior de reservatórios como causa de mudanças significativas ao estado mecânico inicial da região (HEALY et al., 1968; DAVIS & FROHLICH, 1993). Nesse sentido, em especial a reservatórios associados a falhas geológicas, a alteração do estado mecânico poderá apresentar-se como risco às operações de produção, resultando em graves acidentes ambientais (TCHALENKO & AMBRASEYS, 1970; WIPRUT & ZOBACK, 2000).

A ocorrência de falhas é comum em um reservatório de petróleo, onde essas estruturas geológicas podem assumir o papel de barreiras físicas responsáveis pelo isolamento de hidrocarbonetos, caracterizando-se, assim, como falhas selantes. Dessa forma, tratam-se de armadilhas preponderantes no aprisionamento de petróleo.

Logo, a injeção de fluidos em reservatórios pode comprometer a integridade do selo, de modo que níveis elevados de pressão causam deformações à falha de caráter irreversível. A ruptura desse selo provoca o deslizamento entre os planos de contato das rochas. Por se tratar de materiais consolidados, o cisalhamento entre os grãos das rochas gera o efeito de expansão volumétrica, ou dilatância, responsável, assim, por um aumento da porosidade e permeabilidade na falha.

A alteração nas propriedades petrofísicas da falha torna-a meio preferencial à migração de hidrocarbonetos para camadas sobrejacentes, incluindo aquíferos. O contato do fluido com camadas permeáveis e porosas possibilita o surgimento de novas zonas de fluxo antes não previstas. Na falha, o fluxo vertical pode atingir rochas capeadoras, afetando a integridade hidráulica de sua função selante. O fenômeno descrito é chamado de reativação de falha e suas consequências serão alvos do presente estudo.

1.1 Motivação

A reativação de falha pode causar problemas às operações de produção de petróleo. Em alguns cenários, evidencia-se a redução da taxa de produção decorrente da queda de pressão do reservatório pela falha. Além disso, as instalações de produção na superfície também podem tornar-se alvos de acidentes. Do ponto de vista ambiental, a reativação de falha pode causar danos graves associados à exsudação de petróleo no fundo do mar e à subsidência da superfície.

Apesar da prática de injeção ser comum desde final do século XIX, a temática de reativação de falhas, no início do século XX, tinha abordagem com enfoque na correlação com eventos sísmicos, a exemplo de terremotos (TCHALENKO & AMBRASEYS, 1970; TCHALENKO & BRAUD, 1974). De 1965 em diante, estudos passaram a apontar relação entre sismos e injeção em zonas de falha (RALEIGH et al., 1972). Todavia, para esse período, constata-se rara a documentação de acidentes de reativação de falha consequentes de injeção de fluidos.

Somente registros mais recentes associam a injeção de fluidos como causa direta de acidentes por reativação de falha. Vazamentos de gás foram identificados no campo de Visund, localizado no Mar do Norte, e suas causas atribuídas à reativação de uma falha normal (WIPRUT & ZOBACK, 2000, 2002). Em 2012, o relatório da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) concluiu que o vazamento de petróleo no Campo de Frade, ocorrido no ano anterior, teve dentre os fatores a migração do fluido do reservatório para as formações adjacentes e o fluxo por estruturas geológicas que foram ativadas pela pressurização do poço (ANP, 2012, p. 16-17).

Outros estudos com foco em sísmica apontam para recentes ocorrências de anomalias sísmicas associadas a falhas geológicas em regiões dos Estados Unidos, Canadá e China. Nessas áreas foram observados um aumento tanto na incidência de terremotos quanto na intensidade em escala. Estes concluem que a prática de injeção é precedente aos acontecimentos (ELLSWORTH et al., 2015; FARAHBOD et al., 2015; YECK et al., 2016; LEI et al., 2017; MAHANI et al., 2017).

Além disso, simulações numéricas apresentadas em diversos estudos mostram eventuais consequências da reativação de falha em campos produtores de petróleo ao redor do mundo (RUTQVIST et al., 2013; RINALDI et al. 2014; FIGUEIREDO et al., 2015). E isso endossa a importância do estudo desse fenômeno na antecipação da problemática em questão, como metodologia de prevenção de acidentes e no cuidado com as boas práticas de operação de injeção de fluidos.

A modelagem numérica em reativação de falha compreende vários elementos e, portanto, é complexa. Nesse sentido, um aspecto a ser considerado em análises de reativação de falha são as zonas de dano. Desta forma, propõe-se uma simulação numérica do problema de reativação de falhas via elementos finitos considerando a presença de zonas de dano e empregando um acoplamento hidromecânico à modelagem.

As equações diferenciais referentes ao problema hidráulico são resolvidas em conjunto com a equação de equilíbrio, que caracteriza o problema geomecânico. O tipo de acoplamento numérico proposto é o totalmente implícito onde o problema geomecânico é resolvido sequencialmente ao problema do fluxo, com as incógnitas atualizadas simultaneamente em ambos os problemas a cada iteração de Newton-Raphson.

1.2 Objetivo Geral

O objetivo principal desta pesquisa consiste em realizar uma análise numérica acoplada hidro-mecânica da reativação de falha em reservatórios de petróleo, considerando a falha subdividida em zonas, para verificar a influência da pressão de injeção sobre o problema de reativação destas falhas e a suscetibilidade do campo à exsudação de óleo na superfície do fundo do mar.

1.3 Objetivos Específicos

- Estudar a falha considerando sua geometria e composição definidas por zonas de dano adjacentes a um núcleo menos permeável, de acordo com alguns modelos geológicos propostos;
- Investigar a influência de propriedades de resistência da zona de falhas, como também das heterogeneidades da mesma sobre o processo de reativação;
- Aplicar lei de variação de permeabilidade da zona de falha baseados em ensaios de laboratório;
- Avaliar a exsudação de fluido na superfície com base em estudos da evolução da permeabilidade;

1.4 Organização do Texto

O presente estudo está organizado em capítulos para a apresentação das etapas realizadas ao longo do percurso investigativo. O capítulo 1 aborda a introdução ao tema, com contextualização, motivação do estudo e objetivos gerais e específicos. O capítulo 2 traz um apanhado bibliográfico referente a falha, reativação de falha e zonas de dano como aparato científico que fundamenta o estudo realizado. O capítulo 3 refere-se a apresentação dos métodos científicos adotados, com explanação da formulação matemática e descrição da modelagem numérica desenvolvida. O capítulo 4 trata dos resultados, onde são expostas discussões sobre os diferentes parâmetros analisados pelo autor. Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas a partir da pesquisa, de maneira a contribuir com a discussão do tema no debate científico.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A pesquisa baseou-se na revisão da literatura disponível referente a geomecânica de reativação de falha. Foram coletados diversos estudos e apresentados em função da construção de uma linha de fundamentação teórica, como nortes da presente dissertação.

2.1 Falhas

Falhas são descontinuidades recorrentes em arcabouços geológicos os quais compõem reservatórios de petróleo. Estas têm origem a partir do dinamismo litológico em conjunto com o acúmulo de tensões em subsuperfície. As rochas presentes respondem às tensões conforme o tipo de comportamento mecânico que lhe são característicos. O entendimento de alguns conceitos, a exemplo dos mencionados acima, é essencial para o estudo de reativação de falhas.

Primeiramente, tensão, por definição, é força aplicada a uma área, representado por um vetor, capaz de produzir deformação. Deformação, segundo conceito geológico, é uma grandeza escalar responsável pela alteração de volume ou forma do objeto. Por se tratar de um vetor, a tensão possui sentido e direção, e pode ser decomposta nos eixos de coordenada. Convencionalmente, a tensão é representada pela letra grega sigma (σ), utilizando um subscrito para representação da direção no eixo de coordenada. Faz uso, portanto, de duas terminologias para tensão, conforme visto em Zoback (2007): σ_1 , σ_2 e σ_3 – como componentes da tensão em cada eixo, onde, por via de regra, $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$; ou σ_v , σ_H e σ_h – como respectivamente tensão vertical, tensão horizontal máxima e tensão horizontal mínima.

A atuação de tensões em um corpo pode ser de três tipos: compressiva, de distensão ou cisalhante – e a resposta à tensão pode ocorrer de duas maneiras: pela deformação elástica ou deformação plástica. Tensões compressivas atuam paralelamente em convergência à um ponto, levando à redução do volume de rocha.

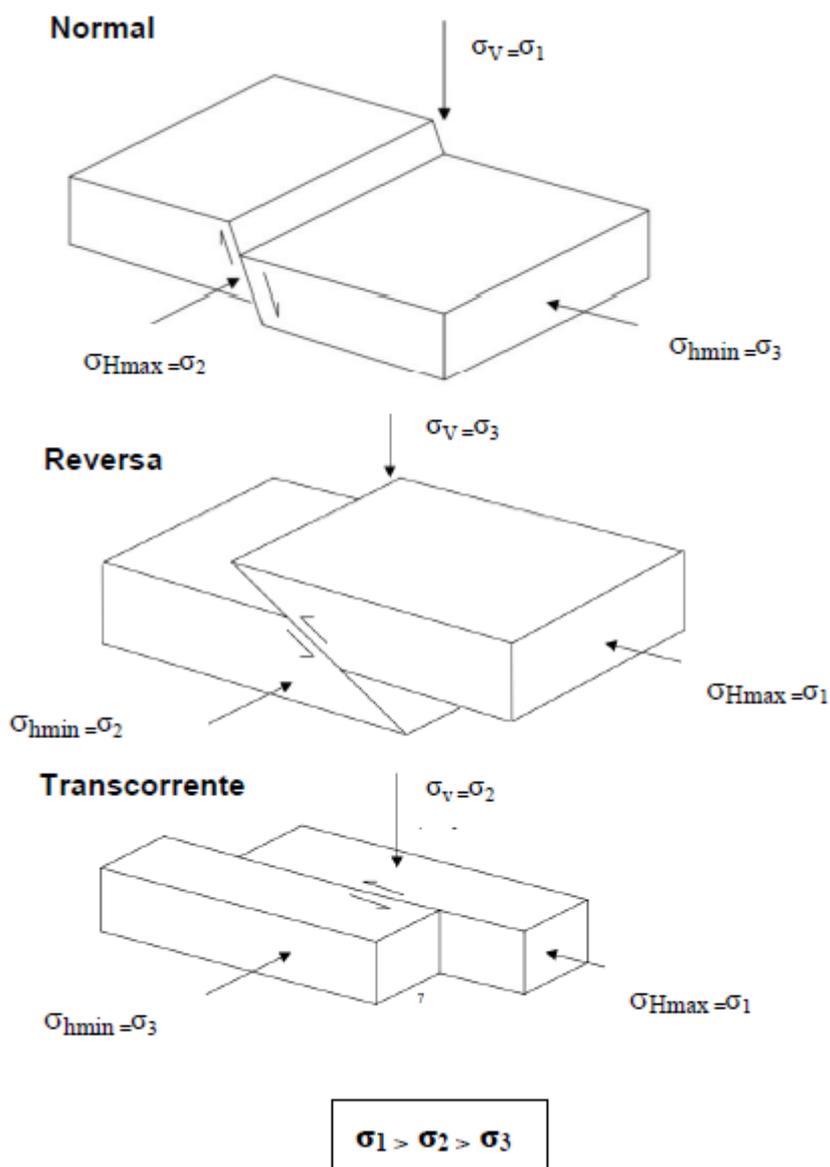
Tensões de distensão são aquelas de mesma direção, porém divergentes, provocando o alongamento da rocha. Tensões cisalhantes resultam do movimento paralelo em sentidos opostos. Quando as alterações em volume são reversíveis após alívio de tensão, a deformação ocorrida é referida como elástica, caso sejam permanentes, ela é denominada deformação plástica.

As rochas, em geral, sejam pela composição mineralógica ou por condições baixas de temperatura, são materiais frágeis. Isso significa que, em resposta às forças mecânicas, estas apresentam um comportamento inelástico, o que as tornam propícias ao surgimento de fraturas. O aumento de tensões cisalhantes forma zonas de cisalhamento nas rochas, o que afeta a natureza do material. Se o estado de tensão atinge um valor limite, o contato das partículas será rompido, originando as fraturas.

Subseqüentemente, a evolução dessas fraturas, em um plano preferencial, causa a formação de descontinuidades em escala maior, a qual provoca o deslizamento entre blocos de rocha. Nesse contexto, falha pode ser definida como a linha de contato entre dois blocos rochosos nos quais sofreram movimento relativo entre si em um curto espaço de tempo (EARLE, 2015).

Um modelo clássico da literatura para classificação das falhas geológicas, proposta por Anderson (1951), leva em consideração a tensão vertical (σ_v) e as tensões horizontais mínima (σ_h) e máxima (σ_H) atuantes em dois blocos rochosos, como mostrado na Figura 1. Segundo o modelo, a falha é dita normal, ou gravitacional, quando a tensão atuante principal é a vertical e ocorre movimento descendente de um bloco em relação a outro. Caso a tensão vertical seja menor que as horizontais, a falha é classificada como reversa, ou inversa, e observa-se o movimento ascendente relativo entre os blocos de rocha. Finalmente, para o caso em que a tensão vertical compreende-se entre a horizontal máxima e mínima, a falha é dita transcorrente e o movimento dos blocos é paralelo.

Figura 1 – Modelo de Anderson de classificação de falhas



Fonte: Cordero (2013).

Falhas podem exercer papel fundamental em reservatórios de petróleo. Tais descontinuidades constituem-se, por vezes, em barreiras ao fluxo do fluido de reservatório para regiões adjacentes. Essa característica configura-se nas chamadas falhas selantes, responsáveis, portanto, pelo aprisionamento do petróleo no reservatório. Por serem selantes, a permeabilidade destas é baixa, o que impede o fluxo ascendente de fluidos.

O selo das falhas diz respeito à estrutura geológica que preenche o interior da linha de contato entre blocos de rocha. O selo pode ser decorrente da justaposição litológica ou do contato com cisalhamento de grãos de rochas. A justaposição litológica refere-se ao deslocamento de camadas litológicas em que uma zona impermeável passa a ter contato com zonas permeáveis, tornando-se, portanto, barreiras físicas ao fluxo. Já o contato com cisalhamento de grãos de rocha refere-se ao atrito entre blocos de rocha que causa o preenchimento do interior da falha por grãos menores, que, em determinadas condições de pressão e temperatura, bem como condições químicas, se consolidam em um selo (SUMMERS & BYERLEE, 1977; KNIPE, 1992; FRISTAD et al., 1997; FISHER & KNIPE, 1998).

A integridade hidráulica do selo é garantida sob a condição que o balanço de forças de empuxo, relativo à diferença da densidade da água e hidrocarbonetos, seja igual ou superior à pressão capilar do selo da falha (KNIPE, 1992). Portanto, o desequilíbrio de forças no interior do reservatório pode afetar a integridade do selo da falha e, neste caso, possibilitando a ocorrência de reativação de falha.

2.2 Reativação de Falhas Geológicas

A reativação de falha, no contexto da geomecânica de reservatórios de petróleo, refere-se ao rompimento do selo da falha, alterando o caráter de barreira impermeável, de modo que esta torna-se um canal permeável para o fluxo de fluidos do reservatório. Esse fenômeno tem origem em mudanças no estado de tensão da região da falha, conseqüentes a um conjunto de fatores mecânicos, hidráulicos ou químicos (CORDERO, 2013).

A ruptura do selo é governada pelo comportamento elastoplástico da falha, e está relacionado a ductilidade, que é a propriedade de admitir grandes deformações até a ruptura. A ruptura é caracterizada por uma queda abrupta de tensão. As rochas, como materiais frágeis, possuem baixa a nenhuma ductilidade, não sendo capazes de admitir grandes deformações e, portanto, promovendo o aumento do fluxo na mesma devido a quebra do selo. A deformação é uma propriedade de

variação volumétrica em função da tensão atuante, e pode ser representada pelas variáveis de história (a exemplo da coesão e do ângulo de atrito).

A princípio, a literatura referente ao tema de reativação de falha baseava-se em uma perspectiva voltada à sísmica. Muitos estudos partiram de observações feitas em falhas cuja reativação ocorreu em períodos geológicos passados. A exemplo, Jackson (1980) descreveu o processo de reativação de falha e encurtamento crustal em cinturões orogênicos na região de Zagros, no Irã, e atribuiu sua ocorrência à atividade sísmica resultante da dinâmica tectônica do local. Observações similares foram apresentadas também por Postlethwaite & Jacobson (1987) e Scheuber & Andriessen (1990) em trabalhos nas regiões do Chile e Califórnia, respectivamente, notórias pelo histórico de atividade sísmica associadas às falhas locais.

Os estudos concordam que o estado de tensão da falha é um fator chave para entendimento de reativação desta. O aumento da tensão cisalhante no interior falha, proveniente da sísmica, pode implicar em tendência de deslizamento. A quebra do contato intergranular da falha e o movimento relativo entre blocos rochosos causam o rearranjo dos grãos no seu interior. A nova disposição intergranular ocorre desordenadamente aumentando, assim, o contato entre grãos maiores, causando um efeito de expansão do meio poroso. Por consequência, o volume de vazios e a conexão entre poros aumentam concomitantemente. O mecanismo descrito acima é chamado de dilatância, e este governa o processo de reativação de falha.

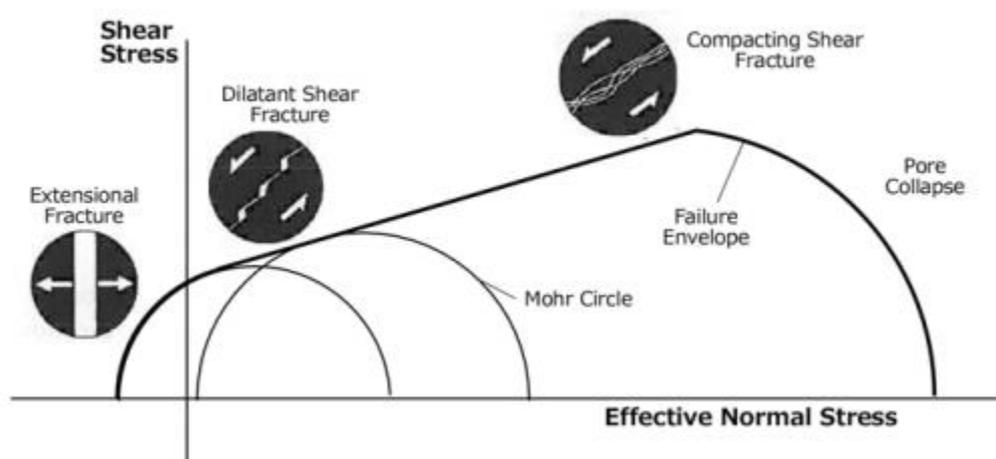
Com base nestes conceitos, a literatura passou a adotar a relação proposta por Coulomb (1773), a qual considera as tensões cisalhante e normal (Equação 1) para definir o critério de ruptura de materiais frágeis, a exemplo das falhas geológicas (SIBSON, 1985). A ruptura do material da falha traduz-se no rompimento do selo impermeável, o que caracteriza um problema de reativação de falha.

$$\tau_s = c + \sigma_n \tan(\varphi) \quad (1)$$

Onde, τ e σ representam a tensão cisalhante e normal, respectivamente, c representa a coesão e φ o ângulo de atrito.

Adicionalmente, o critério de ruptura conhecido por Mohr–Coulomb (MOHR, 1900) estabelece que a ruptura se dá quando a tensão cisalhante no plano de ruptura alcança o valor de tensão cisalhante de ruptura do material. A representação gráfica do critério se dá por meio dos círculos de Mohr em conjunto com a Eq. 2.1, conforme Figura 2.

Figura 2 – Representação do critério de ruptura de Mohr-Coulomb



Fonte: Ishii (2015).

Os pontos correspondentes às tensões no interior do círculo estão sob a envoltória de Mohr. Quando o círculo de Mohr tangencia a envoltória, a ruptura é iminente. Desta forma, segundo Passelègue et al. (2018), a condição para o rompimento do selo de falha é representada em termos de tensão cisalhante crítica (τ_p), conforme Equação 2.

$$\tau \geq \tau_p = \mu(\sigma_n - P_f) \quad (2)$$

Sibson (1990) levanta três hipóteses para que a condição de ruptura de uma falha, representada pela Equação 2, seja atendida. A primeira hipótese refere-se ao aumento da tensão cisalhante (τ) em virtude de acúmulos maiores de tensões; outra refere-se ao decréscimo da tensão normal (σ_n); a última refere-se ao aumento da pressão de fluido (P_f). Sibson aponta, também, que a pressão de fluido é um parâmetro chave que afeta a resposta mecânica da rocha dentro da crosta terrestre.

Lima et al (2013) afirmam que para a condição ser atendida, e a reativação de falha ocorrer, a trajetória de tensão precisa tocar a envoltória de ruptura.

A hipótese anterior do aumento da pressão de fluido é admissível quando, por exemplo, injeta-se fluido no reservatório. Em uma rocha saturada, a pressão de fluido contrabalança as tensões normais, de acordo com o princípio das tensões efetivas. Tal observação deu seguimento, nas décadas seguintes, a uma série de estudos científicos abordando os impactos causados pela injeção de fluidos em reservatórios próximos a regiões de zonas de falha geológica.

O enfoque do tema para a Engenharia de Petróleo surgiu posteriormente, em meio a popularização de práticas de injeção de fluidos no reservatório, referentes aos métodos de recuperação secundária, bem como tecnologias de Captura e Armazenamento de CO₂ (ou CCS, da expressão em inglês *carbon capture and storage*).

Segundo Raleigh et al. (1972), registros dos impactos causados pela injeção de fluido no subsolo surgiram somente por volta de 1965, em meio a ocorrência de terremotos, como os da Bacia de Denver (RUTQVIST, 2012). Estudos recentes apontam, por definitivo, uma correlação entre a injeção de fluidos com mudanças no estado de tensão das rochas (ELLSWORTH et al., 2015; FARAHBOD et al., 2015; YECK et al., 2016; LEI et al., 2017; MAHANI et al., 2017).

A reativação de falha também é responsável por acidentes relacionados a vazamento de petróleo em regiões como, por exemplo, aquíferos ou no leito marinho. Um caso conhecido no Brasil ocorrido no Campo de Frade, em 2012, relata o vazamento de petróleo devido à migração do fluido do reservatório para as formações adjacentes, seguido do fluxo por estruturas geológicas que foram ativadas pela pressurização do poço (ANP, 2012, p. 16-17).

Uma síntese da teoria acerca das falhas em condições críticas de ruptura pode ser encontrada em Zoback (2007), o qual discute amplamente o aspecto do comportamento elastoplástico da falha. Exemplos, como os já mencionados, motivaram o desenvolvimento de inúmeras pesquisas, onde faz-se uso da simulação numérica e modelagem computacional como metodologia de predizer as condições em que ocorreria tal fenômeno.

Atribuem-se inúmeras causas à reativação de falhas. O armazenamento de fluidos em reservatórios depletados mostrou-se como uma das causas, devido a um novo arranjo no equilíbrio do estado de tensões do reservatório após o término da

produção (FERRONATO et al. 2010; HUNG et al. 2012; KHALSAR et al., 2012 AMIRI et al. 2019). Ozan et al. (2011) destacam que a depleção de reservatório também pode causar reativação de falha em razão do processo de compactação. O armazenamento também provoca eventos sísmicos que levam a reativação da falha (ORLIC et al., 2013; RUTQVIST et al., 2014).

O estado de tensão não é a única variável que influi no processo. Segundo Meng et al. (2016), as forças coesivas e o coeficiente de atrito também são fatores chaves no controle de estabilidade da falha. Os autores acrescentam também que o teor de argila das rochas afeta indiretamente, por causar o decréscimo do coeficiente de atrito e das forças coesivas quando presentes em abundância. Fatores como composição mineralógica, dimensões das partículas do material da falha, cimentação, diagênese, condições de tensão efetiva e condições geotermiais também influem.

A análise demonstra a relevância da compreensão acerca da heterogeneidade da falha. Em outro estudo, Passelègue et al. (2018) discute que, sob condições de elevada tensão e rápida injeção, resultados mostram que a pressão de fluido é heterogênea ao longo da falha, o que explica porque o critério de Mohr Coulomb não é o mais apropriado para adotar-se. O autor afirma que o grau de heterogeneidade da pressão de fluido pela falha é função do equilíbrio entre taxa de difusão hidráulica e vazão de injeção. As propriedades hidráulicas da falha e das rochas adjacentes são chave para o controle do quão a reativação e falha diverge da Lei de Coloumb. Este conclui que o processo de acoplamento hidromecânico é essencial para descrição de reativação de falha por injeção de fluido.

Logo, percebe-se a necessidade de considerar aspectos relativos à heterogeneidade da falha, como forma de assegurar uma boa representação da modelagem numérica (MENG et al. 2016). Deste modo, propõe-se considerações acerca das zonas de dano da falha, como maneira de agregar as discussões teóricas dos fundamentos da modelagem de falhas geológicas.

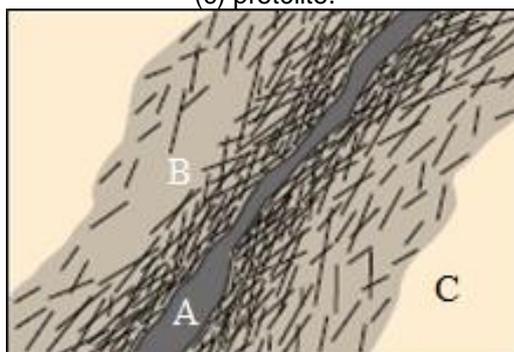
2.3 Zonas de Dano: Estado da Arte

As falhas geológicas não necessariamente se resumem a estruturas lineares, elas podem enquadrar, também, as regiões adjacentes a estas, as quais foram mecanicamente modificadas durante o processo de formação da falha. Caine (1996) conceitua as zonas de falhas como descontinuidades de litologia heterogênea e estrutura anisotrópica presentes no interior da crosta. Estas também podem atuar como canais ou barreiras facilitando ou dificultando o fluxo de fluidos.

Ainda segundo o autor, a zona de falha pode ser subdividida em núcleo da falha, zona de dano e o protólito (Figura 3). O núcleo da falha é definido como a porção estrutural, litológica e morfológica da zona de falha onde concentram-se deslocamentos mais intensos. Características como espessura, estrutura interna e composição são essenciais no controle do fluxo de fluido dentro do núcleo. A redução no tamanho do grão e precipitação mineral no núcleo levam aos baixos valores de porosidade e permeabilidade. Desta forma, o núcleo se comporta como uma barreira.

A zona de dano apresenta-se como uma rede de estruturas secundárias próxima ao núcleo, responsável por uma permeabilidade maior em relação ao núcleo e ao protólito. Tais estruturas podem incluir falhas menores, cadeias de fraturas, veios e dobras. Uma espessa zona de dano pode indicar a ocorrência múltipla de eventos de deslizamento relativo ou mesmo a marca de deformações sucessivas ao longo do tempo. O protólito corresponde a rocha não deformada vizinha à falha e, logo, as propriedades de permeabilidade do protólito permanecem as mesmas da rocha.

Figura 3 – Esquemática da zona de falha subdividida em: (a) Núcleo da falha; (b) Zona de dano e (c) protólito.



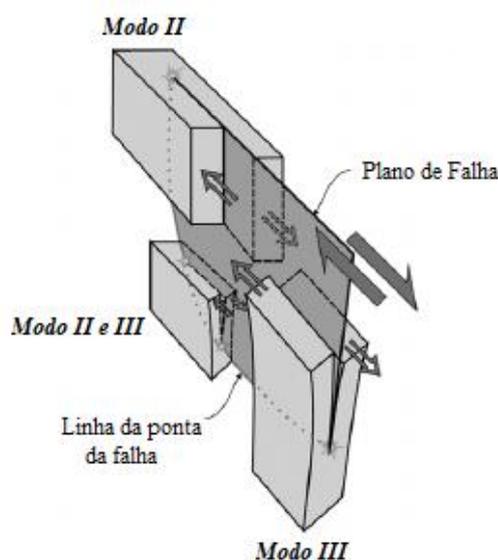
Fonte: Wetzel et al. Adaptado. (2018).

Por fim, o autor mostra que os fatores que mais influem no controle hidráulico da zona de falha, ou seja, influenciam na permeabilidade e porosidade desta, são litologia, rejeito da falha, geometria tridimensional da falha, condições de deformação, tipo de estruturas subsidiárias, interações rocha–fluido e a variação espacial e temporal desses fatores.

Kim et al. (2004) sugerem uma classificação para as zonas de dano baseado na localização do ponto observado. Para os autores é importante primeiro estabelecer de que forma o plano de falha desliza em relação a falha (Figura 4). Desta forma, denominam dois modos distintos para tal – o primeiro, chamado de Modo II, indica que o cisalhamento na ponta da falha ocorre na mesma direção de deslize do plano da falha, enquanto o Modo III indica que o cisalhamento na ponta da falha tem direção diferente do plano, causando um efeito de corte. Também pode ser observado a combinação dos dois modos.

Portanto, classifica-se as zonas de dano como: de ponta, de parede e zona de dano por conexão. Zona de dano de ponta são as controladas principalmente pelo deslize na ponta do plano de falha (representadas pelo Modo II e Modo III). Zona de dano de parede refere-se à propagação da ponta dos Modos II e III para regiões da rocha. Zona de dano por conexão refere-se a região intermediária de dois segmentos de falha não-coplanares e subparalelas.

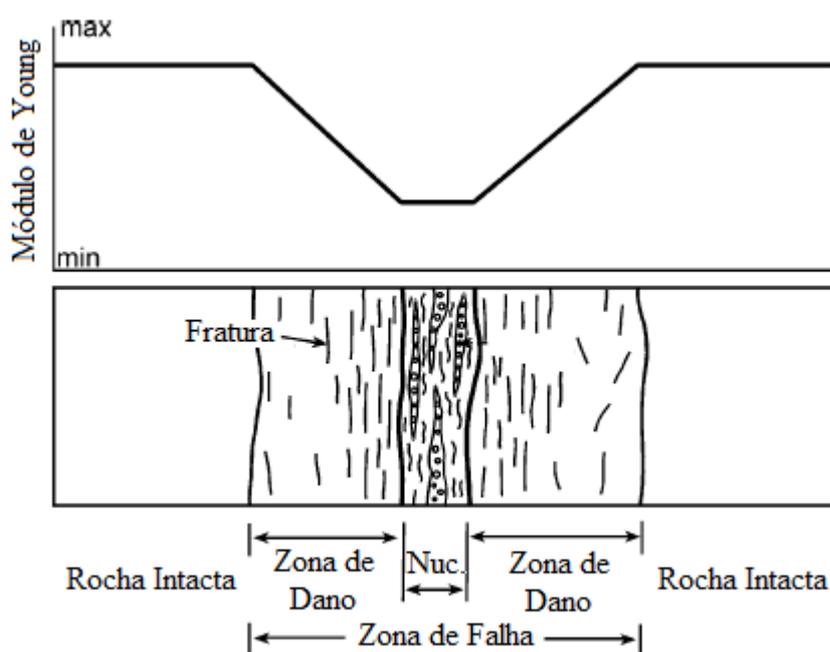
Figura 4 – Localização da falha em relação ao plano de cisalhamento por Modos II e III



Fonte: Kim et al. Adaptado. (2004).

Gudmundsson (2004) aborda em seu trabalho sobre os efeitos do módulo de Young ao longo da zona de falha. Este mostrou que tal propriedade não é uniforme ao longo da zona de falha (Figura 5). A distinção é mais aparente em falhas que cortam rochas de dureza variada. O módulo de Young é inversamente proporcional ao deslocamento da falha e, conseqüentemente, por acumular maiores deslocamentos, o núcleo possui menor valor de módulo em comparação com as zonas de dano.

Figura 5 – Relação entre o módulo de elasticidade e as regiões de zona de falha



Fonte: Gudmundsson. Adaptado. (2004).

Odling et al. (2005) descrevem a distribuição espacial das propriedades da falha através de um modelo, que mostra que a representatividade das propriedades chega em até 30 metros de zona de dano partindo do núcleo. Esta informação contribui na coleta de dados a partir de perfis de permeabilidade, por exemplo. O autor conclui que a permeabilidade na zona de dano é mais eficiente perpendicular à falha do que paralelamente.

Outro estudo em distribuição espacial foi realizado por Johansen et al. (2005), em relação a porosidade. Os dados revelam a importância da compreensão do processo de formação da rocha, em que precipitação ou dissolução mineralógica causam a redução da porosidade em bandas de deformação. Subseqüentemente, a

redução da porosidade aumenta as forças coesivas no contato dos grãos, o que restringe as maneiras de rearranjo granular durante o deslizamento da falha.

Desta forma, este conclui que a porosidade das rochas adjacentes à falha não necessariamente representa a porosidade dos componentes da zona de falha em uma mesma unidade litológica. Complementarmente, o estudo de Rosener et al. (2006) apresenta uma metodologia de cálculo da porosidade da zona de dano, por meio de injeção de mercúrio em amostras, onde permitiu concluir que a porosidade na zona de dano também influi significativamente no fluxo de fluidos através da zona de falha.

Paul et al. (2007) acrescentam que a zona de dano não é uniforme em sua espessura, quando originada a partir da propagação de uma ruptura. Suas observações apontam o crescimento do comprimento da zona de dano à medida que se afasta do ponto de propagação de ruptura da falha. Segundo o estudo, zonas de dano podem variar de 20 a 60 metros de espessura.

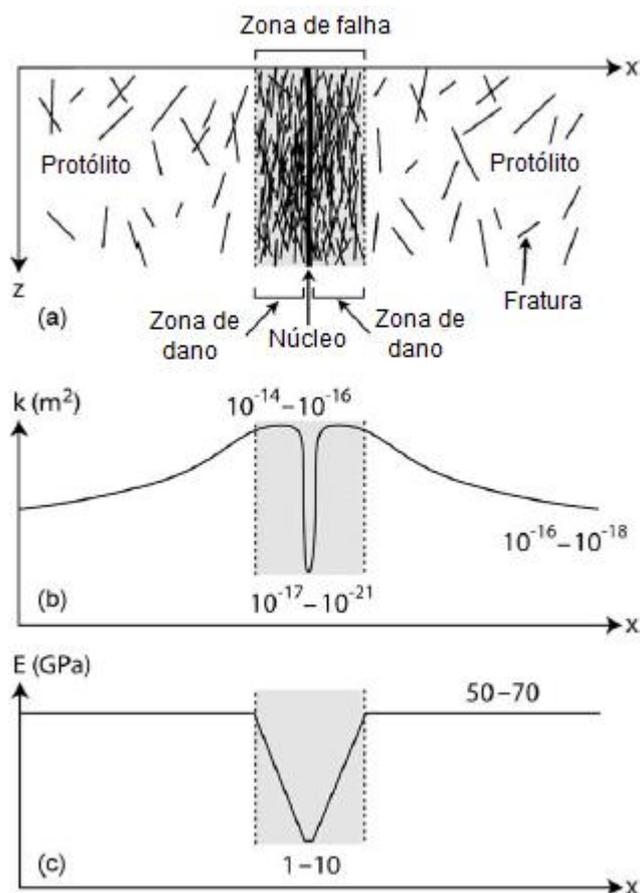
O dimensionamento da zona de falha é importante para a modelagem, especialmente pela maneira a qual representa a escala rede de fraturas micro e macroscópicas. Um estudo realizado por Mitchell & Faulkner (2009) na região do Atacama, Chile, abordou o tema. Estes concluíram que as falhas apresentam uma densidade de microfraturas no limite entre núcleo e zona de dano. Essa estrutura pode ser a responsável pela conexão hidráulica do núcleo à zona de dano, quando a falha é reativada por um fluido.

A caracterização das zonas de falhas é importante para a precisão dos modelos numéricos de reativação de falha. Segundo Colletini et al. (2009), enfraquecimento do selo por meio de atrito ocorre diferente a depender da composição mineralógica dos materiais que compõe zona de falha e como estes reagem ao processo de *hardening*. Johri & Zoback (2011) ressaltaram a importância da caracterização das zonas de dano, de modo que estes apontaram que a região é caracterizada pela anisotropia. Estes concluem que o tratamento estatístico de dados de campo ajuda a reduzir atenuações estatísticas em, por exemplo, na contagem de fraturas ao longo da zona de dano. A quantificação correta das fraturas contribui no entendimento de como comporta-se a permeabilidade ao longo da região.

Nesse sentido, a caracterização das zonas de falha propõe a descrição de propriedades importantes para a modelagem numérica. Cappa & Rutqvist (2011)

apresentam o comportamento heterogêneo da permeabilidade e do módulo de elasticidade ao longo da zona de falha (Figura 6).

Figura 6 – Variação de permeabilidade e módulo de elasticidade ao longo das regiões de zona de dano



Fonte: Cappa & Rutqvist. Adaptado. (2011).

Os avanços da literatura permitiram a simulação de diversos cenários que envolvem a reativação de falha (VILARRASA et al., 2013; SEYEDI et al., 2015). Nesse sentido, é apresentado a seguir uma modelagem numérica de reativação realizada em Code-Bright com objetivo de investigar profundamente a influência da implementação de heterogeneidades ao longo da zona de dano.

3 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento da presente pesquisa, foi utilizada uma abordagem quantitativa de estudo de casos, em que foi construído um modelo de falha geológica, segundo Pereira et al. (2014) e, posteriormente, adaptado para inserção de zonas de dano, em conformidade com a literatura relativa ao tema.

A pesquisa realizada propôs a construção de modelos numéricos para simulação computacional do problema de reativação de falha. Para tanto, foi utilizado o programa para elementos finitos Code-Bright (COupled DEformation, BRIne, Gás and Heat Transport) desenvolvido por Olivella (1995) para a solução de sistemas não-lineares de equações das variáveis relativas às rochas, reservatório e à falha.

O programa apresenta a resolução das equações para um problema hidromecânico de forma acoplada, ou seja, são resolvidos mutuamente os problemas de fluxo de fluido e mecânico do reservatório e de rochas vizinhas, por meio do método iterativo de Newton-Raphson. Faz-se as considerações de que a rocha é um meio poroso deformável saturado com água. Despreza-se, em especial para os modelos desenvolvidos, o efeito térmico e químico (transporte reativo). As equações obedecem ao princípio de conservação de massa do fluido e conservação de energia.

Propõem-se a utilização de um algoritmo de integração implícita-explícita (IMPLEX) para o modelo constitucional adotado (Drucker-Prager). Segundo Cisneros (2016), este método permite estimar o multiplicador plástico para problemas de estado de tensão uniforme, de forma a não violar a condição de consistência da simulação.

3.1 Formulação Matemática

A implementação em elementos finitos das equações de pressão e saturação para simulação de fluxo em reservatórios de petróleo deformáveis é tema da presente pesquisa. Apresenta-se a seguir uma síntese da logística da formulação matemática inserida no contexto do presente trabalho.

O problema mecânico é definido equação de equilíbrio (Equação 3), considerando o problema hidráulico caracterizado por pela equação de balanço de massa via Lei de Darcy.

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = \mathbf{0} \quad (3)$$

Onde $\boldsymbol{\sigma}$ o tensor de tensões totais e \mathbf{b} o vetor de forças de massa. O balanço de massa da fase é representado pela Equação 4:

$$\frac{D^s(\rho^\alpha \phi S_v^\alpha)}{Dt} + \nabla \cdot (\rho^\alpha \mathbf{q}_v^\alpha) + \rho^\alpha \phi S^\alpha \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} + f^\alpha = 0 \quad (4)$$

Onde D^s/Dt é a derivada de tempo em relação a fase sólida, ρ^α é a densidade da fase, ϕ representa a porosidade, S_v^α é o volume da fase α pelo volume de todas as fases fluidas (para a hipótese de fluxo monofásico, admite-se o valor de 1), \mathbf{q}_v^α é o fluxo de Darcy da fase α e f^α é o termo mássico fonte/sumidouro da fase α .

As incógnitas do problema são os vetores deslocamento \mathbf{u} , as pressões líquidas nodais de p^α (para o presente estudo, foi considerado o meio poroso saturado somente por água). Outras variáveis como ϕ , ρ^α , S_v^α e \mathbf{q}_v^α são listadas como incógnitas nas relações constitutivas. A pesquisa é voltada para o aspecto hidromecânico, portanto, faz necessário descrever as equações constitutivas mecânicas e hidráulicas.

A equação constitutiva principal para o problema hidráulico é a Lei de Darcy (Equação 5):

$$\mathbf{q}_v^\alpha = \frac{\mathbf{K}_i k_r^\alpha}{\mu^\alpha} (\nabla p^\alpha + \rho^\alpha \mathbf{g}) \quad (5)$$

Onde \mathbf{K}_i é o tensor de permeabilidade, $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa da fase (admite-se o valor de 1), no qual é função do nível de saturação da fase, e μ_α é a viscosidade da fase.

O modelo geomecânico constitutivo utilizado foi o de Drucker-Prager. Nesse modelo, os aumentos de tensão e deformação é apresentado na Equação 6:

$$d\boldsymbol{\sigma}' = \mathbf{D}^{ep} d\boldsymbol{\varepsilon} \quad (6)$$

Onde $d\boldsymbol{\sigma}'$ é o incremento de tensão efetiva, \mathbf{D}^{ep} é o tensor constitutivo elastoplástico e $d\boldsymbol{\varepsilon}$ representa o incremento de deformação. O tensor de tensão é determinado pela tensão efetiva principal (Equação 7):

$$d\boldsymbol{\sigma}' = d\boldsymbol{\sigma} + \mathbf{m} dP_\alpha \quad (7)$$

Onde $d\boldsymbol{\sigma}$ é o incremento da tensão total e \mathbf{m} é o tensor auxiliar, no qual os componentes normais são 1 e as componentes de cisalhamento são 0. O conjunto de equações (Equações 8 e 9) para a função de fluência e para o modelo de Drucker-Prager são apresentadas a seguir:

$$F(\sigma, k) = J - \left(\frac{c'}{\tan \varphi'} + p' \right) G(\theta) \leq 0 \quad (8)$$

$$G(\theta) = \frac{\text{sen} \varphi'}{\cos \theta + \frac{\text{sen} \theta \cdot \text{sen} \varphi'}{\sqrt{3}}} \quad (9)$$

Onde $F(\sigma, k)$ é a função para o critério de ruptura de Drucker-Prager, J é a tensão desviadora, p' é a tensão efetiva média, c' é coesão efetiva, φ' é o ângulo de atrito efetivo e θ é o ângulo de Lode.

Uma característica importante usada na formulação é o acoplamento entre as variações de porosidade e mudanças na permeabilidade intrínseca. A variação na porosidade é computada usando a equação de equilíbrio para os sólidos, dado pela Equação 10.

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho^s} \frac{D\rho^s}{Dt} + (1-\phi)\dot{\varepsilon}_v \quad (10)$$

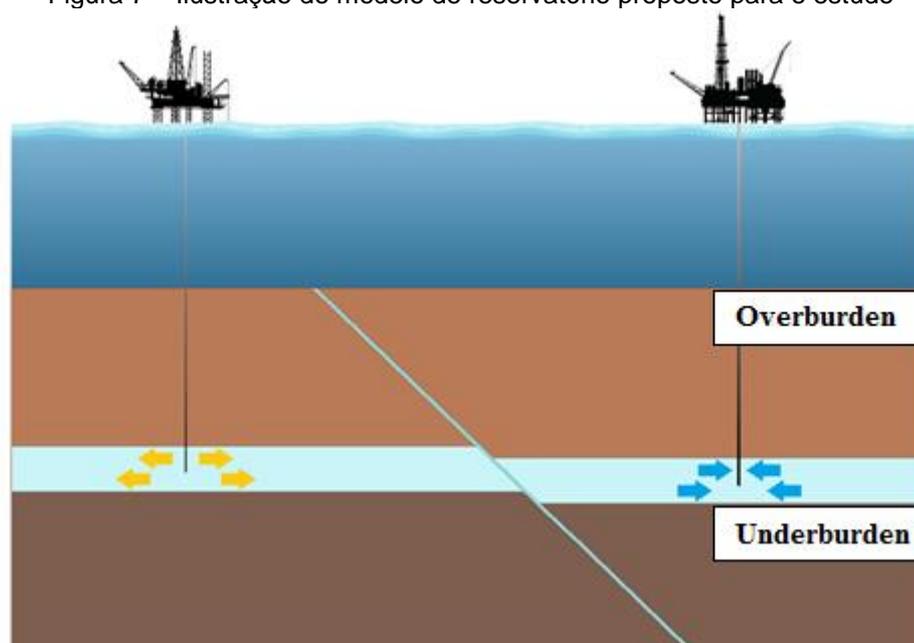
Onde ε_v é a deformação volumétrica.

A determinação da permeabilidade como função da deformação da rocha é complexa, e depende do regime elástico ou inelástico o qual o material está submetido. Para o modelo elastoplástico de Drucker-Prager, a lei utilizada foi linear, limitando os valores de permeabilidade como função da deformação plástica cisalhante, que está diretamente relacionada com a deformação plástica volumétrica para um dado ângulo de dilatância.

3.2 Modelagem Hidromecânica de Reativação de Falha

Para realização do estudo em reativação de falha, foi proposto a construção de modelos numéricos para realização de simulações computacionais em Code-Bright. A modelagem numérica apresentada a seguir teve como base Perreira et al. (2014), que fez uso de dados da Bacia de Campos para o desenvolvimento do seu trabalho. Portanto, foram desenvolvidas malhas afim de representar uma região de subsuperfície onde situa-se um reservatório o qual está cortado por uma falha geológica (Figura 7). A falha apresenta-se como barreira física ao fluido do reservatório, não permitindo o fluxo ascendente do fluido para a superfície.

Figura 7 – Ilustração do modelo de reservatório proposto para o estudo



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

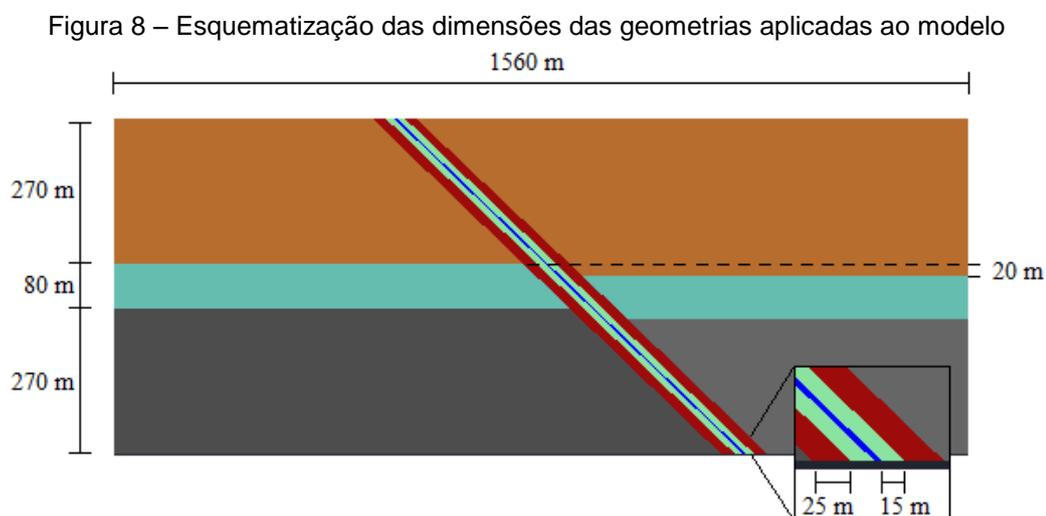
Com base na figura, define-se, portanto, o reservatório como a camada central, a rocha superior ao reservatório como o *overburden* e a rocha base como o *underburden*. Foram introduzidos dois poços ao sistema, um poço injetor na porção esquerda do reservatório e um poço produtor na direita. A coluna de água acima da rocha *overburden* possui 130 metros de altura.

Portanto, três modelos foram definidos, denominados como modelos I, II e III. A proposta do modelo I é a análise de reativação de falha considerando a falha como um único material que corta as rochas. Tal metodologia de caracterização é a comumente utilizada pela literatura na modelagem de falhas (e.g. CAPP & RUTQVIST, 2010; RUTQVIST et al., 2014; PEREIRA et al., 2014; FIGUEIREDO et al., 2015; SEYEDI et al., 2015).

O modelo II propõe a implementação de uma zona de falha, que se subdivide em núcleo da falha, zona de dano interior e zona de dano exterior. Por fim, o modelo III traz como proposta a divisão das zonas de dano estratificada, onde as propriedades mecânicas variam a depender da camada litológica em que a zona de dano está inserida.

Os modelos situam-se a 750 metros de profundidade do nível do mar. O bloco possui dimensões de 1560 metros de largura por 620 metros de altura. A rochas de topo e a base possuem, cada, 270 metros de altura; e o reservatório 80 metros de altura. A falha tem uma espessura de 5 metros e a zona de dano interna possui 15

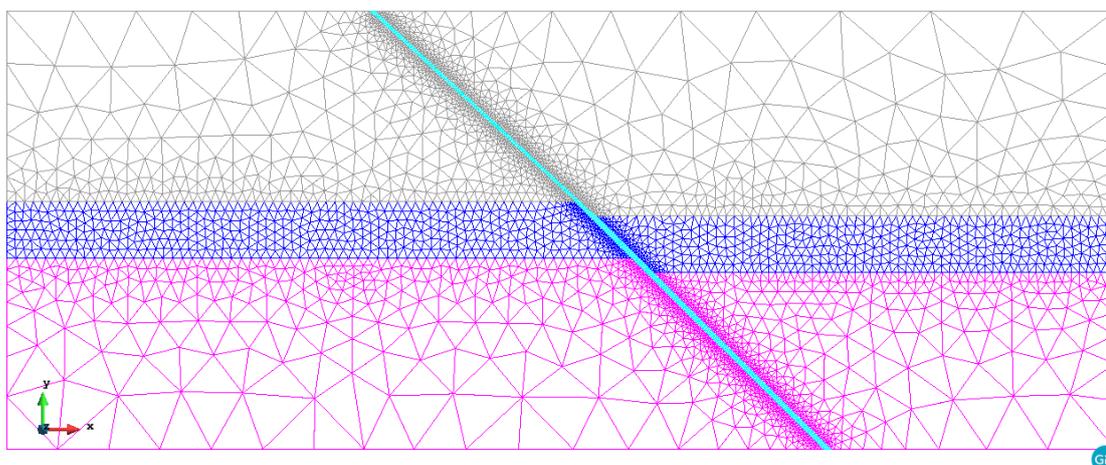
metros de espessura, enquanto a externa tem 25 metros, totalizando 85 metros de zona de falha. O desnível de camada, ou rejeito, equivalente a 20 metros como mostra a Figura 8.



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

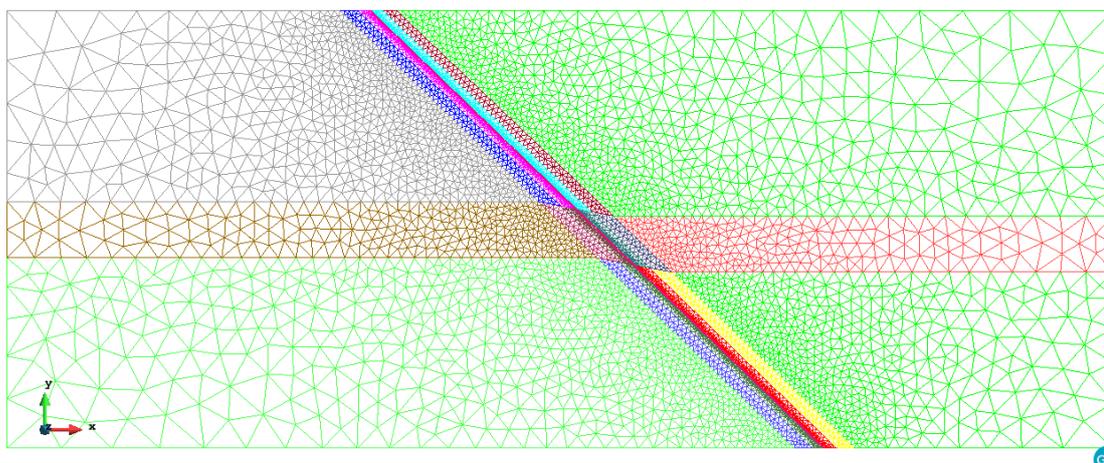
A partir da descrição do caso, foram construídas malhas para os modelos. A malha para o modelo I é mostrada na Figura 9. O modelo apresenta 4191 nós e 8266 elementos. A malha é composta por quatro materiais diferentes, os quais representam o reservatório, as rochas e a falha. Cada material possui propriedades mecânicas e hidráulicas, que serão posteriormente detalhas nesta seção. Em seguida, construiu-se uma segunda malha sendo agora adicionadas as zonas de danos, com 6191 nós e 12223 elementos (Figura 10).

Figura 9 – Malha do modelo I com falha sem zona de dano



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

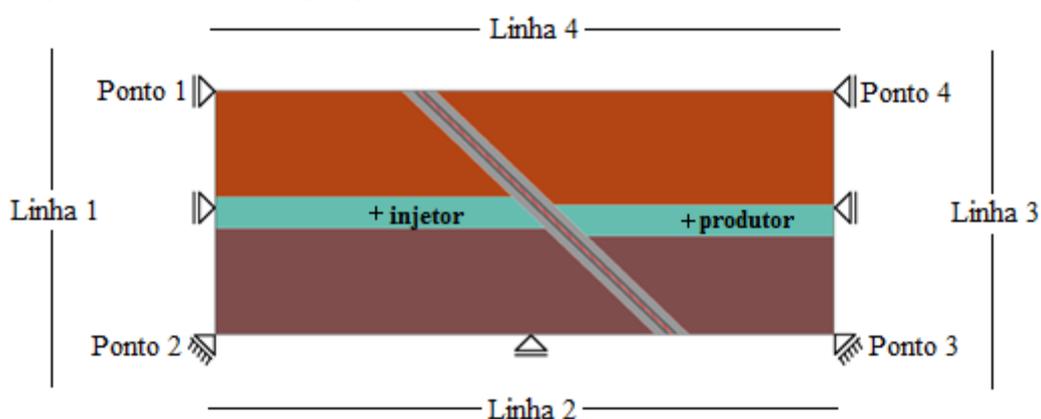
Figura 10 – Malha para modelos II e III com zona de dano



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Foram estabelecidas condições de contorno mecânicas e hidráulicas para os modelos (Figura 11) de forma a representar as circunstâncias as quais o sistema estava submetido. Através das condições de contorno determina-se a ocorrência ou não de deslocamento em certos pontos e linhas, bem como também prescreve-se valores de pressão. As condições mecânicas foram aplicadas, conforme Tabela 1. A aplicação de 13 MPa refere-se ao contrabalanço de pressão em virtude da coluna de água definida para o caso.

Figura 11 – Representação gráfica das condições de contorno impostas aos modelos



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Tabela 1 – Sumarização das condições de contorno mecânicas

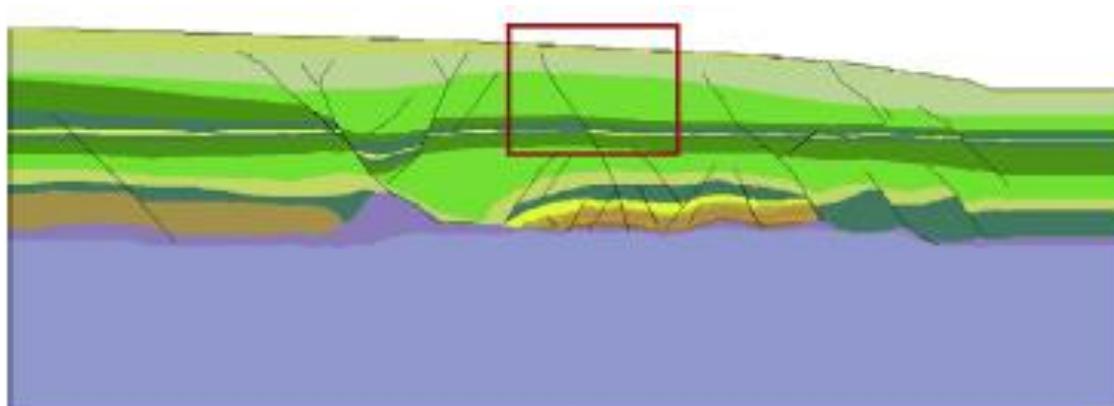
| | Restringe em X | Restringe em Y | Aplica pressão |
|---------|----------------|----------------|----------------|
| Ponto 1 | sim | não | 13 MPa |
| Ponto 2 | sim | sim | |
| Ponto 3 | sim | sim | |

| | | | |
|----------------|------------|------------|--------|
| <i>Ponto 4</i> | <i>sim</i> | <i>não</i> | 13 MPa |
| <i>Linha 1</i> | <i>sim</i> | <i>não</i> | |
| <i>Linha 2</i> | <i>não</i> | <i>não</i> | |
| <i>Linha 3</i> | <i>sim</i> | <i>não</i> | |
| <i>Linha 4</i> | <i>não</i> | <i>não</i> | 13 MPa |

Adicionalmente, para os poços injetor e produtor são estabelecidas condições hidráulicas iniciais de 4 MPa para ambos.

Foi utilizado como referência para adoção de valores de propriedades dos materiais (Tabelas 2 a 4), bem como das pressões de produção e injeção, o trabalho apresentado por Pereira et al. (2014). A autor faz uso de dados reais de campo da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, para caracterizar um reservatório de geometria semelhante a proposta por esta pesquisa, conforme Figura 12.

Figura 12 – Seção 2D típica de um reservatório falha. Destaca-se em vermelho a porção do reservatório modelada pelo autor



Fonte: Pereira et al. (2014).

Percebe-se pelas comparações das Tabelas 2 e 3, respectivamente para os modelos I e II, que a introdução da zona de dano impõe o caráter de heterogeneidade a permeabilidade da zona de falha, à medida que a permeabilidade é maior nas zonas de dano em comparação com o núcleo da falha, segundo Cappa & Rutqvist (2011). No terceiro modelo, foi implementado uma variação do módulo de elasticidade, segundo a rocha da camada em que a zona de falha se encontra. Segundo Jeanne et al. (2017), aplica-se um fator de decréscimo do módulo de elasticidade de 1.8 da rocha intacta até o núcleo. Adicionalmente, Gudmundsson

(2004) reforça que o módulo de elasticidade decresce linearmente do início da zona de dano até o núcleo da falha.

Tabela 2 – Propriedades para os materiais do Modelo I (sem zonas de dano)

| Camada | Permeabilidade (mD) | Porosidade ϕ | Módulo de Young (GPa) | Coefficiente de Poisson | Coesão | Ângulo de atrito |
|--------------|---------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------|--------|------------------|
| Overburden | 1E-05 | 1% | 26 | 0.26 | 2.30 | 26° |
| Reservatório | 50 | 20% | 30 | 0.30 | 5.80 | 30° |
| Underburden | 1E-05 | 1% | 42 | 0.37 | 6.50 | 30° |
| Falha | 1E-05 | 10% | 8 | 0.30 | 1 | 14° |

Tabela 3 – Propriedades para os materiais do Modelo II (zonas de dano homogênea)

| Camada | Permeabilidade | Porosidade ϕ | Módulo de Young (GPa) | Coefficiente de Poisson | Coesão | Ângulo de atrito |
|--------------|----------------|-------------------|-----------------------|-------------------------|--------|------------------|
| Overburden | 1E-05 | 1% | 26 | 0.26 | 2.30 | 26° |
| Reservatório | 50 | 20% | 30 | 0.30 | 5.80 | 30° |
| Underburden | 1E-05 | 1% | 42 | 0.37 | 6.50 | 30° |
| Núcleo Falha | 1E-05 | 10% | 8 | 0.30 | 1 | 14° |
| ZD interna | 1E-02 | 20% | 8 | 0.30 | 0.80 | 16° |
| ZD externa | 1E-02 | 30% | 6 | 0.25 | 0.80 | 16° |

Tabela 4 – Propriedades para os materiais do Modelo III (zonas de dano heterogênea)

| Camada | Permeabilidade (mD) | Porosidade ϕ | Módulo de Young (GPa) | Coefficiente de Poisson | Coesão | Ângulo de atrito |
|--------------|---------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------|--------|------------------|
| Overburden | 1E-05 | 1% | 26 | 0.26 | 2.30 | 26° |
| ZD interna | 1E-02 | 20% | 11 | 0.26 | 0.80 | 16° |
| ZD externa | 1E-02 | 30% | 14 | 0.26 | 0.80 | 16° |
| Reservatório | 50 | 20% | 30 | 0.30 | 5.80 | 30° |
| ZD interna | 1E-02 | 20% | 12 | 0.30 | 0.80 | 16° |
| ZD externa | 1E-02 | 30% | 17 | 0.30 | 0.80 | 16° |
| Underburden | 1E-05 | 1% | 42 | 0.37 | 6.50 | 30° |
| ZD interna | 1E-02 | 20% | 16 | 0.37 | 0.80 | 16° |
| ZD externa | 1E-02 | 30% | 23 | 0.37 | 0.80 | 16° |
| Núcleo Falha | 1E-05 | 10% | 8 | 0.30 | 1 | 14° |

Para a permeabilidade, por conta da rede de fraturas macroscópica, a zona de dano é mais permeável que o núcleo. Para a simulação, foi considerado uma lei

de permeabilidade que permitiu que esta variasse ao longo do tempo, conforme Equação 11. Deste modo, a permeabilidade da zona de falha cresceu até atingir a ordem da permeabilidade do reservatório, possibilitando o fluxo por meio da falha, caso as condições para reativação de falha fossem atendidas.

$$K_{\max} = K_0 \cdot 10^{K_f} \quad (11)$$

Onde K_{\max} é o valor máximo de permeabilidade que pode ser atingido pelos materiais na simulação, K_0 é a permeabilidade inicial e K_f é um fator exponencial aplicada a equação para aumentar a ordem da permeabilidade inicial. A Tabela 5 apresenta os valores adotados para o fator de permeabilidade para cada região da falha.

Tabela 5 –Valores para o fator de permeabilidade

| Camada | Fator de Permeabilidade | Permeabilidade Inicial (m ²) | Permeabilidade Máxima |
|----------------------|-------------------------|--|-----------------------|
| Núcleo da Falha | 6 | 1E-20 | 1E-14 |
| Zona de Dano Interna | 3 | 1E-17 | 1E-14 |
| Zona de Dano Externa | 3 | 1E-17 | 1E-14 |

Com base no descrito, foram conduzidas simulações numéricas em Code-Bright, para um tempo de $7 \cdot 10^7$ segundos, ou aproximadamente 2,2 anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

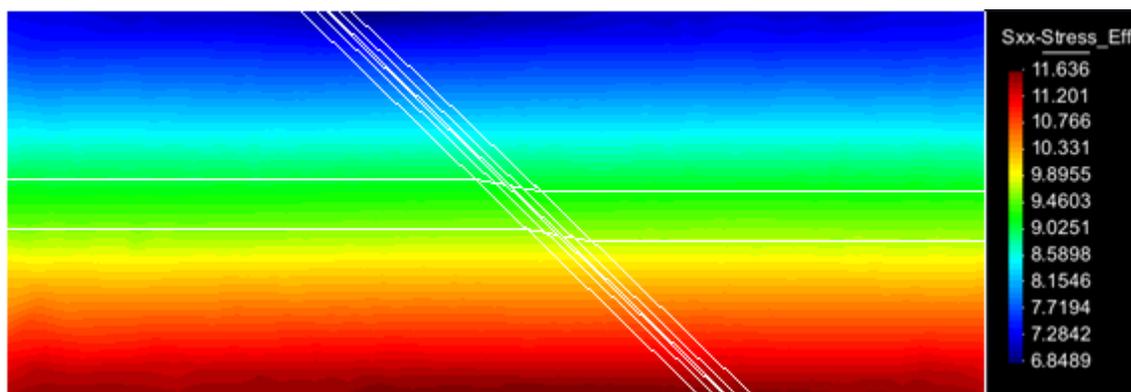
As simulações numéricas foram realizadas com sucesso e permitiram a coleta de dados para o pós-processamento, onde foi possível estabelecer análises para os parâmetros das tensões efetivas atuantes nos modelos, a permeabilidade da falha, os deslocamentos ao longo dos modelos, as pressões de líquido e a deformação plástica volumétrica.

Primeiramente, com base nos parâmetros mencionados acima, foi observado a ocorrência de reativação de falha nos modelos propostos, onde constatou-se que, para os dados de entradas preestabelecidos, apenas os modelos II e III tiveram suas falhas reativadas. Um teste de sensibilidade para pressão revelou que a mínima pressão para que haja reativação de falha no modelo I, para o mesmo tempo de simulação estipulado, é de 7MPa.

Apesar do modelo I não reativar para uma pressão de 4MPa, definiu-se como cenário 1 a comparação de resultados apresentados pelos modelos cuja pressão de injeção foi de 4MPa. Em seguida, definiu-se como cenário 2 os resultados para as variações dos modelos do cenário 1.

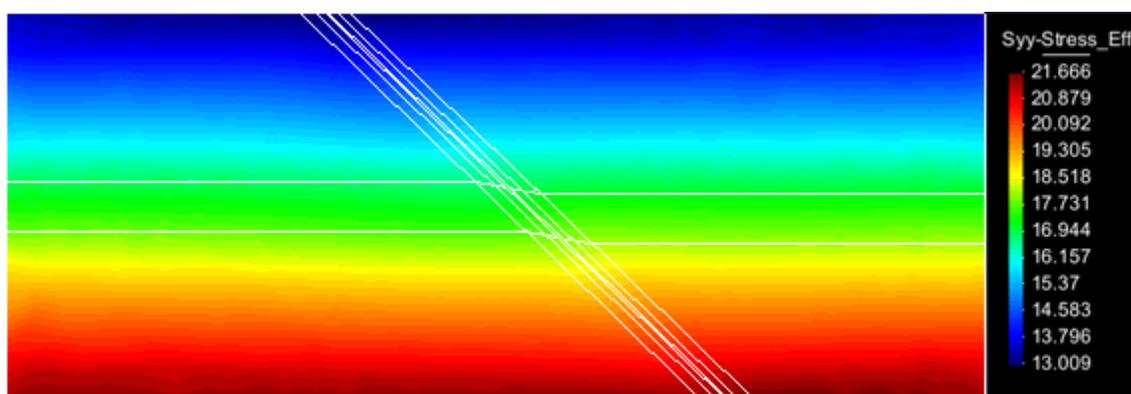
Logo, para o cenário 1, observa-se que para o tempo inicial de simulação foi estabelecido a condição de equilíbrio geostático, onde as tensões normais são distribuídas uniformemente pelo modelo, conforme as condições prescritas na metodologia. A seguir, as Figuras 13 e 14 apresentam o equilíbrio geostático das tensões horizontais e verticais, respectivamente, para o tempo inicial de 100 segundos. Percebe-se, por exemplo, na Figura 14 a tensão de 13MPa aplicada na linha de topo dos modelos, representando a coluna de água de 130 metros de altura.

Figura 13 – Distribuição das tensões efetivas horizontais no período do geostático



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Figura 14 – Distribuição das tensões efetivas verticais no período do geostático



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Após o geostático, são inseridas as condições para os materiais das rochas e as operações de poços, provocando ao sistema um novo arranjo de tensões. Em virtude tanto da produção, quanto da injeção, a poropressão no interior do reservatório varia, aumentando na região de injeção e diminuindo onde ocorre o varrido de fluido. Para que haja equilíbrio mecânico no reservatório, as tensões efetivas compensam diminuindo no lado injetor e aumentando no lado do produtor.

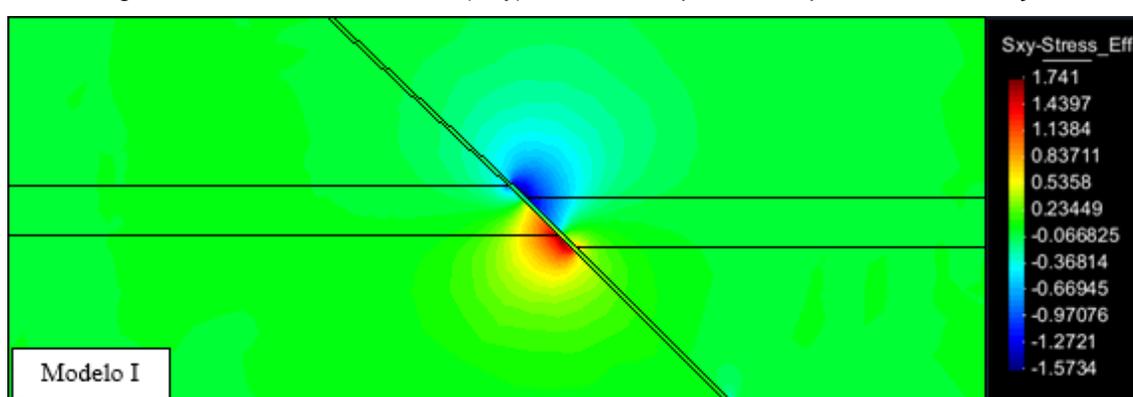
Para a falha, o efeito das variações de tensão efetiva no reservatório provoca o cisalhamento na região. Em decorrência da inclinação da falha, o cisalhamento promove a tendência ao movimento relativo dos blocos, de modo que o maciço rochoso da direita tende a deslizar sobre o da esquerda. Em caso de movimento dos blocos na linha da falha, este caracteriza-se como o rompimento do selo da falha e, portanto, a reativação de falha.

A Figura 15 apresenta as tensões cisalhantes para o modelo I. Uma vez que não há reativação de falha, o perfil das tensões cisalhantes permanece o mesmo

durante todo o tempo de simulação. Este é o típico caso do comportamento das tensões anteriormente ao fenômeno de reativação de falha, onde a tensão cisalhante concentra-se toda na falha e equivale zero em todo os outros locais.

O sinal dos valores apresentados na legenda representa a direção do cisalhamento. Logo, as duas áreas de concentração de cisalhamento apresentam direções opostas e mostram a tendência de abertura da falha na altura do reservatório.

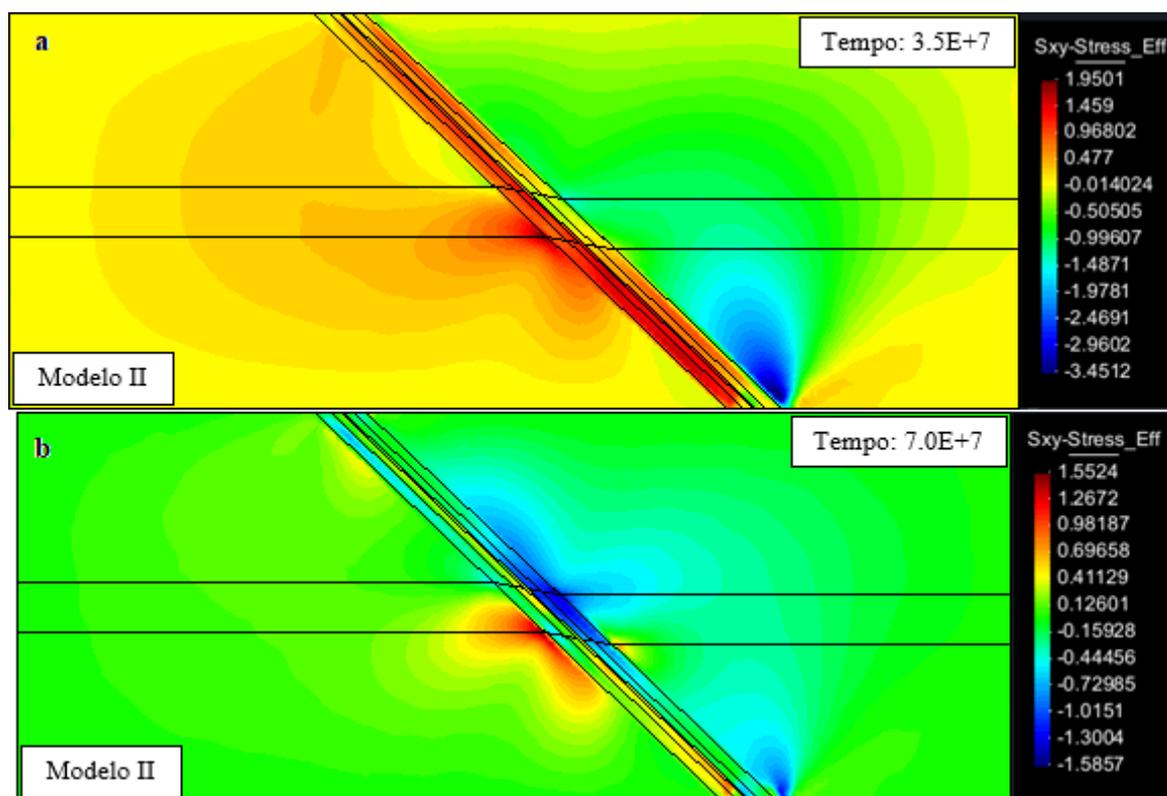
Figura 15 – Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo I para o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Os resultados de tensões cisalhantes para tempos distintos do modelo II são apresentados na Figura 16. Em um tempo intermediário (Fig 16a), observa-se que o cisalhamento é ainda intenso ao longo de toda zona de falha, sendo visto desde a base até o topo, e também nas proximidades das rochas. Desta forma, levanta-se a hipótese que neste instante a falha se encontra em processo de reativação total. No momento final (Fig 16b), o cisalhamento se resume somente a região da zona da falha a altura do reservatório, com menor intensidade, sinalizando a conclusão da reativação de falha.

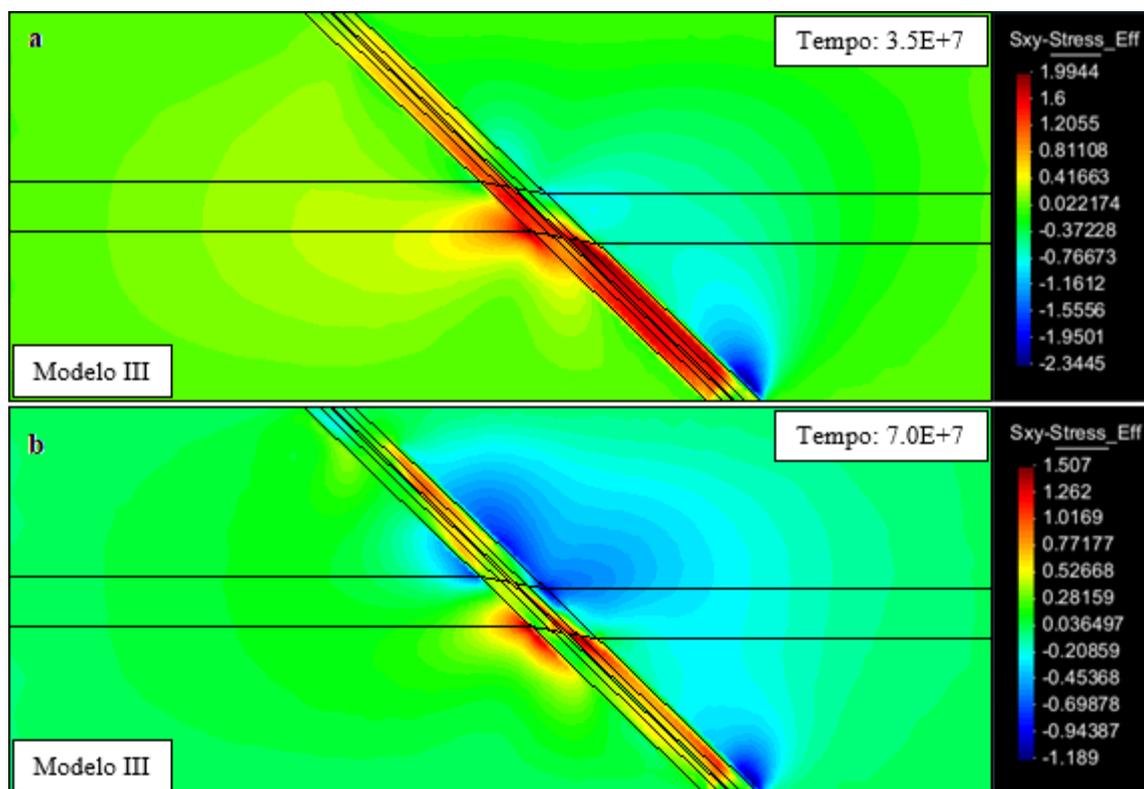
Figura 16 – Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

O cisalhamento para o modelo III em tempos distintos é apresentado na Figura 17. Durante a metade da simulação (Fig 17a), diferentemente do modelo II, a tensão cisalhante para o modelo III apresenta-se mais acumulada na região inferior da zona de falha, o que leva a acreditar que a reativação se inicia nesta região. Posteriormente (Fig 17b), a tensão cisalhante apresenta-se mais distribuída, com novos focos de cisalhamento acima do compartimento direito do reservatório, revelando que a partir deste instante pode ter ocorrido a reativação em toda zona de falha.

Figura 17 – Tensão cisalhante (S_{xy}) do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação

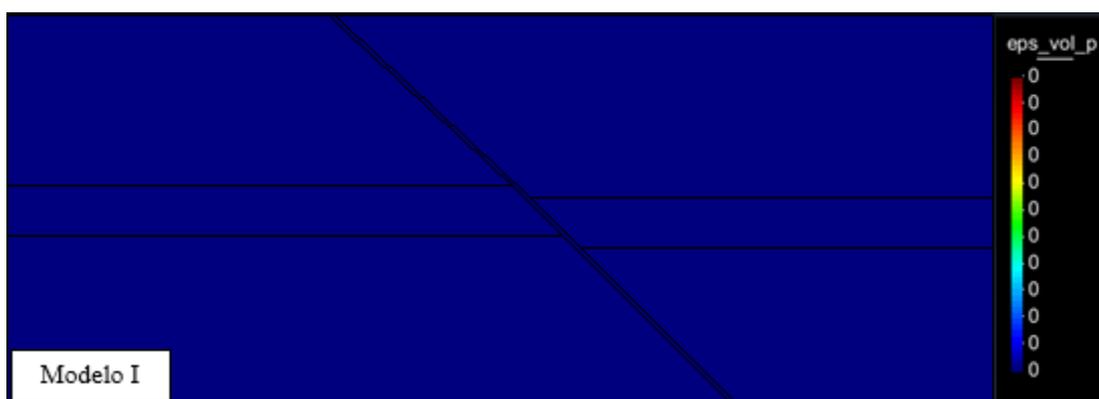


Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Percebe-se em todos os modelos que o diferencial de tensão cisalhante é elevado em instantes mais iniciais e diminui com o tempo, em virtude de uma possível redistribuição da poropressão pela falha, após a reativação. Observa-se também que a geometria do modelo e inclinação da falha são responsáveis pelas regiões de concentração de tensão perto da base do reservatório e da falha.

A discussão sobre a reativação das falhas aprofunda-se ao considerar as deformações volumétricas ocorridas ao longo dos modelos. Primeiramente, apresenta-se a deformação volumétrica para o modelo I na Figura 18. Fica evidente pela figura o que havia sido discutido anteriormente, de que a ausência de deformação implica que a falha do modelo I não reativa, considerando que a deformação plástica volumétrica é uma condição precedente essencial para o fenômeno.

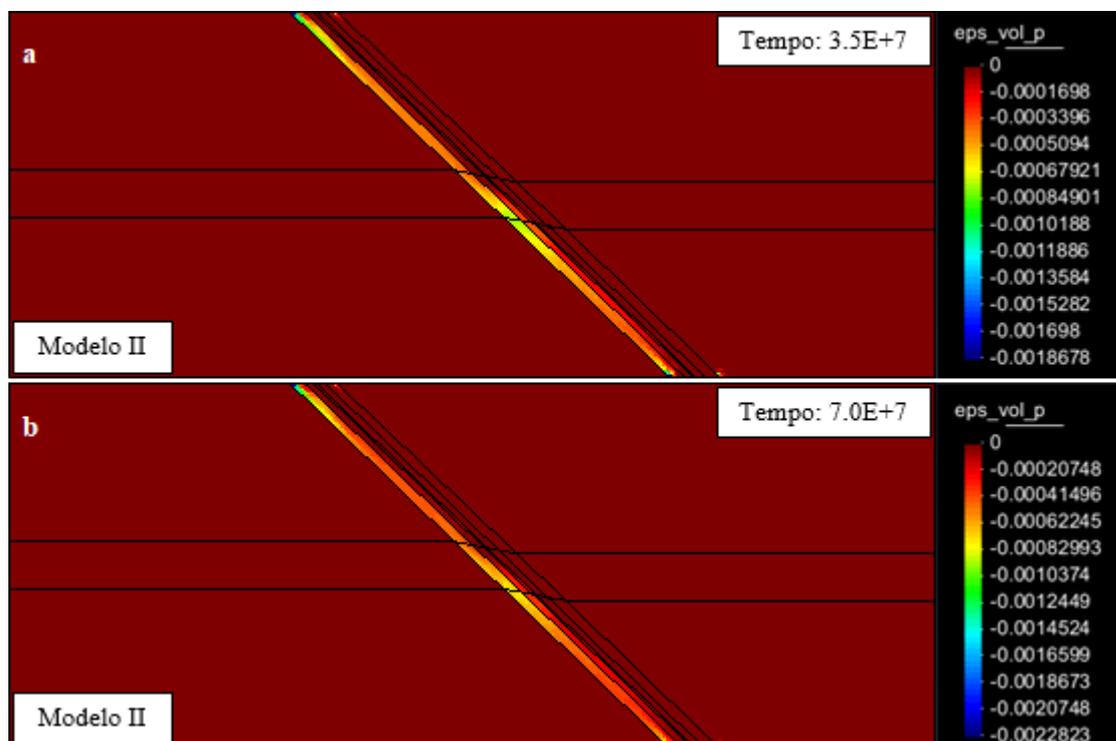
Figura 18 – Deformação volumétrica do modelo I para o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

A deformação volumétrica para o modelo II, apresentado em tempos diferentes na Figura 19, revela que não há muita diferença na configuração do perfil plástico ao longo do tempo. Desta forma, depreende-se a hipótese de que a reativação ocorreu em momentos iniciais da simulação.

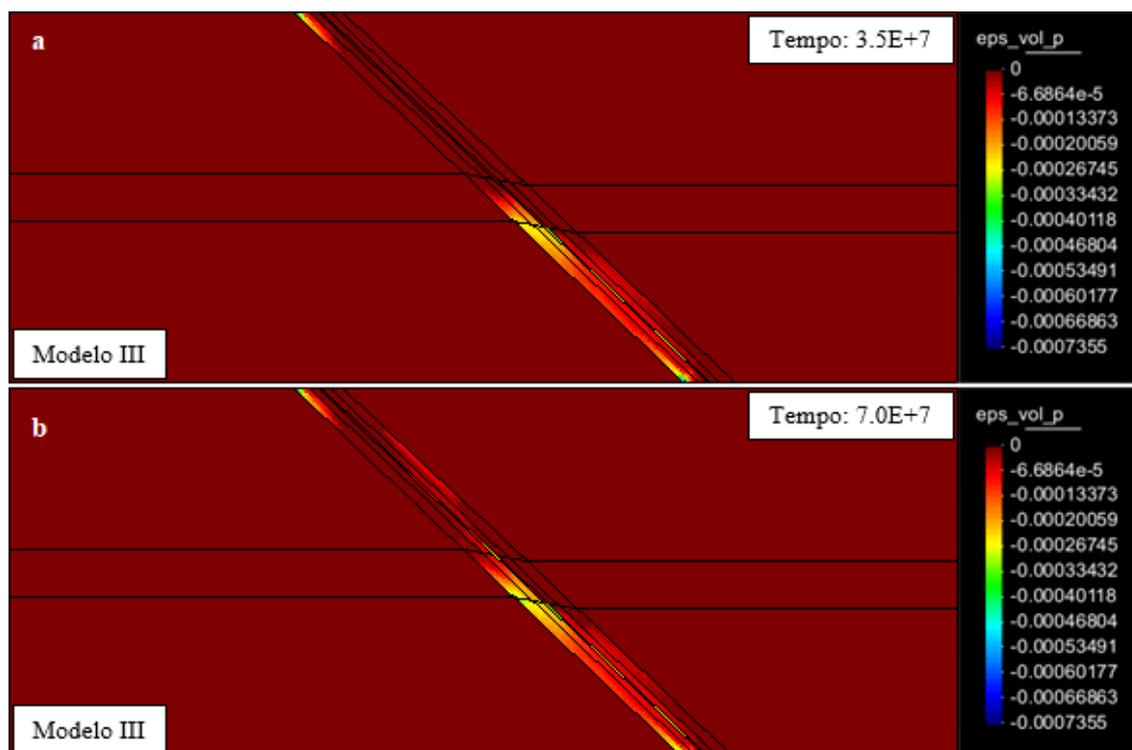
Figura 19 – Deformação volumétrica do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final da simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Para os mesmos períodos, o modelo III revela que a deformação plástica encontra em evolução, conforme visto na Figura 20. Logo, reforça-se a hipótese anterior que a reativação da zona de falha ocorre inicialmente na base da falha e, posteriormente, no topo.

Figura 20 – Deformação volumétrica do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação



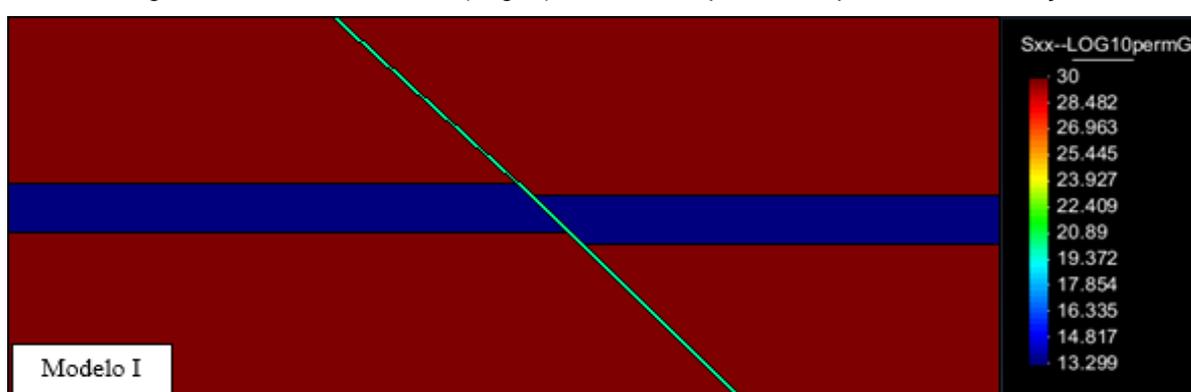
Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Segundo SIBSON (1990), a ativação da falha é prevalente perto da base, onde o atrito é mais instável e o cisalhamento cresce com o aumento da profundidade. Entretanto, o uso de um módulo de Young uniforme para toda a zona de dano e com valor relativamente baixo, conforme visto no modelo II, torna a região superior menos rígida e susceptível a deformação em um curto espaço de tempo, o que leva a uma rápida ativação da região superior.

Logo, a implementação da heterogeneidade, presente no modelo III, aproxima-se mais do descrito por SIBSON (1990), considerando que o módulo de Young da camada superior agora possui maior resistência a deformação como consequência de apresentar valores de módulo de elasticidade herdados das rochas do *overburden*.

Destaca-se que o problema de reativação de falha não é puramente mecânico, mas também é hidráulico, e portanto deve-se considerar o que reflete em variações de permeabilidade na zona de falha. Complementarmente as análises de deformação, a observação da evolução de permeabilidade permite uma compreensão melhor acerca do processo de reativação. A Figura 21 mostra a permeabilidade para o modelo I. Como previsto, a permeabilidade do modelo permanece idêntica as prescritas no Capítulo 3 para o tempo final de simulação.

Figura 21 – Permeabilidade (Log10) do modelo I para o tempo final de simulação



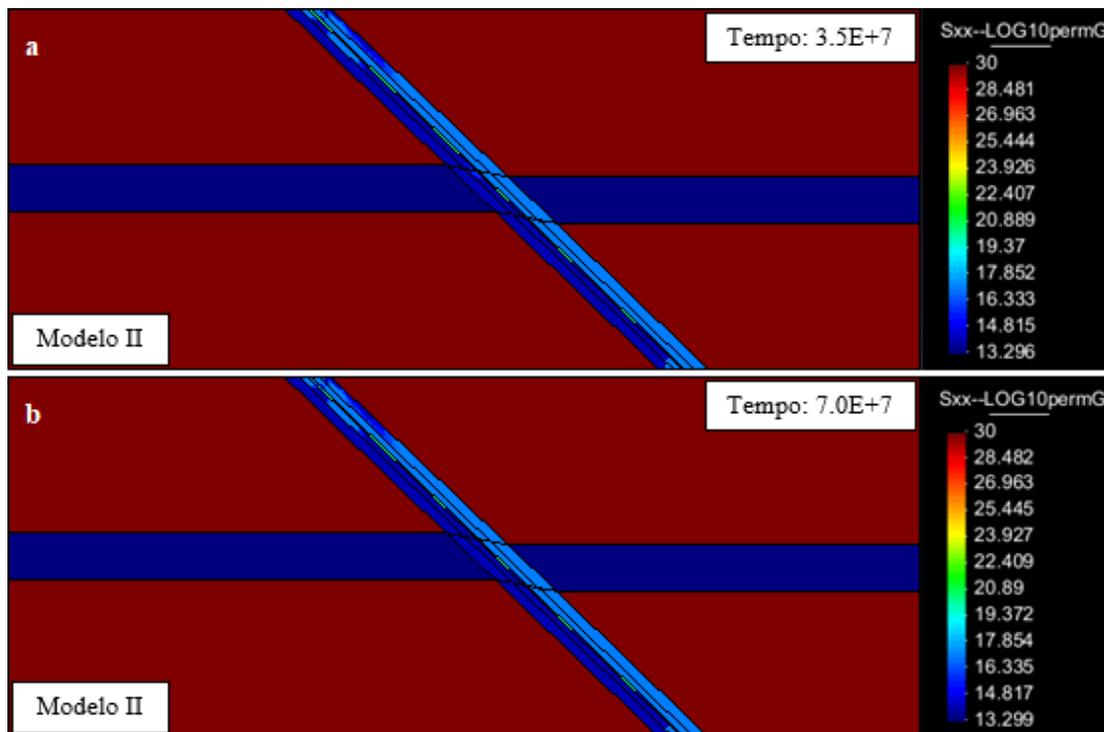
Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Os resultados de permeabilidade, para os tempos de referência, para os modelos II e III são apresentados nas Figuras 22 e 23, respectivamente. Um paralelo entre a variável de deformação plástica e a permeabilidade destes modelos revela que as mudanças de permeabilidade ocorrem justamente onde há deformação na zona de falha.

Com base nas discussões acima destaca-se, portanto, outra diferença importante entre os dois métodos de caracterização da falha geológica, os tempos de reativação da falha. Consideram-se dois tempos, um referente ao início do processo de reativação e outro referente ao tempo em que o fluido atinge regiões próximas à superfície.

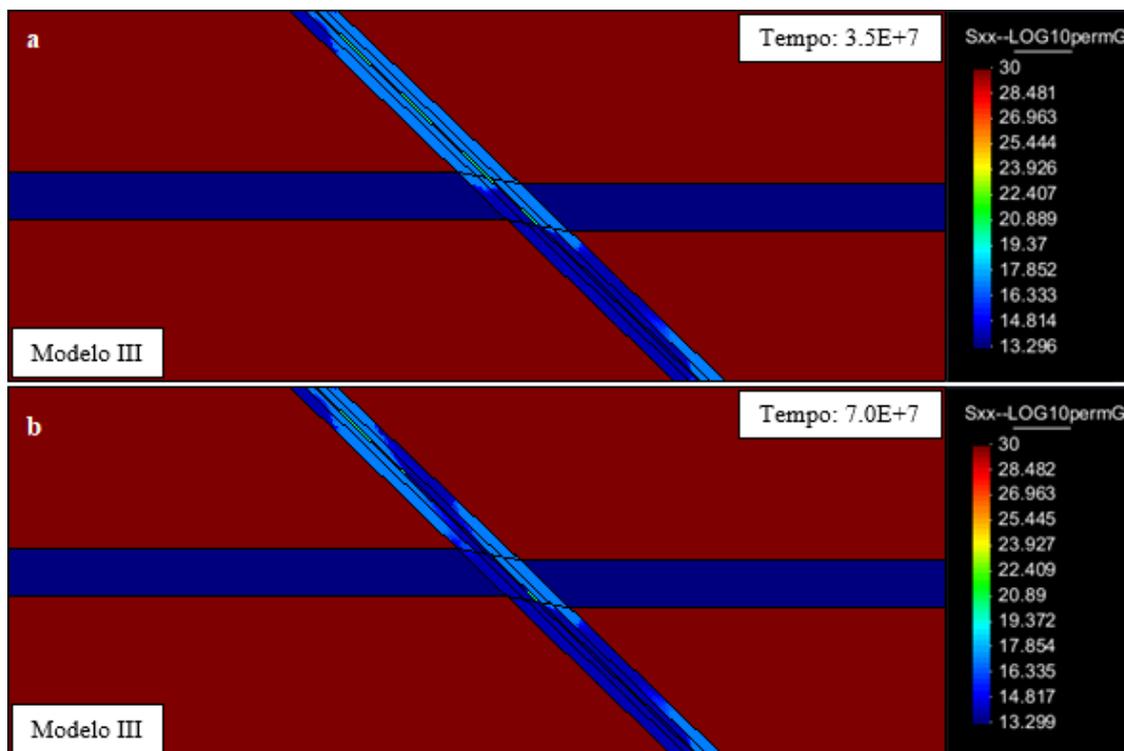
Em virtude das concentrações de tensão cisalhante na altura do reservatório antes da reativação de falha, o início do processo de deformação e aumento de permeabilidade ocorrem nesta altura. Para o modelo II a reativação inicia-se em 6,6 dias de simulação, enquanto para o modelo III são necessários 14 dias.

Figura 22 – Permeabilidade (Log10) do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

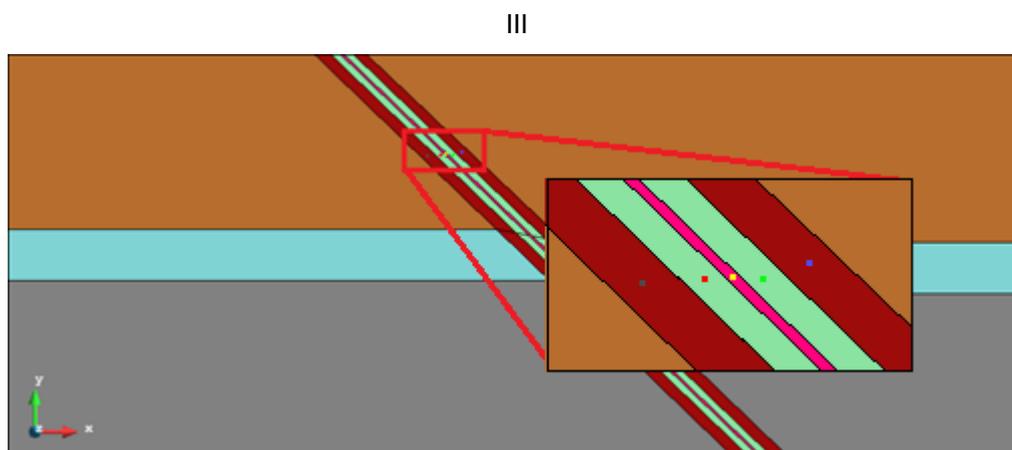
Figura 23 – Permeabilidade (Log10) do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Para averiguar o tempo em que as falhas reativam mais próximas a superfície, propõe-se, a seguir, o estudo da evolução da permeabilidade ao longo do tempo, considerando cinco pontos contidos na região intermediária da zona de falha. Os pontos dividem-se em um ponto no núcleo e outros dois em cada zona de dano, como mostrado pela Figura 24. Desta forma, é possível perceber quanto tempo leva para o fluido migrar em direção a superfície.

Figura 24 – Amostragem de pontos para estudo da evolução da permeabilidade para os modelos II e III

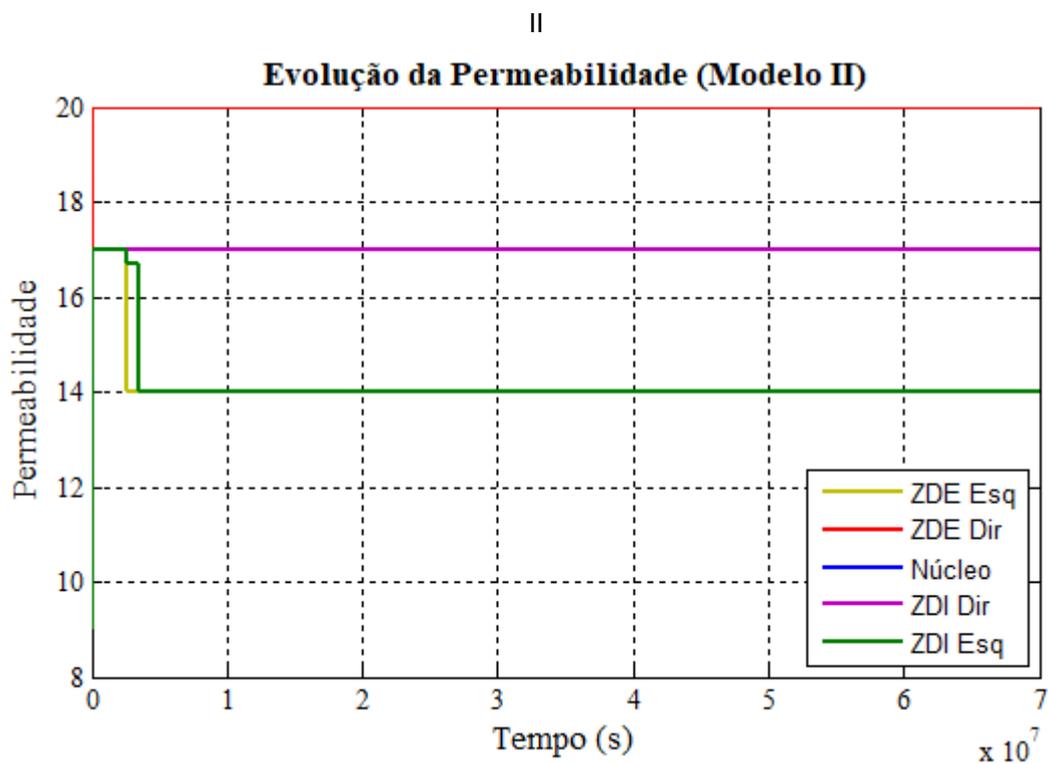


Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

A partir dos pontos selecionados, gráficos da evolução da permeabilidade para os modelos II e III foram traçados, conforme visto nas Figuras 25 e 26, respectivamente. A diferença no tempo de reativação da região superior é aspecto relevante e pode ser decisivo para as operações em reservatórios de petróleo. O intervalo pode caracterizar-se como o tempo de ação para conter danos e prevenir acidentes ou vazamentos a superfície. A margem de ação é maior para o modelo III em comparação com o modelo II.

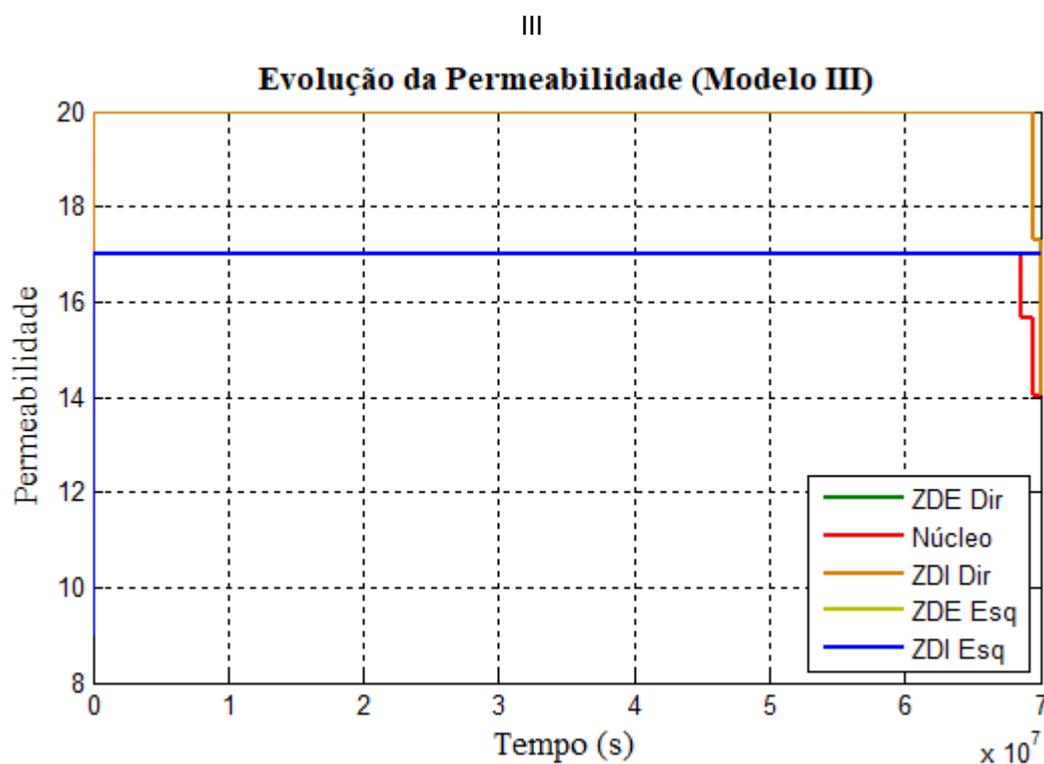
Não obstante, observa-se também diferenças nas regiões preferenciais para o fluxo de fluido. Para o modelo II (Figura 25), a porção esquerda da zona de dano torna-se mais permeável em menos tempo. Durante o tempo total de simulação, as permeabilidades das outras regiões permanecem constantes, o que sugere o processo de reativação não atingiu a metade direita da falha. Por outro lado, a reativação atinge porções variadas no modelo III (Figura 26), incluindo o núcleo da falha.

Figura 25 – Gráfico de evolução da permeabilidade da zona de falha ao longo do tempo para Modelo



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

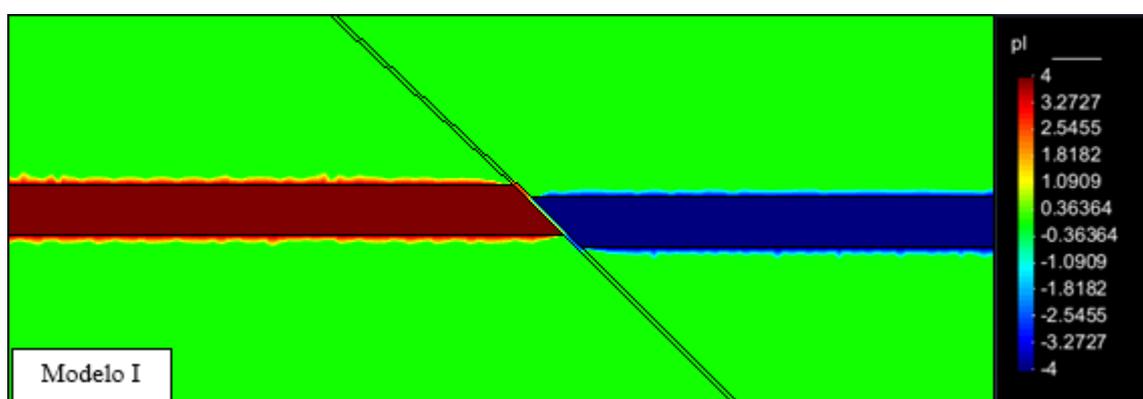
Figura 26 – Gráfico de evolução da permeabilidade da zona de falha ao longo do tempo para Modelo



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Uma consequência do aumento da permeabilidade da falha é o surgimento de um gradiente de pressão de líquido ao longo da zona de falha. A pressão de líquido para o modelo I é apresentado na Figura 27. Valores positivos de pressão de líquido referem-se a injeção de fluido, enquanto valores negativos representam a produção. Devido à falha não ter sido reativada, percebe-se a compartimentalização do reservatório, de forma que os lados não se conectam e valor de pressão de líquido permanece constante.

Figura 27 – Pressão de líquido do modelo I para o tempo final de simulação

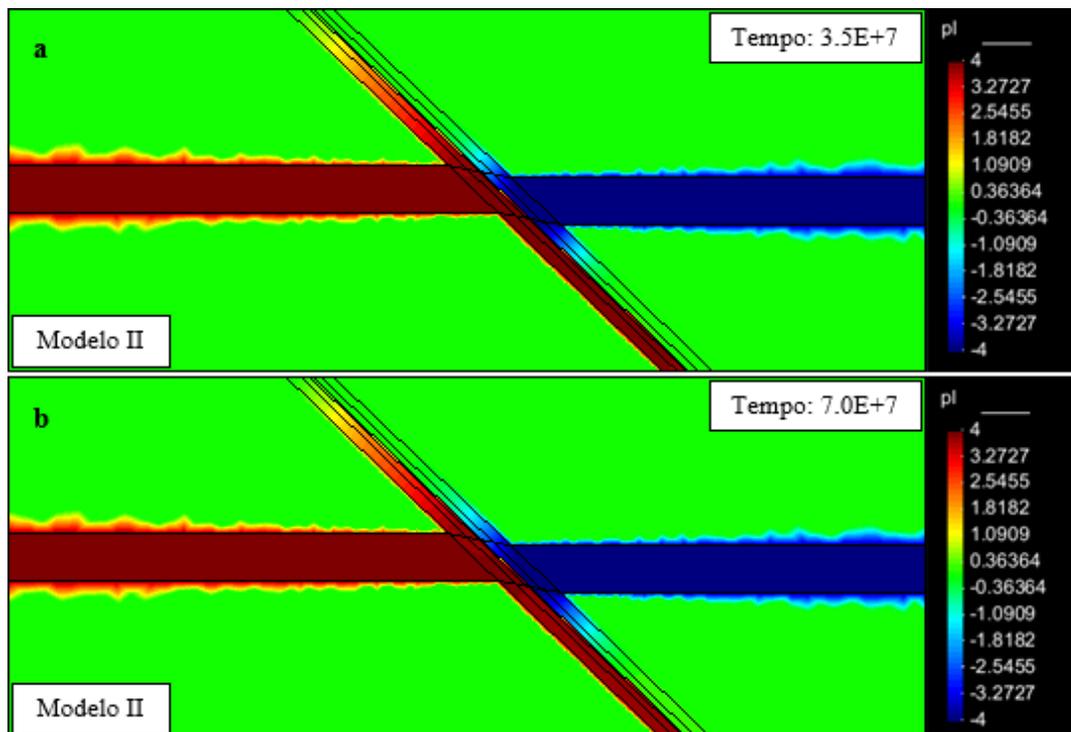


Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

As pressões de líquido para o modelo II são exibidas na Figura 28. A pressão mostra-se invariável para os tempos de referência, em conformidade a evolução da permeabilidade, apresentada na análise anterior. Como esperado, a pressão de líquido para o modelo concentra-se na metade esquerda da falha, sendo praticamente nula a porção direita do *overburden* e *underburden*.

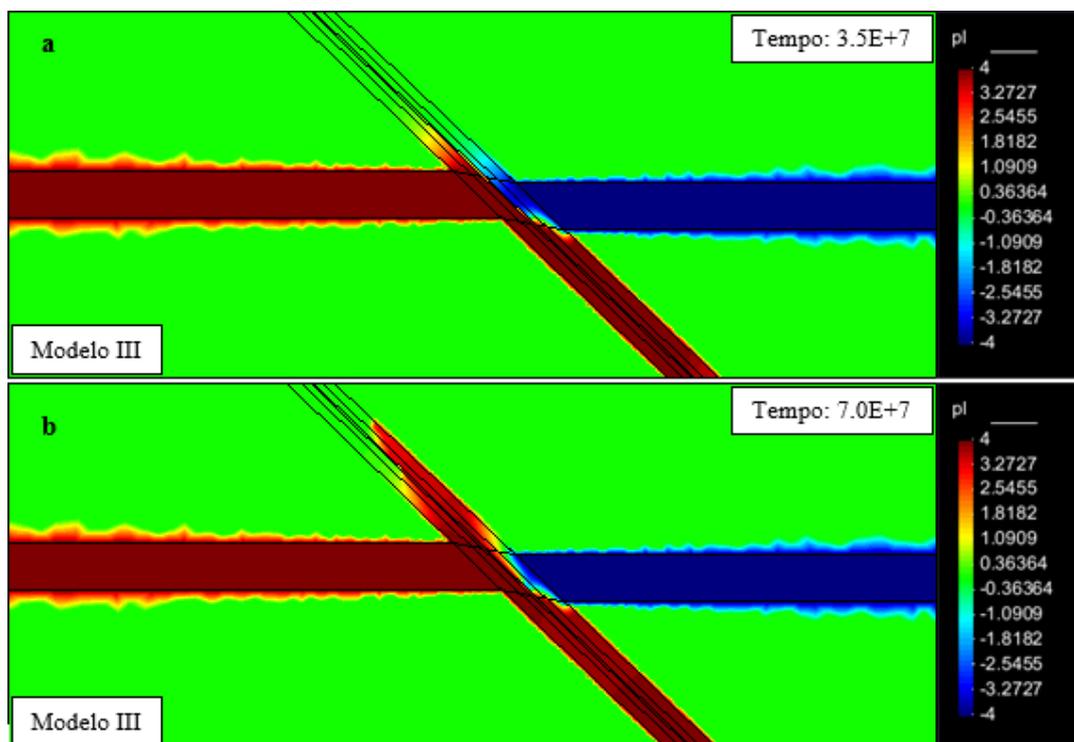
Os resultados para o modelo III são apresentados na Figura 29. É notável pela região em vermelho que, para o modelo, o fluido preenche uma região considerável de toda a zona de falha, porém não chega tão próximo da superfície, como o modelo II.

Figura 28 – Pressão de líquido do modelo II para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

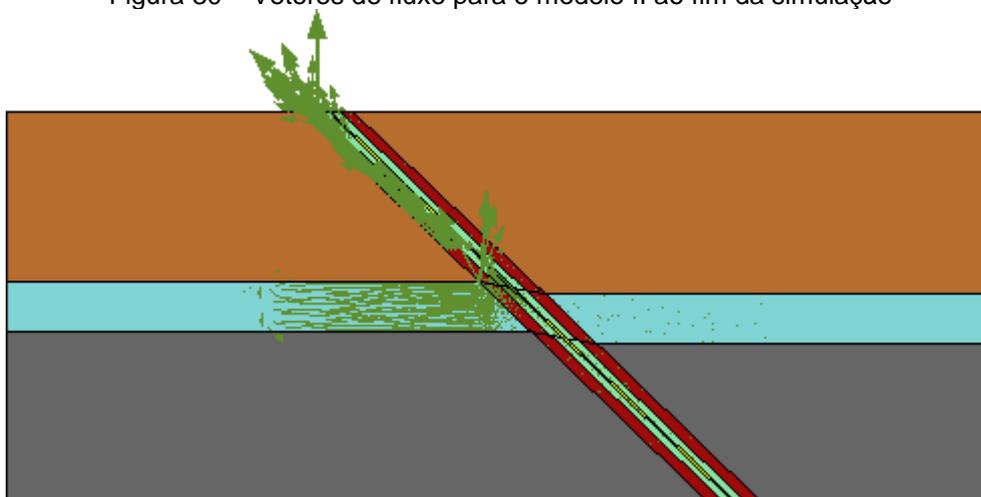
Figura 29 – Pressão de líquido do modelo III para (a) o tempo intermediário e (b) o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

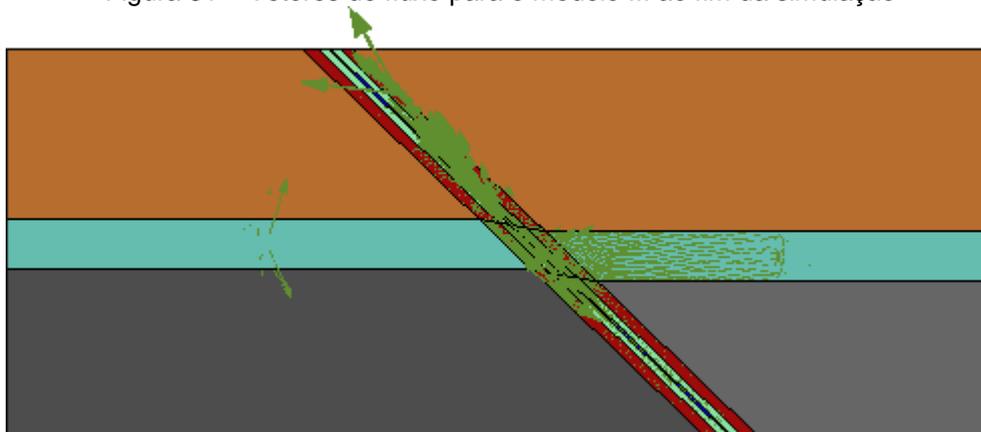
Os vetores de fluxo para os modelos II e III, Figuras 30 e 31, respectivamente, confirmam que, de fato, houve exsudação de fluido somente para o modelo II. Isto revela outra diferença dos modelos, mostrando a simulação numérica de zona de dano considerando as propriedades mecânicas homogêneas ao longo das camadas de rocha pode levar a constatação de sinais de exsudação, onde, na realidade, não seria observado caso as zonas de danos recebem o tratamento do modelo III. Observa-se também que para o modelo III os reservatórios se conectam, de forma fluido do reservatório produtor começa a invadir a zona de falha também.

Figura 30 – Vetores de fluxo para o modelo II ao fim da simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Figura 31 – Vetores de fluxo para o modelo III ao fim da simulação

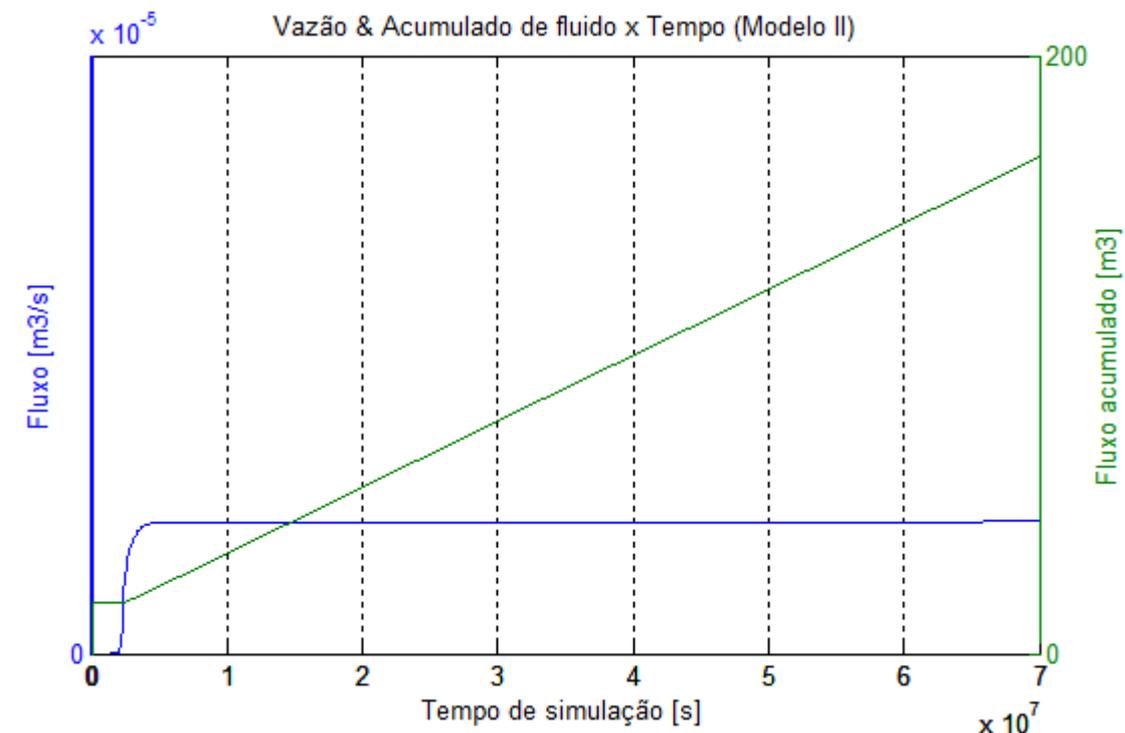


Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Dados coletados de vazão de fluido nos elementos do contorno da falha em contato com a superfície, para o modelo II, apontam um volume de exsudação de

166 m³, ou 1044 bbl, ao fim da simulação, conforme exibido em Figura 32. O fluxo permanece constante após aumentar inicialmente, e fica na ordem de 2,4 m³/s, ou aproximadamente 205 litros de fluido por dia.

Figura 32 – Gráfico de volume acumulado e vazão versus tempo para o modelo II



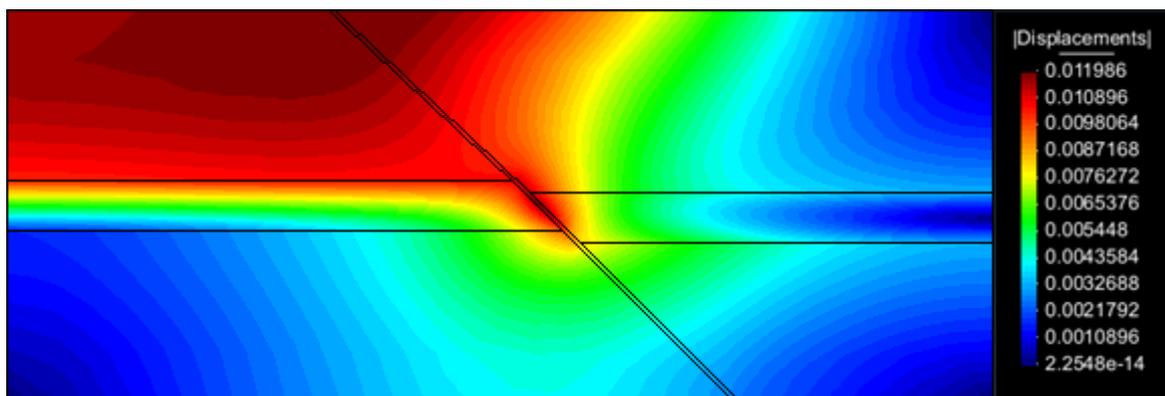
Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

A última variável observada foi os deslocamentos dos blocos de rocha resultante da reativação de falha e do arranjo das tensões efetivas durante a simulação. Os deslocamentos referem-se às movimentações ocorridas nos blocos de rocha, em virtude do peso da coluna d'água, da expansão e contração do reservatório, respectivamente, pela injeção e a produção de fluidos, ou mesmo pelo efeito de compactação no topo.

As tensões efetivas têm influência nos deslocamentos dos compartimentos de rocha, devido a orientação e ângulo da falha, onde acúmulo de tensão pode gerar o deslizamento relativo do bloco da direita em relação ao bloco da esquerda.

Para o modelo I (Figura 33), acredita-se que em decorrência da injeção, o compartimento esquerdo do reservatório expande e o peso adicional do fluido provoca um deslocamento mais intenso nesta porção.

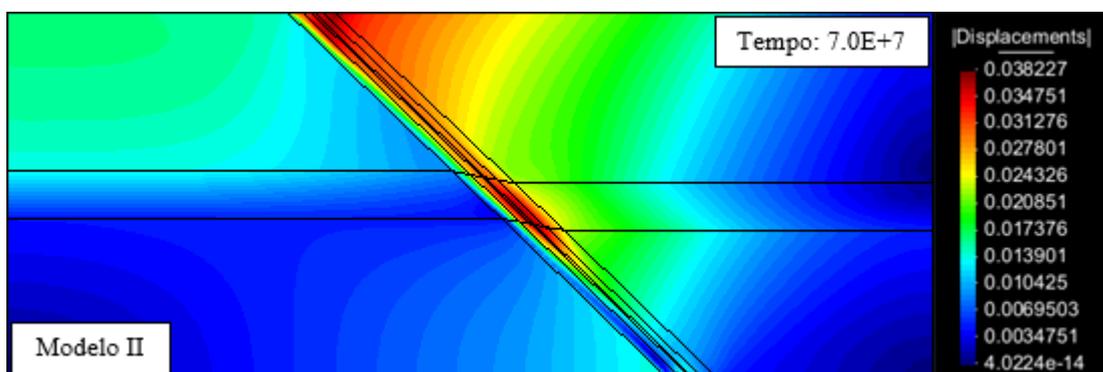
Figura 33 – Deslocamentos do modelo I para o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

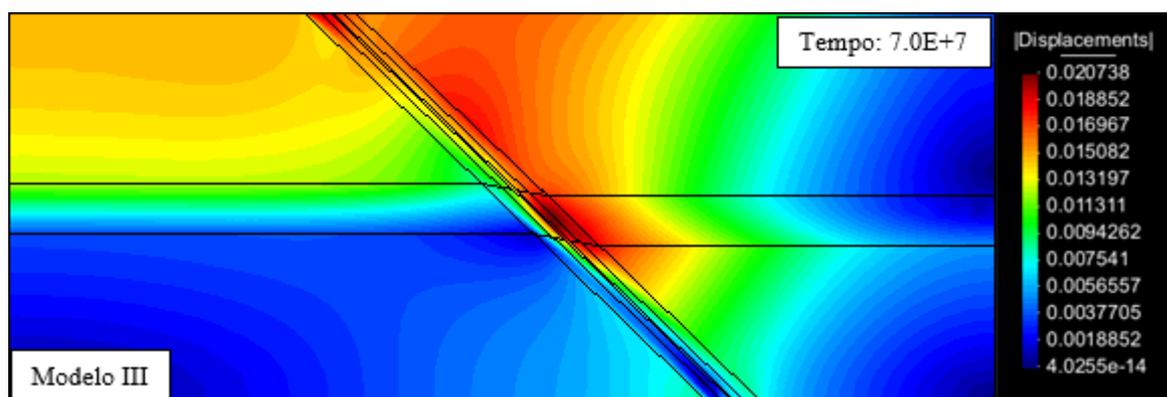
Já para os modelos II e III (Figuras 34 e 35, respectivamente) observa-se o deslizamento do bloco da direita pelo plano de falha. Como as condições de contorno impedem o deslocamento na base dos modelos, o deslocamento acumula acima da falha. A comparação entre os resultados dos modelos mostram como o deslocamento é maior (aproximadamente o dobro) para o modelo II que reativa mais cedo.

Figura 34 – Deslocamentos do modelo II para o tempo final de simulação



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Figura 35 – Deslocamentos do modelo III para o tempo final de simulação

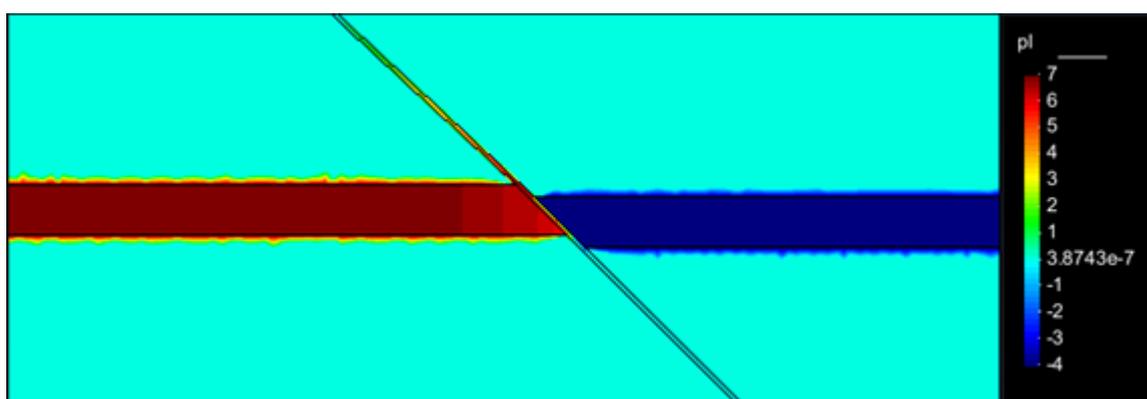


Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Por fim, o cenário 2 apresenta a variação para o modelo I onde este reativa para a pressão de 7MPa, mostrado nas Figuras 36 e 37. Após o início da simulação, a reativação de falha para este modelo ocorreu ao passo de tempo equivalente a 710 dias.

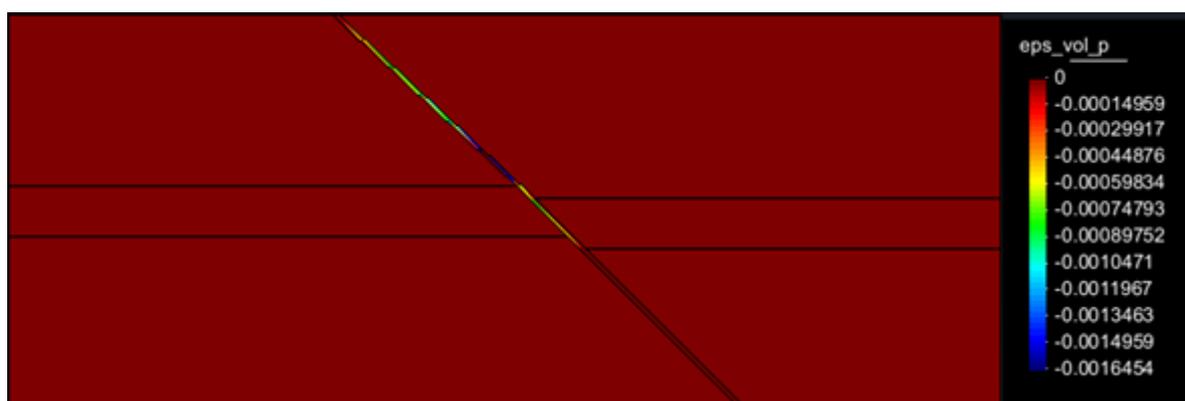
A diferença entre pressões de reativação dos cenários é considerável. Partindo da premissa estabelecida pela literatura de que as zonas de dano têm processo de formação intrínseca à falha, admite-se, então, que a metodologia de discretização dos modelos II e III configura-se na prática mais segura de modelagem de falha, em comparação ao modelo I.

Figura 36 – Pressão de líquido para o modelo I com pressão de injeção de 7MPa



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

Figura 37 – Deformação volumétrica plástica para o modelo I com pressão de injeção de 7MPa



Fonte: Elaborada pelo autor. (2019)

5 CONCLUSÕES

O objetivo principal desta pesquisa foi realizar uma análise numérica acoplada hidro-mecânica da reativação de falha em reservatórios de petróleo, considerando a falha subdividida em zonas, para verificar a influência da pressão de injeção sobre o problema de reativação de falha e as consequências da ocorrência desse fenômeno. Por meio do uso do programa *in-house* Code-Bright, as simulações numéricas de três modelos foram realizadas com sucesso.

Os três modelos possuem metodologias de discretização de falha geológica diferentes. A proposta do modelo I é a análise de reativação de falha considerando a falha como um único material que corta as rochas. Tal metodologia de caracterização é a comumente utilizada pela literatura na modelagem de falhas. O modelo II propõe a implementação de uma zona de falha, que se subdivide em núcleo da falha, zona de dano interior e zona de dano exterior. Por fim, o modelo III traz como proposta a divisão das zonas de dano estratificada, onde as propriedades mecânicas variam a depender da camada litológica em que a zona de dano está inserida.

Foram coletados resultados das tensões efetivas atuantes nos modelos, a permeabilidade da falha, os deslocamentos ao longo dos modelos, as pressões de líquido e a deformação plástica volumétrica. Com base nesses parâmetros, foi observado a ocorrência de reativação de falha apenas os modelos II e III. Um teste de sensibilidade revelou que a mínima pressão para que haja reativação de falha no modelo I é de 7MPa.

Portanto, notou-se de imediato que a implementação de zonas de danos pode causar mudanças significativas aos resultados de uma simulação numérica de injeção de fluido em um reservatório cortado por uma falha geológica.

Ao admitir a presença de zona de dano, implementa-se aos modelos uma heterogeneidade quanto a permeabilidade, por considerar as diferenças de permeabilidade resultante da rede de fraturas presente nas zonas de dano. A utilização de uma metodologia de propriedades mecânicas constantes para as zonas de dano, referente ao modelo II, leva a deformação mais acelerada da zona de dano na porção superior da falha. Isto provoca uma rápida reativação da região e conecta o reservatório com a superfície rapidamente.

Em contraste, a metodologia do modelo III, que fundamenta-se fortemente na literatura, revela que a deformação ocorre de maneira distribuída ao longo da zona de falha e o tempo de reativação difere do modelo II. A diferença no tempo de reativação é aspecto relevante e pode ser decisivo para as operações em reservatórios de petróleo. O intervalo pode caracterizar-se como o tempo de ação para conter danos e prevenir acidentes ou vazamentos a superfície. A margem de ação é maior para o modelo III em comparação com o modelo II.

O estudo revela também que a metodologia de caracterização da zona de falha pode levar a constatação de exsudação de fluido, conforme visto no modelo II. Desta forma, o modelo II que simplifica a adoção de parâmetros para a zona de falha poderia induzir ao erro a respeito do volume de fluido que migra para outras regiões.

Por meio dos vetores de fluxo, observou-se os modelos apresentaram conectividades diferentes para o reservatório, onde houve a compartimentalização total do reservatório no modelo I, a separação do reservatório pela linha da falha para o modelo II e a conexão dos reservatórios no modelo III, em que a porção do poço produtor invadiu a região da zona de falha.

Por fim, o modelo I reativou para uma pressão de 7MPa. A diferença entre pressões de reativação dos cenários é considerável. Partindo da premissa estabelecida pela literatura de que as zonas de dano têm processo de formação intrínseca à falha, admite-se, então, que a metodologia de discretização dos modelos II e III configura-se na prática mais segura de modelagem de falha, em comparação ao modelo I.

Como sugestões para trabalhos futuros na continuidade do tema da presente dissertação, propõe-se:

- Realização de testes de sensibilidade em relação as dimensões da zona de dano para os modelos II e III;
- Implementação de heterogeneidades para parâmetros diversos, como a porosidade;
- Ampliação da metodologia para modelos mais complexos de falhas;
- Realização de avaliação de impactos ambientais causados pela exsudação de fluido em diferentes camadas, incluindo a superfície;
- Expansão da metodologia para modelos 3D reais.

- Implementação de modelo de fluxo bifásico.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Investigação do Incidente de Vazamento de Petróleo no Campo de Frade: Relatório Final**. S.I. jul. 2012. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/comunicacao-e-investigacao-de-incidentes/campo-de-frade>. Acesso em: 05 out. 2018.

AMIRI, M. *et al.* Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO₂-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran. **Environmental Earth Sciences**, v. 78, n.4. 2019. DOI:10.1007/s12665-019-8062-1. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/330876696_Mechanical_earth_modeling_and_fault_reactivation_analysis_for_CO2-enhanced_oil_recovery_in_Gachsaran_oil_field_south-west_of_Iran. Acesso em: 22 jun. 2019.

ARMA, AMERICAN ROCK MECHANICS ASSOCIATION, PRESENTATION AT THE 45TH US ROCK MECHANICS / GEOMECHANICS SYMPOSIUM OZAN. 2011. São Francisco. **Fault Reactivation due to Fluid Production and Injection in Compacting Reservoirs**. São Francisco, EUA.

ARMA, AMERICAN ROCK MECHANICS ASSOCIATION, PRESENTATION AT THE 45TH US ROCK MECHANICS / GEOMECHANICS SYMPOSIUM OZAN. 2011. São Francisco. **Observations of Fault Damage Zones at Reservoir Depths**. São Francisco, EUA.

ARMA, AMERICAN ROCK MECHANICS ASSOCIATION PRESENTATION AT THE 46TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. 2012. Chicago, **Geomechanical Evaluation for Short Term Gas Storage in Depleted Reservoirs**. Chicago, EUA.

CAINE, J. S., EVANS, J. P., & FORSTER, C. B. Fault zone architecture and permeability structure. **Geology**, v. 24, n. 11, p. 1025. 1996. DOI:10.1130/0091-7613(1996)024<1025:fzaaps>2.3.co;2. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/215755208_Fault_zone_architecture_and_permeability_structure. Acesso em: 01 jan. 2019.

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, p. 336–346. 2011. DOI:10.1016/j.ijggc.2010.08.005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583610001337>. Acesso em: 01 jan. 2019.

CISNEROS, Oscar Simón Melgar. **Comparação de esquemas de acoplamento hidro-mecânico via elementos finitos em problemas de fluxo e simulação de reservatórios de petróleo**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

COLLETTINI C. et al. Fault zone fabric and fault weakness. **Nature**, v.462, p. 907–910. 2009. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/nature08585>. Acesso em: 17 out. 2018.

CORDERO, Julio Alberto Rueda. **Reativação de falhas geológicas com modelos numéricos discretos e distribuído**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

DAVIS, S. D.; FROHLICH, C. Did (Or Will) Fluid Injection Cause Earthquakes? - Criteria for a Rational Assessment. **Seismological Research Letters**, v. 64, n. 3, 207–224. jul. 1993. DOI: 10.1785/gssrl.64.3-4.207. Disponível em: <https://pubs.geoscienceworld.org/ssa/srl/article-abstract/64/3-4/207/141970/Did-Or-Will-Fluid-Injection-Cause-Earthquakes?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 21 mai. 2018.

EARLE, Steven. **Physical Geology**. Canadá: BC campus, 2015. Disponível em: <https://opentextbc.ca/geology/>. Acesso em: 01 abr. 2019.

ELLSWORTH, W. L. *et al.* Increasing seismicity in the U. S. midcontinent: Implications for earthquake hazard. **The Leading Edge**, v. 34, n. 6, 618–626. jun. 2015. DOI:10.1190/tle34060618.1. Disponível em: <https://library.seg.org/doi/10.1190/tle34060618.1>. Acesso em: 15 fev. 2019.

FARAHBOD, A. M. *et al.* How did hydraulic-fracturing operations in the Horn River Basin change seismicity patterns in northeastern British Columbia, Canada?. **The Leading Edge**, v. 34, n. 6, 658–663. jun. 2015. DOI:10.1190/tle34060658.1. Disponível em: <https://library.seg.org/doi/10.1190/tle34060658.1>. Acesso em: 13 mai. 2019.

FERRONATO, M. *et al.* Geomechanical issues of anthropogenic CO₂ sequestration in exploited gas fields. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 10, p. 1918–1928. 2010. DOI:10.1016/j.enconman.2010.02.024. Disponível em: https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:41079542. Acesso em: 25 dez. 2018.

FIGUEIREDO, B. *et al.* Coupled hydro-mechanical processes and fault reactivation induced by Co₂ Injection in a three-layer storage formation. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 39, p. 432–448. 2015. DOI:10.1016/j.ijggc.2015.06.008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583615002613>. Acesso em: 22 set. 2018.

FISHER, Q. J.; KNIPE, R. J. Fault sealing processes in siliciclastic sediments. **Geological Society**, London, Special Publications, v. 147, n. 1, p. 117–134. 1998. DOI:10.1144/gsl.sp.1998.147.01.08. Disponível em: <https://sp.lyellcollection.org/content/147/1/117>. Acesso em: 22 set. 2018.

FRISTAD, T. et al. Quantitative fault seal prediction: a case study from Oseberg Syd. Hydrocarbon Seals - Importance for Exploration and Production, **NPF Special Publication**, v. 7, p.107–124. 1997 DOI:10.1016/s0928-8937(97)80010-0. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0928893797800100>. Acesso em: 22 set. 2018.

- GUDMUNDSSON, A. Effects of Young's modulus on fault displacement. **Geoscience**, v. 336, p. 85-92. 2004. DOI:10.1016/j.crte.2003.09.018. Disponível em: <https://www.em-consulte.com/article/19788/article/effects-of-young-s-modulus-on-fault-displacement>. Acesso em: 22 set. 2018.
- HEALY, J. H. et al. The Denver Earthquakes. **Science**, v. 161, n. 3848, p. 1301–1310. set. 1968. DOI:10.1126/science.161.3848.1301. Disponível em: <https://science.sciencemag.org/content/161/3848/1301> . Acesso em: 23 set. 2018.
- HUNG, J., & WU, J. In-situ stress and fault reactivation associated with LNG injection in the Tiechanshan gas field, fold-thrust belt of Western Taiwan. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, p. 37–48. 2012. DOI:10.1016/j.petrol.2012.08.002. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410512001908> . Acesso em: 23 set. 2018.
- ISHII, E. Predictions of the highest potential transmissivity of fractures in fault zones from rock rheology: Preliminary results. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 120, n. 4, p. 2220–2241. 2015. DOI:10.1002/2014jb011756. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2014JB011756>. Acesso em: 24 set. 2018.
- JIANG, Y.D. *et al.* Experimental study on the mechanisms of fault reactivation and coal bumps induced by mining. **Journal of Coal Science and Engineering, China**, v. 19, n. 4, p. 507–513. 2013. DOI:10.1007/s12404-013-0411-1. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12404-013-0411-1> . Acesso em: 26 set. 2018.
- 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. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191814105000556>. Acesso em: 26 set. 2018.
- KIM, Y.S., PEACOCK, D. C., SANDERSON, D. J. Fault damage zones. **Journal of Structural Geology**, v. 26, n. 3, p. 503–517. 2004. DOI:10.1016/j.jsg.2003.08.002. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191814103001391>. Acesso em: 26 set. 2018.
- LECLÈRE, H. *et al.* Reactivation of a strike-slip fault by fluid overpressuring in the southwestern French-Italian Alps. **Geophysical Journal International**, v. 189, n. 1, p 29–37, 2012. DOI:10.1111/j.1365-246x.2011.05345.x. Disponível em: <https://academic.oup.com/gji/article/189/1/29/573912>. Acesso em: 26 set. 2018.
- LEI, X. et al. Fault reactivation and earthquakes with magnitudes of up to Mw4.7 induced by shale-gas hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China. **Scientific Reports**, v. 7, n. 1. 2017. DOI:10.1038/s41598-017-08557-y. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41598-017-08557-y>. Acesso em: 03 nov. 2018.

MAHANI, A. B. et al. Fluid Injection and Seismic Activity in the Northern Montney Play, British Columbia, Canada, with Special Reference to the 17 August 2015 Mw 4.6 Induced Earthquake. **Bulletin of the Seismological Society of America**, v. 107, n. 2, p. 542–552. 2017. DOI: 10.1785/0120160175. Disponível em: <https://pubs.geoscienceworld.org/bssa/issue/107/2>. Acesso em: 03 nov. 2018.

MANZOCCHI, T., CHILDS, C., & WALSH, J. J. Faults and fault properties in hydrocarbon flow models. **Geofluids**. 2010. DOI:10.1111/j.1468-8123.2010.00283.x. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1468-8123.2010.00283.x>. Acesso em: 03 nov. 2018.

MENG, L. *et al.* Risking fault reactivation induced by gas injection into depleted reservoirs based on the heterogeneity of geomechanical properties of fault zones. **Petroleum Geoscience**, v.23, n. 1, p. 29–38. 2016. DOI:10.1144/petgeo2016-031. Disponível em: <https://pubs.geoscienceworld.org/pg/issue/23/1>. Acesso em: 07 nov. 2018.

MITCHELL, T. M., & FAULKNER, D. R. 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**, v. 31, n. 8, p. 802–816. 2009. DOI:10.1016/j.jsg.2009.05.002. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/222975839_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. Acesso em: 12 nov. 2018.

ODLING, N. E. *et al.* Properties of fault damage zones in siliclastic rocks: a modelling approach. **Geological Society**, London, Special Publications, v. 249, p. 43-59. 2005. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/222975839_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. Acesso em: 12 nov. 2018.

OLIVELLA, S. *et al.* Numerical formulation for a Simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations**, v. 7, p. 87-112. 1995.

ORLIC, B., WASSING, B.B.T., GEEL, C.R. Field scale geomechanical modeling for prediction of fault stability during underground gas storage operations in a depleted gas field in the Netherlands. **TNO, Earth, Environmental and Life Sciences**, Utrecht, Holanda. 2013.

PASSELÈGUE, F., X, BRANTUT, N., & MITCHELL, T. M. Fault reactivation by fluid injection: Controls from stress state and injection rate. **Geophysical Research Letters**, v. 45, p. 12,837–12,846. 2018. DOI:10.1029/2018GL080470. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2018GL080470>. Acesso em: 12 nov. 2018.

PAUL, P, M.D. ZOBACK, AND P. HENNINGS. Fluid flow in a fractured reservoir using a geomechanically constrained fault zone damage model for reservoir simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**. 2007. DOI:10.2523/110542-

MS. Disponível em: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-110542-PA>. Acesso em: 03 jun. 2018.

RALEIGH, C. B et al. Faulting and Crustal Stress at Rangely, Colorado. **Geophysical Monograph Series**, p. 275–284. 1971. DOI:10.1029/gm016p0275.

Disponível em:

<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/GM016p0275>. Acesso em: 03 jun. 2018.

RANDOLPH T. W., LAUREL B. G., PETER S. M. Diagenetic controls on the evolution of fault-zone architecture and permeability structure: Implications for episodicity of fault-zone fluid transport in extensional basins. **GSA Bulletin**, v. 129, p. 464-478. 2017.

RUTQVIST, J. et al. Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 107, p. 31–44. mai. 2013. DOI:10.1016/j.petrol.2013.04.023.

Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410513001241> . Acesso em: 03 jun. 2018.

RUTQVIST, J. The Geomechanics of CO₂ Storage in Deep Sedimentary Formations. **Geotechnical and Geological Engineering**, v. 30, n. 3, p. 525–551. 2012.

DOI:10.1007/s10706-011-9491-0. Disponível em:

<https://link.springer.com/article/10.1007/s10706-011-9491-0>. Acesso em: 15 nov. 2018.

RUTQVIST, J. *et al.* Modeling of induced seismicity and ground vibrations associated with geologic CO₂ storage, and assessing their effects on surface structures and human perception. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 24, p. 64–77. 2014. DOI:10.1016/j.ijggc.2014.02.017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583614000553>. Acesso em: 15 nov. 2018.

SCHEUBER, E., ANDRIESEN, 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.

Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/019181419090008M>. Acesso em: 13 set. 2018.

SEYEDI, D. M., VU, M.-N., POUYA, A. A two-scale hydromechanical model for fault zones accounting for their heterogeneous structure. **Computers and Geotechnics**, v. 68, p. 8–16. 2015. DOI:10.1016/j.compgeo.2015.03.001. Disponível em:

<https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.elsevier-e5019001-0a26-3e3a-9d8e-14eb02420734>. Acesso em: 12 set. 2018.

SHELDON, J.W., HARRIS, C.D., BAVLY, D. A Method for General Reservoir Behavior Simulation on Digital Computers. **Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME**, n. 1521-G. 1960

SOLTANZADEH, H., HAWKES, C. D. Evaluation of caprock integrity during pore pressure change using a probabilistic implementation of a closed-form poroelastic

model. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 7, p. 30–38. 2012. DOI:10.1016/j.ijggc.2011.10.006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583611001988>. Acesso em: 03 mai. 2019.

SUMMERS, R.; BYERLEE, J. A note on the effect of fault gouge composition on the stability of frictional sliding. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, v. 14, n. 3, p. 155–160. 1977. DOI:10.1016/0148-9062(77)90007-9. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0148906277900079>. Acesso em: 03 mai. 2019.

TCHALENKO, J. S.; AMBRASEYS, N. N. Structural Analysis of the Dasht-e Bayaz (Iran) Earthquake Fractures. **Geological Society of America Bulletin**, v. 81, n.1, p. 41–60. jan. 1970. DOI:10.1130/0016-7606(1970)81[41:saotdb]2.0.co;2. Disponível em: <https://pubs.geoscienceworld.org/gsa/gsabulletin/article-abstract/81/1/41/6730/Structural-Analysis-of-the-Dasht-e-Bayaz-Iran?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 01 nov. 2018.

TCHALENKO, J. S., BRAUD, J. Seismicity and Structure of the Zagros (Iran): The Main Recent Fault between 33 and 35 degrees N. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, v. 277, n. 1262, p. 1–25. jul. 1974. DOI:10.1098/rsta.1974.0044. Disponível em: <https://royalsocietypublishing.org/doi/abs/10.1098/rsta.1974.0044>. Acesso em: 01 nov. 2018.

WIPRUT, D.; ZOBACK, M. D. Fault reactivation and fluid flow along a previously dormant normal fault in the northern North Sea. **Geology**, v. 28, n. 7, p. 595–598. 2000.

WIPRUT, D.; ZOBACK, M. D. Fault reactivation, leakage potential, and hydrocarbon column heights in the northern North Sea. **Norwegian Petroleum Society Special Publications**, v. 11, p. 203–219. 2002. DOI: 10.1016/S0928-8937(02)80016-9. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0928893702800169>. Acesso em: 22 nov. 2018.

YECK W. L. et al. Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquakes by reactivating a large preexisting basement fault structure. **Geophysical Research Letters**, v. 43, p.10198–10207. 2016. DOI:10.1002/2016GL070861. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016GL070861>. Acesso em: 07 fev. 2019.

ZHANG, H. *et al.* Evolution of cohesion and friction angle during microfracture accumulation in rock. **Natural Hazards**, v. 77, n. 1. 2015. DOI: 10.1007/s11069-015-1592-2. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11069-015-1592-2>. Acesso em: 03 jan. 2019.