# 2 Revisão Bibliográfica

O objetivo desta revisão bibliográfica é fornecer ao leitor uma visão global do universo onde este estudo está inserido. Para tanto, subdividiu-se este capítulo em cinco grandes partes para que os aspectos mais relevantes na análise de falhas sejam abordados de maneira concentrada e detalhada. Buscaram-se trabalhos desde a literatura clássica até os trabalhos mais atuais sobre o tema.

## 2.1. Falhas sob o ponto de vista geológico

## 2.1.1. Definições e características

Segundo USGS (*U.S. Geological Survey*), falha é uma fratura ao longo da qual os blocos da crosta terrestre, em ambos os lados, moveram-se um em relação ao outro paralelamente a fratura. Falhas podem ocorrer como um plano único, no entanto, quando a rocha sofre processos de falhamento repetidos, ou quando a rocha apresenta baixa resistência, observa-se não apenas uma falha única, mas uma zona de falha composta por inúmeras superfícies de falha subparalelas e interconectadas, conforme mostrado na Figura 2.1 (Davis & Reynolds, 1996).

Segundo Davis & Reynolds (1996), zonas de falha são regiões onde ocorreram fraturamentos e esmagamentos intensos da rocha, podendo variar de espessura de centímetros a quilômetros. O processo de falhamento, tanto para falhas discretas quanto para zonas de falha, depende de diversos fatores como: resistência da rocha, taxa de deformação, ambiente físico de deformação e a duração do processo.



Figura 2.1 – (a) falha e (b) zona de falha (San Andreas – Califórnia/EUA)

Outra estrutura importante formada durante o processo de falhamento é a rocha de falha. Davis & Reynolds (1996) definem que as rochas de falha são formadas pelos processos envolvendo esmagamento e fragmentação da rocha e dos minerais, relacionadas com um intenso fraturamento e deslizamento friccional ao longo das redes de microfissuras durante o movimento da falha. Salienta-se que dependendo dos minerais constituintes, condições e mecanismos de deformação, as rochas podem ser transformadas em diversas rochas de falha, conforme será abordado a seguir.

Em relação à estrutura das rochas de falha, os autores supracitados também afirmam que rochas de falha, geralmente, não apresentam foliações, ou qualquer outro tipo de orientação preferencial de minerais. Como resultado dos intensos processos de fraturamento, esmagamento e fragmentação têm-se a formação de rochas cataclásticas, as quais são constituídas por clastos angulares imersos em uma matriz rochosa fina. Como exemplo de rochas de falha, pode-se citar: brecha de falha, *gouge* de falha, cataclasito e milonito.

Segundo o dicionário geológico da Universidade de Brasília (UnB), brecha de falha, mostrada na Figura 2.2, é uma rocha fragmentária, típica de faixas tectonizadas, caracterizada por fragmentos grosseiros (clastos), angulosos, quebrados, fraturados e encurvados envolvidos por material mais fino de fraturamento e moagem, e por material cimentante. Além disso, a dilatação e o aumento de volume característicos desta rocha de falha implicam que sua formação ocorreu em ambientes de baixa pressão de confinamento e elevada pressão de fluido.



Figura 2.2 – Brecha de falha (fonte: http://www.earthscienceworld.org/)

Segundo Davis e Reynolds (1996) *gouge* de falha, conforme ilustrado na Figura 2.3, é uma rocha de falha argilosa muito fina de cor clara comumente encontrada ao longo de superfícies de falha e dentro de zonas de falha. O tamanho dos grãos geralmente é menor que 0.1 mm. As zonas de *gouge* podem ser delgadas ou apresentar metros de largura. A baixa resistência, característica friável e a elevada quantidade de argila presente indicam que o *gouge* de falha é formado em ambientes de baixa pressão e baixa temperatura.



Figura 2.3 – Gouge de falha (fonte: <u>http://earthquake.usgs.gov/</u>)

Como resultado do falhamento, pode-se formar a rocha de falha denominada de cataclasito, conforme mostrado na Figura 2.4. Os tamanhos dos grãos são equivalentes aos do *gouge* de falha, ou seja, menores que 0.1 mm, embora possa apresentar clastos visíveis. Davis e Reynolds (1996) afirmam que o tamanho muito pequeno dos grãos denota a intensa e contínua fragmentação dos fragmentos da rocha e dos seus cristais. A natureza coesiva do cataclasito reflete que a fragmentação ocorre em ambientes de elevada pressão e

temperatura. De maneira geral, as minúsculas partículas de material esmagado, que formam o cataclasito, são cimentadas por minerais metamórficos.



Figura 2.4 – Cataclasito (fonte: http://www.webpages.uidaho.edu)

Segundo Moraes (2004), os milonitos são rochas fortemente trituradas compostas geralmente por grãos finos, apresentando fluxo mineral e recristalização dinâmica, com foliação bem pronunciada apresentando lineação de minerais e clastos oriundos da rocha de origem, como pode ser observado na Figura 2.5.



Figura 2.5 – Milonito (fonte: http://www.rc.unesp.br)

O reconhecimento de rochas de falha, assim como de litologias em ambientes de extração de hidrocarbonetos, principalmente nos casos *offshore*, torna-se difícil, uma vez que a visualização não é possível, ao contrário do que ocorre nos afloramentos. Portanto, a indústria do petróleo desenvolveu técnicas para suprir esta necessidade, como por exemplo: perfis de raios gama, de densidade, além de amostras e o uso do próprio poço. Mais detalhes sobre estas e outras técnicas podem ser encontradas nos trabalhos de Bassiouni (1994) e Doyen (2007).

Em relação às rochas de falha, nos últimos anos uma grande quantidade propriedades microestruturais e petrofísicas tem sido coletada (Fisher & Knipe,

1998, 2001). Baseado em detalhes microestruturais e propriedades petrofísicas de mais de duas mil rochas de falha recuperadas de reservatórios de petróleo, Fisher & Knipe (2001) elencaram os principais fatores que controlam as propriedades de fluxo de rochas de falha, conforme segue:

- a) quantidade de argila na rocha de origem (protólito) no momento do processo de falhamento;
- b) estado de tensões e temperatura de deformação;
- c) porosidade de momento do processo de falhamento;
- d) tamanho dos grãos do protólito.

## 2.1.2. Processo de formação de falhas

A análise da dinâmica do processo de falhamento permite compreender a razão pela qual as falhas são convenientemente separadas em três diferentes tipos: falha normal, falha reversa e falha transcorrente.

Partindo do pressuposto de que as direções das tensões principais são direções de tensões cisalhantes nulas, a superfície da Terra deve ser um plano principal contendo duas das três direções principais. A terceira direção de tensão principal é orientada perpendicularmente a esse plano principal. Portanto, para qualquer ponto ela é vertical, isto é, perpendicular à superfície, assumindo que a Terra é idealmente esférica (Anderson, 1951 apud Davis & Reynolds, 1996).

De acordo com a teoria de Anderson, podem-se definir três regimes de falha, conforme citado anteriormente, os quais são governados pelas magnitudes das tensões principais atuantes, como pode ser observado no Quadro 2.1 e na Figura 2.6.

Regime	Tensões		
	S <sub>1</sub>	<b>S</b> <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>
Normal	Sv	S <sub>Hmax</sub>	S <sub>Hmin</sub>
Reversa	S <sub>Hmax</sub>	S <sub>Hmin</sub>	Sv
Transcorrente	S <sub>Hmax</sub>	Sv	S <sub>Hmin</sub>

Quadro 2.1 – Magnitude das tensões e regimes de falha



Figura 2.6 – Classificação dos regimes de falha de acordo com Anderson – adaptado de Zoback (2007)

No regime de falhas normais ocorre um movimento aparente onde a capa desce em relação à lapa, conforme ilustrado na Figura 2.7 e na Figura 2.8.



Figura 2.7 – Movimento relativo da falha normal

Em relação ao seu ambiente tectônico, as falhas normais ocorrem em ambientes extensionais, sendo as estruturas predominantes na formação dos limites de placas divergentes. Com a descoberta da expansão dos fundos oceânicos e da tectônica de placas na década de 1960, o processo de falhamento normal se tornou reconhecido como a classe dominante ao longo dos centros de expansão mesoceânica (Davis & Reynolds, 1996).



Figura 2.8 – Falha normal em El Salvador na América Central (fonte: <u>http://www.geology.wisc.edu</u>)

No regime de falhas reversas ocorre um movimento aparente onde a capa sobe em relação à lapa, conforme ilustrado na Figura 2.9 e na Figura 2.10.



Figura 2.9 – Movimento relativo da falha reversa

Nos planos deste tipo de falha, as rochas são intensamente deformadas gerando rochas típicas de falha: brechas e cataclasitos. De maneira geral, ocorrem em qualquer ambiente compressivo ou convergente com rochas comportando-se de modo frágil (Paciullo, 2009).



Figura 2.10 – Falha reversa no Japão (fonte: http://rst.gsfc.nasa.gov)

Falhas transcorrentes, mostradas na Figura 2.11 e Figura 2.12, são geralmente verticais e acomodam cisalhamento horizontal paralela a direção de mergulho do plano de falha. Seus traços na superfície podem ser retilíneos ou curvos e seus deslocamentos são definidos em movimentos destrais (lateral para direita) e sinistrais (lateral para esquerda) (Paciullo, 2009).



Figura 2.11 – Movimento relativo da falha transcorrente



Figura 2.12 – falha transcorrente (fonte: http://geology.uprm.edu)

Maiores detalhes sobre os tipos de falhas supracitados, bem como sua estrutura e processo de gênese podem ser encontrados nos trabalhos de Davis & Reynolds (1996), Lockzy & Ladeira (1976), Ramsay & Hubber (1987) e Twiss & Moores (1992).

## 2.1.3. Aspectos mecânicos de zonas de cisalhamento

As zonas de cisalhamento podem ser divididas em: (i) zonas de cisalhamento frágil e (ii) zonas de cisalhamento dúctil (Moraes, 2004). Ramsay & Hubber (1983) e Passcheir & Trouw (1996) relacionam as zonas de cisalhamento frágil com o conceito de falhas, conforme apresentado anteriormente. Conforme salientado por Moraes (2004) existe uma transição frágil-dúctil entre os comportamentos frágil e dúctil das zonas de cisalhamento, conforme apresentado na Figura 2.13.



Figura 2.13 – Expressão estrutural dos comportamentos de zonas de cisalhamento (adaptado de Moraes, 2004)

Moraes (2004) também define os ambientes de formação das zonas de cisalhamento. As zonas de cisalhamento frágil geralmente se apresentam com planos de falha bem definidos, ocorrendo na maior parte das vezes em níveis estruturais mais rasos. Nas zonas dúcteis a variação das deformações se dá de

forma relativamente contínua ocorrendo em ambientes mais profundos, nos quais as elevadas temperaturas e pressões são relevantes.

Conforme já citado anteriormente, podem-se ter diferentes tipos de rochas nas zonas de cisalhamento, as quais são dependentes principalmente da composição da rocha de origem, das condições de temperatura, do regime de confinamento e pelo regime de deformações ao qual a rocha de origem foi imposta. As zonas de cisalhamento frágil apresentam, geralmente, material rochoso mais granular, como por exemplo, as brechas de falha e cataclasitos. No caso de zonas de cisalhamento dúcteis estão relacionadas à formação de milonitos. Nas zonas de transição frágil-dúctil, observa-se a presença do *gouge* de falha, que é um material que apresenta poucos fragmentos imersos em uma matriz muito fina.

Uma zona de cisalhamento encontrada principalmente em rochas porosas como arenitos é a chamada banda de deformação onde predominam a redução da porosidade, forte quebramento e redução do tamanho dos grãos bem como a presença de fluxo cataclástico, podendo estar relacionada à percolação de fluidos durante sua formação (Moraes, 2004).

## 2.2. Falhas sob o ponto de vista de simulação de fluxo

## 2.2.1. Potencial selante de falhas

O selo da falha é um dos principais fatores controladores de acumulação de hidrocarbonetos e trapeamento volumétrico, podendo ter uma influência significativa no desempenho do reservatório durante a produção (Jones & Hillis, 2003).

Færseth et al. (2007) afirmam que, apesar das diversas publicações a respeito do controle da capacidade selante de falhas, ainda existe uma lacuna significante de precisão no que diz respeito à arquitetura da zona de falha e sua capacidade selante. As limitações da resolução sísmica são responsáveis pela introdução de incertezas com respeito aos fatores que apresentam importância significativa nas avaliações do selo de falhas. Uma maior resolução sísmica pode incluir múltiplos planos de falha dentro das zonas de falha e deformações locais das rochas adjacentes, conforme ilustrado pela Figura 2.19 (Wibberley et al., 2008).

A ilustração apresentada na Figura 2.14 se refere a uma seção transversal de zonas potenciais de trapeamento de hidrocarbonetos formada por uma sequência de areia-folhelho a partir de um regime de falhas normais (FÆRSETH et al., 2007).

Em relação à Figura 2.14, Færseth et al. (2007) dividem os reservatórios em dois grupos. O primeiro grupo é o reservatório auto-separado (*self-separated*), no qual o reservatório está totalmente separado através da falha. Se o reservatório está justaposto a um folhelho através da falha, este selo é denominado de selo de justaposição (*juxtaposition seal*). O segundo grupo é formado pelo reservatório auto-justaposto (*self-juxtaposed*), onde o reservatório está parcialmente justaposto com ele mesmo através da falha. Para prevenir o escape de fluido, um selo de membrana (*membrane seal*) é necessário ao longo deste tipo de justaposição. Cabe salientar que selo de membrana pode ser definido, segundo Watts (1987), como uma rocha de falha com elevada pressão capilar devido ao processo de *smear*, cimentação, cataclase ou pela combinação destes processos.



Figura 2.14 – Ilustração esquemática mostrando zonas potenciais de trapeamento de hidrocarbonetos (Færseth et al., 2007)

Outra estrutura importante, apresentada na Figura 2.14, é o *shale smear* que permite a separação, em termos de conectividade hidráulica ao longo do plano da falha, entre dois reservatórios justapostos. Lindsay et al. (1993) afirmam que o *shale smear* é formado por um ou pela combinação dos seguintes mecanismos: abrasão ou cisalhamento. A continuidade do *shale smear* tem sido examinada para uma ampla faixa de *Shale Smear Factor* (SSF), o qual é

definido pela razão entre o rejeito da falha e a espessura do deslocamento entre a camada de folhelho, definido pela Equação 2.2.

Færseth et al. (2007) afirmam que o risco da capacidade selante de falhas é a probabilidade de que o material da zona de falha seja capaz de selar uma específica coluna de hidrocarboneto mantendo-se como uma barreira de fluxo transversal numa escala de tempo geológica; este selo é denominado estático.

As análises de capacidade selante de falhas, comumente utilizadas pela indústria do petróleo, têm sido realizadas utilizando *Shale Gouge Ratio* (SGR) definido por Yielding et al. (1997) e Fristard et al. (1997), que consiste em uma estimativa da concentração de argila ou folhelho dentro do *gouge*, mapeado na superfície central da falha (Al-Busafi, 2005). Yielding et al. (1997) referem-se a capacidade selante de falha como o menor valor mapeado de SGR.

Utilizando dados de afloramentos e de falhas offshore com grandes deslocamentos localizadas na Noruega, Færseth et al. (2007) apresentam um critério para quantificar a capacidade selante de falhas, conforme será descrito brevemente a seguir.

A primeira metodologia busca determinar a presença e as propriedades dos selos de membrana, de maneira geral, isto é realizado através da aferição de dados de pequenas falhas que são extrapolados para prever as propriedades hidráulicas de falhas em escala sísmica. Outra metodologia comumente empregada não leva em consideração a arquitetura da zona de falha e baseia-se em algoritmos para prever a capacidade selante de falhas. Estes algoritmos focam na possibilidade de ocorrência de *shale smearing* dentro das zonas de falha e geralmente expressa a relação entre o rejeito da falha e a quantidade de argila e folhelho nas rochas de origem. Os principais algoritmos empregados são: (i) *Shale Gouge Ratio* – SGR e o (ii) *Shale Smear Factor* – SSF.

O SGR é calculado a partir do conteúdo de argila médio dos estratos siliclásticos adjacentes à falha, da distribuição de rejeitos da falha e das espessuras das unidades estratigráficas envolvidas, conforme a Equação 2.1. A Figura 2.15 ilustra as variáveis envolvidas no cálculo do SGR.





$$SGR = \frac{\sum (Vsh_i \times \Delta z_i)}{\sum t}$$
(2.1)

Onde:

 $V_{shi}$  é o volume de argila em cada horizonte;

 $\Delta z_i$  é a espessura de cada camada;

*t* é o rejeito de falha (o somatório indica o rejeito de cada camada).

Yielding (2002) sugere que valores de SGR maiores do que 15 – 20% indicam o predomínio de argila no *gouge* de falha, enquanto que valores de SGR menores do que 15 – 20% indicam que uma baixa quantidade de argila no *gouge* de falha, que pode estar relacionada com uma zona cataclástica ou de desagregação. A calibração de dados de bacias indicou que um SGR de cerca de 20% é um limite típico da transição selo/condutor (Fristad et al., 1997, Yielding et al., 1997 e Yielding, 2002).

O SSF é usado para prever a continuidade e a capacidade selante do *smear*. Lindsay et al. (1993) aferiram a continuidade do *smear* ao longo de falhas a partir de afloramentos em sequências de arenito-folhelho. De forma avaliar o efeito do *shale smearing*, Lindsay et al. (1993) introduziram o SSF, que é dado pela razão entre o rejeito da falha e a espessura da camada de folhelho, conforme apresentado na Figura 2.16. A Equação 2.2 mostra o cálculo do SSF.



Figura 2.16 – Esquema para o cálculo do SSF (Lindsay et al., 1993)

$$SSF = \frac{T}{t}$$
(2.2)

Onde:

T é o rejeito da falha;

t é a espessura da camada de folhelho.

Færseth (2006) utilizou a metodologia desenvolvida por Lindsay et al. (1993) para avaliar grandes falhas. Os resultados obtidos permitiram a conclusão de que para valores de SSF  $\leq$  4 *shale smears* contínuos ao longo da grandes falhas podem ser esperados. Para valores de SSF entre 4 – 6 *shale smears* são prováveis. Valores de SSF > 6 são improváveis ao longo de grandes falhas. Além disso, foi concluído que existe uma tendência clara de que baixos valores de SSF estão associados a falhas grandes, isto é, rejeitos maiores do que 100 metros.

Uma grande limitação destas metodologias, principalmente o SGR, é que ela é derivada para uma superfície única de falha. Færseth et al. (2007) afirmam que as zonas de falha são contêm diversas superfícies de deslizamento, portanto, o diagrama de justaposição que assume uma falha única não representa realisticamente a seção transversal da falha. Consequentemente, isto impacta o cálculo dos valores de SSF e SGR assim como a capacidade selante da falha.

Considerando a utilização de SGR, Wibberley et al. (2008) salientam que o SGR representa a composição *upscaled* da rocha de falha, embora isto possa não representar detalhadamente sua estrutura interna, nos quais diferentes componentes podem estar presentes (*smears*, cataclases). Esta constatação pode ser observada através da Figura 2.17, onde se comparou a quantidade de

argila presente em zonas de falha da falha Moab (Utah – EUA) com o método SGR, originalmente determinado por Yielding (2002).



Observed proportion of shaley gouge in fault zone

Figura 2.17 – Comparação da quantidade de argila observada e calculada com o método SGR (Wibberley et al., 2008)

A complexidade das zonas de falha foi dividida por Færseth et al. (2007) em duas categorias, sendo a categoria 1 composta por zonas de falha com *shale smear* contínuo (ocorre em situações onde a camada de folhelho fonte apresenta uma espessura significante) e a categoria 2 onde a zona de falha apresenta diversas superfícies de deslizamento formando uma mescla de diferentes litologias e rochas de falha. Exemplos destas categorias então apresentadas nas Figuras 2.18 e 2.19.



Figura 2.18 – Categoria 1: Falha normal com rejeito de 200 – 250 m no reservatório do campo de Brage no Mar do Norte (Færseth, 2006).



Figura 2.19 – Categoria 2: Falha normal com rejeito de 210 m no campo de *Visund* no Mar do Norte (Færseth et al., 2007).

Færseth (2006) e Færseth et al. (2007) salientam que, ao contrário das metodologias, diversas litologias, além do folhelho-argila, como carvão, siltito, carbonato podem contribuir para a baixa permeabilidade do *gouge* de falha.

Færseth et al. (2007) desenvolveram um metodologia para avaliar a capacidade selante de falhas normais em uma sequência de arenito-folhelho, baseado em perfurações e amostragens de grandes falhas *offshore* e de afloramentos da Noruega. No diagrama desenvolvido (Figura 2.20), os tipos de potencial selante são divididos em quatro categorias com respeito à probabilidade de falha selante (PFS), conforme segue.

• 0.7 < PFS < 1.0 – Selo de Justaposição

Falhas são provavelmente selantes se elas justapõem um reservatório de arenito contra uma litologia impermeável através da superfície da falha. No entanto, deve-se atentar para o fato de que litologias consideradas como impermeáveis podem apresentar pontos permeáveis de possível escape de fluido.

• 0.5 < PFS < 0.7 – *Clay-Shale Smear* 

A principal incerteza associada com o selo está relacionada com a continuidade do *smear*. Para valores de SSF menores do que 4 existe uma elevada probabilidade de se formar uma camada intacta de *shale smear* ao longo da falha.

• 0.3 < PFS < 0.6 – Justaposição Arenito-Arenito

O risco associado a essa faixa de valores de PFS é causado pela possibilidade de vazamento devido à comunicação arenito-arenito através das zonas de falha. De forma a reduzir a incerteza desta faixa de valores, os autores sugerem a avaliação dos seguintes parâmetros: profundidade (associada à possibilidade de cimentação do quartzo) e SGR (associado à quantidade de argila/folhelho).

• 0 < PFS < 0.3 – Reservatório Auto-Justaposto

Esta faixa de valores é assinalada para a probabilidade de falha selante onde o reservatório de arenito está parcialmente justaposto através da superfície da falha para baixas profundidades (menores de 2500 m). Como resultado do cisalhamento com rearranjo de grãos e densificação, bem como reações diagenéticas, o plano de falha se torna menos permeável do que as rochas adjacentes.

Borba et al. (2004) apresentam as quatro principais abordagens utilizadas para a quantificação do potencial selante das falhas, conforme segue:

- a) Justaposição: supõe que um reservatório permeável em contato por uma falha com outro igualmente permeável poderá transmitir fluido e pressão através da falha;
- b) Gouge de falha: considera que a formação de uma rocha de falha formará uma zona de pressão capilar mais elevada e permeabilidade mais reduzida que permitirá selar uma determinada coluna de fluido, restringindo o fluxo;
- c) Cimentação/diagênese: considera as zonas de falha como locais para a precipitação de cimentos, devido à percolação de fluidos ao longo da história geológica, favorecida pela tendência de incremento da permeabilidade vertical ao longo dos planos de cisalhamento;
- d) Geomecânica: considera o campo de tensões atual, pressão de fluidos, o comportamento mecânico e a geometria das estruturas presentes.

Como salientado pelos autores supracitados, estes fatores podem atuar em conjunto, no entanto um deles pode ser predominante. Analisando campos de gás do Mar do Norte, Tabor et al. (2003) sugerem que no início da evolução de uma zona de falha, o mecanismo de justaposição é dominante, evoluindo para o mecanismo de *gouge* de falha. Com a evolução da bacia, em condições de elevado soterramento, mecanismos de cimentação são dominantes.



Figura 2.20 – Aspectos da avaliação do selo da falha para grandes falhas através da probabilidade de falha selante (Færseth et al., 2007).

Berg (1975) define potencial selante como a capacidade que a falha tem de reter um diferencial de pressão exercido por uma coluna de hidrocarboneto, através da seguinte equação:

$$P = (\rho_w - \rho_o)gh \tag{2.3}$$

 $\rho_w$  é a densidade da água;

 $\rho_o$  é a densidade do óleo ou gás;

g é a aceleração da gravidade,

*h* é a altura da coluna de hidrocarboneto.

O mecanismo físico envolvido nesta equação sugere que quando a pressão *P* supera a pressão capilar da zona de falha, é atingida a pressão de deslocamento e o selo é rompido. Após a ruptura do selo, a permeabilidade da zona de falha passa a ser fundamental no comportamento do reservatório (Sverdrup et al., 2003).

A capacidade do selo de manter a queda de pressão pelo tempo geológico (milhões de anos) é denominada de capacidade selante estática. Por outro lado, a capacidade de manter a queda de pressão ao longo da vida útil de um campo é denominada de capacidade selante dinâmica (Harris et al., 2002). A capacidade selante dinâmica pode ser determinada através da combinação da pressão capilar e a permeabilidade do *gouge* de falha (Yielding et al., 1999).

Segundo Harris et al. (2002), em uma situação de produção, onde a extração de hidrocarbonetos de um lado da falha é muito maior do que o fluxo de óleo através da falha, é provável que exista uma queda substancial de pressão através da falha, influenciando no comportamento do reservatório.

Portanto, a simulação de fluxo em meios que apresentam estruturas geológicas complexas como zonas de falha devem levar em consideração que estas estruturas podem impactar na produção do campo ao longo do tempo. Do ponto de vista de simulação de fluxo, Al-Busafi (2005) divide as falhas em dois grupos, onde o primeiro se refere às falhas que apresentam elevada permeabilidade, ou seja, facilitam a passagem de fluido. O segundo grupo se refere às falhas que atuam como selos ou barreiras de fluxo.

A grande dificuldade para os engenheiros é considerar as estruturas geológicas de maneira realística, de forma que quando inseridas em um simulador de fluxo possam gerar respostas consistentes e confiáveis. Outro ponto de importância fundamental é a análise da variação de tensões na zona de falha durante a produção, o que, assim como no problema de fluxo, apresenta dificuldades em relação à escolha de modelos constitutivos que representem fielmente o comportamento mecânico da zona de falha.

A Figura 2.21 apresenta o mapa estrutural de um campo de petróleo da Petrobras, denominado Pilar, localizado no Nordeste do Brasil (Borba et al. 2004), onde se pode observar a grande complexidade do modelo geológico. Borba et al. (2004) também apresentam a seção sísmica do campo de Pilar,

enfatizando a falha número 2 e as acumulações de óleo, destacadas com círculos verdes e gás, destacadas em laranja, como pode ser observado na Figura 2.22.

Para a consideração da falha de forma realística quando comparada com a condição do campo, é necessário compreender alguns aspectos como: (i) estrutura das falhas, (ii) o que governa seu comportamento hidráulico e (iii) que processos dominam o preenchimento das zonas de falha. Portanto, o comportamento selante ou não selante de uma falha é um tema bastante complexo, principalmente devido ao fato de que o comportamento hidráulico da falha varia ao longo do espaço e do tempo (Borba et al. 2004).



Figura 2.21 – Mapa estrutural do campo de Pilar (Borba et al., 2004)



Figura 2.22 – Seção sísmica do campo de Pilar (Borba et al., 2004)

Um aspecto importante relacionado ao potencial selante da falha é o número de fases que o fluido apresenta, isto é, fluxos monofásicos (água salgada) e fluxos multifásicos (água salgada, óleo ou gás), pois os mecanismos físicos relacionados são diferentes (Al-Busafi, 2005).

Conforme abordado por Al-Busafi (2005), fluxos monofásicos podem ser restritos devido ao contraste de permeabilidades entre a zona de falha e as rochas adjacentes, ou seja, devido à baixa permeabilidade da zona de falha quando comparada com a permeabilidade das rochas ao redor. Para o caso de fluxos multifásicos, a restrição do fluxo pela falha pode também ser resultado de efeitos de capilaridade.

### 2.2.2. Consideração da falha em simuladores de fluxo

Falhas em reservatórios podem ser amostradas em baixa resolução através da sísmica ou em alta resolução através de poços. A interpretação sísmica fornece informações sobre a localização e deslocamentos de grandes falhas, no entanto não consegue fornecer a resolução da estrutura em pequena escala dentro da zona de falha (Manzocchi et al., 1999). Os autores supracitados também afirmam que amostras provenientes do reservatório podem ser usadas para aferir propriedades diretamente das zonas de falha. No entanto, as zonas de falha são estruturas heterogêneas complexas e anisotrópicas que variam de composição e espessura, quando comparadas simplesmente com uma amostra de um poço.

Manzocchi et al. (1999) afirmam também que a previsão de fluxo através da zona de falha requer um modelo da estrutura da zona de falha em uma resolução que não pode ser obtida por nenhuma fonte de dados.

Em modelos de simulação de produção, normalmente construídos utilizando o Método das Diferenças Finitas, a transmissibilidade é definida como a condutância que aparece em problemas de transferência de massa, isto é, fluxo de massa de óleo, água e gás em meios porosos (Al-Busafi, 2005). A transmissibilidade depende da geometria do bloco do grid, da permeabilidade e do *net-to-gross ratio* (Hegre et al., 1986). Cabe ressaltar que o cálculo da transmissibilidade entre os blocos difere dependendo da geometria usada, isto é, quando se usa bloco centrado, *corner point* ou radial. Considerando que os modelos usados para os reservatórios estudados foram construídos usando grid

do tipo *corner point* e simulados através do software Eclipse 300<sup>™</sup>, será apresentado aqui apenas a transmissibilidade para esse caso.

O exemplo de cálculo da transmissibilidade usando *grid* do tipo *corner point* no simulador de fluxo Eclipse 300<sup>™</sup> mostrado a seguir foi baseado no trabalho de Al-Busafi (2005), que apresenta o mesmo cálculo para o Eclipse 100<sup>™</sup>. Segundo o manual do Eclipse (Schlumberger, 2009) a metodologia de cálculo usada em ambas as versões é a mesma.

A geometria utilizada para exemplificação do cálculo da transmissibilidade está apresentada na Figura 2.23.



Figura 2.23 – Esquemas dos blocos do corner point grid (Al-Busafi, 2005)

A distância entre o centro da célula B e o centro da face relevante da célula B é dada pela magnitude do vetor  $d_B$ . A posição do vetor do centro do volume da célula B,  $v_I$ , é determinada calculando a média das oito vetores posição dos vértices, conforme a Equação 2.4:

$$v_1 = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^{8} c_i \tag{2.4}$$

A posição do vetor do centro da face frontal da célula B,  $v_2$ , é determinada calculando a média das quatro vetores posição dos vértices, conforme a Equação 2.5:

$$v_2 = \frac{1}{4} (c_2 + c_4 + c_6 + c_8)$$
(2.5)

Logo, o vetor  $d_B$  é dado por:

$$d_{B} = v_{2} - v_{1} \tag{2.6}$$

O vetor  $d_A$  pode ser obtido da mesma maneira. A área de contato entre as células A e B é denominada de  $A_c$ . Geralmente, a área normal projetada na direção do fluxo é diferente da área de contato  $A_c$ . A Figura 2.24 ilustra a diferença entre as áreas.



Figura 2.24 – Blocos do grid distorcidos (Al-Busafi, 2005)

Considerando a Figura 2.24, podem-se calcular as áreas projetadas na direção do fluxo,  $A_A$  e  $A_B$ , como segue:

$$A_{A} = A_{C} \left( \hat{\boldsymbol{n}} \cdot \hat{\boldsymbol{d}}_{A} \right) = A_{C} \cos \alpha_{A}$$
(2.7)

$$A_{B} = A_{C} \left( \hat{\boldsymbol{n}} \cdot \hat{\boldsymbol{d}}_{B} \right) = A_{C} \cos \alpha_{B}$$
(2.8)

Onde:

1

 $\hat{n}$  é o vetor unitário normal a área  $A_c$ ;

 $lpha_{_A}$ é o ângulo entre e vetor unitário normal  $(\hat{\pmb{n}})$  e o vetor  $\pmb{d}_A$ ;

 $lpha_{\scriptscriptstyle B}$ é o ângulo entre e vetor unitário normal  $(\hat{\pmb{n}})$  e o vetor  $d_{\scriptscriptstyle B}$ .

Os vetores unitários  $\hat{d}_{A}$  e  $\hat{d}_{B}$  são calculados pelas seguintes expressões:

$$\hat{\boldsymbol{d}}_{A} = \frac{\boldsymbol{d}_{A}}{\boldsymbol{d}_{A}} \tag{2.9}$$

$$\hat{\boldsymbol{d}}_{B} = \frac{\boldsymbol{d}_{B}}{\boldsymbol{d}_{B}} \tag{2.10}$$

Onde:

 $d_A$  é a magnitude do vetor  $d_A$ ;

 $d_B$  é a magnitude do vetor  $d_B$ .

De posse de toda a geometria necessária, a transmissibilidade entre as células A e B, denominada  $T_{AB}$ , é definida no Eclipse 300<sup>TM</sup> a partir da Equação 2.11:

$$T_{AB} = \frac{C_d T_{mult}}{\frac{1}{T_A} + \frac{1}{T_B}}$$
(2.11)

Onde:

 $C_d$  é a constante de Darcy que pode assumir dois valores ( $C_d$  = 0.00852702 em unidades métricas e  $C_d$  = 0.00112712 em unidades de campo – *field*);

 $T_{mult}$  é o multiplicador de transmissibilidade absoluta que permite ao usuário mudar a transmissibilidade de maneira a levar em conta características como fraturas, falhas, etc.

As transmissibilidades das células A e B podem ser calculadas a partir das Equações 2.12 e 2.13:

$$T_A = k_A N_A \frac{A_A}{d_A}$$
(2.12)

$$T_B = k_B N_B \frac{A_B}{d_B}$$
(2.13)

Onde:

 $k_A$  e  $k_B$  são as permeabilidades absolutas das células A e B respectivamente;

*N*<sub>A</sub> e *N*<sub>B</sub> são *net-to-gross ratio* de cada célula.

Para o cálculo da transmissibilidade entre células de um modelo de simulação de reservatórios, faz-se uso da Equação 2.11. No entanto, o parâmetro  $T_{mult}$  necessita ser compreendido para que possa ser inserido pelo usuário na simulação.

Como mencionado anteriormente, as falhas representam uma zona tridimensional complexa, o que representa um problema no universo de simulação de reservatórios. Portanto, engenheiros que trabalham neste campo tiveram que desenvolver um artifício para representar zonas de falha. A principal motivação disto, é que a maior parte dos simuladores foi projetada para resolver barreiras de fluxo unidimensionais, ao invés das zonas de falhas encontradas na natureza (Al-Busafi, 2005). O autor supracitado também salienta que a representação de zonas de falha tridimensionais é possível em modelos simples de reservatórios com geometria bem definida considerando apenas falhas verticais e retas.

Considerando isso, foi criado o conceito de multiplicador de transmissibilidade de falha, que representa as propriedades estáticas de uma zona de falha tridimensional real, por exemplo, permeabilidade e geometria, as quais são representadas por um único escalar. Este escalar, denominado de multiplicador de transmissibilidade absoluto, é inserido na equação que calcula a transmissibilidade entre células do modelo de reservatórios (Equação 2.11), de forma que seja levando em consideração de maneira global. Portanto, o

multiplicador de transmissibilidade expressa o grau de redução do fluxo através das conexões do reservatório conferido pela zona de falha (Al-Busafi, 2005).

De forma a capturar as propriedades estáticas das zonas de falha usando o conceito de multiplicadores de transmissibilidade é necessário o conhecimento da espessura e permeabilidade das zonas de falha (Manzocchi et al., 1999 e Al-Busafi, 2005).

#### • Espessura de zonas de falha

Segundo Al-Busafi (2005), a espessura da zona de falha é definida como a separação entre as superfícies de deslizamento externas (onde mais de uma estão presentes).

Compilações de dados de afloramentos de falhas demonstraram uma relação aproximadamente linear entre deslocamento das zonas de falha e a espessura da falha ( $t_f$ ) (Manzocchi et al., 1999).

A Figura 2.25, apresentada por Manzocchi et al. (1999), resume os dados compilados por Hull (1988), dados de falhas do arenito de Nubian em Sinai Ocidental (Knott et al., 1996), falha Moab em SE Utah (Foxford et al., 1998) e falhas na seqüência de arenitos/folhelhos de Westphalian em Lancashire, UK (Walsh et al., 1998).





Na Figura 2.25 também estão plotados valores (linha preta cheia) de acordo com a relação  $t_f = d/66$  de maneira a definir um valor de espessura média. Conforme observado pelos autores, a relação  $t_f = d/66$  tende a subestimar os valores de espessura da falha para falhas pequenas, no entanto eles afirmam

que falhas com deslocamentos menores de 1 metro raramente são incorporadas em modelos de simulação de fluxo de produção. De maneira geral, para as 200 espessuras de falha distribuídas (círculos cinza pequenos), existem duas relações que podem ser usadas para relacionar espessura da falha com o deslocamento: (i) valor médio utiliza-se  $t_f = d/66$  e (ii) para média harmônica dos dados utiliza-se  $t_f = d/170$ .

### Permeabilidade de zonas de falha

A determinação da permeabilidade de zonas de falha está ligada, principalmente, nos últimos anos, a análises de capacidade selante de falhas em sequências de arenitos e folhelhos, como consta nos trabalhos de Bouvier et al., 1989; Gibson, 1994; Fristad et al., 1997; Yielding et al., 1997. Estas análises, comumente utilizadas pela indústria do petróleo, têm sido realizadas utilizando *Shale Gouge Ratio* (SGR) conforme já explicitado anteriormente. Cabe salientar que, de maneira geral, os folhelhos representam um selo capilar externo eficiente e uma barreira de baixa permeabilidade devido ao seu pequeno tamanho de poros.

Harris et al. (2002) realizaram estudos usando dados de pressão dinâmica em falhas nos campos de *Strathspey* e *Gullfaks* mostrando que existe uma relação entre a composição do material da zona de falha e a permeabilidade. Os autores observaram, também, a existência de uma relação entre SGR e a queda da pressão dinâmica através da falha.

Manzocchi et al. (1999) relacionaram valores de SGR com valores de permeabilidade usando dados de permeabilidade de *gouges* de falha com diversas concentrações de argila. Os autores supracitados resumiram a relação entre a fração volumétrica de argila ( $V_{sh}$ ) e a permeabilidade de rochas de falha, apresentado na Figura 2.26, usando diferentes fontes de dados (Antonellini e Aydin, 1994; Knai, 1996; Gibson, 1998; Ottesen Ellevset et. al., 1998).



Figura 2.26 – Permeabilidade (escala logarítmica) em função da fração volumétrica de argila (Manzocchi et al., 1999)

Em relação aos dados apresentados na Figura 2.26, os círculos preenchidos se referem a bandas de deformação cataclásticas, os círculos vazados se referem às bandas de deformação, os quadrados preenchidos se referem aos *gouges* argilosos. A zona denominada (i) representa as bandas de deformação cataclástica, a zona (ii) rochas de falhas filossilicatas e a zona (iii) *shale smear*. A linha denominada K representa valores médios baseados em testemunhos provenientes do campo de Heidrun, usada em uma simulação de fluxo (Knai, 1996).

Pela análise dos dados da Figura 2.26, pode-se perceber, de maneira geral, um decréscimo da permeabilidade na zona de falha com o aumento da quantidade de argila/folhelho. Além disso, para uma mesma quantidade de argila observou-se um grande variação da permeabilidade.

As curvas, apresentada na Equação 2.14, representam a relação usada por Manzocchi et al. (1999) para a permeabilidade em função do SGR (assumido como equivalente quantidade de argila presente na rocha de falha) e do deslocamento. As curvas são dadas para d = 1mm (linha tracejada), d = 10cm, d= 1m, d = 10m e d = 1km (linha cheia).

$$\log k_f = -4SGR - 0.25\log(d) \times (1 - SGR)^5$$
 (2.14)  
Onde:

 $k_f$ é a permeabilidade da rocha de falha em mD;

d é o deslocamento da falha;

SGR é o Shale Gouge Ratio.

Al-Busafi (2005) afirma que na Equação 2.14, o primeiro termo reflete a diminuição da permeabilidade devido ao *shale smear* ao longo do plano de falha e que o segundo termo reflete a redução da permeabilidade devido a um comportamento que sugere litologias com baixos teores de argila.

Manzocchi et al. (1999) afirmam que a influência do deslocamento (*d*) na permeabilidade da zona de falha, de acordo com a Equação 2.14, é pequena para baixas quantidades de argila, portanto a Equação 2.14 não fornece estimativas confiáveis de permeabilidade para SGR  $\rightarrow$  0.

De posse dos valores de espessura e permeabilidade da zona de falha, pode-se calcular o valor do multiplicador de transmissibilidade. Este valor é usado para substituir  $T_{mult}$ , que aparece na Equação 2.11, permitindo o cálculo da transmissibilidade entre as células do modelo sem que seja incluída a zona de falha discretamente, isto é, usando o multiplicador de transmissibilidade absoluto.

De forma a ilustrar o cálculo do multiplicador de transmissibilidade absoluto,  $TM_{abs}$ , considere a duas células A e B, apresentadas na Figura 2.27, separadas por uma falha com permeabilidade  $k_t$ e espessura  $t_f$  (Al-Busafi, 2005).



Figura 2.27 – Esquemas dos blocos separados pela falha e usando o multiplicador de transmissibilidade absoluto,  $TM_{abs}$  (Al-Busafi, 2005)

O multiplicador de transmissibilidade absoluto da falha,  $TM_{abs}$ , é definido como a razão entre a transmissibilidade dos blocos entre duas células considerando a falha e sem considerar a falha, conforme apresentado na Equação 2.15:

$$TM_{ABS} = \frac{(T_{AB})_f}{T_{AB}}$$
 (2.15)

Onde:

`

 $T_{AB}$  é a transmissibilidade entre as células A e B calculada pela Equação 2.11;

 $(T_{AB})_f$  é a transmissibilidade entre as células A e B levando em consideração as propriedades estáticas da zona de falha.

O cálculo de  $(T_{AB})_f$  é efetuado conforme mostrado pela sequência de equações apresentadas a seguir:

$$(T_{AB})_{f} = \frac{C_{d}T_{mult}}{\frac{1}{(T_{A})_{f}} + \frac{1}{(T_{B})_{f}}}$$
(2.16)

Onde:

 $(T_A)_f$  e  $(T_B)_f$  são as transmissibilidades de cada célula incorporando metade da espessura da zona de falha.

O cálculo de  $(T_A)_f$  e  $(T_B)_f$  está apresentado nas Equações 2.17 e 2.18:

$$(T_A)_f = \alpha_A T_A \tag{2.17}$$

$$(T_B)_f = \alpha_B T_B \tag{2.18}$$

 $T_A$  e  $T_B$  são as transmissibilidades de cada célula sem a consideração da falha, calculadas pelas Equações 2.12 e 2.13. Os coeficientes  $\alpha_A$  e  $\alpha_B$  são calculados atribuindo metade da espessura da zona de falha para cada célula e calculando a média harmônica da permeabilidade através das células mescladas e da falha, conforme segue:

$$\alpha_A = \left[1 + \frac{t_f}{2d_A} \left(\frac{k_A}{k_f} - 1\right)\right]^{-1}$$
(2.19)

$$\alpha_B = \left[ 1 + \frac{t_f}{2d_B} \left( \frac{k_B}{k_f} - 1 \right) \right]^T$$
(2.20)

Combinando as Equações 2.17 a 2.20 com a Equação 2.11, temos a equação que define o multiplicador de transmissibilidade entre duas células justapostas.

$$TM_{abs} = \frac{T_A + T_B}{\frac{T_A + T_B}{\alpha_A + \alpha_B}}$$
(2.21)

Portanto, a Equação 2.21 fornece um número absoluto que determina a resistência ou condutância da falha. Além disso, um valor de multiplicador de transmissibilidade igual a um indica uma falha "invisível", por outro lado, o valor zero indica uma falha selante. Já valores maiores do que um indicam que a falha tem condutância maior do que as rochas adjacentes. Um exemplo de cálculo do

multiplicador de transmissibilidade absoluto para um caso bidimensional simplificado pode ser encontrado no trabalho de Al-Busafi (2005).

Cabe salientar que os cálculos de  $TM_{abs}$  apresentados aqui independem da fase do fluido e representam um tratamento monofásico. A consideração de fluxo multifásico e sua consideração no cálculo de  $TM_{abs}$  pode ser encontrado nos trabalhos de Manzocchi et al. 2002; Al-Busafi, 2005; Al-Busafi et al. 2005a; Al-Busafi et al., 2005b e Al-Hinai et al. 2007.

## 2.3. Falhas sob o ponto de vista de análise de reativação

## 2.3.1. Análise de tendência ao deslizamento

É provável que o deslizamento ocorra em uma superfície quando a tensão cisalhante ( $\tau$ ) apresenta um valor maior do que a resistência friccional ao deslizamento (*F*), que é proporcional à tensão normal ( $\sigma_n$ ) atuando na superfície, conforme mostrado na Figura 2.28 (Jaeger & Cook, 1979).



Figura 2.28 – Tensão normal e cisalhante atuando em uma superfície arbitrária dentro de um campo de tensões dado pelas tensões principais (Jaeger e Cook, 1979)

O deslizamento da superfície depende de dois parâmetros, que são: (i) resistência coesiva e (ii) coeficiente de atrito estático ( $\mu$ ). Para o caso de uma falha sem resistência coesiva, no momento do deslizamento temos:

$$F \le \tau = \mu \,\sigma_n \tag{2.22}$$

A tendência ao deslizamento ( $T_s$ ) de uma superfície, definida por Morris et al. (1996), é definida como a razão entre a tensão cisalhante e a tensão normal na superfície:

$$T_{S} = \frac{\tau}{\sigma_{n}}$$
(2.23)

A tendência ao deslizamento depende exclusivamente do campo de tensões e da orientação da superfície. O coeficiente de atrito estático ( $\mu$ ) é o valor de  $T_s$  que irá causar o deslizamento para uma superfície sem resistência coesiva e é considerado como a "resistência" da falha em análises de terremotos (Morris et al., 1996).

Segundo Morris et al. (1996), se as magnitudes e orientações das tensões principais são conhecidas ou assumidas, é possível determinar: (i) a tensão normal ( $\sigma_n$ ) (ii) a magnitude da tensão cisalhante ( $\tau$ ) e (iii) a direção da tensão cisalhante na superfície ( $\vec{\tau}$ ). Portanto, a magnitude da tendência ao deslizamento ( $\tau/\sigma_n$ ) pode ser determinada, além da possível direção do movimento, indicada pela direção da tensão cisalhante.

Cabe ressaltar que as hipóteses simplificadoras utilizadas nas abordagens analíticas mostradas neste item, principalmente relacionadas à consideração de que a compactação ou expansão do reservatório é uniaxial, isto é, as tensões horizontais variam dentro do reservatório enquanto que a tensão vertical permanece constante, fizeram com que fossem desenvolvidas metodologias que pudessem ser aplicadas de maneira menos restritiva. Soltanzadeh et al. (2008) apresentam a utilização de uma metodologia semi-analítica, denominada teoria das inclusões, para avaliar a variação das tensões na análise de reativação de falha devido ao processo de produção e injeção. Detalhes sobre a teoria das inclusões e sua aplicação em diferentes geometrias de reservatório podem ser encontrados nos trabalhos de Eshelby (1957, 1959) e Soltanzadeh et al. (2008), respectivamente.

Sibson (1977) apresenta um estudo sobre os mecanismos de falhamento. Neste contexto, o autor define as condições limites para a condição de ruptura friccional regida por um mecanismo elástico-friccional. Em um trabalho mais atual, que segue a mesma linha de raciocínio da análise de mecanismo friccional, Sibson (2003) discute as condições de ocorrência de ruptura frágil no caso de formação e reativação de falhas.

Sobrepressões de fluido acima da pressão hidrostática ocorrem em regiões onde a drenagem é impedida pelas camadas de baixa permeabilidade como a rocha capeadora, conforme apresentado na Figura 2.29. Estas camadas incluem bacias sedimentares que sofreram compactação e geração de

#### hidrocarbonetos.



Figura 2.29 – Falhas frágeis e fraturas formando trajetórias potenciais de drenagem através da camada de rocha capeadora de baixa permeabilidade em regimes extensional e compressional de tensões (ext. = fratura de extensão hidráulica, e-s = fratura de cisalhamento) (Sibson, 2003).

A avaliação da sobrepressão está em termos do fator poro-fluido ( $\lambda_{\nu}$ ) que pode ser definido como (Secor, 1965):

$$\lambda_{v} = \frac{P_{f}}{\sigma_{v}} = \frac{P_{f}}{\rho g z}$$
(2.24)

Onde:

 $P_f$ é a pressão de poros;

 $\rho$  é a densidade média da rocha;

g é a aceleração da gravidade;

z é a profundidade.

Pode-se observar que a pressão hidrostática apresenta  $\lambda_{\nu} = 0.4$  que pode ser obtido considerando que os poros e fraturas estão saturados com um fluido de densidade  $\rho_f$  e estão interconectados com água da superfície da crosta, logo, a pressão hidrostática reduz-se para  $\lambda_{\nu} = \rho_f / \rho \sim 0.4$  considerando fluido aquoso e rocha com densidade de 2500 kg/m<sup>3</sup>.

O aumento da pressão de poros apresenta consequências em termos de deformação e migração de fluido. Conforme introduzido por Terzaghi (1943) a tensão suportada pelo esqueleto do material geológico, denominada tensão efetiva, é obtida pela subtração da pressão de poros da tensão em questão.

Portanto, reduções na tensão efetiva devido ao aumento da pressão de poros promovem cisalhamento devido à diminuição da resistência ao cisalhamento e também pelo aumento da permeabilidade (Guérguen, Palciauskas, 1994 apud Sibson, 2003).

Rochas capeadoras com valores de permeabilidade menores do que 10<sup>-18</sup> m<sup>2</sup> são necessárias para as sobrepressões desenvolvidas durante os processos geológicos. Estas incluem sequências de folhelhos ou evaporitos, rochas cristalinas intactas e áreas que sofreram intenso processo de silicificação ou outras formas de cimentação hidrotermal (Sibson, 2003). Dentro de sequências de tais rochas capeadoras, veios hidrotermais locados em falhas frágeis e fraturas demonstram-se como possíveis condutos de fluido. Consequentemente, a ativação destas estruturas promove o aparecimento de canais de drenagem, assim, controlam a máxima sobrepressão suportada.

É comumente assumido que a sobrepressão é limitada pela possibilidade de reativação de falhas existentes e pela formação de condutos de drenagem dentro das camadas capeadoras (Wiprut e Zoback, 2000; Sibson, 2003). Conforme salientado por Sibson (2000, 2003), a máxima sobrepressão é governada pelo regime tectônico, pelo nível de tensões existente e pela existência ou ausência de estruturas frágeis.

Uma análise mais completa dos mecanismos de ruptura frágil pode ser encontrada nos trabalhos de Sibson (1977, 2000, 2003). São consideradas condições de ruptura para três tipos de estruturas: (i) falhas, (ii) fraturas de extensão e (iii) fraturas cisalhantes-extensionais. Portanto, considerando o critério de Mohr-Coulomb, para o caso de ruptura compressional cisalhante  $(\sigma'_n > 0)$  temos:

$$\tau = C + \mu_i \sigma'_n \approx 2T + \mu_i \left(\sigma_n - P_f\right)$$
(2.25)

Onde:

C é a coesão;

T é a resistência à tração assumida como 50% de C;

 $\mu_i$  é o coeficiente de atrito interno;

 $P_f$  é a pressão de poros;

 $\sigma'_n$  é a tensão normal efetiva.

Para o caso de ruptura cisalhantes-extensionais ( $\sigma'_n < 0$ ), temos:

$$\sigma_3' = -T \quad \text{ou} \quad P_f = \sigma_3 + T \tag{2.26}$$

Para o caso de reativação de falhas existentes (sem coesão), temos:

$$\tau = \mu_S \sigma'_n = \mu_S \left( \sigma_n - P_f \right) \tag{2.27}$$

Onde:

 $\mu_{s}$  é o coeficiente de atrito estático.

Na construção da Figura 2.30, realizada por Sibson (2003), adotou-se um coeficiente de atrito estático ( $\mu_s = 0.75$ ). Salienta-se que a envoltória de ruptura da rocha intacta foi normalizada pela resistência à tração da rocha (*T*). Salienta-se também que a envoltória da rocha intacta é dividida em três partes: (1) Fratura por tração, (2) Critério de Griffith e (3) Critério de Mohr Coulomb.

O valor de coeficiente de atrito estático ( $\mu_s = 0.6$ ) é adotado para a envoltória de recisalhamento de falhas existentes, conforme reportado nos trabalhos experimentais de Byerlee (1978). O tipo de ruptura que ocorre dentro da rocha intacta depende da razão entre o diferencial de tensões e a resistência à tração. O Quadro 2.2 resume os tipos de ruptura considerados por Sibson (2003) baseados no trabalho de Secor (1965).

Quadro 2.2 – Tipos de ruptura encontradas	na rocha intacta (Sibson, 2003)
Tipos de Ruptura	Condição

Tipos de Ruptura	Condição
Fraturamento hidráulico de extensão (ext)	$(\sigma_1 - \sigma_3) < 4T$
Cisalhamento extensional (e-s)	$4T < (\sigma_1 - \sigma_3) < 5.66T$
Cisalhamento compressional (sh)	$(\sigma_1 - \sigma_3) > 5.66T$



Figura 2.30 – Envoltórias de ruptura da rocha intacta e da falha sem coesão (*reshear*) normalizadas pela resistência à tração adaptado de (Sibson, 2003)

Sibson (2003) apresenta um estudo de um modo de ruptura frágil para dois regimes tectônicos (extensional e compressional) para um ambiente de reservatório a três quilômetros de profundidade. Foi assumida a existência de uma única camada de rocha capeadora dentro de uma rocha com permeabilidade alta, conforme apresentado anteriormente na Figura 2.29.

A resistência à tração é um fator crítico que governa as tensões para a transição entre os três modos de ruptura na rocha intacta. Salienta-se que foi considerado, pelos autores, T = 1 e 10 MPa abrangendo a faixa de valores das rochas sedimentares. Sibson (2003) chegou as seguintes conclusões:

- Regime tectônico compressional sustenta sobrepressões de fluido com maior facilidade do que o regime tectônico extensional.
- Fraturamento hidráulico de extensão fornece um limite superior para a máxima sobrepressão sustentável somente dentro da rocha intacta sobre baixo diferencial de tensões ( $(\sigma_1 \sigma_3) < 4T$ ).
- A presença de falhas com baixos valores de coesão que se apresentam bem orientadas em termos de reativação inibem os outros modos de ruptura frágil da rocha intacta, funcionando assim, como um limite inferior para a máxima sobrepressão sustentável para um dado estado de tensões.
- A máxima sobrepressão sustentável diminui com o aumento do diferencial de tensões em ambos os regimes tectônicos, no entanto, a maior queda ocorre para o regime extensional.

Uma abordagem diferente das reportadas até agora pode ser encontrada no trabalho de Jones e Hillis (2003), onde é proposta uma abordagem probabilística para avaliar o risco de perda de capacidade selante de falhas, levando em consideração a combinação dos riscos associados com selos de justaposição, selos de membrana e reativação de falha. Além disso, os autores também sugerem uma equação para consideração da incerteza sobre cada variável. A principal diferença desta metodologia de análise para as metodologias largamente empregadas (por exemplo: algoritmos de *smear*) consiste no fato da consideração do risco de ruptura do selo devido à reativação da falha. Um esquema dos principais fatores influentes nos selos de hidrocarbonetos pode ser observado na Figura 2.31.

Conforme já salientado anteriormente, falhas podem ser selantes se elas justapõem rochas reservatório contra rochas selantes ou se o processo de falhamento gerou um selo de membrana, por exemplo, através de cataclase, cimentação/diagênese ou *shale/clay smearing*.



Figura 2.31 – Principais fatores influentes nos selos de hidrocarbonetos (Jones e Hillis, 2003)

Portanto, a quantificação do risco de ruptura do selo da falha (*FS*) pode ser obtida através da Equação 2.28:

$$FS = \{1 - [(1 - a)(1 - b)]\}(1 - c)$$
(2.28)

Onde:

*a* é a probabilidade de ocorrência de processo de formação de selo por deformação;

b é a probabilidade de ocorrência de selo por justaposição;

*c* é probabilidade de reativação de falha.

O valor zero é atribuído quando não existe chance do parâmetro fornecer um selo e consequentemente é atribuído valor 1 quando o parâmetro fornece um selo. No caso do parâmetro *c*, o valor igual a 1 indica que a falha apresenta-se reativada. Os autores salientam que os três fatores que influenciam a capacidade selante da falha são assumidos independentes, isto é, a probabilidade de ocorrência de eventos independentes é o produto de suas probabilidades de ocorrência individuais.

O diagrama, mostrado na Figura 2.32, ilustra a abordagem multiparâmetro requerida para quantificar a probabilidade de falha selante. O Quadro 2.3 ilustra um guia para auxiliar na quantificação dos valores atribuídos no diagrama da Figura 2.32.



Figura 2.32 – Diagrama multiparâmetro para cálculo da probabilidade de falha selante (Jones e Hillis, 2003)

Quadro 2.3 - Escala de Sherman-Kent para quantificação

Proven; definitely true	98-100%
Virtually certain; convinced	90-98%
Highly probable; strongly believe; highly likely	75-90%
Likely; probably true; about twice as likely to be true as untrue; chances are good	60-75%
Chances are about even, or slightly better than even or slightly less than even	40-60%
Could be true but more probably not; unlikely; chances are fairly poor;	
two or three times more likely to be untrue than true	20-40%
Possible but very doubtful; only a slight chance; very unlikely indeed; very improbable	2-20%
Proven untrue; impossible	0-2%

Complementarmente, Jones e Hillis (2003) incorporam a essa metodologia a incerteza de cada parâmetro na análise de risco da falha selante. Esta incerteza está relacionada com a falta dados e nas limitações técnicas dos dados provenientes da sísmica. Logo, justaposição, processos deformacionais e reativação podem ser calculados segundo os diagramas apresentados nas Figuras 2.34, 2.35 e 2.36.

A quantificação da incerteza (U), Equação 2.29, associada com cada parâmetro é calculada através da soma dos valores dados para cada parâmetro crítico (nw), dividido pelo número total de parâmetros (n).

$$U = \left[1 - \left(\sum \frac{nw}{n}\right)\right] \times 100 \tag{2.29}$$

![](_page_37_Figure_0.jpeg)

Figura 2.33 – Incerteza referente à justaposição (Jones e Hillis, 2003)

![](_page_37_Figure_2.jpeg)

Figura 2.34 – Incerteza referente ao processo de formação de rocha de falha (Jones e Hillis, 2003)

![](_page_38_Figure_0.jpeg)

![](_page_38_Figure_1.jpeg)

Jones e Hillis (2003) concluem que a metodologia desenvolvida fornece uma poderosa ferramenta para avaliar parâmetros influentes no selo da falha.

## 2.3.2. Análise analítica de pressão de injeção em formações rochosas

A análise de pressão de injeção tem sido largamente discutida nos últimos anos, principalmente, devido ao sequestro de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) da atmosfera para posterior injeção em aquíferos salinos ou reservatórios depletados. No entanto, o processo de injeção tem sido aplicado em larga escala há muitos anos pela indústria do petróleo.

A injeção requer o deslocamento ou compressão do fluido existente na formação, assim, a pressão de injeção deve ser maior do que a pressão do fluido (Holloway et al., 1995 apud Streit et al., 2004). O aumento da pressão da formação, devido à injeção de  $CO_2$  ou injeção de água para aumento da produção de hidrocarbonetos, pode abrir fraturas e acarretar em reativação de falhas presentes no reservatório.

Segundo Rutqvist et al. (2007), a máxima pressão de injeção é a pressão limite que não causará danos indesejáveis na formação. No entanto, conforme salientado anteriormente, a estimativa da pressão adequada de injeção, que não resulte na reativação de falhas, requer o conhecimento das tensões que atuam na falha.

Conforme enunciado por Terzaghi (1943) no princípio das tensões efetivas, o aumento da pressão de poros resulta em um decréscimo das tensões efetivas. No caso de maciços rochosos, o aumento da pressão de poros reduz a sua resistência podendo induzir uma ruptura frágil (Handin et al., 1963 e Blanpied et al., 1992 apud Streit et al., 2004). O diagrama de Mohr, mostrado na Figura 2.36, ilustra o efeito do aumento da pressão de poros na estabilidade de uma falha.

![](_page_39_Figure_2.jpeg)

EFFECTIVE NORMAL STRESS

Figura 2.36 – (a) tensões atuantes na falha, (b) efeito do aumento da pressão de poros na estabilidade da falha (Streit et al., 2004)

Como pode ser observado na Figura 2.36, o aumento da pressão de poros faz com que o círculo de Mohr seja deslocando em direção a envoltória de ruptura da falha. No momento em que o círculo de Mohr tangencia a envoltória de ruptura da falha ocorre o deslizamento.

A envoltória de ruptura de uma falha pode ser escrita, de uma maneira geral, de acordo com a Equação 2.30 (Jaeger e Cook, 1979):

$$\tau = c + \mu (\sigma_n - p_f) \tag{2.30}$$

 $\mu = \tan \phi \tag{2.31}$ 

Onde:

 $\mu$  é coeficiente de atrito estático;

 $\phi$  é o ângulo de atrito interno;

c é a resistência coesiva da falha;

 $\sigma_n$  é a tensão normal atuante na falha;

 $p_f$ é a pressão de fluido no poros;

 $\tau$  é a tensão cisalhante que causa o deslizamento.

Para o caso de falhas que não apresentam resistência coesiva ou superfícies de falha que apresentam *gouge* de falha alinhado pode-se negligenciar o valor de *c* na Equação 2.30 (Shimamoto et al., 1981). Portanto, o deslizamento ocorre quando a razão entre a tensão cisalhante e a tensão normal efetiva se iguala ao coeficiente de atrito estático da falha, conforme apresentado na Equação 2.32. Conforme já mencionado, esta razão é denominada de tendência ao deslizamento ( $T_s$ ) (Morris et al., 1996) e tem sido usada por diversos autores para análise de reativação de falhas.

$$\frac{\tau}{(\sigma_n - p_f)} = \mu \tag{2.32}$$

As tensões, cisalhante e normal, no plano de falha podem ser calculadas a partir das Equações 2.33 e 2.34:

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\theta \tag{2.33}$$

$$\sigma'_{n} = \frac{1}{2} (\sigma'_{1} + \sigma'_{3}) - \frac{1}{2} (\sigma'_{1} - \sigma'_{3}) \cos 2\theta$$
(2.34)

Pelas equações pode-se observar que as tensões são função da orientação da falha ( $\theta$ ) com respeito à direção de  $\sigma_l$ . Assim, algumas falhas podem ser mais suscetíveis ao deslizamento do que outras dentro de um mesmo campo de tensões.

Outro efeito importante é a depleção da pressão de poros durante a produção de hidrocarbonetos, que pode induzir mudanças no estado de tensões levando o maciço a ruptura. Considerando um regime de falha normal, onde  $S_v = \sigma_1$ ,  $S_{Hmax} = \sigma_2$  e  $S_{Hmin} = \sigma_3$ , a depleção pode diminuir as tensões horizontais, enquanto que a tensão vertical permanece praticamente constante. Esta diminuição de  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$  devido à depleção aumenta o diferencial de tensões ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ) podendo resultar na ruptura, como mostrado na Figura 2.37.

A variação das tensões devido à depleção da pressão de poros, em reservatórios de hidrocarbonetos, pode resultar tanto em compactação poroelástica da rocha, na qual a compactação do volume poroso é reversível, quanto no colapso dos poros, que representa uma deformação permanente (Johnson et al., 1989).

![](_page_41_Figure_0.jpeg)

Figura 2.37 diagrama de Mohr para um regime de falha normal durante a depleção da pressão de poros (Streit et al., 2004)

Seguindo a mesma linha de raciocínio de Streit et al. (2004), Rutqvist et al. (2007) expressam o potencial de deslizamento de falha em função da pressão de fluido que é requerida para ocorrer o deslizamento. Isto pode ser feito simplesmente isolando o termo  $p_f$  da Equação 2.32, resultando em:

$$p_{c} = \sigma_n - \frac{\tau}{\mu} \tag{2.35}$$

Portanto, a máxima pressão de injeção ou pressão crítica ( $p_c$ ) quando subtraída da pressão de poros *in situ* ( $p_f$ ) define uma pressão de perturbação crítica ( $p_{cp}$ ), a qual indica o quão próximo do deslizamento está uma falha para uma dada ( $p_f$ ) (Rutqvist et al., 2007 e Chiaramonte et al., 2006).

Análises experimentais realizadas por Byerlee (1978) mostram que o coeficiente de atrito estático ( $\mu$ ) apresenta variação entre 0.6 e 0.85, dependendo da tensão normal atuante, conforme as equações 2.36 e 2.37.

$$\sigma_n \le 200MPa \to \tau = 0.85\sigma_n \tag{2.36}$$

$$\sigma_n > 200MPa \to \tau = 0.5 + 0.6\sigma_n \tag{2.37}$$

Para o caso em que o *gouge* de falha apresenta argilominerais como a montmorilonita ou vermiculita, Byerlee (1978) adverte que o coeficiente de atrito estático pode ser muito baixo, isto é,  $\mu$  < 0.6.

Considerando uma análise conservativa, isto é, a favor da segurança, para definir um valor máximo pressão de injeção de  $CO_2$ , Rutqvist et al. (2007), baseado no trabalho de Barton et al. (1995), sugerem o uso de  $\mu$  = 0.6 como limite inferior.

Rutqvist et al. (2007) afirmam que análises analíticas, Figura 2.38(a), como a apresentada anteriormente apresentam limitações, principalmente quando confrontadas com análises numéricas e observações realizadas em reservatórios depletados de hidrocarbonetos, pois estas indicam que o estado de tensões *in situ* não permanece constante durante a injeção de fluido. O estado de tensões pode variar no tempo e no espaço, controlado pela evolução da pressão de poros e pela temperatura.

O estado de tensões se modifica, resultado do processo de injeção, devido à indução de tensões poroelásticas quando o reservatório é impedido de expandir devido à diferença de rigidez entre o reservatório e as rochas adjacentes (Rutqvist et al., 2007). Como resultado disso, o estado de tensões no plano de falha se modifica, conforme mostrado na Figura 2.38(b).

![](_page_42_Figure_2.jpeg)

Figura 2.38 – (a) simplificações adotadas pela solução analítica, (b) tensões poroelásticas induzidas pela injeção (Rutqvist et al., 2007)

Rutqvist et al. (2007) também afirmam que essas mudanças das tensões podem, em alguns casos, levar ao aumento da tensão normal atuante na falha tendendo a prevenir o deslizamento. Em outros casos, as tensões poroelásticas podem modificar o estado de tensões *in situ* de tal maneira que a tensão cisalhante atuante no plano da falha pode aumentar resultando na ruptura.

A determinação das tensões poroelásticas, utilizadas no trabalho de Rutqvist et al. (2007), assumiram as seguintes simplificações: (i) condição de deformação uniaxial, (ii) reservatório lateralmente extenso e (iii) tensão vertical constante. Detalhes sobre sua fundamentação teórica podem ser encontrados no trabalho de Segall e Fitzgerald (1998). Portanto, a estimativa da variação da tensão horizontal induzidas pela injeção é apresentada na Equação 2.38:

$$\Delta \sigma_x = \Delta p \ \alpha \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \tag{2.38}$$

Onde:

 $\alpha$  é o coeficiente de Biot;

v é o coeficiente de Poisson.

Assumindo  $\alpha \sim 1.0 \text{ e } 0.2 \leq v \leq 0.3$ , a Equação 2.36 indica que a variação da tensão horizontal é aproximadamente  $\Delta \sigma_x = 0.5$  a  $0.6\Delta p$ . Esta magnitude da variação da tensão horizontal compara-se razoavelmente com as medições de tensões horizontais em reservatórios de hidrocarbonetos depletados (Hawkes et al. 2004).

## 2.3.3. Análise numérica de pressão de injeção em formações rochosas

De forma a considerar efeitos como a temperatura, processos químicos, mecânicos, sem as limitações das abordagens analíticas, muitos esforços foram e tem sido feitos para criar ferramentas numéricas robustas para auxiliar os geocientistas na resolução de problemas relacionados à disposição de rejeitos radioativos em meios geológicos, extração de energia geotérmica, recuperação avançada de óleo e gás, armazenamento de gás natural e, recentemente, armazenamento de CO<sub>2</sub> conforme citado no início deste capítulo.

Rutqvist et al. (2007, 2008) realizaram simulações numéricas de reativação de falha para o caso de injeção de CO<sub>2</sub> em maciços rochosos. Para a realização das análises os autores utilizaram um acoplamento entre dois softwares, TOUGH2-FLAC. O TOUGH2 é um simulador de fluxo, que pode resolver problemas térmicos e multifásicos em sistemas geológicos complexos usando o método das diferenças finitas. Pruess (1995) relata o uso do software por diversos grupos de pesquisa para o estudo de problemas relacionados à energia geotérmica, reservatórios de óleo e gás, migração de contaminantes e isolamento de rejeitos radioativos. O software FLAC (Fast Lagrangian Analysis of Continua) foi desenvolvido para resolver problemas de mecânica dos solos e mecânica das rochas, podendo ser utilizado para análises termo-hidromecânicas (THM) para fluxo monofásico (Detournay et al., 1999). Segundo Rutqvist et al. (2002), a grande vantagem do acoplamento entre o TOUGH2 e o FLAC é que ambos foram testados e são largamente utilizados nas suas respectivas áreas. O acoplamento entre os softwares está apresentado na Figura 2.39.

As funções que fazem o acoplamento entre o simulador de fluxo e o programa de análise de tensões levam em consideração efeitos da deformação da rocha através da porosidade ( $\phi$ ), permeabilidade (k), pressão capilar ( $P_c$ ) e efeitos da pressão de fluido e temperatura durante a deformação da rocha. O

detalhamento das equações que governam o problema, para os dois softwares citados, pode ser encontrado no trabalho de Rutqvist et al. (2002).

![](_page_44_Figure_1.jpeg)

Figura 2.39 – Esquema que mostra a comunicação entre os softwares TOUGH2-FLAC (Rutqvist et al., 2002)

De forma a ilustrar a aplicação de uma ferramenta numérica robusta para a determinação da pressão máxima de injeção, optou-se por apresentar os resultados obtidos nos trabalhos de Rutqvist et al. (2007) e Rutqvist et al. (2008), os quais fazem uso do acoplamento TOUGH2–FLAC e de análises analíticas como as apresentadas anteriormente.

O modelo analisado em Rutqvist et al. (2007) faz uso das falhas e zonas de falha de maneira discreta, como pode ser observado na Figura 2.40.

![](_page_44_Figure_5.jpeg)

Figura 2.40 – plano de falha representado no TOUGH2–FLAC usando (a) elementos de interface e (b) elementos planos ou sólidos (adaptado de Rutqvist et al., 2007)

Os elementos de interface usados para modelar o comportamento mecânico da falha, mostrado na Figura 2.40(a), utilizam a lei de atrito de

Coulomb. Sua utilização é mais apropriada para casos onde a espessura da falha é negligenciável em comparação com o tamanho do problema a ser resolvido (Rutqvist et al., 2007). Do ponto de vista de fluxo, o aumento da permeabilidade ou efeitos selantes ao longo da falha é modelado através da inserção de elementos hidráulicos no software TOUGH2 que poderão fornecer a pressão dentro da falha.

Alternativamente, pode-se representar a zona de falha como um contínuo equivalente usando elementos planos ou sólidos disponíveis no FLAC, conforme apresentado na Figura 2.40(b). Um modelo de contínuo equivalente de uma zona de falha permite a utilização de diversos modelos constitutivos para modelar seu comportamento mecânico.

Segundo Rutqvist et al. (2007), facilidades de implementação fizeram com que fosse escolhido elementos sólidos para simular o comportamento mecânico da zona de falha. O exemplo bidimensional, em estado plano de deformações, analisado pelos autores supracitados está apresentado na Figura 2.41.

![](_page_45_Figure_3.jpeg)

Figura 2.41 – Esquema do modelo utilizado no TOUGH2–FLAC para análise do comportamento da falha durante a injeção de CO<sub>2</sub> (Rutqvist et al., 2007)

Neste modelo, a falha foi discretizada com elementos planos com comportamento mecânico elasto-plástico. A permeabilidade da falha é alterada com o cisalhamento de tal forma que para uma reativação completa (máxima deformação cisalhante), a permeabilidade aumenta sua magnitude em duas ordens de grandeza. Este aumento da permeabilidade relaciona a variação da permeabilidade  $\binom{k}{k_o}$  com a máxima deformação cisalhante, de acordo com a

Equação 2.39:

$$\frac{k}{k_o} = 1 + \beta \,\Delta \varepsilon_{sh} \tag{2.39}$$

Onde:

 $\beta$  é o coeficiente igual a 1x10<sup>-4</sup> para obter o aumento de duas ordens de grandeza da permeabilidade para a reativação completa da falha;

 $\varepsilon_{sh}$  é a máxima deformação cisalhante.

Como salientado por Rutqvist et al. (2007), foi adotado um regime de tensões extensional, isto é,  $S_H = 0.7\sigma_v$  e que a falha é considerada sem resistência coesiva e um ângulo de atrito interno ( $\phi$ ) igual a 25°.

A Figura 2.42 apresenta a evolução da pressão de injeção durante a taxa constante de injeção de CO<sub>2</sub>. A linha cheia se refere à análise numérica com acoplamento hidromecânico e a linha tracejada se refere à análise realizada com simulador sem acoplamento e sem a consideração da reativação e da variação da permeabilidade da falha.

![](_page_46_Figure_8.jpeg)

Figura 2.42 – Simulação da evolução da pressão de injeção com e sem a consideração da mudança da permeabilidade da falha (Rutqvist et al., 2007)

Segundo os autores do estudo, se não é considerada a reativação da falha, a pressão de fluido poderia crescer rapidamente para um valor maior do que a tensão litostática. Por outro lado, quando levados em consideração a reativação da falha e a variação da permeabilidade induzida pelo cisalhamento, a pressão de injeção não cresce a uma taxa elevada e estabiliza em valores menores que a tensão litostática.

A análise da Figura 2.42 permitiu a conclusão de que a máxima pressão de injeção está na faixa entre 19 – 25 MPa para o caso apresentado. Além disso, pode-se observar que o primeiro sinal da variação da permeabilidade devido ao cisalhamento ocorreu por volta de 1.5 meses com uma pressão de injeção de 19 MPa.

O mesmo modelo analisado numericamente foi testado através da teoria analítica apresentada no item anterior. Foram considerados, pelos autores, os casos com e sem a consideração dos efeitos da variação da tensão horizontal. A Quadro 2.4 apresenta os resultados de pressão máxima de injeção obtidos para as três análises realizadas.

Quadro 2.4 – Resultados de pressão máxima de injeção (Rutqvist et al., 2007)

Pressão máxima de injeção (MPa)			
Resultados da simulação numérica	Análise analítica simplificada	Análise analítica simplificada incluindo tensão poroelástica	
25	20	43	

Rutqvist et al. (2007) concluem que análises realizadas com técnicas analíticas podem subestimar ou superestimar a máxima pressão de injeção. Isso se deve as diversas hipóteses simplificadoras adotadas, principalmente em relação à geometria, distribuição de pressões e tensões. Por outro lado, as análises numéricas permitem a integração entre a análise de ruptura e a análise de fluxo, permitindo assim, otimizar as operações de injeção/retirada de fluido em meios geológicos.

Outro estudo interessante realizado por Rutqvist et al. (2008) avalia o potencial de ruptura por tração e por cisalhamento associado com a injeção de CO<sub>2</sub> em sistemas intercalados de reservatório e rocha capeadora. Maiores detalhes sobre o modelo e as propriedades dos materiais podem ser encontrados no trabalho. As análises seguem a mesma filosofia das análises apresentadas anteriormente, embora tenha sido inserido o potencial de ruptura por tração.

Conforme concluído por Rutqvist et al. (2008), o potencial de ruptura por cisalhamento, ocorrida ao longo de falhas pré-existentes, é geralmente maior do que o potencial de ruptura por tração. Assim, no local de injeção, a probabilidade de ocorrência da ruptura por cisalhamento antes da ruptura por tração é maior. Além disso, se a ruptura induzida pela injeção ocorrer em um sistema de tensões extensional, a ruptura pode ocorrer preferencialmente ao longo de fraturas com mergulho por volta de 60° dentro do reservatório, através das rochas capeadoras e pelo *overburden* acima da zona pressurizada.

De maneira geral, Rutqvist et al. (2008) salientam que o potencial de ruptura mecânica deve ser analisado para toda a região afetada pela variação das tensões, a qual é geralmente mais extensa do que a região de variação da pressão de fluido.

Outro aspecto numérico importante na análise de reativação de falhas em mecanismos de injeção e produção é o modelo constitutivo adotado na zona de falha, bem como os tipos de elementos utilizados.

Como já discutido anteriormente, processos de injeção e produção de fluidos causam mudanças de pressão, temperatura e saturação que por consequência afetam o estado de tensões efetiva no reservatório e nas rochas adjacentes, acarretando na variação da permeabilidade e da porosidade.

Guimarães et al. (2009) salientam ainda a importância do uso de análises considerando o acoplamento hidromecânico para determinação da pressão máxima de fundo de poço, principalmente nos casos de reservatórios de hidrocarbonetos onde a reativação de falhas é possível.

No estudo de Guimarães et al. (2009) é apresentado um estudo acerca de duas maneiras diferentes de modelar numericamente a falha, do ponto de vista do comportamento mecânico através do Método dos Elementos Finitos. As duas alternativas utilizadas foram: (i) modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb com consideração de dilatância (Desai e Siriwardane, 1984, Yu, 2006) e (ii) modelo de dano contínuo isotrópico (considerando microfissuras).

Na Figura 2.43 está apresentado o modelo bidimensional do campo estudado por Guimarães et al. (2009). A análise realizada limita-se a utilização de apenas um poço injetor e o nível de pressão no reservatório é aplicado considerando uma variação de pressão de fundo de poço (BHP) entre 3 – 6 MPa. *Overburden* e *underburden* foram considerados impermeáveis e a falha, inicialmente, selante (permeabilidade muito baixa).

Os indicadores do processo de reativação da falha são: (i) deformação plástica cisalhante (no caso do modelo elastoplástico) e (ii) variável de dano (no caso do modelo de dano contínuo isotrópico). Estas variáveis controlam a evolução da permeabilidade da falha em ambos os modelos constitutivos adotados por Guimarães et al. (2009).

	• - •	N.A.		
		-1205.0 m		
		-1300.0 m		
Ì.	-212	0.0m		
		Overburden	Fault	
	ŧ		Reservoir	
Ś	0.0085	m Underburden		
ţ	•	4	0000.0 m	Injector Well

Figura 2.43 – Modelo bidimensional estudado com sua respectiva malha de elementos finitos (Guimarães et al., 2009)

Um detalhe da malha de elementos finitos adotada, ressaltando os elementos que compões a falha, está apresentado na Figura 2.44.

![](_page_49_Figure_3.jpeg)

Figura 2.44 – Detalhe do número de elementos utilizados para discretizar a falha (Guimarães et al., 2009)

Guimarães et al. (2009) afirmam, a partir das análises realizadas, que a consideração de diferentes modelos constitutivos levam a respostas diferentes para o sistema reservatório/falha. Com a utilização do modelo de dano, a reativação ocorre dentro do reservatório. Por outro lado, quando utilizado o modelo de Mohr-Coulomb, a reativação apresenta-se com propagação através do reservatório e das rochas adjacentes.

Apesar das comparações entre os diferentes modelos constitutivos para simular o comportamento mecânico da falha, Guimarães et al. (2009) não apresentam uma discussão sobre qual modelo poderia representar a falha de maneira consistente. Além disso, algumas questões relativas ao comportamento da falha em um modelo tridimensional e uma geometria mais realística, sob o ponto de vista geomorfológico, necessitam serem respondidas. Ducellier et al. (2011) apresentam a modelagem numérica via MEF da falha através da consideração de uma camada fina preenchida por material diferente das rochas adjacentes, delimitada por elementos hidromecânicos de junta, conforme apresentado na Figura 2.45. A resposta hidromecânica da falha depende da permeabilidade do material de preenchimento, isto é, uma falha com baixa permeabilidade (comparável à rocha capeadora) se comporta como selante, se a falha tem alta permeabilidade (comparável ao reservatório) à falha se comporta como um conduto hidráulico. Além disso, os elementos de junta permitem a modelagem do deslizamento e a abertura da falha devido à variação das tensões efetivas durante o processo de injeção e armazenamento de gás.

![](_page_50_Figure_1.jpeg)

Figura 2.45 – Modelo numérico da falha (Ducellier et al., 2011)

Segundo Ducellier et al. (2011), a abordagem por elementos de junta consiste na utilização de uma formulação de fluxo consistente em maciços rochosos deformáveis através de uma formulação variacional, onde as deformações da rocha e o fluido estão totalmente acoplados.

Como alternativa à colocação do poço injetor, os autores consideraram a injeção de CO<sub>2</sub> como um aumento de pressão de poros dentro do reservatório. Os passos da simulação podem ser divididos em: (i) um aumento de pressão de poros é imposto ao longo de uma linha vertical posicionado dentro do reservatório, simulando o poço injetor durante o período de injeção e (ii) o sistema é deixado livre e o fluxo através do reservatório e da falha é observado, correspondendo ao período de armazenamento. Salienta-se que a pressão de fluido imposta é igual à pressão hidrostática no início da simulação e aumenta linearmente para o valor máximo. O modelo de simulação bidimensional da bacia de Paris, construído por Ducellier et al. (2011), está apresentado na Figura 2.46.

![](_page_51_Figure_0.jpeg)

![](_page_51_Figure_1.jpeg)

Os detalhes sobre a estratigrafia e as propriedades dos materiais bem como a equação que governa o comportamento de fluxo de fluido na fratura podem ser encontrados no trabalho de Ducellier et al. (2011).

A análise de sensibilidade realizada pelos autores permitiu concluir que os parâmetros que apresentam maior influência no fluxo ao longo da falha são a permeabilidade do material de preenchimento, a permeabilidade do reservatório, a permeabilidade e a abertura dos elementos de junta. Do ponto de vista mecânico, um baixo ângulo de atrito ou um aumento da pressão de injeção fazem com que a reativação da falha se torne possível, conforme já discutido e apresentado anteriormente.

Zhang et al. (2009) realizaram um estudo para investigar os principais fatores controladores das deformações em falhas e sua influência em relação ao fluxo de fluido durante uma reativação extensional. Para tanto, modelos tridimensionais, apresentado na Figura 2.47, foram elaborados considerando o acoplamento entre o fluxo e as deformações.

Para a modelagem foi utilizado o software FLAC<sup>3D</sup>. Os autores salientam que este código é capaz de simular as interações entre deformações e fluxo em meios porosos. Os detalhes sobre a formulação usada no código pode ser obtida em Cundall & Board (1988) e Itasca (2005).

As rochas foram simuladas a partir do modelo de Mohr-Coulomb elastoplástico isotrópico. O problema de fluxo é governado pela lei de Darcy para um meio poroso isotrópico. É importante salientar que a interação entre as deformações mecânicas e o fluxo ocorre através de alguns aspectos como: (a) variação volumétrica resulta em variação da pressão de poros, (b) variação da pressão de poros implica na variação da tensão efetiva e (c) deformação

mecânica pode aumentar a permeabilidade que, consequentemente, pode modificar o padrão de fluxo. Na abordagem adotada pelos autores supracitados, a porosidade da rocha não varia explicitamente.

![](_page_52_Figure_1.jpeg)

Figura 2.47 – Modelo geométrico (Zhang et al., 2009)

Em relação à variação da permeabilidade da falha ao longo da análise, os autores utilizaram um esquema em que a permeabilidade da falha aumenta com a acumulação de deformações cisalhantes durante a reativação. Inicialmente, a permeabilidade apresenta o mesmo valor da rocha sendo limitada por um valor máximo, dependente do tipo de rocha na qual a falha está inserida.

Zhang et al. (2009) concluíram que, a partir dos modelos estudados, o comprimento inicial da falha é o principal controlador na determinação da distribuição de deformações entre as falhas e no transporte de fluido através do selo. Durante a reativação, as falhas mais longas tendem a acomodar maiores deformações cisalhantes e gerar maiores deslocamentos do que as falhas mais curtas. Além disso, também controlam os padrões de fluxo, onde as falhas mais longas tornam-se os principais condutos para transporte de fluido.

Zhang et al. (2008) apresentam um estudo sobre a interação entre as deformações, falhamento, dilatação, fluxo e processos químicos em modelos bi e tridimensionais, conforme apresentado na Figura 2.48. O objetivo do trabalho foi estudar os padrões de aumento da permeabilidade e dilatação como resultado do processo de falhamento, além de estudar os padrões de precipitação mineral. Para realização das análises, os autores utilizaram o software FLAC<sup>2D</sup> e FLAC<sup>3D</sup>, os quais consideram o acoplamento fluidomecânico. A variação da permeabilidade ao longo do processo de falhamento foi implementada de maneira com que o valor de permeabilidade aumente duas ordens de grandeza assim que o material rompa por tração.

Para a análise de precipitação fez-se necessária à utilização de um software capaz de modelar transporte e reações químicas – FIDAP (*Fluid Dynamics International*). Detalhes sobre a forma de acoplamento, bem como as equações governantes podem ser encontradas no trabalho.

![](_page_53_Figure_1.jpeg)

Figura 2.48 – Geometrias dos modelos: (a) 2D com uma falha (b) 2D com duas falhas e (c) 3D com duas falhas. As setas indicam a direção do carregamento de compressão (2D) e de cisalhamento (3D) (Zhang et al., 2008)

De maneira geral, os resultados demonstram que o processo de falhamento transcorrente resultou em um aumento da permeabilidade devido ao desenvolvimento de zonas de dilatação e geração de estruturas de elevada permeabilidade associadas à ruptura por tração e fraturamento. Consequentemente ao aumento da permeabilidade, existe a passagem de fluido que pode reagir quimicamente com o meio e resultar em precipitação mineral.

Cappa et al. (2010) realizaram uma análise de estabilidade de falha levando em consideração três abordagens numéricas para a falha, como pode ser observado na Figura 2.49.

![](_page_54_Figure_0.jpeg)

Figura 2.49 – abordagens numéricas da falha considerando (a) interface sem espessura (b) elementos sólidos e (c) elementos sólidos com juntas orientadas ao longo do plano da falha adaptado de (Cappa et al., 2010)

As diferentes abordagens para representação da falha implicam em diferentes modelos para determinação da variação da sua permeabilidade. A utilização de elementos sólidos em modelos isotrópicos, por exemplo, pode representar um núcleo de falha homogêneo e sem fraturas ou zona de dano fortemente fraturada sem que haja fraturas em uma direção preferencial. Portanto, nestes casos, a permeabilidade e a porosidade podem ser relacionadas com a variação da tensão média ou deformação volumétrica, que afetarão as propriedades igualmente ao longo da falha (Cappa et al., 2010).

### 2.4. Propriedades de zonas de falha

A aferição de propriedades de zonas de falha, principalmente mecânicas e de resistência, não é uma tarefa fácil, sobretudo quando estas estruturas encontram-se a elevadas profundidades, como ocorre rotineiramente na indústria do petróleo. As propriedades geomecânicas de zonas de falha são produto de uma combinação de fatores como litologia, microestrutura, taxa de deformação, orientação das tensões principais, pressão de poros e processos diagenéticos (Dewhurst & Jones, 2003). Portanto, a previsão de propriedades destas estruturas geológicas deve levar em consideração os processos deformacionais,

história diagenética aos quais esteve submetida. Como consequência direta disto, existe um elevado grau de incerteza quando se busca avaliar a possibilidade de reativação de falhas, além da possibilidade de perda de selo. Apesar da dificuldade de encontrar parâmetros mecânicos de zonas de falha, faz-se uso de ensaios mecânicos realizados em afloramentos ou mesmo em laboratório para tal. Na literatura especializada, encontra-se com maior frequência trabalhos relacionados com a determinação da estrutura interna da zona de falha e seu impacto nas propriedades de fluxo. A seguir serão apresentados estudos relacionados a este tema principalmente no que se refere à permeabilidade de zonas de falha.

Diversos estudos foram realizados de forma a determinar como ocorre a variação da permeabilidade da falha em relação à variação do estado de tensões (Teufel, 1987; Caine et al., 1996; Evans et al., 1997; Bolton et al., 1999; Zhang et al., 2000; Boutareaud et al., 2008).

No trabalho de Evans et al. (1997) foi estudada a permeabilidade de uma zona de falha de uma rocha granítica considerando três tipos de amostras provenientes de afloramentos da falha *East Fork* no estado de *Wyoming* nos EUA. A primeira é proveniente do núcleo da falha, a segunda da zona de dano e a terceira do protólito, conforme mostrado na Figura 2.50.

![](_page_55_Figure_3.jpeg)

Figura 2.50 – Bloco esquemático mostrando as localizações das amostras bem como os componentes da zona de falha (adaptado de Evans et al., 1997)

Foram realizados ensaios de célula hidrostática com tensão confinante variando entre 2 e 50 MPa. Os resultados de permeabilidade, para uma tensão confinante efetiva igual a 3.4 MPa, para as três regiões analisadas estão apresentados na Figura 2.51.

Como pode ser observado, as amostras do protólito apresentam valores de permeabilidade entre  $10^{-18}$  e  $10^{-17}$  m<sup>2</sup>, enquanto que a zona de dano apresenta valores entre  $10^{-16}$  e  $10^{-14}$  m<sup>2</sup> e o núcleo da falha apresenta valores entre  $10^{-20}$  e  $10^{-17}$  m<sup>2</sup>. Os resultados são consistentes com investigações in situ de fluxo de fluido em falhas formadas em rochas cristalinas.

![](_page_56_Figure_1.jpeg)

Figura 2.51 – Resultado mostrando os valores de permeabilidade segundo as diferentes orientações das amostras para diferentes regiões da zona de falha (adaptado de Evans et al., 1997)

Do ponto de vista de orientação, as amostras orientadas paralelas ao plano de falha apresentaram valores de permeabilidade na faixa correspondente aos valores entre 10<sup>-18</sup> e 10<sup>-17</sup> m<sup>2</sup>, enquanto que amostras orientadas perpendicularmente ao plano de falha apresentaram valores entre 10<sup>-20</sup> e 10<sup>-17</sup> m<sup>2</sup>. De acordo com os autores, os resultados sugerem, para cada componente da zona de falha, a existência de uma permeabilidade tridimensional anisotrópica, sendo o menor valor perpendicular ao plano de falha, o maior valor paralelo ao plano de falha e um valor intermediário dentro do plano de falha.

A Figura 2.52 apresenta a variação da permeabilidade para as diferentes tensões efetivas utilizadas nos ensaios. Salienta-se que serão apresentados somente os resultados para a zona de dano e o núcleo da falha.

![](_page_57_Figure_0.jpeg)

Figura 2.52 – Resultados de permeabilidade em função da tensão confinante efetiva para (a) zona de dano e (b) núcleo da falha (adaptado de Evans et al., 1997)

A partir dos resultados apresentados na Figura 2.52, os autores concluíram que a permeabilidade decai exponencialmente com o aumento da tensão confinante efetiva ( $\sigma_c^{I}$ ). Portanto, a relação entre a permeabilidade e a tensão efetiva segue a seguinte equação:

$$k = k_o^{-\gamma \sigma_c'} \tag{2.40}$$

Onde:

*k* é a permeabilidade na referida tensão confinante efetiva ( $\sigma_c^{\prime}$ );

 $k_o$  é a permeabilidade quando  $\sigma_c^{\prime} = 0;$ 

 $\gamma$ é um parâmetro de ajuste da curva.

Os valores de  $\gamma$  dependem dos tipos de rochas avaliadas, diversos autores determinaram essa constante para diversos tipos de rocha como, por exemplo, David et al. (1994, apud Evans et al., 1997).

Evans et al. (1997) salientam que a estrutura da zona de falha (zona de dano e núcleo da falha) não se aplica para todos os tipos de falha formadas. Algumas falhas, como observado em bandas de deformação em arenitos, não apresentam zonas de dano com aumento de permeabilidade.

Como conclusão geral do trabalho, em zonas de falha com regiões de dano bem desenvolvidas, podem ocorrer o aumento do fluxo de fluido através de uma região paralela ao plano de falha, enquanto que o núcleo de falha restringe o fluxo através da falha. De fato, o núcleo da falha é uma zona de baixa permeabilidade com uma pequena porosidade intergranular, enquanto que as zonas de dano são mais permeáveis por apresentarem uma rede de fraturas macroscópicas (Cappa, et al. 2010).

Resultados de ensaios triaxiais e de microscopia eletrônica de varredura (MEV) no arenito Coconito realizados por Teufel (1987), com o objetivo de investigar o efeito da deformação cisalhante na permeabilidade de rochas fraturadas, mostraram deformações localizadas na fratura e a evolução de uma zona de *gouge* aliada a uma progressiva redução do tamanho dos grãos e da porosidade com o aumento da deformação cisalhante. Estes resultados auxiliam na compreensão dos resultados obtidos por Evans et al. (1997), no qual o núcleo da falha se apresenta como uma zona de baixa permeabilidade.

Outro estudo que segue a mesma filosofia foi realizado por Zhang et al. (2000) no qual avaliam efeito da trajetória de tensões na permeabilidade para uma amostra sintética de argilito. Os resultados obtidos mostram que a combinação da diminuição da tensão efetiva média com o cisalhamento resulta em um aumento da permeabilidade em duas ordens de grandeza.

Cappa et al. (2010) apresentam a faixa de variação de algumas propriedades, como permeabilidade e módulo de Young, realizado por diversos autores para uma grande variedade de rochas (principalmente sedimentares e metamórficas), conforme apresentado na Figura 2.53. A estrutura da falha foi subdividida em protólito, zona de dano e núcleo da falha, assim como apresentado no trabalho de Evans et al. (1997).

Os resultados da literatura corroboram os resultados apresentados por Evans et al. (1997) e Boutareaud et al. (2008), no que diz respeito a faixa de variação da permeabilidade.

![](_page_59_Figure_0.jpeg)

Figura 2.53 – (a) esquema dos componentes de uma estrutura de zona de falha e faixa de variação da (b) permeabilidade e (c) módulo de Young (Cappa et al., 2010).

## 2.4.1. Variação da permeabilidade em análises numéricas

A consideração da permeabilidade de zonas de falha em análises numéricas está intimamente ligada à maneira em que a falha é tratada, conforme já discutido nos trabalhos de Rutqvist et al. (2007, 2008), Guimarães et al. (2009), e Ducellier et al. (2011) e Cappa et al. (2010).

Para o caso do uso de uma modelo constitutivo isotrópico, Chin et al. (2000) apresentam uma formulação para a resolução do problema hidromecânico totalmente acoplado, onde é levada em consideração a variação da permeabilidade em função das tensões. O detalhamento das equações governantes pode ser encontrado no trabalho dos autores supracitados. Aqui serão apresentadas, apenas, as equações que governam o comportamento hidromecânico da falha, conforme segue.

$$\phi = 1 - \left(1 - \phi_o\right) e^{-\varepsilon_v} \tag{2.41}$$

$$k = k_o \left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)^n \tag{2.42}$$

Onde:

 $\phi$  é a porosidade para uma dada tensão;

 $\phi_o$  é a porosidade inicial;

 $\varepsilon_v$  é a deformação volumétrica;

*k* é a permeabilidade para uma dada tensão;

 $k_o$  é a permeabilidade inicial;

n é o expoente da lei da potência.

Estas equações também foram usadas por Cappa et al. (2010) para a modelagem da evolução da permeabilidade durante a reativação da falha em ambientes de injeção de CO<sub>2</sub>.

Além destas equações, a literatura relacionada à indústria do petróleo apresenta outras equações que fornecem a variação da permeabilidade em termos de deformação volumétrica e porosidade. A primeira expressão está baseada na correlação determinada por Kozeny-Poiseuille (Tortike et al., 1993):

$$k = k_o \frac{\left(1 + \frac{\varepsilon_v}{\phi_o}\right)^3}{1 + \varepsilon_v}$$
(2.43)

A segunda expressão, baseada na teoria de Carman-Kozeny, pode ser escrita como (Carman, 1937 apud Du, 2007):

$$k = k_o \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$$
(2.44)

A Equação 2.41 é uma simplificação para o caso de uma análise isotérmica, a equação geral, determinada por Tortike et al. (1993), é apresentada a seguir.

$$k = k_o \frac{\left(1 + \frac{\varepsilon_v}{\phi_o} - \frac{\alpha \Delta T (1 - \phi_o)}{\phi_o}\right)^3}{1 + \varepsilon_v}$$
(2.45)

Apesar da larga aplicação destas equações para a determinação da variação da permeabilidade, Du et al. (2007) afirmam que as Equações 2.39 – 2.43 assumem que a variação da permeabilidade é igual em todas as direções e não reflete o comportamento direcional da variação da permeabilidade devido ao

fato de que tanto a deformação volumétrica quanto a porosidade são parâmetros escalares. Para uma modelagem realística de geomecânica de reservatórios é essencial considerar a anisotropia da permeabilidade (Wong & Li, 2001; Wong, 2000; Odling et al., 2004; Du et al., 2007).

## 2.5. Técnicas numéricas para consideração de descontinuidades

A consideração de descontinuidades em modelos numéricos é um tema que se iniciou, na época de Segunda Guerra Mundial, através dos estudos relacionados à Mecânica da Fratura, principalmente em relação à propagação de fissuras. Portanto, o objetivo deste item é citar, sucintamente, as abordagens numéricas comumente empregadas a respeito do tema.

De maneira geral, o tratamento numérico de uma descontinuidade pode ser realizado utilizando técnicas numéricas tradicionais, como o Método dos Elementos Finitos (FEM) e técnicas mais sofisticadas como, por exemplo, o Método dos Elementos Finitos Estendidos (XFEM).

No que se refere ao Método dos Elementos Finitos, a consideração de uma descontinuidade pode ser realizada de diversas maneiras, como por exemplo:

- a) interações de contato: metodologia onde se atribui interações de contato entre as diferentes superfícies que compõem a descontinuidade, na qual normalmente são introduzidos comportamentos normal e tangencial;
- b) elementos coesivos: são utilizados para modelar adesivos, interfaces coladas, juntas e fraturas de rocha. A resposta constitutiva destes elementos depende da sua aplicação específica e é baseada em certas suposições sobre os estados de tensões e deformações apropriados de cada área de aplicação.

As interações de contato e os elementos coesivos são ferramentas que normalmente estão disponíveis em software comerciais de elementos finitos. Outra forma de considerar descontinuidades, de uma forma mais robusta, é a incorporação de fraturas e bandas de cisalhamento nas funções de forma da formulação de elementos finitos, o que é possível apenas em códigos abertos ou códigos implementados *in house*. Wan et al. (1990) apresentam uma metodologia para modelar numericamente bandas de cisalhamento em solos. No trabalho os autores desenvolveram um elemento bidimensional em que a

descontinuidade está considerada implicitamente nas funções de forma. É salientado, também, que existe a necessidade de atualização da malha de elementos finitos durante a progressão da descontinuidade. Seguindo a mesma linha de raciocínio, Sluys (1997) e Sluys & Berends (1998) apresentam uma formulação para consideração de bandas de cisalhamento e fraturas.

De forma a evitar o remalhamento ao longo da análise, principalmente nos casos onde se busca estudar a evolução da descontinuidade, foram desenvolvidas metodologias para representar discretamente a descontinuidade. Estas metodologias podem ser divididas em dois grupos (Claro, 2011):

- a) enriquecimento elementar: compreendidos pelos elementos finitos com descontinuidade incorporada (EFEM) que se baseiam no enriquecimento do campo de deformações de cada elemento para representar o efeito da descontinuidade;
- b) enriquecimento nodal: compreendido pelos elementos finitos generalizados ou estendidos (GFEM, XFEM) que se baseiam no enriquecimento das funções de interpolação associada aos nós existentes.

Portanto, para a simulação de descontinuidades, singularidades, deformações localizadas e geometrias complexas, XFEM/GFEM têm sido largamente empregados (Belytschko et al., 2009). Conforme mencionado anteriormente, a principal vantagem destes métodos em relação ao FEM está relacionada à independência da malha de elementos finitos para com as descontinuidades, conforme pode ser observado na Figura 2.54.

![](_page_62_Figure_5.jpeg)

Figura 2.54 – discretização de problemas de contato entre grãos para (a) modelos de XFEM/GFEM e (b) para modelo de FEM (Belytschko et al., 2009)

No campo específico da Geotecnia, o problema de descontinuidades está presente de forma frequente em casos como a interação solo-estrutura. Neste contexto, existem várias formulações de elementos finitos especiais que visam modelar problemas de interface.

Romanel (2011) apresenta uma revisão dos elementos finitos de interface mais empregados salientando suas principais características, hipóteses e limitações das formulações. Os elementos supracitados levam o nome dos seus desenvolvedores:

- a) Elemento de Goodman, Taylor e Brekke (1967): elemento de interface, sem espessura, idealizado para representar o comportamento mecânico de falhas, dobras e descontinuidades em maciços rochosos;
- b) Elemento de Ghaboussi, Wilson e Isenberg (1973): elemento de interface com espessura diferente de zero onde os deslocamentos relativos entre o topo e a base da interface são considerados como graus de liberdade independentes;
- c) Elemento de Pande & Sharma (1979): este elemento é uma extensão do elemento de interface de Ghaboussi et al. (1973), a diferença está no uso de um elemento parabólico formado por oito nós;
- d) Elemento de Desai, Lightner e Siriwardane (1984): elemento de pequena espessura cuja principal vantagem é que sua formulação é igual a dos elementos quadrilaterais planos tornando simples sua implementação;
- e) Elemento de Beer (1985): elemento baseado na formulação de Ghaboussi et al. (1973) com aplicação para casos bi e tridimensionais, além da possível adoção de espessura nula, tornando-o adequado para análises de maciços fraturados;
- f) Elemento de Day e Potts (1994): elemento de espessura nula baseado no elemento de Goodman et al. (1967) recomendado para problemas de mecânica das rochas.

Embora o XFEM/GFEM, os modelos Wan et al. (1990) e Sluys & Berends (1998) ou mesmo os elementos de interface apresentem um interessante potencial de aplicação para o caso em que objetiva-se estudar nesta dissertação, optou-se pela utilização das ferramentas numéricas disponíveis no Abaqus (interações de contato e plasticidade de Mohr-Coulomb). Tal escolha é

justificada pelo fato do código de acoplamento hidromecânico, utilizado neste estudo, foi implementado para fazer a intercomunicação entre o Abaqus e o simulador de fluxo Eclipse, conforme será explicitado com maiores detalhes no Capítulo 3.