

## 2

### Problemas associados à injeção de CO<sub>2</sub>

Este capítulo tem como objetivo dar uma visão geral dos principais problemas associados ao processo de injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios geológicos para armazenamento de carbono. As metodologias e formas de avaliação, assim como as soluções analíticas, semi-analíticas e numéricas são apresentadas para alguns desses problemas.

A injeção de CO<sub>2</sub> pode ocasionar diversos problemas, aqueles com maior destaque na literatura são: comigração de poluentes, sismicidade, deslocamentos da superfície do solo, deslocamento de solução salina e vazamento de CO<sub>2</sub>. O CO<sub>2</sub> pode migrar do reservatório para formações vizinhas e para a atmosfera, ao longo e através de poços, e em virtude da perda da integridade da rocha capeadora. Este último fenômeno pode ser causado por uma série de mecanismos, tais como: fraturamento hidráulico, reações químicas, reativação de falhas geológicas e cisalhamento induzido [13].

#### 2.1

##### Comigração de poluentes

A injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios pode resultar em vazamento de outros poluentes. De acordo com Klusman [14], é necessário considerar o CH<sub>4</sub> e, em menor extensão, a migração de alcanos de cadeia carbônica pequena – butano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) e propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) – como parte da avaliação geológica da injeção de CO<sub>2</sub>. O comportamento do CH<sub>4</sub> é diferente do CO<sub>2</sub> supercrítico, mantendo-se em maior mobilidade em reservatórios de hidrocarbonetos, carvão e em aquíferos salinos profundos. Harvey *et al.* [15] apresentam a influência dos gases nativos de aquíferos profundos no armazenamento do CO<sub>2</sub>. Esses aquíferos são suscetíveis de ter ambientes gasosos dominados por gases distintos do CO<sub>2</sub>. Qualquer vazamento de gás injetado no reservatório de armazenamento provavelmente ocorrerá em conjunto com seus gases nativos.

#### 2.2

##### Sismicidade

A injeção de fluidos em um reservatório aumenta a poropressão que modifica as tensões na rocha. Essas alterações podem levar à reativação de falhas pré-existentes e conseqüentemente à indução de sismos de magnitudes pequenas a moderadas [13, 16, 17].

Nicol *et al.* [16] destacam três consequências dos sismos induzidos pela injeção de CO<sub>2</sub>: danos à infra-estrutura na região de armazenamento; rompimento da rocha capeadora, permitindo a migração do gás para a superfície do solo; e percepção pela comunidade local, que pode gerar preocupação. Um exemplo desse último ponto é o caso do sistema geotérmico avançado na Basileia (Suíça), onde a suspensão do projeto ocorreu após vários eventos sísmicos com magnitudes de até  $M_L=2,6$ . Depois de se fechar o poço por cerca de 5 horas, um evento sísmico de  $M_L=3,4$  ocorreu, durante os 56 dias seguintes, foram registrados mais três tremores superiores a  $M_L=3$  [18].

A escala de magnitude local ( $M_L$ ), também conhecida por escala Richter, é uma medida quantitativa da magnitude do terremoto. Ela é obtida através de medições instrumentais e da utilização de fórmulas [19]. Esse tipo de escala não permite avaliar a intensidade sísmica, para tal, utilizam-se escalas de intensidade tais como a escala de Mercalli Modificada. As tabelas 2.1 e 2.2, obtidas pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS - *United States Geological Survey*) [20], mostram os valores da escala de magnitude local, da escala de Mercalli Modificada e os efeitos associados.

Tabela 2.1: Escalas de magnitude e intensidade para sismos.

Escala	
Magnitude Local	Mercalli Modificada
1,0 – 3,0	I
3,0 – 3,9	II – III
4,0 – 4,9	IV – V
5,0 – 5,9	VI – VII
6,0 – 6,9	VII – IX
7,0 e maior	VIII e maior

Cappa e Rutqvist [21] investigam movimentos de terra, oriundos da reativação de uma falha devido à injeção de CO<sub>2</sub>. Para isso, utilizam simulações numéricas e intencionalmente constroem um cenário crítico, onde a ruptura da falha geológica ocorre na base do reservatório e cresce bilateralmente, tanto na direção do topo do reservatório quanto para o lado de fora dele, conforme visto na figura 2.1 adaptada de Rutqvist *et al* [22]. A aceleração e desaceleração da ruptura geram ondas e resultam em acelerações de terra consistentes com os registros de movimento do solo observados.

Posteriormente, Rutqvist *et al.* [22] continuaram a pesquisa, avaliando se as vibrações no solo induzem danos às estruturas e possibilitam a percepção humana. Concluiu-se que o evento sísmico calculado no caso sintético não causaria qualquer perda de integridade da rocha capeadora ou vazamento de

Tabela 2.2: Escala de intensidade para sismos e seus efeitos.

Escala de Mercalli Modificada	Efeitos
I	Não sentido, exceto por alguns poucos em condições especialmente favoráveis.
II	Sentido apenas por algumas pessoas em repouso, especialmente nos andares superiores de edifícios.
III	Sentido por pessoas dentro de casa, porém muitas pessoas não reconhecem como um terremoto. Vibrações semelhantes à passagem de um caminhão. É possível estimar a duração.
IV	Pratos, janelas e portas quebradas. Som de paredes sendo fissuradas. Sensação semelhante a provocada pela passagem de veículos pesados. Automóveis de passageiros estacionados balançam.
V	As pessoas são acordadas. Objetos instáveis são derrubados. Relógios de pêndulo param.
VI	Sentido por todos e muitos assustam-se. Alguns móveis pesados movidos. Danos leves.
VII	Danos insignificantes em edifícios de boa construção, leves a moderados em estruturas comuns bem construídas e danos consideráveis em estruturas mal construídas.
VIII	Os edifícios bem concebidos sofrem alguns danos. Colapso parcial em construções sólidas. Queda de chaminés de fábricas, colunas, monumentos e muros.
IX	Danos consideráveis em construções muito sólidas. Desmoronamento de alguns edifícios.
X	Estruturas destruídas com as fundações. Trilhos dobrados.
XI	Destruição da quase totalidade dos edifícios. Pontes destruídas.
XII	Destruição total. Modificação da topografia.

CO<sub>2</sub> na superfície do solo. Os movimentos de solo e superfície calculados no modelo sintético mostraram-se semelhantes aos do projeto na Basileia (Suíça), levando os autores a destacar a importância de manter as áreas de injeção longe de áreas altamente povoadas, pois, apesar do sismo não gerar danos e comprometer o projeto de injeção, a percepção pública pode ser negativa.

Nicol *et al.* [23] afirmam que algumas medidas ainda precisam ser tomadas para melhorar o entendimento da sismicidade induzida pela injeção de CO<sub>2</sub>, assim como o estudo dos riscos associados e dos processos de mitigação. Entre as medidas necessárias estão a criação de um catálogo de sismos induzidos, estudos mais detalhados dos campos, com riqueza de dados e informações, e melhoria dos modelos físicos.

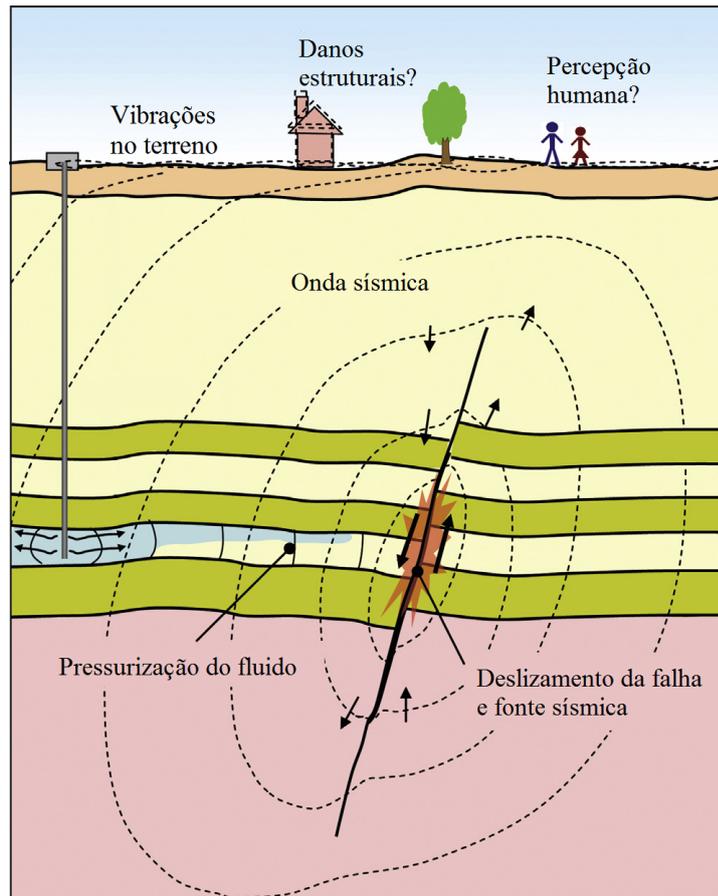


Figura 2.1: Esquema da injeção induzindo a reativação da falha, a propagação de ondas e os movimentos da superfície, adaptado de Rutqvist *et al.*

### 2.3 Deslocamentos da superfície do solo

A extração de águas subterrâneas e a produção de hidrocarbonetos diminui a pressão do fluido no subsolo e na rocha reservatório [24]. A redução da poropressão aumenta a tensão efetiva e, assim, faz com que a própria rocha diminua de tamanho [25]. A propagação da compactação do reservatório para superfície do solo gera a subsidência da superfície, figura 2.2(a). Por analogia à subsidência causada pela extração de fluidos, a injeção de grandes quantidades de fluidos em reservatórios geológicos pode ocasionar a expansão, levando à elevação da superfície terrestre [24], como mostrado na figura 2.2(b).

Alguns casos de expansão do reservatório com elevação da superfície já foram observados, como os campos injetados para EOR de Cold Lake, Shell Peace River e das areias betuminosas do Athabasca (todos no Canadá), e os reservatórios de injeção de gás para armazenamento de Krechba (Argélia) e Lombardia (Itália) [26]. Rinaldi e Rutqvist [27] consideram o projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub> In Salah um dos campos mais importantes para o entendimento da geomecânica associada com a injeção de dióxido de carbono.

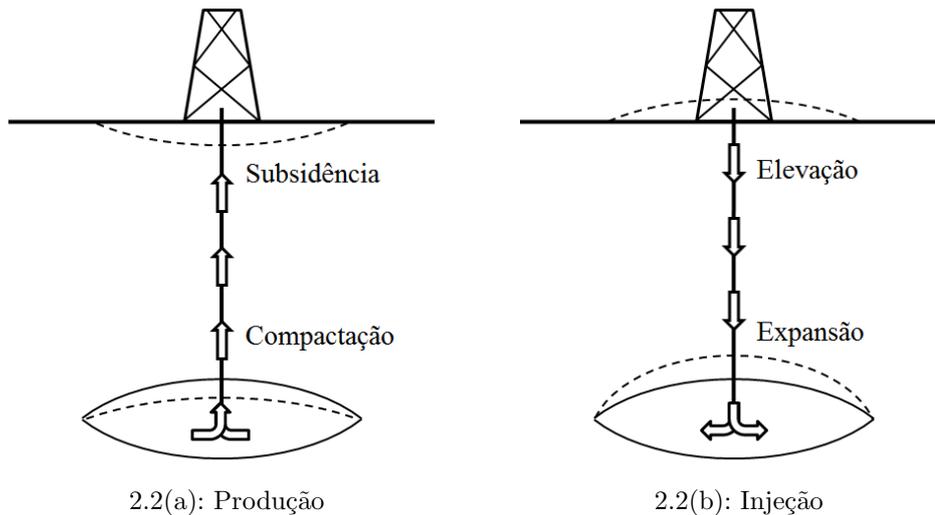


Figura 2.2: Deslocamentos verticais em um reservatório em processo de: 2.2(a) Produção e 2.2(b) Injeção.

Esse campo apresentou nos primeiros anos de injeção (entre os anos de 2004 e 2007) uma elevação da superfície entre 5 e 10 mm/ano em cada poço de injeção. Rutqvist [28] calcula a expansão vertical do reservatório ( $\Delta h$ ), com base em uma análise simples [25], equação 2-1, que assume poroelasticidade linear e considera um reservatório homogêneo formado por uma rocha isotrópica, as mudanças na pressão do poço expandindo de maneira uniforme e lateralmente sobre uma grande distância.

$$\Delta h = \frac{1}{E} \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{1 - \nu} h \alpha_B \Delta p \quad (2-1)$$

Os parâmetros utilizados foram obtidos de Rutqvist *et al.* [29]: módulo de elasticidade  $E = 6$  GPa, coeficiente de Poisson  $\nu = 0,2$ , espessura do reservatório  $h = 20$  m, coeficiente de Biot  $\alpha_B = 1$  e variação de poropressão no reservatório  $\Delta p = 10$  MPa. Pela equação 2-1, uma expansão vertical de 3 cm é possível. Pela técnica de interferometria por radar de abertura sintética (InSAR - *Interferometric synthetic aperture radar*) obteve-se o valor de 2,5 cm de elevação da superfície no período de agosto de 2004 até março de 2007 [28].

Geertsma [30, 31] apresenta um método simples para estimar tanto a compactação quanto a subsidência em um campo de produção. Essa solução é derivada de um reservatório idealizado, mas representativo, na forma de um cilindro circular horizontal de espessura limitada, figura 2.3. Assumem-se duas simplificações: relação tensão-deformação linear e propriedades de deformação uniforme em toda a bacia sedimentar.

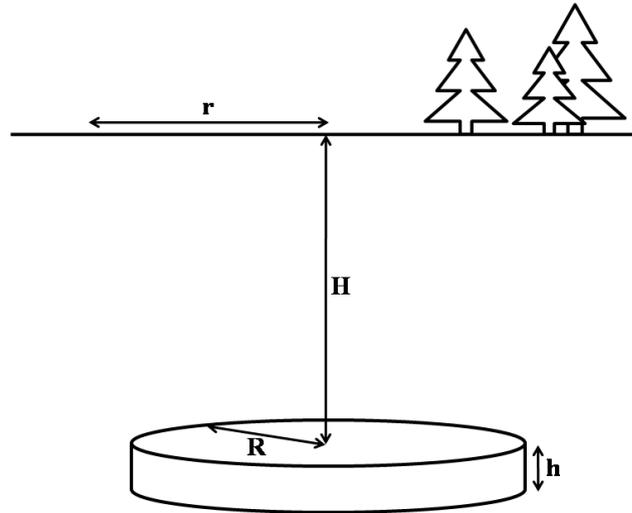


Figura 2.3: Reservatório idealizado na forma de um cilindro circular horizontal de espessura limitada.

Neste trabalho, um resumo das fórmulas de Geertsma [30, 31] é apresentado e adaptado para o caso da injeção de fluidos em um reservatório. O deslocamento vertical na superfície ( $u_z$ ) é uma função da distância  $r$ , figura 2.3 e equação 2-2:

$$u_z(r) = 2C_m(1 - \nu)h\Delta pR \int_0^\infty e^{-H\alpha} J_1(\alpha R) J_0(\alpha r) d\alpha \quad (2-2)$$

Onde  $C_m = \frac{1}{E} \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{1-\nu}$  é o coeficiente de compactação ou de compressibilidade uniaxial [25],  $R$  é o raio do reservatório,  $H$  é a distância do reservatório até a superfície,  $J_1$  e  $J_0$  são funções de Bessel de ordem 0 e 1.

Os parâmetros adimensionais  $\rho = r/R$  e  $\eta = H/R$  simplificam a equação 2-2 para:

$$u_z(r) = 2C_m(1 - \nu)h\Delta pA(\rho, \eta) \quad (2-3)$$

A figura 2.4 apresenta como a função  $A(\rho, \eta)$  varia em relação aos parâmetros  $\rho$  e  $\eta$  (dados retirados de Geertsma [30]). Conclui-se que para qualquer que seja a relação entre a distância do reservatório até a superfície e o raio do reservatório, o máximo valor da função  $A$  é obtida para  $\rho = 0$ , sendo assim simplifica-se a equação 2-3, substituindo  $r = 0$ , equação 2-4.

$$u_z = 2C_m(1 - \nu)h\Delta pA(0, \eta) \quad (2-4)$$

Além disso, uma vez que a expansão do reservatório equivale a  $C_m h \Delta p$

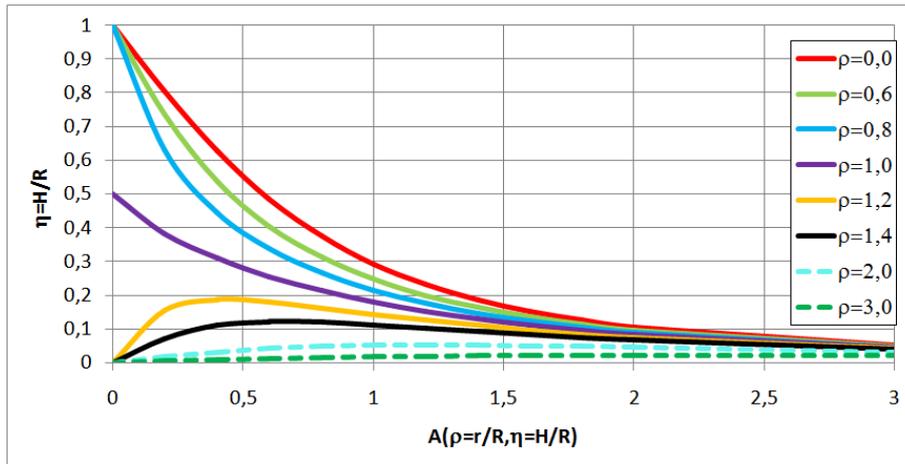


Figura 2.4: Variação da função  $A(\rho, \eta)$  em relação aos parâmetros  $\rho$  e  $\eta$ .

para  $\alpha_B = 1$ , conclui-se:

$$u_z(r) = 2(1 - \nu)\Delta h A(0, \eta) \quad \text{sendo} \quad A(0, \eta) = 1 - \frac{\eta}{\sqrt{1 + \eta^2}} \quad (2-5)$$

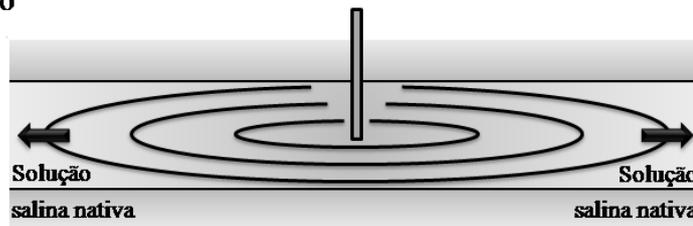
Outros trabalhos também apresentam soluções aplicadas ao projeto In Salah. Li *et al.* [32] propõe uma solução semi-analítica, com o intuito de obter as altas taxas de elevação da superfície que ocorrem no estágio inicial da injeção. Rinaldi e Rutqvist [27] realizam uma modelagem numérica com o simulador TOUGH-FLAC de fluxo multifásico e geomecânico acoplados para obter os deslocamento do solo. Shi *et al.* [33] fazem um estudo da elevação da superfície através de um acoplamento *one-way*, isto é, importando o modelo de fluxo do reservatório para o programa de análise geomecânica.

Alguns estudos de casos são encontrados na literatura, como Teatini *et al.* [34] que apresenta uma análise do reservatório Adriatic na Itália, através de uma modelagem geomecânica 3D. Röhmman *et al.* [35] apresenta um deslocamento vertical máximo da superfície de 2,1 cm no final da injeção, em um campo de armazenamento de CO<sub>2</sub> localizado em Middle Bunter na Alemanha Oriental, através de simulações acopladas hidro-mecânicas *one-way*. Arsyad *et al.* [36] avalia dois tipos de reservatórios no Japão: Ainoura, de baixa permeabilidade e Berea, de permeabilidade moderada. Simulações numéricas 3D são conduzidas empregando inicialmente uma análise geohidrológica de fluxo multifásico e de transporte térmico utilizando o *software* TOUGH2; e posteriormente o programa FLAC3D é aplicado para o cálculo das interações hidromecânicas e termomecânicas.

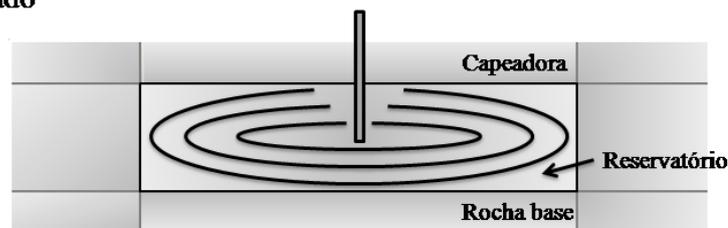
## 2.4 Deslocamento de solução salina

Em projetos de armazenamento geológico, os volumes injetados de CO<sub>2</sub> podem deslocar solução salina nativa. Se a formação de armazenamento escolhida é um sistema fechado, figura 2.5 adaptada de Zhou *et al.* [37] e tabela 2.3 de Cavanagh e Wildgust [38], por exemplo, uma unidade geológica que é compartimentalizada por unidades de vedação (quase) impermeáveis e/ou falhas selantes, a salmoura nativa não pode (facilmente) escapar do reservatório [39].

### Sistema aberto



### Sistema fechado



### Sistema semi-fechado

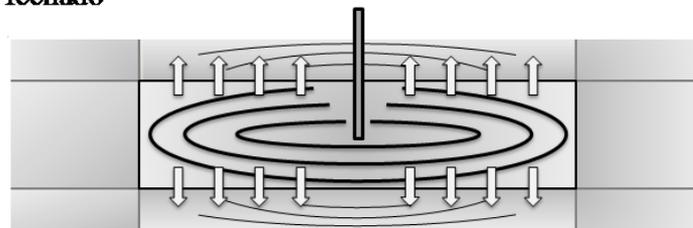


Figura 2.5: Esquema mostrando sistemas aberto, fechado e semi-fechado, adaptado de Zhou *et al.*

Entretanto, se uma grande quantidade de solução salina nativa é deslocada em sistemas abertos, impactos hidrológicos e geomecânicos em águas subterrâneas podem ocorrer [37], [40]. Os motivos desse fato acontecer é específico do local, depende do tamanho da formação, da fração do reservatório que será ocupado por CO<sub>2</sub> e da hidrologia regional. Além disso, de acordo com Benson [41], para muitos reservatórios de armazenamento em grande escala, apenas uma pequena porcentagem do volume em potencial será ocupada pelo CO<sub>2</sub> e nesse caso, as chances de um deslocamento da solução salina são baixas.

Oldenburg e Rinaldi [42] apresentam um modelo bidimensional idealizado de um canal vertical conectando dois reservatórios: um profundo e outro raso.

Tabela 2.3: Classificação dos sistemas e suas características de acordo com Cavanagh e Wildgust.

Fronteiras do sistema	Fluxo da solução salina	Pressão
Fechado	Limitado a formação de armazenamento	Rápida perda de injetividade
Aberto	Lateral	Pressurização local transiente
Semi-fechado	Fluxo nos contornos	Pressurização moderada

Esse canal pode representar um poço ou uma falha permeável. Esse modelo é analisado dinamicamente através do TOUGH2/EOS7 e o deslocamento vertical da solução salina quente para aquíferos frescos e frios é avaliado. A extensão de fluxo ascendente de solução salina quente no canal é afetada pela sobrepressão e pela densidade do fluido acima deslocado. A densidade do fluido em sistemas salinos é controlada tanto pela temperatura quanto pela salinidade. As simulações mostram que, para pequenos aumentos de pressão e/ou em casos de alto gradiente de salinidade, a solução salina é empurrada para cima pelo canal para um novo equilíbrio de estado estacionário estático. Por outro lado, se o aumento de pressão é grande o suficiente para que a solução salina seja empurrada para cima do canal e para o aquífero superior subjacente, o fluxo pode ser mantido se a solução salina densa consegue se espalhar lateralmente.

Birkholzer *et al.* [43] examinam a região 3D de influência durante e após a injeção de CO<sub>2</sub> e avaliam as possíveis implicações para os recursos hídricos subterrâneos pouco profundos, com particular destaque para os efeitos da comunicação entre camadas através de selos de baixa permeabilidade. Os resultados mostram que a distância de migração lateral da solução salina é bastante pequena e a migração vertical através das camadas até as águas subterrâneas superficiais é extremamente improvável.

## 2.5

### Perda da integridade do poço

O vazamento ao longo ou através de poços depende da integridade dos mesmos. A figura 2.6 de Tavares [44] ilustra os possíveis caminhos de vazamento de CO<sub>2</sub> em poços de acordo com Gasda *et al.* [45]: (a) e (b) - ao longo da interface do cimento e o tubo de revestimento, (c) através do cimento degradado, (d) através de uma corrosão no tubo de revestimento, (e) através de fissuras no cimento e (f) ao longo da interface do cimento e a rocha.

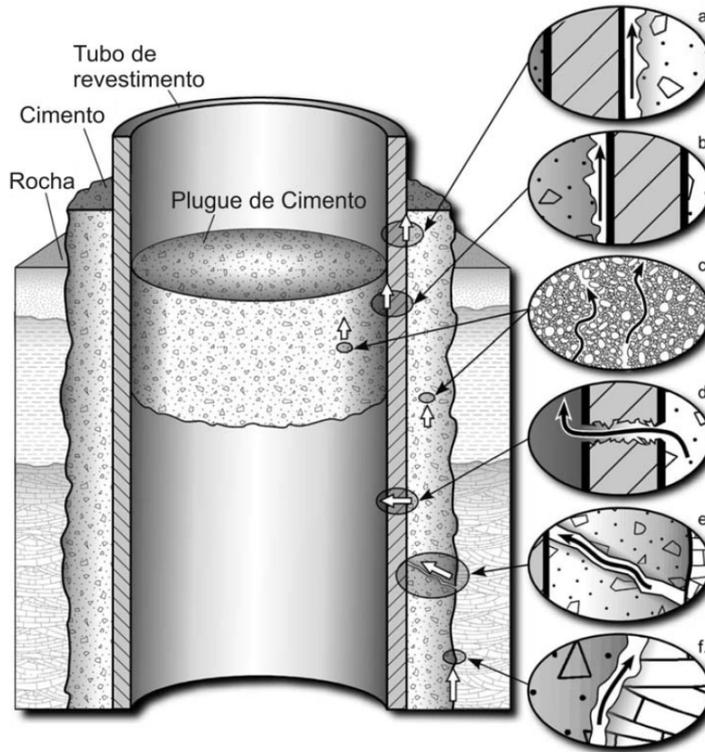
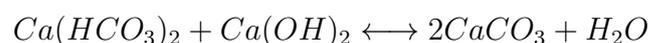
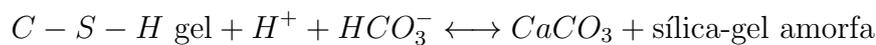


Figura 2.6: Possíveis caminhos de fuga do  $\text{CO}_2$  através de poços, de acordo com Gasda *et al.* e ilustrado por Tavares.

A deterioração do cimento pode se dar por efeitos químicos ou mecânicos. Durante e após a injeção, os depósitos geoquímicos nos poros de cimento podem gerar tensões que por sua vez podem induzir fissuras. No contato do cimento com o revestimento e do cimento com a formação geológica, a deterioração química está associada a um processo conhecido por carbonatação do cimento. O  $\text{CO}_2$  em alta concentração penetra nos poros do concreto, dilui-se na umidade presente e forma o ácido carbônico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ). Esse ácido e o  $\text{CO}_2$  reagem com o hidróxido de cálcio ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) e o silicato de cálcio hidratado (C-S-H) da pasta de cimento e resulta em carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) e bicarbonato de cálcio ( $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ), que migram para fora do cimento, aumentando a porosidade e a permeabilidade [46]. As reações químicas a seguir complementam a explicação:



O comportamento do cimento tem sido estudado e avaliado quanto a sua integridade diante da injeção de  $\text{CO}_2$ . Esses estudos possibilitam a escolha e o desenvolvimento de materiais mais eficientes. Por exemplo, trabalhos recentes como: Tambach *et al.* [47] avaliam alterações no cimento e determinam a espessura da zona de cimento afetada em um período de tempo; Brunet *et al.* [48] desenvolvem um modelo de transporte reativo com base em observações experimentais para compreender e prever a evolução do cimento em contato direto com uma solução salina de  $\text{CO}_2$  saturado; Gherardi *et al.* [49] apresentam os resultados de simulações numéricas que preveem a evolução da química dos fluidos e alteração mineral no cimento de um poço abandonado formulado com dados reais de *Paris Basin*.

Outros componentes de um poço de injeção, além do cimento, são relevantes para manter a integridade mecânica e para assegurar que os fluidos não migrem a partir da zona de injeção para regiões indesejáveis, como o revestimento, o tubo e o *packer*, figura 2.7 adaptada de Gaurina-Međimurec e Pašić [50].

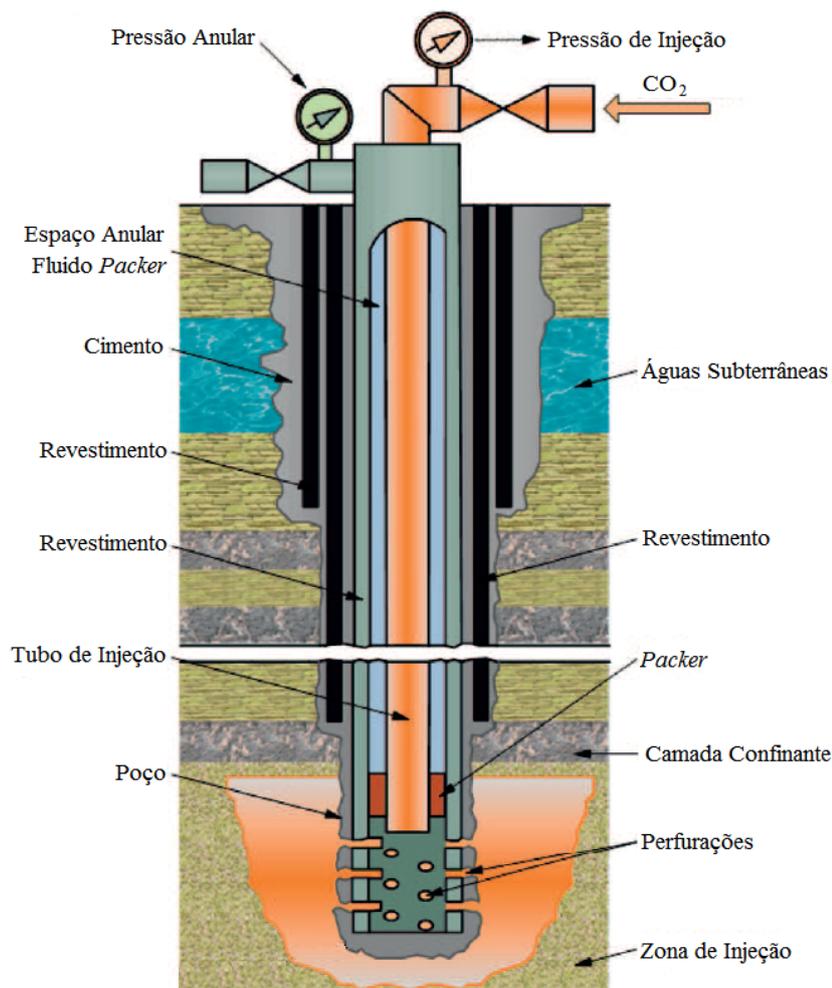


Figura 2.7: Esquema de um poço de injeção de  $\text{CO}_2$ , adaptado de Gaurina-Međimurec e Pašić.

Liu e Feng [51] avaliam as deformações das rochas através de uma análise em elementos finitos (EF) e os possíveis danos no revestimento em um poço injetor: cisalhamento, devido a movimentos de reativação de falhas geológicas; compressão radial, efeito gerado pelo aumento de pressão nos poros gerado pela injeção; e tração, em virtude dos deslocamentos verticais da rocha (expansão do reservatório).

## 2.6

### Fraturamento hidráulico

O fraturamento hidráulico ocorre quando a pressão de poros supera a força intergranular da rocha, criando ou ampliando fraturas. Para evitar o fraturamento hidráulico, a poropressão deve ser menor que a tensão principal mínima total ( $\sigma_3$ ) *in situ* da formação, desprezando a resistência à tração da rocha. Em ambientes de falhas normais e transcorrentes, figura 2.8 adaptada de Fodor [52], onde  $\sigma_3 \equiv \sigma_{hmin}$ , a propagação de fraturas hidráulicas ocorre no plano  $\sigma_{hmax} - \sigma_v$  (estado de tensões mais comum ao redor do mundo) [53]. Sendo  $\sigma_{hmin}$  a tensão horizontal total mínima,  $\sigma_{hmax}$  a tensão horizontal total máxima e  $\sigma_v$  a tensão vertical total.

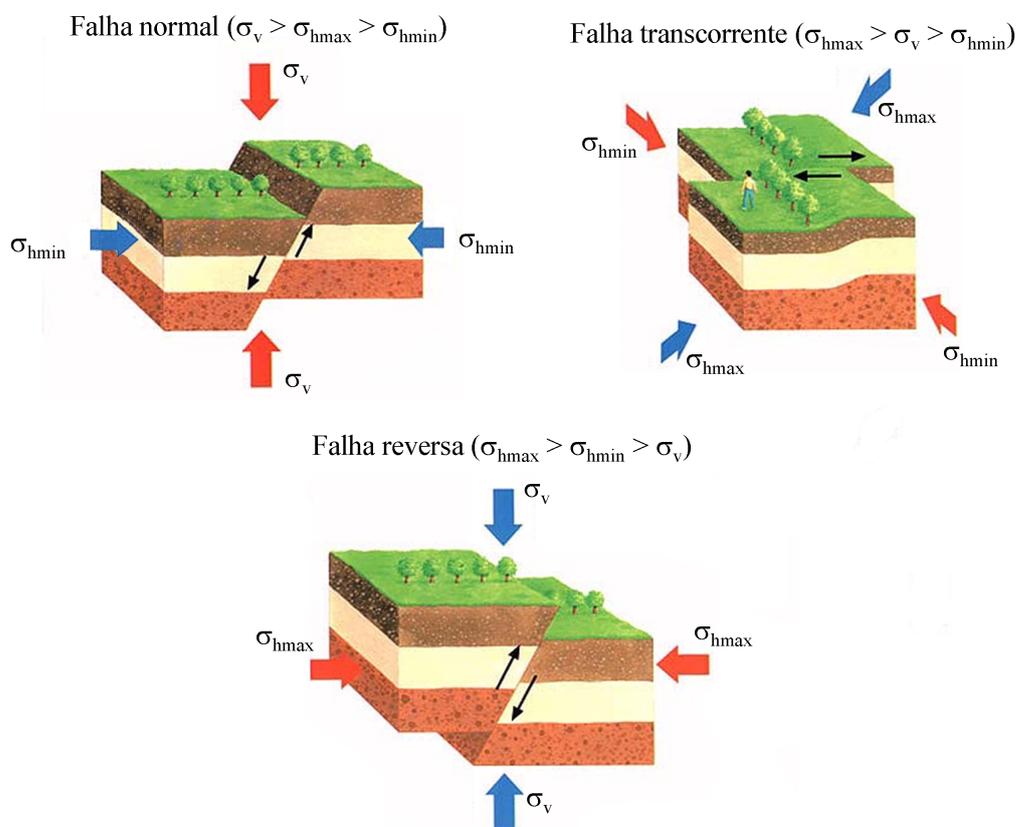


Figura 2.8: Classificação Andersoniana de falhas geológicas, adaptado de Fodor.

Hawkes *et al.* [54] afirma que o parâmetro  $\sigma_3$  é melhor determinado através de testes de *microfrac* ou *minifrac*. Uma maneira menos eficaz de estimar a sua magnitude é através de testes de absorção estendidos (*extended leak-off tests*). Ao longo dos anos, uma série de métodos empíricos foram desenvolvidos para estimar  $\sigma_{hmin}$ . Warpinski [55] apresenta uma equação para avaliar esse valor:

$$\sigma_{hmin} = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \alpha_B \cdot \Delta p) + \alpha_B \cdot \Delta p + \sigma_{Tect} \quad (2-6)$$

Na equação 2-6,  $\nu$  é o Coeficiente de Poisson,  $\alpha_B$  é o coeficiente de Biot,  $\Delta p$  é a máxima pressão de injeção admissível e  $\sigma_{Tect}$  é a tensão tectônica. A componente de tensão tectônica pode ser negligenciável em bacias passivas (praticamente assísmicas e não vulcânicas) e geologicamente jovens, mas pode ser significativa em outras situações [54].

Fisher *et al.* [56] põem em destaque o crescimento indesejável de fraturas hidráulicas, uma vez que as mesmas podem crescer e criar vias de comunicação até os lençóis freáticos e a superfície.

Métodos de monitoramento microsísmico e de microdeformação são técnicas capazes de determinar o crescimento das fraturas. Simonson *et al.* [57] analisam alguns casos de fraturas hidráulicas. Entre eles, está o de fraturas confinadas sob regime elástico-linear, em que as mesmas propagam-se em camadas adjacentes de rochas com diferentes tensões tectônicas, figura 2.9.

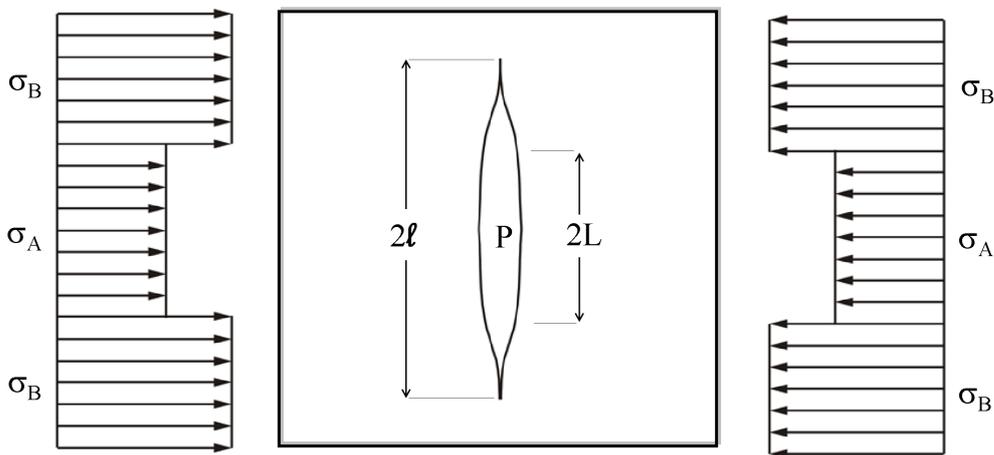


Figura 2.9: Fratura hidráulica vertical carregada sob pressão uniforme com diferentes tensões *in situ* horizontais.

A equação a seguir calcula o fator de intensidade de tensão ( $K_I$ ) em função da espessura da fratura ( $2l$ ), da pressão na fratura ( $p$ ), das componentes de tensão horizontal total nas camadas adjacentes e no reservatório ( $\sigma_B$  e  $\sigma_A$ , respectivamente) e da espessura da rocha reservatório ( $2L$ ) [58].

$$K_I = \frac{1}{\sqrt{\pi l}} \int_{-l}^l p(y) \sqrt{\frac{l+y}{l-y}} dy \quad (2-7)$$

$$\text{sendo } p(y) = \begin{cases} p - \sigma_b & L < y < l \\ p - \sigma_a & -L < y < L \\ p - \sigma_b & -l < y < -L \end{cases}$$

Realizando a integração da equação 2-7 e algumas simplificações, o fator de intensidade de tensão é ajustado por:

$$K_I = 2(\sigma_b - \sigma_a) \sqrt{\frac{l}{\pi}} \arcsin \frac{L}{l} + (p - \sigma_b) \sqrt{l\pi} \quad (2-8)$$

Substituindo  $l = L(1+\epsilon)$  na equação anterior, sendo  $\epsilon$  a distância relativa da fratura propagada na região de maior tensão, a pressão na fatura é dada pela equação a seguir:

$$p = \frac{2}{\pi} (\sigma_b - \sigma_a) \arccos \left( \frac{1}{1+\epsilon} \right) + \frac{K_I}{\sqrt{\pi L(1+\epsilon)}} + \sigma_a \quad (2-9)$$

Sendo  $p_0$  a pressão na fratura necessária para fazê-la avançar pela interface das camadas quando  $\epsilon = 0$  e  $K_I$  igual ao fator de intensidade de tensão é crítica ( $K_{IC}$ ), tem-se:

$$p_0 = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi L}} + \sigma_a \quad (2-10)$$

O excesso de pressão ( $p - p_0$ ) é calculado por:

$$p - p_0 = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi L}} \left( \frac{1}{\sqrt{1+\epsilon}} - 1 \right) + \frac{2(\sigma_b - \sigma_a)}{\pi} \cos^{-1} \left( \frac{1}{1+\epsilon} \right) \quad (2-11)$$

A figura 2.10 reproduz o exemplo de Simonson *et al.* [57] que apresenta o crescimento da fratura devido ao aumento da pressão em uma região com diferença de tensão *in-situ* horizontal. Para o desenvolvimento do exemplo adotaram-se para a rocha reservatório  $L = 61$  m (200 ft) e  $K_{IC} = 1,1$  MN·m<sup>-3/2</sup> (1000 lb·in<sup>-3/2</sup>).

## 2.7

### Reações químicas

O CO<sub>2</sub> injetado dissolve-se no fluido da formação e provoca um decaimento acentuado do pH [59], podendo alterar as propriedades mecânicas da rocha reservatório através da indução de reações químicas [60], que estimula a dissolução e a precipitação de minerais [59]. Essa dissolução aumenta as zonas

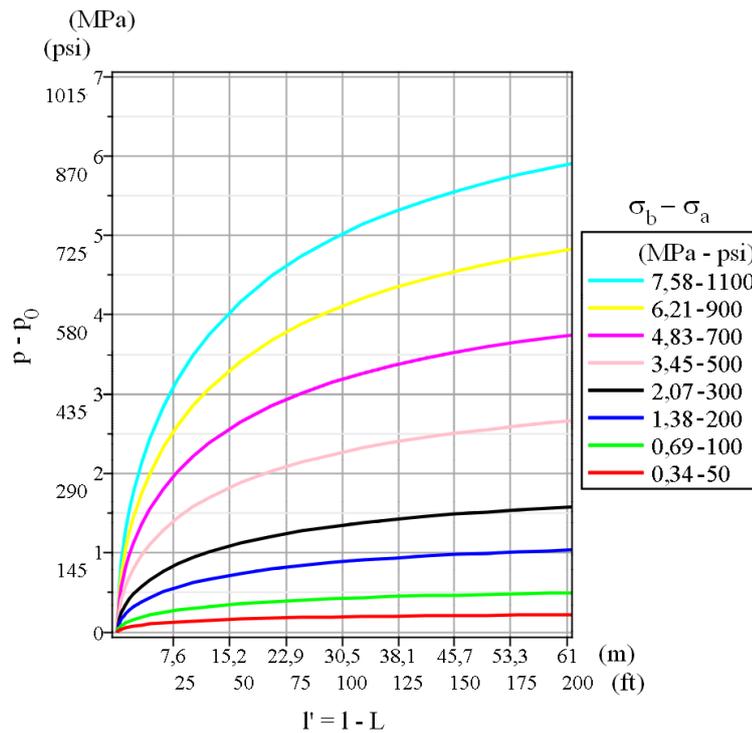


Figura 2.10: Desenvolvimento da fratura na região tensões horizontais elevadas, figura 2.9, em função do excesso de pressão e da diferença de tensão *in-situ*.

de permeabilidade e porosidade [13], e pode causar subsidência e fraturas [60], enquanto que a precipitação pode diminuir a permeabilidade e a porosidade da base da rocha capeadora, melhorando suas propriedades selantes [13]. Estudos experimentais sustentam essas possíveis alterações nas propriedades mecânicas da rocha e os resultados mostram que tanto o aumento quanto a redução da permeabilidade podem ser obtidos [60].

As interações da rocha com o  $\text{CO}_2$  podem ocorrer em dois momentos durante a vida útil do armazenamento do gás: durante a fase de injeção e em longo prazo.

Durante a fase de injeção, as propriedades elásticas efetivas da rocha reservatório são afetadas e ela comporta-se como um material não-linear [60]. Durante esse período, a principal preocupação, em relação às interações químicas, é a redução da permeabilidade ao redor do poço, que pode afetar as taxas de injeção e/ou as pressões de injeção, podendo gerar sobrepressão no reservatório [61]. Porém, casos reais de mudança da injetividade são mal explicados e vagamente atribuídos às interações do  $\text{CO}_2$  com os minerais [60], [61].

## 2.8

### Reativação de falhas

Em projetos de CCS, mudanças nas pressões do reservatório durante os períodos de injeção modificam o estado de tensões de toda a formação, inclusive próximo das falhas geológicas. Se o estado de tensões no plano da falha é alterado de forma significativa, a mesma pode deslizar e reativar. Nessa situação, a permeabilidade da falha aumenta e o seu selo vertical é violado, mesmo para falhas originalmente seladas. Como consequência, o CO<sub>2</sub> pode escapar para outras camadas, ou até mesmo para a superfície.

Sibson [62] foi o primeiro a reconhecer que o deslizamento e a reativação da falha são possíveis causas do fluxo de fluido em áreas falladas. O fenômeno de reativação de falhas tem sido extensivamente investigado e uma revisão detalhada é fornecida por Zoback [53]. A tendência de reativação das falhas depende tanto da componente de tensão cisalhante paralela ao plano da falha ( $\tau$ ), quando da componente de tensão efetiva normal ao plano da falha ( $\sigma_n'$ ). Esse fenômeno é fundamentalmente governado pelo critério de Mohr-Coulomb, em que a resistência da falha é estimada por:

$$\tau_{slip} = C_f + \tan(\phi_f) \cdot \sigma_n' \quad (2-12)$$

Onde  $\tau_{slip}$  é a tensão cisalhante que reativa a falha,  $C_f$  é a coesão da falha e  $\phi_f$  é o ângulo de fricção da falha. Na equação 2-12,  $\sigma_n'$  é relacionada com a tensão normal total ( $\sigma_n$ ) por:

$$\sigma_n' = \sigma_n - \alpha_B \cdot \Delta p \quad (2-13)$$

A tendência de reativação de uma dada falha pode ser estimada pelo parâmetro de tendência de deslizamento ( $ST$  - *slip tendency*), definido no intervalo  $0 \leq ST \leq 1$ :

$$ST = \frac{\tau}{\tau_{slip}} \quad (2-14)$$

Observações em campo sugerem que as falhas tornam-se hidraulicamente condutivas quando a tensão cisalhante ultrapassa a envoltória de Mohr-Coulomb, isto é,  $ST = 1$ , figura 2.11.

Além do conhecimento das propriedades das falhas, uma estimativa apropriada da poropressão para prevenir a reativação da falha depende da trajetória de tensões e da história de pressões do reservatório [63]. Uma vez que a tensão vertical é fortemente relacionada com o peso da sobrecarga e a crosta não é verticalmente restrita, essa componente de tensão é pouco

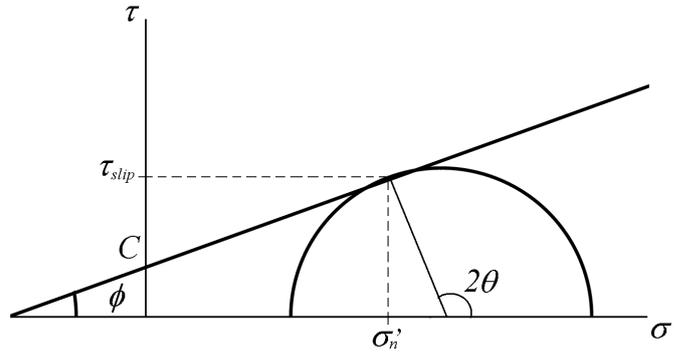


Figura 2.11: Envoltória de Mohr-Coulomb.

afetada pelas mudanças de poropressão no reservatório. Por outro lado, o reservatório é restringido na direção horizontal e as tensões nessa direção podem ser fortemente afetadas pelas mudanças de poropressão.

A solução analítica simplificada obtém durante a injeção uma estimativa da poropressão necessária para induzir a reativação da falha, desconsiderando as mudanças nas tensões verticais e horizontais em relação ao estado de tensões *in situ*. Em vista disso, a poropressão de reativação pode ser encontrada resolvendo a equação 2-14 para  $\Delta p$  quando  $ST = 1$ , equação 2-15. Nesse caso, o círculo de Mohr correspondente move-se em direção à origem sem alterações no tamanho.

$$\Delta p = \frac{1}{\alpha_B} \left( \sigma_n - \frac{\tau_{slip} - C_f}{\tan(\phi_f)} \right) \quad (2-15)$$

Uma outra maneira de avaliar a reativação da falha é utilizar uma abordagem mais abrangente, por exemplo, utilizar um modelo geomecânico de reativação de falha em EF. No simulador de EF bidimensional não-linear AEEPEC2D<sup>®</sup> desenvolvido por Costa [64], a análise poro-elastoplástica em termos de tensões efetivas sob condições drenadas, pode ser realizada. Modelos em EF são construídos para cada seção transversal de interesse, compreendendo as falhas geológicas que a interceptam e os horizontes estratigráficos.

As camadas de rocha são discretizadas com EF *serendipity* quadrilateral quadrático de oito nós. O comportamento do material rochoso é definido pelo modelo constitutivo de Mohr-Coulomb, com fluxo associado e tensão de *cut-off* nula. As propriedades da rocha são caracterizadas pelos parâmetros  $\nu$ ,  $\alpha_B$ ,  $E$ , coesão ( $C$ ) e ângulo de fricção ( $\phi$ ).

As falhas são modeladas com elementos de interface (ou ligação) quadráticos de oito nós e comportam-se de acordo com a lei de separação por tração proposto por Goodman *et al.* [65]. Os coeficientes de rigidez da falha são estimados a partir das rochas vizinhas à falha e de uma espessura equivalente

do material da falha. O comportamento tensão-deformação por cisalhamento e normal dos elementos da interface é altamente complexo, com curvas características não-lineares que podem ter uma forma hiperbólica ou exponencial [65, 66]. Os parâmetros de rigidez da falha normal ( $k_n$ ) e tangencial ( $k_t$ ), como proposto por Goodman *et al.* [65], são obtidos para uma espessura equivalente ( $t$ ) e são estimados por:

$$k_n = \frac{E}{t} \quad (2-16)$$

$$k_t = \frac{E}{2(1 + \nu)t} \quad (2-17)$$

Os parâmetros  $C_f$ ,  $\phi_f$  e Coeficiente de Biot da falha ( $\alpha_{B_f}$ ) são constantes ao longo da falha. As tensões efetivas *in situ* são aplicadas como tensões geostáticas através da média do gradiente de tensão vertical total ( $\gamma_R$ ) ou o gradiente de tensão vertical efetiva ( $\gamma_E$ ) e coeficientes de pressão lateral ( $K_0$ ) para cada camada.

Pressões no reservatório e nas falhas comunicantes são aplicadas de forma incremental para o estado de tensão inicial. As falhas dentro do reservatório são consideradas sujeitas ao mesmo  $\Delta p$  das camadas de rocha que as cercam. No caso de valores de pressão descontínuos na região do reservatório, o valor mais crítico para reativação da falha é adotado. A extensão da falha fora do reservatório é considerada lateralmente selada durante toda a análise e longitudinalmente selada enquanto não há deslizamento ou abertura. Falhas que interceptam o reservatório são consideradas inicialmente não-seladas. Conforme a reativação da falha progride além do reservatório, as extensões afetadas comunicam-se com ele. No modelo, a poropressão nos elementos de interface simulam o efeito da pressão do fluido atuando sobre as extensões de falhas que são ligadas hidraulicamente ao reservatório pressurizado. Durante a análise incremental, o parâmetro  $ST$ , equação 2-14, é monitorado ao longo da falha em busca de qualquer possibilidade de reativação.

## 2.9

### Cisalhamento induzido

Durante a produção ou injeção, o reservatório tende a se contrair ou expandir, enquanto a rocha capeadora não apresenta deformações laterais. Devido a esse movimento, significativas tensões de cisalhamento podem desenvolver-se na interface do reservatório com a rocha capeadora, causando uma ruptura por cisalhamento induzido e uma potencial via de fuga [54].

A solução analítica para a tensão de cisalhamento induzido, assumindo um semi-espaco linear elástico, isotrópico e homogêneo, é obtida integrando a contribuição de todos os pontos sobre o volume,  $V$ , do reservatório [67]:

$$\tau_{yz}(x_0, y_0, z_0) = \frac{C_b E_0}{12\pi(1-\nu)} \int_V \Delta p(x, y, z) \left[ \frac{\partial^2 V_1}{\partial y \partial z} + 2z \frac{\partial^3 V_2}{\partial y \partial z^2} + \frac{\partial^2 V_2}{\partial y \partial z} \right] dV \quad (2-18)$$

$$\tau_{xz}(x_0, y_0, z_0) = \frac{C_b E_0}{12\pi(1-\nu)} \int_V \Delta p(x, y, z) \left[ \frac{\partial^2 V_1}{\partial x \partial z} + 2z \frac{\partial^3 V_2}{\partial x \partial z^2} + \frac{\partial^2 V_2}{\partial x \partial z} \right] dV \quad (2-19)$$

Onde  $C_b$  é a compressibilidade volumétrica e as funções de distância  $V_1$  e  $V_2$  são dadas por:

$$V_1 = \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-z_0)^2}}$$

$$V_2 = \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z+z_0)^2}}$$

Se as distribuição de pressão e forma do reservatório são simples, como pressão constante e reservatório em forma de disco, as integrais das equações 2-18 e 2-19 podem ser avaliadas analiticamente.

Para cenários mais complicados ou quando as pressões são obtidas a partir de um modelo de simulação fazem-se necessários métodos numéricos [54, 67]. Tensões de cisalhamento induzidas são mais graves quando a variação de pressão é uniforme e termina abruptamente no limite do reservatório, tal como em reservatórios delimitados por falhas [67].

De forma análoga ao efeito da poropressão, as variações de temperatura dentro de um reservatório também podem induzir tensões cisalhantes, equação 2-20. No entanto, geralmente, os fluidos injetados são mais frios que o reservatório [54].

$$\tau_{yz}(x_0, y_0, z_0) = \frac{\alpha_V E_0}{12\pi(1-\nu)} \int_V \Delta T(x, y, z) \left[ \frac{\partial^2 V_1}{\partial y \partial z} + 2z \frac{\partial^3 V_2}{\partial y \partial z^2} + \frac{\partial^2 V_2}{\partial y \partial z} \right] dV \quad (2-20)$$

Onde  $\alpha_V$  é o coeficiente de expansão térmica volumétrica do reservatório e  $\Delta T(x, y, z)$  é a variação de temperatura no ponto  $x, y, z$  dentro do reservatório.