

2.

Comportamento tensão – deformação – permeabilidade de rochas

2.1.

Introdução

Dentre as propriedades dos materiais geológicos, duas vêm recebendo grande atenção por parte dos geólogos, engenheiros civis, ambientais, de minas e de petróleo: a porosidade e a permeabilidade (Araújo, 2002). No campo ambiental, elas são essenciais nos estudos de remediação de áreas contaminadas, em projetos de disposição subterrânea de lixo nuclear, entre outros. Para a indústria do petróleo, essas propriedades estão diretamente ligadas à lucratividade de um reservatório. Um reservatório, do ponto de vista econômico, é considerado de boa produtividade, se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, condições ótimas de recuperação dos fluidos, condições estas diretamente associadas à porosidade e à permeabilidade da formação. Ainda pode-se citar a relevância que estas propriedades têm em projetos de escavação de túneis, de controle de fraturamento hidráulico, de previsão de terremotos e de estabilidade de taludes de rochas, barragens e minas.

Como já mencionado, o conhecimento da permeabilidade e da sua variação durante um determinado processo é de essencial significância para vários campos da ciência e da engenharia. Porém, neste trabalho, o campo a ser explorado será o da engenharia de petróleo, mais especificamente a engenharia de reservatórios de hidrocarbonetos.

Do ponto de vista geológico, dois processos são responsáveis pela redução da porosidade e da permeabilidade em arenitos. O primeiro, que pode ser caracterizado como um processo natural, é a cimentação dos poros por calcita, sílica e outros minerais. Já o segundo, um processo mecânico, é a compactação, que em rochas-reservatório, pode ocorrer devido à produção de hidrocarbonetos.

Em um meio poroso, a permeabilidade está associada a parâmetros, tanto em nível microscópico quanto em nível macroscópico (Wang e Park, 2002). No

nível microscópico, os principais parâmetros são tamanho, forma, orientação e interconexão dos poros. No macroscópico, os parâmetros incluem a abertura da fratura, a rugosidade da superfície da fratura e a distribuição e conexão das famílias de fraturas. O trabalho em questão tratará apenas da variação da permeabilidade relacionada ao nível microscópico.

Rochas são materiais geralmente heterogêneos, porosos e freqüentemente fraturados ou fissurados e podem ser visualizadas como um sistema composto por grãos, que formam o esqueleto sólido e por poros, microfissuras e fraturas, que constituem os espaços vazios. Quando um carregamento é aplicado à rocha, os espaços vazios, por apresentarem maior compressibilidade, deformam-se primeiro do que os grãos, alterando as trajetórias de fluxo e, conseqüentemente, as propriedades de fluxo do meio.

Nas rochas sedimentares, *in situ*, os poros e as fissuras / fraturas podem conter óleo, gás e água. A diferenciação destes fluidos por suas assinaturas sísmicas é o objetivo do monitoramento de reservatório e da exploração sísmica. A produção de fluidos, a partir destas rochas-reservatório, reduz a poro-pressão, levando a um aumento da tensão efetiva, que por sua vez, pode alterar a detalhada geometria dos poros da rocha, especificamente a forma e as dimensões dos poros e gargantas de poros (Zimmerman, 1991). Durante fluxo de água ou injeção de gás em um reservatório, as tensões de equilíbrio da rocha podem também ser alteradas de uma forma dinâmica. Ainda durante a perfuração de um poço, pode também haver variações das tensões na vizinhança do mesmo, alterando também suas propriedades de fluxo.

A produtividade do reservatório é uma função da permeabilidade e da pressão do fluido, que por sua vez são funções das condições de produção, do projeto do poço e da estratégia de completação (instalação de equipamento permanente para a produção de petróleo ou gás em um poço). Altos índices de produção podem resultar numa significativa redução da permeabilidade na vizinhança da parede do poço. Por isso, altos índices de produção são contraindicados, especialmente em reservatórios com significativa dependência da permeabilidade sobre a tensão. A relação entre o índice de produção e a pressão no poço pode ser prevista se a dependência da permeabilidade com relação à tensão e a pressão de *drawdown* (diferença entre a pressão no poço e a poro-pressão no reservatório) forem conhecidas (Davies e Davies, 2001).

Atualmente, os engenheiros de reservatório de petróleo não levam em consideração o efeito das tensões *in situ* na produção, considerando que a permeabilidade é constante durante a produção do reservatório (Soares *et al.*, 2002). Segundo esta concepção, presume-se que o reservatório tem uma rigidez infinita, não se deformando ao longo do ciclo de produção. Mas durante este ciclo, há redução da poro-pressão (aumento da tensão efetiva), ocasionada pela produção do poço, o que pode sim, levar à alteração da permeabilidade do reservatório, através da deformação sofrida pelo mesmo. Para os cálculos de produção dos reservatórios, o único efeito de deformação levado em consideração é a compressibilidade do poro, que por sua vez, funciona como uma parcela de manutenção da energia para a produção do campo. Quanto maior a compressibilidade do poro, melhor, em termos de manutenção da produção do campo.

Baseado na alteração das condições de contorno atuantes em um reservatório (por exemplo, tensão, deformação) durante a produção, Rhett e Teufel (1992) afirmam que uma ótima gestão de reservatório deve medir tanto a magnitude quanto a orientação das tensões *in situ*, sob condições iniciais do reservatório e também, periodicamente, a partir do início da produção. Visando, desta forma, obter a trajetória de tensão seguida pelo reservatório durante a produção. Estas informações, associadas ao novo equipamento triaxial verdadeiro de ensaio, apresentado neste trabalho, possibilitarão a determinação de variações mais realistas da permeabilidade do reservatório.

2.2.

Porosidade das rochas

Porosidade das rochas é uma medida adimensional utilizada para designar os espaços vazios ou poros existentes em um determinado volume de material. Esta identifica a relativa proporção de vazios e sólidos em um meio sólido.

Dois tipos de porosidade são freqüentemente mais importantes na escala de reservatório (Berryman e Wang, 2000):

1. porosidade da matriz, que ocupa uma finita e substancial fração do volume do reservatório. Esta porosidade é freqüentemente chamada de porosidade de armazenamento, porque é o volume que armazena os fluidos de interesse;
2. porosidade de fissuras ou fraturas, que pode ocupar pouco volume, mas apresenta dois efeitos muito relevantes nas propriedades do reservatório. O primeiro efeito é que fissuras / fraturas drasticamente enfraquecem a rocha elasticamente e, sob níveis de tensão bem baixos, introduzem um comportamento não-linear, de modo que pequenas variações na tensão podem levar a grandes variações nas aberturas das fissuras / fraturas. O segundo efeito é que fissuras / fraturas freqüentemente constituem uma trajetória de alta permeabilidade para o fluido migrar do reservatório. Este segundo efeito é, obviamente, a chave para análises de reservatório e economia da extração de fluido.

Ainda pode-se citar a porosidade cárstica, que ocorre, sobretudo em rochas solúveis, formadas pela dissolução de porções do material original.

Nos meios em que as fissuras são predominantes, a porosidade é caracterizada por uma porosidade de fissuras. Em geral, estas estruturas controlam todo o fluxo no maciço, atuando como coletoras e transmissoras do fluido. O fluxo, por vezes, ocorre das fissuras para a matriz rochosa, ou vice versa, o que caracteriza os meios de dupla porosidade, ou seja, rochas com matriz de porosidade granular entrecortada por descontinuidades.

As redes de poros em um dado meio podem estar totalmente interconectadas. Desta forma, a circulação de fluido no meio ocorre de forma facilitada. Contudo, os poros podem também estar totalmente isolados e o fluido não circular, ficando confinado no interior dos poros. Há ainda meios em que a intercomunicação entre os poros é extremamente restrita e por isso, o fluido circula de forma muito lenta. Nas argilas, embora geralmente ocorram porcentagens muito elevadas de vazios, o fluido é muito pouco móvel.

Na figura 2.1, um desenho esquemático de grãos e poros mostra como a porosidade pode variar em função de diferentes configurações de tamanho e arranjo de poros.

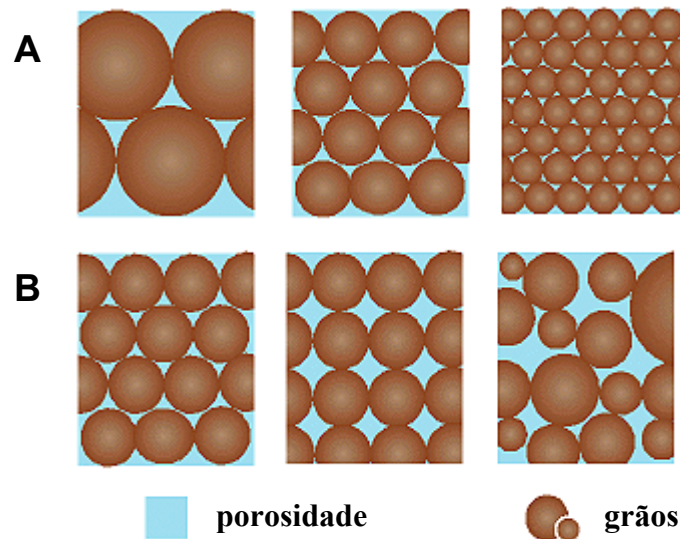


Figura 2.1 – Visualização esquemática de como diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (A) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (B) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (MHHE, 2000)

Portanto, as variações na porosidade das rochas se devem a vários fatores, dentre os quais pode-se destacar:

- forma e imbricamento dos grãos;
- presença de materiais de granulometria fina, como argilas e silte, ocupando os espaços intergranulares;
- presença de materiais cimentantes (calcita, sílica, sais, entre outros), que podem preencher total ou parcialmente os poros do meio;
- distribuição granulométrica;
- idade da rocha;
- profundidade, abaixo da superfície, na qual a rocha se encontra;
- aplicação de carregamento externo, etc.

Em termos numéricos, a porosidade (n) é definida como sendo a relação entre o volume de vazios (V_v) e o volume total considerado (V).

$$n = \frac{V_v}{V} \quad (2.1)$$

Para estudos de fluxo subterrâneo, no entanto, o interesse recai sobre a porosidade efetiva, ou seja, aquela que reflete o grau de intercomunicação entre os

poros, permitindo assim a percolação do fluido. A porosidade efetiva (n_e) pode representar apenas uma pequena parcela da porosidade, sendo expressa pela relação entre o volume ocupado pelo fluido (V_e) e o volume total (V).

$$n_e = \frac{V_e}{V} \quad (2.2)$$

Do fluido contido no meio, parte é retida por efeitos capilares e moleculares, sendo expressa pela capacidade de retenção específica (n_s), que é definida pela relação entre o volume de fluido retido no meio (V_s), depois de escoado o fluido livre ou gravitacional, e o volume total (V).

$$n_s = \frac{V_s}{V} \quad (2.3)$$

Como o volume de fluido liberado pela ação da gravidade é determinado pela porosidade efetiva, a capacidade de retenção específica (n_s) corresponde à diferença entre porosidade (n) e a porosidade efetiva (n_e).

$$n_s = n - n_e \quad (2.4)$$

Quando o meio apresenta porosidade granular, permitindo a livre circulação do fluido, e a importância relativa das discontinuidades é menor, em geral, são válidas as leis que regem o fluxo nos meios porosos, conhecidas no campo da Mecânica dos Solos, como a lei de Darcy. Nos maciços com porosidade cárstica, o estabelecimento de leis de escoamento é mais problemático, pois estes maciços são caracterizados por uma complexa rede de condutos, canais, tubos e cavernas, originados por dissolução. Entretanto, o estabelecimento de leis ou regras para o fluxo é sempre possível, dependendo da escala analisada e do grau de conhecimento que se tem do maciço (Azevedo e Albuquerque, 1998).

2.3.

Permeabilidade das rochas

Rocha sedimentar detrítica é contida de grãos primários (menores partículas da matriz), espaço dos poros e cimentos intergranulares, resultantes da cimentação e do sobrecrecimento. É o arranjo destes constituintes, e não simplesmente a composição deles, que fundamentalmente determina a permeabilidade da rocha (Bruno, 1994). Pelo fato dos contatos de grãos individuais não serem regulares, um campo de tensões macroscópico produzirá uma distribuição não homogênea de tensão no arranjo microestrutural, alterando o arranjo e a forma das partículas e poros e, conseqüentemente, a permeabilidade do material rochoso. Quando a tensão aplicada é anisotrópica, o tensor permeabilidade resultante pode também se tornar anisotrópico.

Na indústria do petróleo, a permeabilidade intrínseca é chamada apenas de permeabilidade. Neste trabalho, o termo permeabilidade estará de acordo com a indústria do petróleo. Por definição, a permeabilidade é apenas um fator geométrico que define características de transmissão de fluidos em um meio poroso, representando a área de fluxo efetiva na escala dos poros. Esta pode ser considerada como uma função do meio poroso (Freeze e Cherry, 1979) e independe das propriedades do fluido percolante (viscosidade e densidade), dependendo apenas das propriedades do meio poroso. A dimensão da permeabilidade é de área e a unidade comumente usada para designá-la é o *darcy* ($1 \text{ darcy} = 1 \text{ D} = 9,87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$), em homenagem ao engenheiro francês Henry Darcy (1803 – 1858), que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos. Por definição, 1 *darcy* é a permeabilidade de uma rocha, na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ de um fluido de viscosidade de 1 centipoise, através de 1 cm^2 de área aberta ao fluxo.

A base da teoria de escoamento em meios porosos granulares foi estabelecida por Darcy que, por meio de um experimento, comprovou que o fluxo que atravessa um meio poroso homogêneo e isotrópico tem velocidade constante. Nestas condições, o fluxo apresenta um regime laminar. Desta forma, foi estabelecida a lei de Darcy, escrita como:

$$Q = k.A.\frac{\Delta h}{L} \quad (2.5)$$

onde Q é a vazão (m^3/s); k , a condutividade hidráulica (m/s); A , a área da seção transversal de fluxo (m^2); Δh , a carga hidráulica (m); e L , o comprimento da trajetória de fluxo (m).

Uma versão reduzida desta equação é:

$$Q = k.i.A \quad (2.6)$$

com i sendo o gradiente hidráulico:

$$i = -\frac{dh}{dx} \quad (2.7)$$

onde dh/dx representa a perda de carga hidráulica por unidade de comprimento, no sentido do escoamento.

No âmbito de validade da lei de Darcy, a condutividade hidráulica é um valor constante para cada meio e para cada fluido, dentro de condições determinadas. Para a condutividade hidráulica, além da influência da natureza do meio, há também a influência da densidade e da viscosidade do fluido (propriedades do fluido), que são função da temperatura e pressão às quais este está submetido. Quando se usa a “permeabilidade intrínseca”, aqui chamada apenas de permeabilidade, a lei de Darcy pode ser escrita como:

$$Q = -k.\frac{\gamma_f}{\mu}.\frac{dh}{dx}.A \quad (2.8)$$

com k sendo a permeabilidade (intrínseca) (m^2); γ_f , o peso específico do fluido e μ , a viscosidade do fluido (Pa s^{-1}).

Ao usar o método de fluxo de estado permanente (apresentado no capítulo 3) para medida da permeabilidade, a eq. (2.8) pode ser reescrita para que a permeabilidade possa ser calculada pelas diferenças de pressão medidas e vazões:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (2.9)$$

com Q sendo a vazão; L , o comprimento da trajetória de fluxo; μ , a viscosidade do fluido; ΔP , a diferença de pressão sobre o comprimento da trajetória de fluxo; e A , a área da seção transversal do corpo de prova.

Para validade da lei de Darcy, o escoamento deve ser laminar, com velocidade constante, em um meio poroso homogêneo e isotrópico. Por isso, a lei de Darcy tem seu campo de validade limitado. Por um lado, para os materiais granulares grossos (por exemplo, pedregulhos), que devido ao grande diâmetro dos poros, podem não apresentar regime laminar. Sendo então, necessárias velocidades de percolação muito pequenas para que não haja turbulência. Por outro lado, para as argilas, que devido ao diâmetro diminuto dos filetes, o surgimento de forças capilares e tensões superficiais torna o fluido praticamente imóvel, também não sendo válida a lei de Darcy.

A permeabilidade é uma propriedade física complexa da rocha que fornece informação sobre o grau de interconexão entre os poros e fissuras e está intimamente relacionada à distribuição tanto da porosidade (n) quanto da porosidade efetiva (n_e) e pode ser sensível ao estado de tensão. Por isso, para determinação da permeabilidade, fatores como história de tensão, influência de tensão na permeabilidade e anisotropia de permeabilidade não podem ser ignorados (Keaney *et al.*, 1998).

2.4.

Conceitos básicos de ensaios

No laboratório, a influência de várias condições de tensão na permeabilidade de rochas pode ser investigada, usando diferentes tipos de ensaios. Daqui por diante, quando for mencionado ensaio triaxial, seja de compressão ou de extensão, ficará subentendido que se trata do ensaio triaxial, conhecido como convencional ou axisimétrico. Quando referência for feita a um ensaio “verdadeiramente” triaxial, este será abordado como ensaio triaxial verdadeiro.

Trajetória de tensão é geralmente denotada K e definida como a taxa constante de mudança entre a tensão efetiva mínima (horizontal) e a tensão efetiva máxima (vertical), a partir das condições iniciais do reservatório.

$$K = \frac{\Delta\sigma'_{\min}}{\Delta\sigma'_{\max}} \quad (2.10)$$

com K sendo trajetória de tensão, $\sigma'_{\min}$, tensão efetiva mínima (horizontal) e $\sigma'_{\max}$, tensão efetiva máxima (vertical).

No ensaio de laboratório de trajetória de tensão constante, as tensões principais efetivas horizontal mínima (σ'_3) e vertical (máxima) (σ'_1) podem seguir uma trajetória de tensão efetiva K entre 1 (compressão hidrostática) e 0 (tensão de contorno constante). Um caso especial de ensaio de trajetória de tensão é o ensaio edométrico, onde apenas a deformação uniaxial do corpo de prova é permitida. Este ensaio é iniciado sob condições hidrostáticas, a tensão axial é mantida constante, a poro-pressão é linearmente diminuída e a deformação lateral é mantida nula, por ajuste da tensão confinante. Os ensaios edométricos de laboratório são executados para determinar a compressibilidade da rocha, que é assumida ser uma propriedade da rocha. Ensaio de trajetória de tensão constante (de compressão hidrostática, edométrico ou sob qualquer outra trajetória de tensão) são principalmente executados para simular e investigar a depleção de um reservatório de óleo, quando se tratam de estudos relacionados à indústria do petróleo.

Ensaio de compressão hidrostática corresponde à aplicação de carregamentos isotrópicos e determinam a influência de crescente tensão efetiva na permeabilidade. Compressão hidrostática representa uma trajetória de tensão $K = 1$. Ensaio de compressão hidrostática são relativamente simples para executar em laboratório e, portanto, constituem a forma mais comum para investigar a sensibilidade à tensão da permeabilidade de uma rocha. Entretanto, na natureza, este tipo de trajetória de tensão não é comumente encontrado.

Nos ensaios de compressão triaxial, geralmente submete-se o corpo de prova a uma pressão hidráulica confinante que é mantida constante durante todo o ensaio. Esta tensão confinante representa as duas tensões principais horizontais atuantes no corpo de prova. Na direção axial, a tensão (vertical) é aumentada

durante o ensaio, até a ruptura do corpo de prova ou não. A tensão axial é normalmente aumentada com controle de deformação, submetendo-se o corpo de prova a uma taxa de deformação constante, o que possibilita a continuação do ensaio na região pós-ruptura. Ensaio de compressão triaxial são principalmente usados para determinar o critério de ruptura da rocha. Este é um ensaio padrão, freqüentemente executado em laboratórios de Mecânica das Rochas, apesar do estado de tensão simulado (estado de tensão axisimétrico com $\sigma_2 = \sigma_3$) não ser muito representativo de uma situação real de campo.

Ensaio de extensão triaxial são usados geralmente para determinar a resistência à tração da rocha (indiretamente). Para isto, a rocha é hidrostaticamente comprimida com uma tensão inicial alta. A tensão axial é então diminuída. No caso de determinação da resistência à tração, a tensão é diminuída até a ruptura do corpo de prova. Quando se pretende estudar a variação da permeabilidade sob tal estado de tensão, a rocha pode ou não ser levada até a ruptura.

Por último, o ensaio triaxial verdadeiro, que foi utilizado neste trabalho e está descrito com maiores detalhes no capítulo 3. De uma forma sucinta, nos ensaios triaxiais verdadeiros, as três tensões principais aplicadas em um corpo de prova são independentes e diferentes. Desta maneira, se faz possível a simulação de condições de tensão reais de campo, caso sejam conhecidas a magnitude e orientação das tensões *in situ*.

2.5.

Estudos anteriores da influência da tensão na permeabilidade

Rocha é um material geológico heterogêneo que contém fraquezas naturais de várias escalas. Quando esta é submetida a um carregamento mecânico, suas fraquezas pré-existentes podem fechar, abrir, crescer ou induzir novas fissuras ou fraturas, que podem, por sua vez, mudar a estrutura da rocha e suas propriedades de fluxo. Resultados experimentais dão forte evidência que permeabilidade de rocha não é uma constante, mas uma função do dano induzido por tensão.

Dano mecânico em uma formação pode ser definido como a degradação irreversível da resistência ou rigidez da rocha e alteração das suas propriedades de

fluxo, como resultado de mudanças permanentes na fábrica dos grãos do material, que por sua vez, estão associadas a deformações plásticas (Dusseault e Gray, 1992). Portanto, o dano é um fator muito importante para a alteração da permeabilidade. O seu efeito pode se manifestar de duas formas, segundo Li e Holt (2002). Uma é o efeito direto, onde o dano pode gerar pequenas partículas (fragmentos), que irão bloquear a trajetória de fluxo. O outro efeito é visto em meio granular cimentado, através da quebra do cimento, que permite as partículas se movimentarem mais livremente. Os rearranjos das partículas induzem a alteração da permeabilidade. Em alguns casos, estes podem aumentar a permeabilidade do meio. Entretanto, os rearranjos de partículas acompanhados por colapso de poros geralmente diminuem drasticamente a permeabilidade.

Nesta seção, são apresentados resultados experimentais de ensaios já publicados, referentes à influência do estado de tensão na variação e anisotropia da permeabilidade de rochas e ainda seus mecanismos. A apresentação dos resultados está dividida em dois grupos. O primeiro grupo é o dos ensaios utilizando sistemas triaxiais axisimétricos ou convencionais de aplicação de cargas, onde duas das três tensões principais aplicadas são necessariamente iguais entre si. Já o segundo grupo consta dos ensaios executados com sistemas triaxiais verdadeiros de aplicação de cargas, onde é possível obter $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$.

Durante a apresentação dos resultados obtidos por meio de sistemas triaxiais convencionais, a seguir, as referências feitas às medidas de permeabilidade corresponderão sempre a medidas obtidas na direção axial dos corpos de prova. Visto que os corpos de prova utilizados neste tipo de equipamento são cilíndricos e, geralmente, a permeabilidade é medida na direção axial dos mesmos. Quando a medida se der de forma diferente (na direção radial), isto será observado.

2.5.1.

Sistemas triaxiais axisimétricos

Os primeiros estudos a respeito da relação entre permeabilidade da matriz rochosa e tensões aplicadas em rochas-reservatório consideram somente as condições de tensões hidrostáticas. Observa-se que a variação da permeabilidade com o aumento da tensão hidrostática pode ser relativamente bem representada

por uma função exponencial. Entretanto, a taxa da diminuição da permeabilidade, em função da tensão hidrostática, é altamente variável. Estudos anteriores apontam fatores como estrutura e forma de poros, distribuição de grãos, volume de argila e mineralogia da rocha, como características relevantes nesta relação (Ostermeier, 1993; Ostermeier, 2001; Davies e Davies, 2001; David *et al.*, 2001).

A partir da década de 90, os estudos experimentais que relacionam tensões não-hidrostáticas à permeabilidade se intensificaram, pois observou-se que o real estado de tensões nos reservatórios durante a produção seria diferente do estado hidrostático.

Para determinar a relação entre permeabilidade e estado de tensão no meio poroso, Brace *et al.* (1968) realizaram ensaios de compressão hidrostática com medidas de permeabilidade no granito Westerly. Eles concluíram que a permeabilidade do granito diminui com o aumento da tensão efetiva. Patsouls e Gripps (1982) obtiveram uma conclusão similar, em se tratando da permeabilidade do giz Yorkshire (Reino Unido).

Em muitos países, formações de sal são usadas para armazenamento de óleo e hidrocarbonetos ou armazenamento permanente de lixo nuclear, em cavidades subterrâneas, principalmente devido suas permeabilidades serem extremamente baixas ($< 10^{-20} \text{ m}^2$) sob condições *in situ* (e.g. Heard, 1972; Hunsche e Hampel, 1999). Popp e Kern (2000), através de ensaios de compressão hidrostática e de ensaios triaxiais de compressão e extensão, mostraram que a rede de fissuras geradas em corpos de prova de rocha sal natural é fortemente controlada pela geometria do campo de tensão aplicado. Fissuras, geralmente são orientadas paralelamente à direção da tensão principal maior, levando a um arranjo anisotrópico de fissuras, que por sua vez, leva a uma variação anisotrópica da permeabilidade induzida pela tensão. Seus ensaios mostraram que quanto menor a tensão confinante, maior o aumento de permeabilidade.

A respeito de arenitos, Fatt e Davis (1952) apresentaram um dos primeiros trabalhos a respeito de variação de permeabilidade de arenito sob aumento de tensão hidrostática. O arenito utilizado era consolidado e moderadamente permeável. Foi demonstrada uma redução de permeabilidade de 20 a 60% para corpos de prova submetidos a tensões de até 100 MPa. Reduções de permeabilidade de mais de uma ordem de magnitude foram relatadas para arenitos de permeabilidade muito baixa (menos de 0,1 mD) por Vairogs *et al.* (1971).

Estes dois trabalhos indicam que quanto menor a permeabilidade inicial, mais sensível à tensão é o arenito.

Wilhelmi e Somerton (1967) obtiveram medidas de variação de permeabilidade nos arenitos Berea, Boise e Bandera, em função de aumento de carregamento hidrostático e tensão desviadora, para diferentes pressões confinantes. A permeabilidade se mostrou dependente da variação do estado de tensão. Eles mostraram que, em corpos de prova sujeitos a tensões desviadoras de 80% da tensão de ruptura, as mudanças de permeabilidade eram maiores em magnitude do que as mudanças de porosidade, tanto sob carregamento desviador quanto sob carregamento hidrostático.

Zoback e Byerlee (1976) relataram os efeitos de histerese na permeabilidade do arenito não-consolidado Ottawa com ciclos de tensão não-hidrostática. Os corpos de prova, irreversivelmente perderam de 20 a 80% de suas permeabilidades, sob tensão confinante superior a 60 MPa. Gobran *et al.* (1987) investigaram a histerese de permeabilidade do mesmo arenito e afirmaram que durante os ciclos de carga, a permeabilidade foi reduzida, devido ao rearranjo dos grãos sob uma estrutura mais compacta.

Um programa de ensaios foi conduzido por Holt (1990) em um arenito de afloramento (Red Wildmoor) de alta porosidade (25%) e alta permeabilidade. Diversos tipos de carregamento foram aplicados: hidrostático, triaxial de compressão, triaxial de extensão e anisotrópico, com $\sigma_a = 2\sigma_r$ e $\sigma_a = 0,5\sigma_r$, onde σ_a é tensão axial e σ_r é tensão radial.

Assim como Yale (1984), para arenitos de alta permeabilidade, Holt (1990) também mostrou que a diminuição da permeabilidade, devido aumento da tensão hidrostática, é relativamente pequena (figura 2.2).

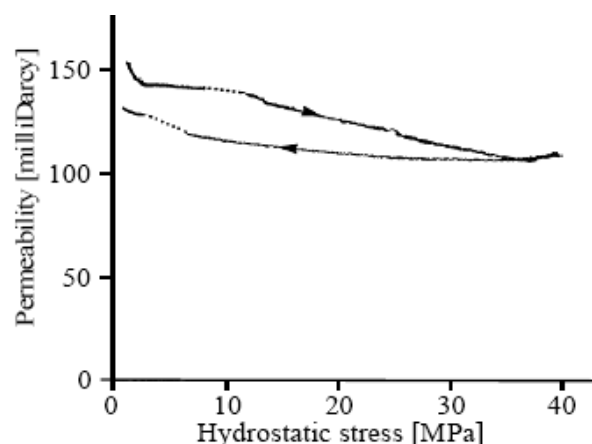


Figura 2.2 – Alteração de permeabilidade no arenito Red Wildmoor durante carregamento e descarregamento hidrostático (Holt, 1990)

Portanto, quando uma trajetória de tensão não-hidrostática foi aplicada, a permeabilidade foi significativamente reduzida. Assim como Holt (1990), King *et al.* (2001) descobriram que as diminuições de permeabilidade se tornam mais significantes na presença de tensões não-hidrostáticas, quando comparadas com a diminuição observada sob condição de tensão hidrostática. As maiores reduções de permeabilidade ocorreram sob as maiores tensões confinantes (figura 2.3).

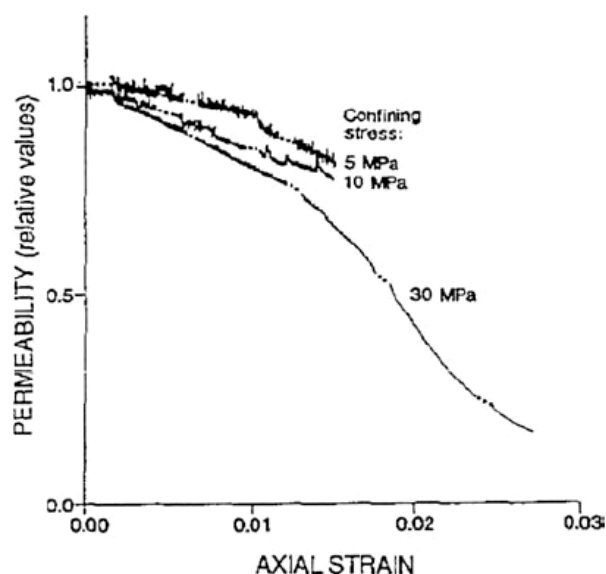


Figura 2.3 – Alteração de permeabilidade no arenito Red Wildmoor durante carregamento triaxial sob diferentes tensões confinantes (Holt, 1990)

Nos ensaios triaxiais de compressão e nos de carregamento anisotrópico de Holt (1990), a diminuição da permeabilidade foi consistente com a obtida nos ensaios hidrostáticos, quando sob baixos valores de tensão desviadora. Mas houve

uma brusca diminuição da permeabilidade, quando a tensão desviadora atingiu a de escoamento (figura 2.4).

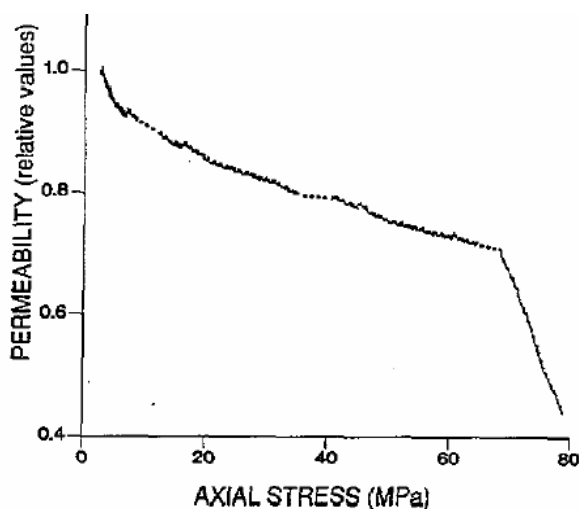


Figura 2.4 – Curva *tensão axial vs. permeabilidade relativa* sob carregamento anisotrópico ($\sigma_a = 2 \cdot \sigma_r$) com arenito Red Wildmoor (Holt, 1990)

Os ensaios de compressão hidrostática de Kilmer *et al.* (1987), em arenitos de baixa permeabilidade, mostraram diminuição da permeabilidade, quando a tensão foi aumentada de 3,45 para 34,5 MPa. A diminuição foi de 50% para arenitos de 1 mD e de 80 a 99% para arenitos de 0,01 mD. Yale (1984) confirmou esta tendência, sob o mesmo nível de tensão, com redução próxima de 5% para arenitos de 500 a 1000 mD.

A figura 2.5 resume os resultados dos trabalhos de Kilmer *et al.* (1987), Yale (1984) e Holt (1990), mostrando que quanto maior a permeabilidade inicial do material, menor a sua redução durante aumento de tensão hidrostática de 3,45 para 34,5 MPa. Estes resultados, assim como os de Fatt e Davis (1952) e Vairogs *et al.* (1971), sugerem que quanto menor a permeabilidade inicial, mais sensível à tensão é o arenito.

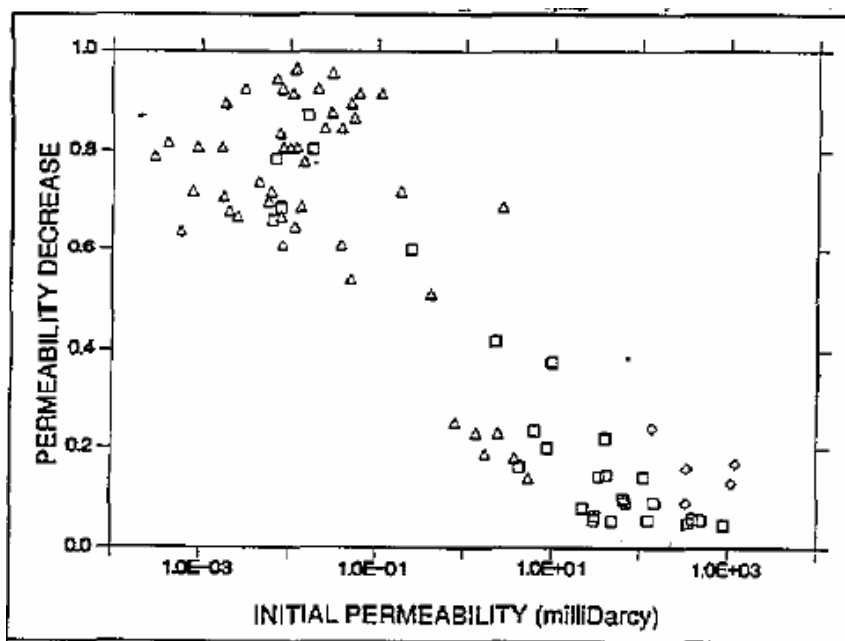


Figura 2.5 – Redução relativa na permeabilidade sob aumento de tensão hidrostática de 3,45 para 34,5 MPa. Dados de Kilmer *et al.* (1987) (Δ); Yale (1984) ($\square$); e Holt (1990) ($\diamond$)

Ostermeier (1993, 1996, 2001) estudou o efeito da compactação na porosidade e permeabilidade dos turbiditos do Golfo do México. Foram realizados ensaios hidrostáticos e estes mostraram que a compactação afeta a produtividade do reservatório de duas maneiras: reduzindo a porosidade e reduzindo a permeabilidade. A redução do volume de poros contribui para a produção, através da manutenção da pressão do reservatório, enquanto expulsa, por esmagamento, o óleo do reservatório. Já a redução da permeabilidade pela compactação restringe o fluxo no poço. O entendimento da interação destes dois efeitos para várias situações de produção é essencial para uma ótima gestão do reservatório. Nestes trabalhos, foi observado que a redução relativa da permeabilidade é, em geral, quatro a cinco vezes maior do que a redução da porosidade.

Davies e Davies (2001) estudaram a permeabilidade dependente de tensão de arenitos de reservatório não-consolidado (porosidade $> 25\%$) e consolidado (porosidade $< 20\%$). Os arenitos ensaiados eram de reservatórios do Golfo do México e do campo de Wilmington, sul da Califórnia. A relação entre permeabilidade e tensão foi baseada em medidas de permeabilidade sob condições de carregamento hidrostático (de 5,5 a 34,5 MPa). Resultados demonstram que a taxa de redução da permeabilidade com um aumento da tensão é uma função da geometria dos poros em ambos os arenitos de reservatório ensaiados.

Nos arenitos de reservatório não-consolidados, a redução mais significativa da permeabilidade, com o aumento da tensão, ocorreu em areias com maiores poros. O tamanho dos poros é influenciado pela curva granulométrica e pela assimetria da distribuição do tamanho dos grãos. Um valor negativo da assimetria indica um excesso de grãos finos, enquanto que um valor positivo indica um excesso de grãos grossos na distribuição granulométrica.

Ainda segundo Davies e Davies (2001), o tamanho de poros, a curva granulométrica e a sua assimetria estão diretamente relacionados ao ambiente de deposição. Portanto, o conhecimento do ambiente de deposição é fundamentalmente importante na caracterização de reservatórios não-consolidados. Já nos arenitos de reservatório consolidados, a redução mais significativa de permeabilidade, com o aumento da tensão, ocorreu nos que apresentavam poros menores (extensos e estreitos).

David *et al.* (1994) estudaram a influência da compactação na permeabilidade de uma série de arenitos com porosidades variando entre 14 e 35%. A figura 2.6 mostra o comportamento do arenito Rothbach (23% de porosidade) sob estado de tensão hidrostática. O lado esquerdo corresponde à evolução da permeabilidade em função da tensão efetiva (sob escala semi-logarítmica) e o lado direito, à *permeabilidade vs. porosidade* (sob escala log-log).

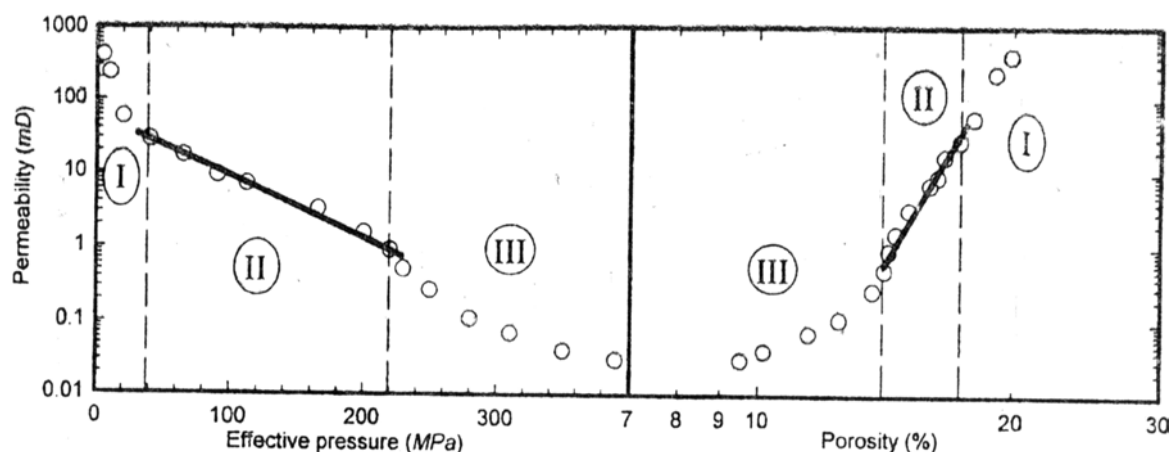


Figura 2.6 – Evolução da permeabilidade vs. tensão efetiva (lado esquerdo) e vs. porosidade (lado direito), para o arenito Rothbach, sob tensão hidrostática (David et al., 1994)

Na região I, a permeabilidade diminui rapidamente, em resposta ao fechamento de microfissuras e ao relativo movimento dos grãos. Já na II, tanto no

lado esquerdo quanto no direito, uma evolução não-linear da permeabilidade pode ser observada, visto que o eixo das ordenadas está em escala logarítmica. Finalmente, a região III corresponde ao regime de deformação além da tensão de esmagamento de grãos. O colapso de poros e a diminuição de grãos resultam em uma acelerada redução da permeabilidade.

Zhu e Wong (1997) examinaram a transição do regime frágil para o cataclástico em uma série de arenitos com porosidade entre 14 e 35% e a evolução da permeabilidade durante este processo. Ensaio de compressão triaxial foram conduzidos tanto no regime frágil quanto no regime cataclástico. Sob baixa tensão confinante foi observada ruptura frágil, que está associada à deformação dilatante. Sob tensão confinante maior (regime cataclástico), apenas compactação foi observada, o que é característica do regime cataclástico.

Nas figuras 2.7 A e B estão apresentados os resultados de Zhu e Wong (1997), a respeito da evolução da permeabilidade e da porosidade do arenito Rothbach, em função da tensão efetiva média, sob regime cataclástico e frágil, respectivamente. O comportamento observado é bem típico de uma grande variedade de arenitos porosos. Este arenito Rothbach apresentava porosidade de 23%. Os gráficos menores, à esquerda destas figuras, representam a curva *deformação axial vs. tensão desviadora*. O ensaio executado sob tensão confinante efetiva elevada (165 MPa) (regime cataclástico) apresentou endurecimento por um grande intervalo de deformação (até 20% de deformação axial) e nenhuma localização de deformação cisalhante foi observada depois do descarregamento. Contrariamente, o ensaio sob tensão confinante efetiva baixa (5 MPa) (regime frágil) mostrou uma significativa queda de tensão depois de ter sido alcançada a tensão de pico. Tal comportamento está associado à formação de uma banda de cisalhamento, revelada após o descarregamento do ensaio, atravessando o corpo de prova.

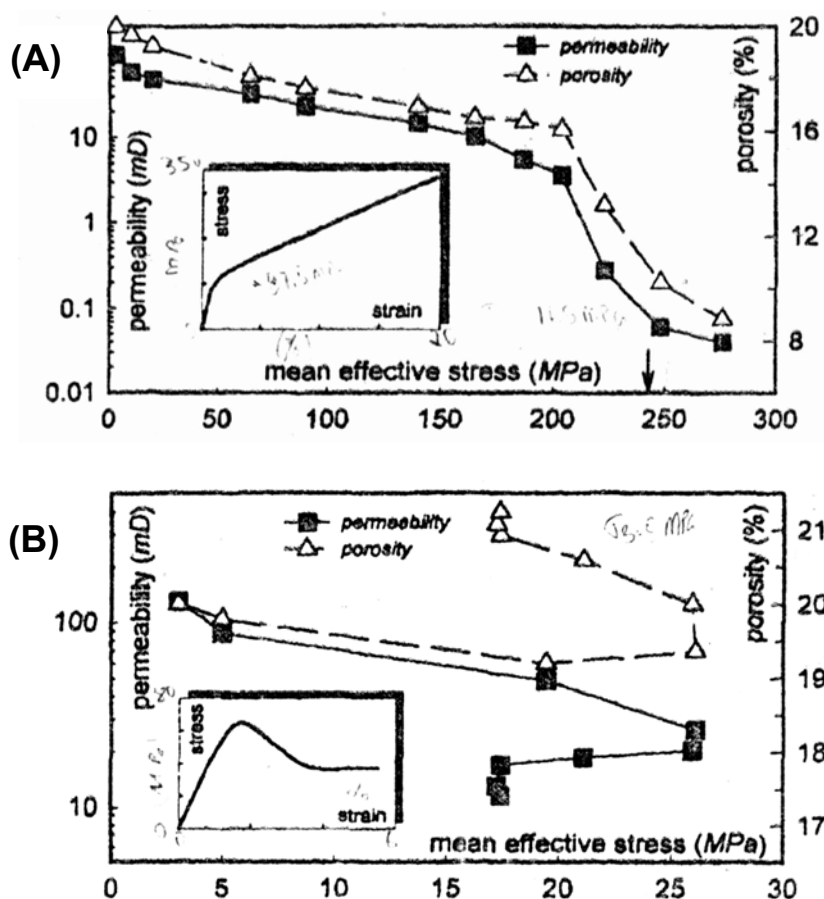


Figura 2.7 – Evolução da porosidade e permeabilidade do arenito Rothbach em função da tensão efetiva média sob um estado de tensão triaxial. (A) Regime cataclástico (165 MPa de pressão efetiva confinante). O gráfico menor à esquerda representa a *tensão desviadora vs. deformação axial*. A escala é de 0 – 20% para deformação e de 0 – 350 MPa para tensão desviadora; (B) Regime frágil (5 MPa de pressão efetiva confinante). O gráfico menor à esquerda representa a *tensão desviadora vs. deformação axial*. Notar a diferença de escala, comparada com a figura (A). A escala é de 0 – 6% para deformação e de 0 – 80 MPa para tensão desviadora (Zhu e Wong, 1997)

Para os corpos de prova deformados no regime cataclástico, houve uma correspondência entre a diminuição da porosidade e da permeabilidade, em função do aumento da tensão efetiva média (figura 2.7 A). Um comportamento diferente foi observado com os corpos de prova deformados no regime frágil. Na figura 2.7 B, pode ser visto que aumento da porosidade (dilatação induzida por cisalhamento) esteve associado com diminuição da permeabilidade, o que seria um resultado contra-intuitivo. Tal tendência já foi observada em diferentes arenitos com porosidade a partir de 15% (Zhu e Wong, 1997) e em materiais granulares não-consolidados (Zoback e Byerlee, 1976).

Para entender a evolução da permeabilidade, em função da porosidade, em arenitos de alta porosidade, é necessário levar em consideração como a geometria do espaço do poro é modificada durante o desenvolvimento da dilatação induzida

por cisalhamento. Zhu e Wong (1996), que estudaram comportamento da permeabilidade de arenito Berea sob dilatância, apelaram para um aumento na tortuosidade da rocha, quando microfissuração dilatante foi induzida, para explicar a queda de permeabilidade enquanto a porosidade aumenta. Segundo eles, a fissuração provoca um aumento do caminho percorrido pelo fluido no meio poroso, diminuindo a permeabilidade.

Zhu e Wong (1997) também mostraram que a variação da permeabilidade em função do aumento da tensão efetiva média (sob um estado de tensão axisimétrico), até um certo nível de tensão, esteve de acordo com a tendência da evolução da permeabilidade sob carregamento hidrostático. A figura 2.8 (A e B) mostra este comportamento para o arenito Berea (21% de porosidade).

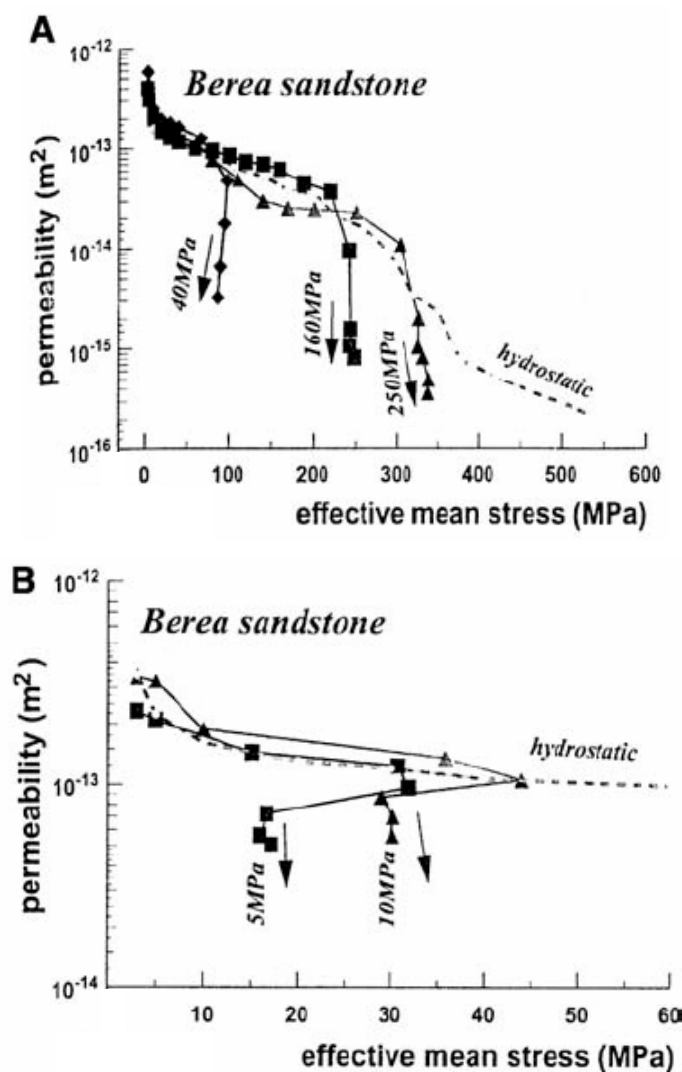


Figura 2.8 – Permeabilidade vs. tensão efetiva média sob ensaios de compressão triaxiais no arenito Berea: (A) sob regime cataclástico; (B) sob regime frágil (Zhu e Wong, 1997)

No regime cataclástico (figura 2.8 A), uma brusca queda na permeabilidade ocorreu sob um determinado nível de tensão, que por sua vez, dependeu da tensão confinante aplicada durante o ensaio. Quanto maior a tensão confinante, maior foi este nível de tensão. Já no regime de deformação frágil (figura 2.8 B), o comportamento foi similar, mas a redução de permeabilidade não foi tão pronunciada e, além disso, houve uma queda da tensão efetiva média associada a este tal nível de tensão. Vale ressaltar que Zhu e Wong (1997) não apresentaram explicação sobre este tal “nível de tensão”. Na opinião do autor do presente trabalho, este é o nível de tensão associado ao colapso dos poros do material.

Ainda sobre o trabalho de Zhu e Wong (1997), o arenito Darley Dale (14,5% de porosidade) foi o único, dentre os ensaiados por estes autores, que apresentou leve aumento de permeabilidade, depois do início da dilatância. Entretanto, em todos os ensaios executados por Zhu e Wong (1997), a permeabilidade inicial nunca foi recuperada, nem na região pós-ruptura. Já nos ensaios com arenitos de porosidade superior a 15%, a permeabilidade constantemente diminuiu, mesmo quando ocorreu dilatância. A partir disto, Zhu e Wong (1997) concluíram que a evolução da permeabilidade de arenitos no regime frágil é diferente para arenitos de baixa e alta porosidade. Eles sugerem um limite de porosidade de 15% para arenitos, acima do qual a permeabilidade diminui com o aumento das tensões de desvio, mesmo quando ocorre dilatância e, abaixo do qual a permeabilidade aumenta em função do aumento da tensão desviadora.

Heiland (2003a) investigou a influência da tensão desviadora na permeabilidade de um arenito Flechtinger, de granulometria fina e baixa porosidade (entre 6 e 9%). Foram executados ensaios em uma célula triaxial convencional, sob tensões confinantes de até 20 MPa e sob diferentes taxa de deformação lateral. Medidas de permeabilidade, usando o método de fluxo de estado permanente, foram obtidas durante os ensaios. Uma significativa dependência da evolução da permeabilidade sobre a taxa de deformação foi observada. A permeabilidade inicialmente diminuiu, devido à compactação e, a seguir, aumentou, depois do início da dilatância. Contudo, este aumento não foi suficiente para recuperar o seu valor inicial, antes que a ruptura fosse observada. A permeabilidade inicial foi recuperada apenas na região pós-ruptura. Este comportamento foi diferente do observado por Zoback e Byerlee (1975), onde a

diminuição de permeabilidade dirigida pela compactação foi recuperada bem antes que a resistência de pico fosse atingida e também foi diferente do observado por Zhu e Wong (1997), que não nunca tiveram a permeabilidade dos corpos de prova recuperada, nem mesmo na região pós-ruptura.

Uma das primeiras publicações de evolução de permeabilidade sob aumento de tensão desviadora foi publicada por Zoback e Byerlee (1975). Estes autores determinaram a variação da permeabilidade do granito Westerly (baixa porosidade), sob aumento de tensão axial, com tensões confinantes efetivas de 390 e 140 MPa. Foi observado um crescimento da permeabilidade de cerca de 3 vezes, devido à aplicação de tensões desviadoras equivalentes a 80% da resistência de pico.

A partir dos resultados obtidos por Zhu e Wong (1997), Heiland (2003a) e Zoback e Byerlee (1975), pode-se sugerir que a evolução da permeabilidade de arenitos de baixa porosidade, no campo frágil, seja descrita por uma combinação das características de comportamento das rochas cristalinas e dos arenitos de média porosidade ($\approx 15\%$). Nos arenitos de baixa porosidade, investigados por Heiland (2003a), a mudança de redução da permeabilidade induzida por compactação para aumento induzido por dilatância, na região pré-ruptura, é similar ao comportamento das rochas cristalinas, descrito por Zoback e Byerlee (1975). Entretanto, o aumento da permeabilidade nos arenitos de baixa porosidade, devido à dilatância, é bem menor do que no caso de rocha cristalina e similar ao comportamento do arenito com porosidade de cerca de 15% (leve aumento), descrito por Zhu e Wong (1997).

Nos ensaios de taxa de deformação constante, executados por Heiland (2003a), com taxa de deformação lateral de $3 \cdot 10^{-6} \text{ sec}^{-1}$, uma dependência linear entre permeabilidade e deformação volumétrica foi observada e está demonstrada na figura 2.9. No início da dilatância (ponto com o maior valor de deformação volumétrica), a evolução da permeabilidade começa a mudar de diminuição para aumento. Zhu e Wong (1997) replotaram dados do granito Westerly, obtidos por Zoback e Byerlee (1975), sob a forma *permeabilidade vs. porosidade* e, uma dependência linear entre estas grandezas pôde ser observada. Tal relação pode ser associada à dependência linear entre permeabilidade e deformação volumétrica, observada por Heiland (2003a) (figura 2.9), partindo do ponto que deformação volumétrica inclui mudança de porosidade. Em contraste, os arenitos de alta

porosidade, investigados por Zhu e Wong (1997), mostraram nenhuma tendência linear, nos gráficos *permeabilidade vs. porosidade*, o que poderia mais uma vez ressaltar a diferença do comportamento hidromecânico entre arenitos de alta e baixa porosidade e a similaridade entre arenitos de baixa porosidade e rochas cristalinas.

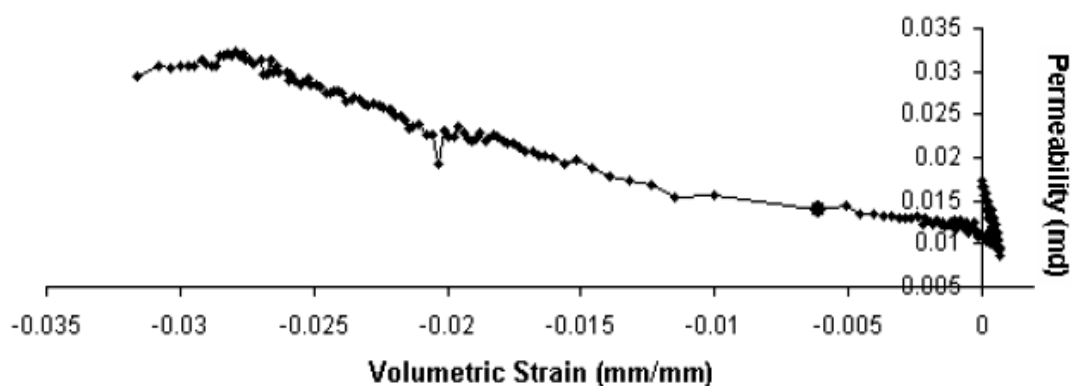


Figura 2.9 – *Permeabilidade vs. deformação volumétrica* do arenito Flechtinger sob compressão triaxial (Heiland, 2003a)

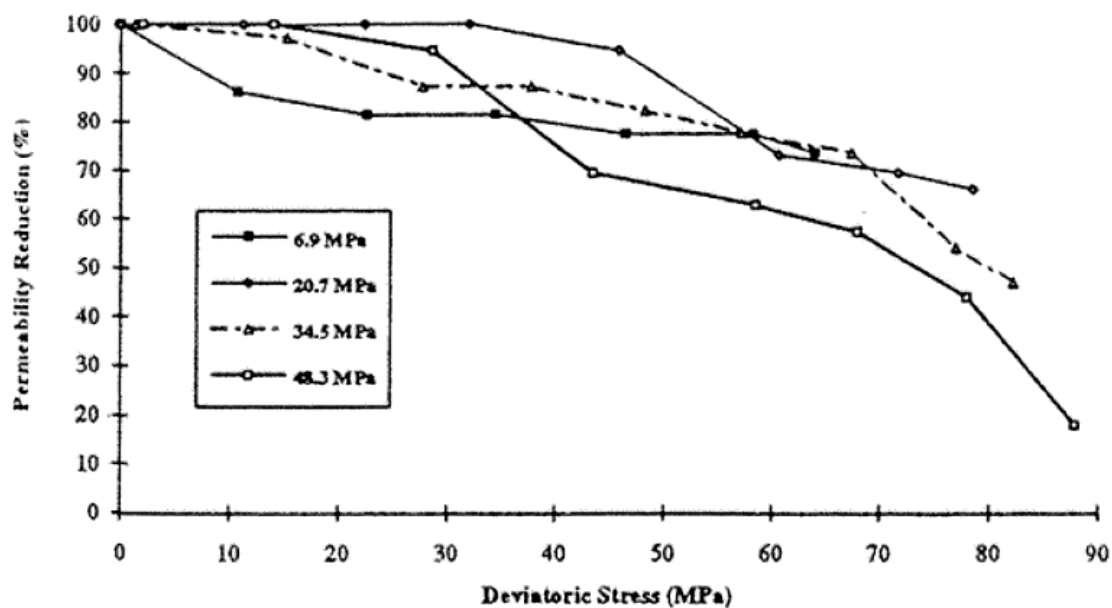
Resultados de ensaios de Heiland (2003a), com variação da taxa de deformação lateral aplicada, ainda na região pré-pico, indicam que a variação da permeabilidade em relação à deformação volumétrica, além de depender das propriedades petrofísicas da rocha, também depende das condições de ensaio (taxa de deformação). Em seus ensaios, quando sob uma taxa de deformação lateral de $6 \cdot 10^{-7}$, a permeabilidade não aumentou, mesmo depois do início da dilatância, ou seja, embora o volume do corpo de prova tenha aumentado, a permeabilidade não aumentou. Portanto, quando a taxa de deformação lateral passou de $6 \cdot 10^{-7} \text{ sec}^{-1}$ para $3 \cdot 10^{-6} \text{ sec}^{-1}$, uma mudança imediata foi observada, com respeito à evolução da permeabilidade; a permeabilidade aumentou durante a dilatância.

A redução da permeabilidade durante a fase de compactação dos ensaios contínuos de Heiland (2003a) pode ser explicada por um aumento da tortuosidade do espaço dos poros. Ao assumir este aumento de tortuosidade dependente do tempo, a influência da taxa de deformação na evolução da permeabilidade pode ser explicada. A dependência do tempo pode ser causada pelo efeito que, sob baixas taxas de deformação, a matriz da rocha tem mais tempo para se reorganizar e responder às tensões do que quando sob altas taxas de deformação.

Morita *et al.* (1992) mediram permeabilidades radial e axial do arenito Berea (19% de porosidade) sob várias trajetórias de carregamento (compressão triaxial, hidrostática e edométrica). Nos ensaios de compressão hidrostática, a permeabilidade apresentou a maior variação. Variações nas permeabilidades axial e radial foram similares, com mudanças na permeabilidade axial levemente maiores sob baixa tensão confinante. Nos ensaios triaxiais, as permeabilidades axial e radial inicialmente diminuíram com a deformação e depois aumentaram levemente. A permeabilidade axial começou a aumentar com a tensão bem antes da ruptura. Já a permeabilidade radial começou a aumentar quase que imediatamente antes da ruptura. Pelo fato das microfissuras responsáveis pela dilatação alinharem-se preferencialmente com a direção da tensão máxima de compressão (tensão axial), aumentos de permeabilidade axial são esperados antes dos aumentos de permeabilidade radial.

Ensaio de compressão triaxial executados por Azeemuddin *et al.* (1995) com calcário Indiana e arenito Berea, ambos com 18% de porosidade, mostraram comportamento dúctil (cataclástico) para o calcário, com diminuição contínua da permeabilidade e comportamento frágil para o arenito, com permeabilidade diminuindo durante a compactação e aumentando depois do início da dilatação. Estes comportamentos estão ilustrados na figura 2.10.

(A): Calcário Indiana



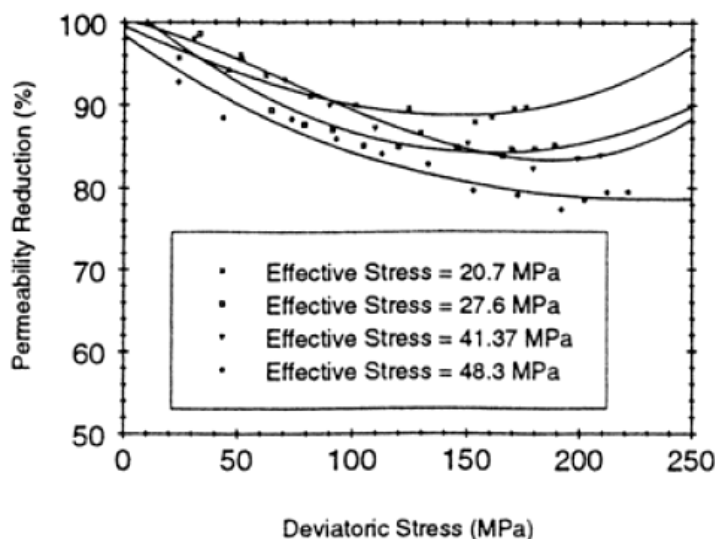
(B): Arenito Berea

Figura 2.10 – Redução de permeabilidade durante compressão triaxial sob diferentes tensões efetivas confinantes: (A) calcário Indiana; (B) arenito Berea (Azeemuddin *et al.*, 1995)

Uma contradição nos resultados de vários autores foi observada para o arenito Berea (alta porosidade), quando sob compressão triaxial. Tanto no trabalho de Morita *et al.* (1992) quanto no de Azeemuddin *et al.* (1995) foi observado, sob baixas tensões confinantes (regime frágil), redução de permeabilidade durante a compactação e aumento de permeabilidade durante a dilatância. Zhu e Wong (1997), por outro lado, mostraram, também sob baixas tensões confinantes, diminuição contínua de permeabilidade para o arenito Berea (alta porosidade). O comportamento observado por Zhu e Wong (1997) está de acordo com o de Holt (1990), que mostrou o mesmo comportamento para outro arenito muito poroso, o Red Wildmoor.

A contradição entre os resultados no campo frágil não pode ser explicada satisfatoriamente. Para Morita *et al.* (1992), deve ser observado que o aumento de permeabilidade devido à dilatância foi bem pequeno. Azeemuddin *et al.* (1995) ajustaram suas medidas de permeabilidade com linhas de tendência, que sugerem um aumento de permeabilidade sob tensões maiores. Contudo, dados reais, na opinião do autor, não sustentam esta hipótese.

Schutjens e de Ruig (1997) executaram ensaios de compressão hidrostática e uniaxial, em arenitos de reservatório, com medida de permeabilidade na direção radial. Resultados mostraram que a permeabilidade radial diminuiu sob ambas as trajetórias de tensão, com uma diminuição maior sob compressão hidrostática. Os

resultados são similares àqueles de Morita *et al.* (1992), que também fizeram ensaios edométricos com arenito Berea. Foi relatado que, sob compactação uniaxial, a evolução da permeabilidade é qualitativamente similar à evolução hidrostática da permeabilidade, mas comparada com a compressão hidrostática, a diminuição da permeabilidade sob condições edométricas foi menor.

Bruno *et al.* (1991) descreveram a influência de tensões anisotrópicas na permeabilidade de arenito pouco cimentado. Medidas de permeabilidade na direção axial foram conduzidas em corpos de prova cilíndricos, sujeitos a condições de tensão triaxial de até 15 MPa, em uma célula triaxial padrão, tanto sob carregamento quanto sob descarregamento. Estas medidas foram feitas sob duas condições diferentes de carregamento, a partir de uma condição hidrostática de 3 MPa: aumentando somente a tensão axial e aumentando somente a tensão radial. Os arenitos ensaiados foram: Kern River (porosidade média de 30% e permeabilidade de 400 mD), Salt Wash (porosidade média de 25% e permeabilidade de 700 mD) e Castlegate (porosidade média de 26% e permeabilidade de 900 mD). Observou-se que a permeabilidade é fortemente dependente da direção de aplicação da tensão. Como mostrado na figura 2.11, para o arenito Castlegate, a redução da permeabilidade foi relativamente pequena, quando a tensão foi aplicada paralela à direção de fluxo (direção axial). Portanto, a redução foi bem significativa, quando o mesmo valor de tensão foi aplicado perpendicular à direção de fluxo (direção radial).

Os completos ciclos de carregamento e descarregamento, tanto da tensão axial quanto da tensão radial, também para o arenito Castlegate, estão mostrados na figura 2.11. Uma histerese de permeabilidade significativa foi observada, depois do descarregamento radial, sugerindo que a deformação irreversível é o mecanismo mais importante na redução da permeabilidade. O carregamento na direção axial não causou tanta histerese de permeabilidade como o carregamento na direção radial.

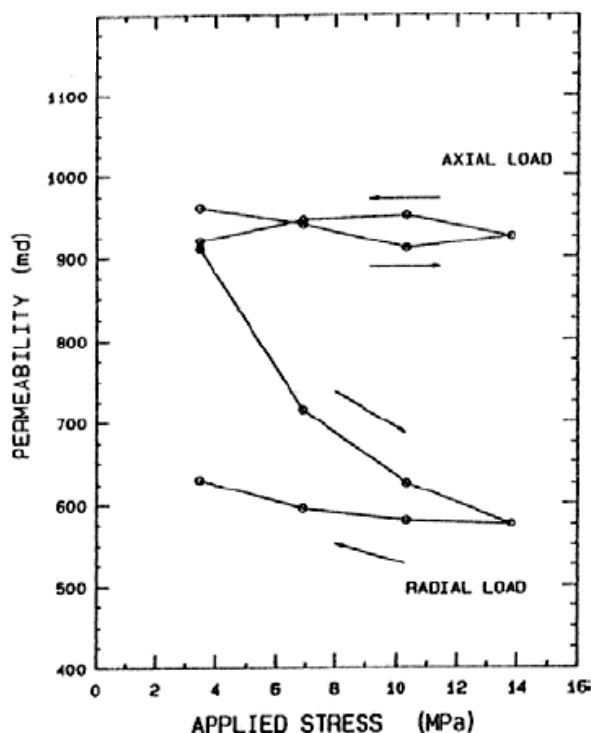


Figura 2.11 – Efeito da direção da aplicação da tensão na permeabilidade do arenito Castlegate (Bruno *et al.* 1991)

Os resultados de Bruno *et al.* (1991) também sugerem que a sensibilidade da permeabilidade à tensão aumenta com a diminuição da quantidade e resistência da cimentação das rochas. Bruno (1994) afirma que devido o dano em rocha sedimentar principalmente ocorrer nos contornos dos grãos, são as propriedades dos cimentos dos grãos, que mais fortemente controlam a redução da permeabilidade. Através da figura 2.12, pode ser observada uma tendência geral de aumento da sensibilidade à tensão da permeabilidade, com a diminuição da quantidade e resistência da cimentação (Bruno *et al.*, 1991).

A figura 2.12 apresenta uma comparação da redução da permeabilidade induzida por carregamento radial, em cada uma das litologias ensaiadas. Entre as litologias ensaiadas, o arenito Salt Wash é o mais fortemente cimentado. Logo abaixo do arenito Salt Wash, em termos de resistência de cimentação, está o arenito Castlegate, onde os grãos são mais fracamente cimentados. O arenito Kern River é praticamente um material não-consolidado e, conseqüentemente é o mais sensível à tensão. A tendência observada é consistente com o entendimento de que deformação plástica de muitos arenitos é mais fortemente dominada por cimentação intergranular e resistência de cimento do que pela mineralogia do grão, como descrito por Bruno e Nelson (1990).

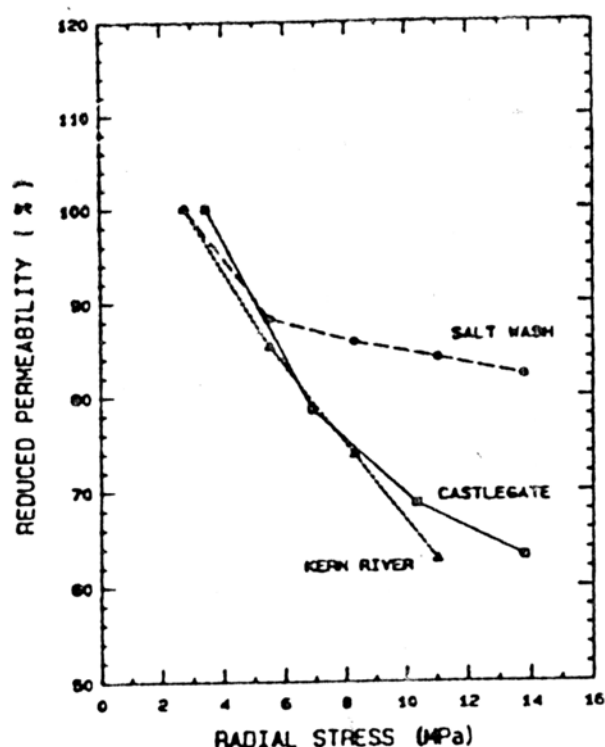


Figura 2.12 – Comparação da redução da permeabilidade com aumento da tensão radial, em arenitos com diferentes quantidades e resistência de cimentação (Bruno *et al.*, 1991)

Segundo Bruno (1994), os mecanismos responsáveis pela diferença na redução da permeabilidade das rochas, quando carregamentos paralelos e perpendiculares à direção de fluxo são aplicados, são o padrão (modelo) e orientação da microfissuração induzida por tensão. A permeabilidade é mais influenciada por canais de fluxo orientados paralelamente à direção de fluxo. As aberturas e, conseqüentemente, as propriedades de transporte destas são mais influenciadas por carregamento perpendicular às suas orientações. O resultado é que um campo de tensão não-hidrostático pode induzir anisotropia de permeabilidade por fechamento preferencial dos canais de fluxo alinhados mais perpendicularmente à direção de fluxo. Sob altas condições de tensão desviadora, a redução da permeabilidade induzida pela compressão é neutralizada pela ampliação e criação de canais de fluxo adicionais, devido ao dano cisalhante e de tração sofrido pelos cimentos intergranulares e à dilatância das microfissuras induzidas por tensão. Pelo fato das microfissuras de tração serem orientadas predominantemente paralelas à direção da tensão máxima, a permeabilidade nesta direção aumenta, tornando a permeabilidade anisotrópica.

O arcabouço e a granulometria fortemente influenciam a sensibilidade à tensão de arenitos. Muitos arenitos de baixa permeabilidade contêm poros de alto fator de aspecto (relação entre comprimento e espessura > 100). Estes arenitos apresentam permeabilidade mais sensível à tensão, quando comparados com arenitos com poros de baixo fator de aspecto (Bruno, 1994).

Walls (1982) e Kilmer *et al.* (1987) sugeriram que a sensibilidade à tensão de arenitos de baixa permeabilidade é mais fortemente influenciada pela estrutura do poro do que pela composição mineral. Quando a porosidade e permeabilidade são relativamente altas, a mineralogia pode desempenhar um papel importante. Tanto o aumento do conteúdo de argila quanto a diminuição da cimentação tendem a resultar em um arenito mais compressível e sensível à tensão. É a posição estrutural da argila que mais fortemente influencia as propriedades da rocha, e não a abundância total. Se a argila encontra-se revestindo os poros, preenchendo-os ou é intragranular, esta pode apresentar um profundo efeito na permeabilidade e na sensibilidade à tensão da rocha (Howard, 1992).

Rhett e Teufel (1992) investigaram a influência de diferentes trajetórias de tensão na permeabilidade de arenitos de dois reservatórios do Mar do Norte, com porosidade variando entre 13 e 20%. Foram realizados ensaios de trajetória de tensão K constante sob cinco valores diferentes: 1,00; 0,75; 0,50; 0,25; e 0,15. Os autores concluíram que a permeabilidade pode ser altamente dependente da trajetória de tensão. Sob condições hidrostáticas ($K = 1$), a permeabilidade do arenito diminui com o aumento da tensão efetiva, enquanto que para trajetórias de tensão K igual ou menor do que 0,5, a permeabilidade aumentou com o aumento da tensão efetiva. Os ensaios indicaram que a permeabilidade do reservatório aumenta quando a trajetória de tensões se distancia do carregamento hidrostático (figura 2.13).

O aumento da permeabilidade foi maior para as menores trajetórias de tensão K , as quais correspondem a maiores incrementos de tensão desviadora. O mecanismo responsável por estes aumentos de permeabilidade sob baixos valores de trajetórias de tensão K é pouco claro. Rhett e Teufel (1992) não atribuíram a nenhum fator, a responsabilidade pelo aumento, apenas sugeriram que estava diretamente associado às tensões desviadoras. Segundo os mesmos, a dilatação dos corpos de prova foi irrelevante.

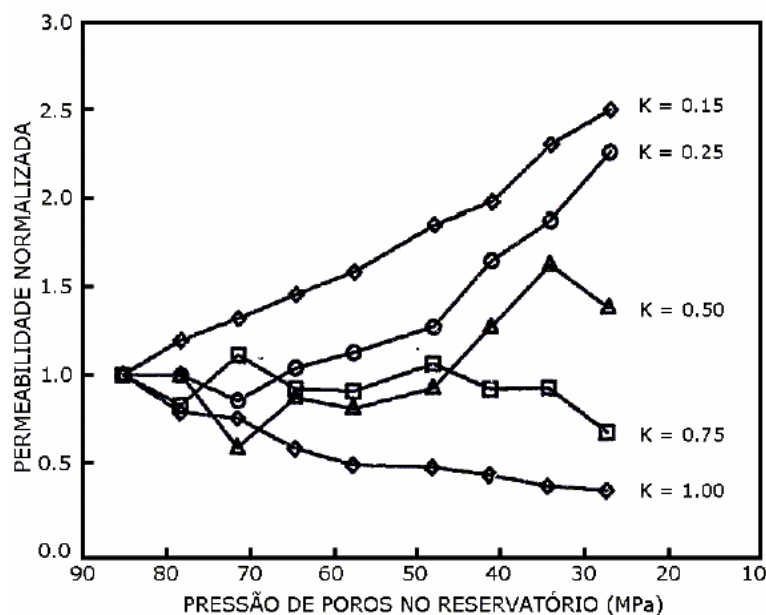


Figura 2.13 – Variação da permeabilidade sob diferentes trajetórias de tensões em um arenito de reservatório (Rhett e Teufel, 1992)

O aumento da permeabilidade axial observado por Rhett e Teufel (1992) deve estar associado ao padrão e à orientação da microfissuração induzida por tensão. Por se tratar de trajetórias de tensão K de baixos valores, ou seja, menores acréscimos de tensão na direção radial (perpendicular à direção de fluxo) e a maiores na direção axial, as microfissuras induzidas, ao se alinharem à direção da tensão de compressão máxima (axial) (figura 2.14), provocam aumento da permeabilidade nesta direção. Além disso, as aberturas das microfissuras e, conseqüentemente, as propriedades de transporte destas são mais influenciadas por carregamento perpendicular às suas orientações. Portanto, quanto menor o valor de K , menor é o acréscimo de carregamento na direção radial, favorecendo assim o aumento da permeabilidade na direção axial.

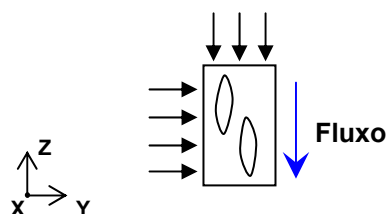


Figura 2.14 – Representação esquemática de um corpo de prova cilíndrico fissurado, sendo submetido a um estado de tensão axisimétrico, com Z representando a direção axial e X e Y , as direções radiais

A mesma evidência, de que a permeabilidade apresenta maior diminuição quando a trajetória de tensão move-se na direção do carregamento hidrostático, foi observada por Ferfera *et al.* (1997). Estes submeteram o arenito Vosges (com cerca de 20% de porosidade) a várias trajetórias de carregamento, sob diferentes níveis tensão, a fim de investigar a influência da tensão efetiva média e a da tensão desviadora na permeabilidade. Eles concluíram, que ao crescer o carregamento desviador, pode até ainda haver compactação, porém a dilatação tende a contrabalançar a redução da permeabilidade.

Yale e Crawford (1998) estudaram o efeito da deformação na permeabilidade de uma série de rochas carbonáticas com porosidade variando entre 14 e 42%. Os ensaios foram realizados sob trajetórias de tensão constantes. Os autores, assim como Rhett e Teufel (1992) e Ferfera *et al.* (1997), também observaram que a permeabilidade se mostrou dependente da trajetória de tensão e que trajetórias de tensão com valores mais próximos da condição hidrostática apresentam maiores reduções na permeabilidade do que trajetórias de tensão com baixos valores de K (tensões diferenciais maiores). Segundo Yale e Crawford (1998), o aumento de permeabilidade devido à microfissuração e à ruptura cisalhante é uma função da permeabilidade inicial. Rochas de menores permeabilidades iniciais são mais prováveis de mostrar significativo aumento na permeabilidade devido à microfissuração e à ruptura cisalhante do que rochas com permeabilidade inicial de moderada à alta.

Ruistuen *et al.* (1999) determinaram os efeitos da depleção no comportamento mecânico e hidráulico de rochas-reservatório sob várias trajetórias de tensão. As rochas ensaiadas foram arenitos extraídos do campo de Oseberg (Noruega): o arenito Etive, fracamente cimentado com porosidade próxima de 25% e o arenito Tarbert, mais cimentado e com porosidade de aproximadamente 21%. As trajetórias de tensão examinadas foram de $K = 0$ (tensão de contorno constante), $K = 0,5$, $K = 1$ (compressão hidrostática) e condições de deformação uniaxial (ensaio edométrico). O comportamento da permeabilidade, segundo os resultados dos ensaios, mostrou grande diferença entre os dois arenitos investigados (figuras 2.15 e 2.16).

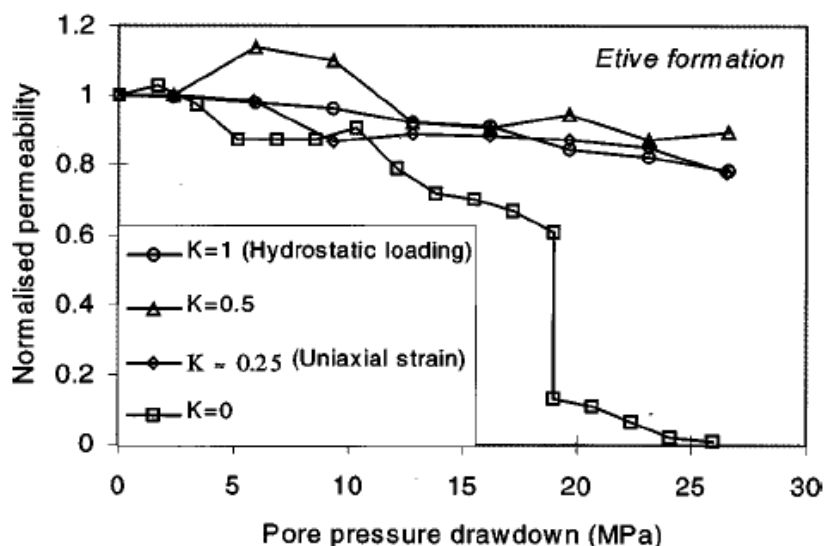


Figura 2.15 – Permeabilidade do arenito Etive em função da diminuição da poro-pressão para trajetórias de tensão $K = 1,0$, $K = 0,5$, $K = 0,25$ e $K = 0$ (Ruistuen *et al.*, 1999)

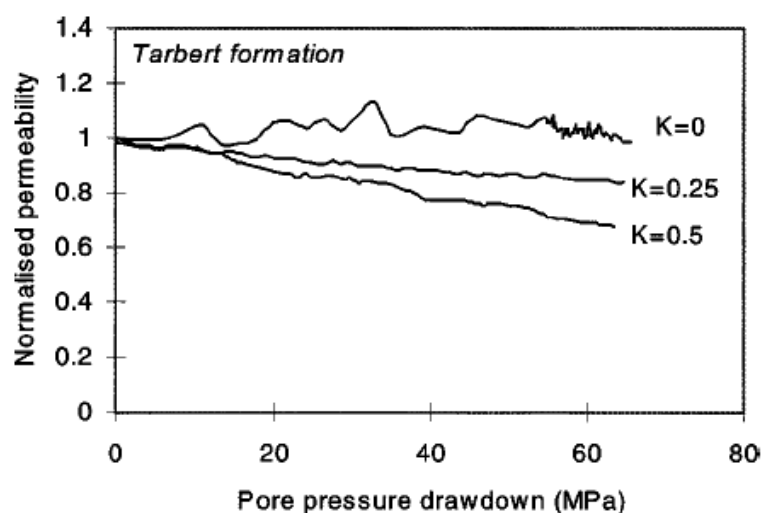
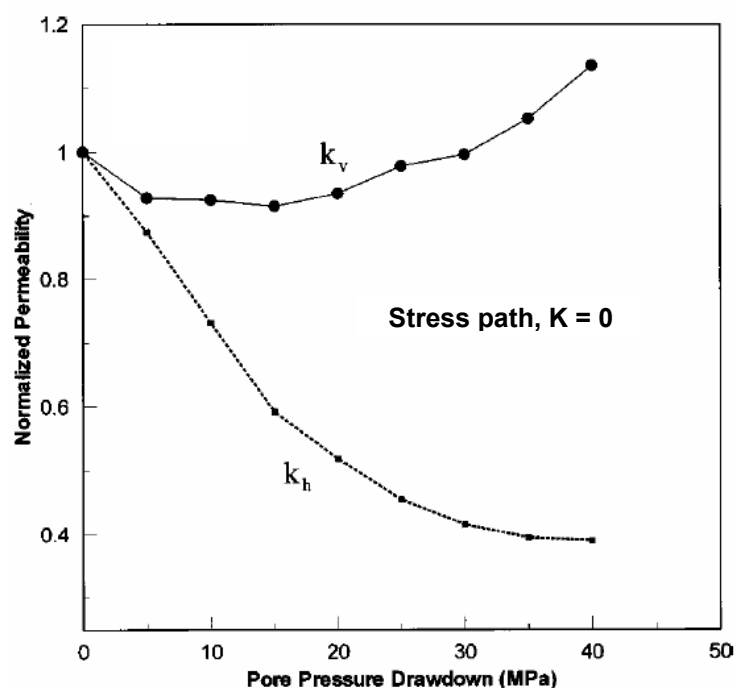


Figura 2.16 – Permeabilidade do arenito Tarbert em função da diminuição da poro-pressão para trajetórias de tensão $K = 0,5$, $K = 0,25$ e $K = 0$ (Ruistuen *et al.*, 1999)

O arenito Etive mostrou diminuição da permeabilidade sob todas as trajetórias de tensão aplicadas. Sob a trajetória de tensão constante $K = 0$, foi observado uma brusca diminuição da permeabilidade quando a tensão cisalhante excedeu a tensão de escoamento e o colapso de poros ocorreu. Os autores sugerem que esta redução ocorreu devido à mobilização de finos e ao aumento da tortuosidade. Já com o arenito Tarbert (mais fortemente cimentado), pode ser observado uma diferença de comportamento da permeabilidade, principalmente quando sob $K = 0$. Sob esta trajetória de tensão, a permeabilidade do arenito Tarbert apresentou um pequeno aumento, refletindo talvez a indução de

microfissuras paralelas à direção de carregamento, enquanto que o arenito Etive apresentou pronunciada redução da permeabilidade. A maior redução da permeabilidade com o arenito Tarbert foi observada sob $K = 1$, redução esta que não está apresentada na figura 2.16. Portanto, com o Tarbert foi observada a tendência de maior redução da permeabilidade sob maiores trajetórias de tensão.

Khan e Teufel (2000) executaram ensaios de laboratório com arenito de baixa permeabilidade e porosidade (12%), sob diferentes trajetórias de tensão e com medida de permeabilidade na direção vertical (axial) e horizontal (radial). Foi demonstrado que a anisotropia de permeabilidade induzida por tensão evolui durante a produção do reservatório (depleção) e que a direção da permeabilidade máxima é paralela à tensão principal máxima e a magnitude da anisotropia de permeabilidade aumenta sob trajetórias de tensão menores (maiores tensões desviadoras). A figura 2.17 apresenta as curvas das permeabilidades horizontal (k_h) e vertical (k_v) em função da diminuição da poro-pressão, sob as trajetórias $K = 0$, $K = 0,5$ e $K = 1$, respectivamente.



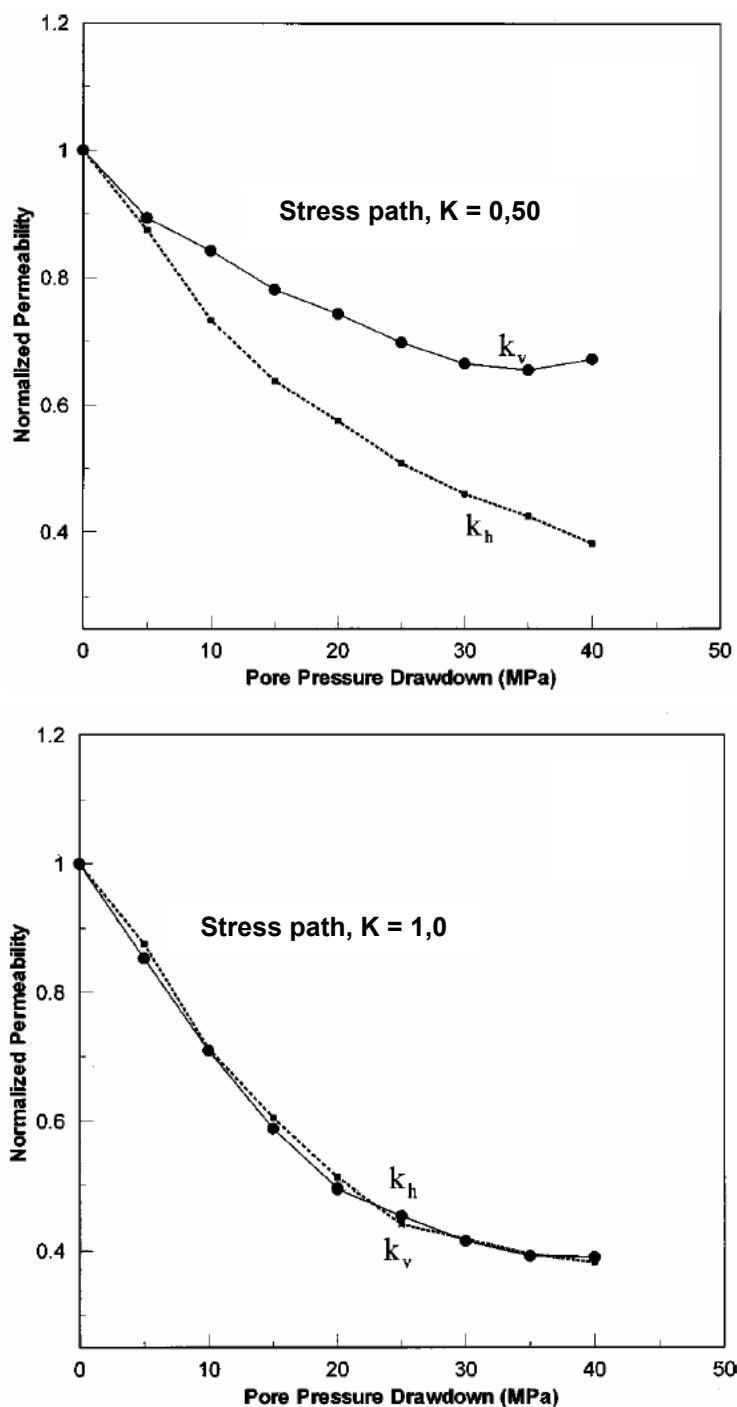


Figura 2.17 – Curvas permeabilidade normalizada vs. diminuição da poro-pressão sob diferentes trajetórias de tensão K (Khan e Teufel, 2000)

Para condição de carregamento hidrostático, $K = 1$, a permeabilidade diminui essencialmente pela mesma magnitude em ambas as direções, em virtude da diminuição da poro-pressão (aumento da tensão efetiva). Para menores valores de trajetória de tensão, a permeabilidade ainda diminuiu com o aumento da tensão efetiva, mas a magnitude desta redução foi sempre menor na direção paralela à tensão máxima (vertical). Os autores sugerem que esta menor variação na direção

da tensão máxima pode ser explicada por dois fatores: abertura de microfissuras e gargantas de poros, que estão preferencialmente orientadas paralelamente à direção da tensão máxima; e fechamento de fissuras perpendiculares à tensão máxima. Sob a trajetória de tensão de $K = 0$, depois de reduzidos 40 MPa de poro-pressão, a permeabilidade vertical era maior do que sob condições iniciais. Isto é devido à elevada tensão desviadora e à anisotropia de tensão imposta no corpo de prova.

A figura 2.18 apresenta de forma resumida o aumento da anisotropia de permeabilidade observado a partir dos resultados de Khan e Teufel (2000), com a diminuição do valor da trajetória de tensão K .

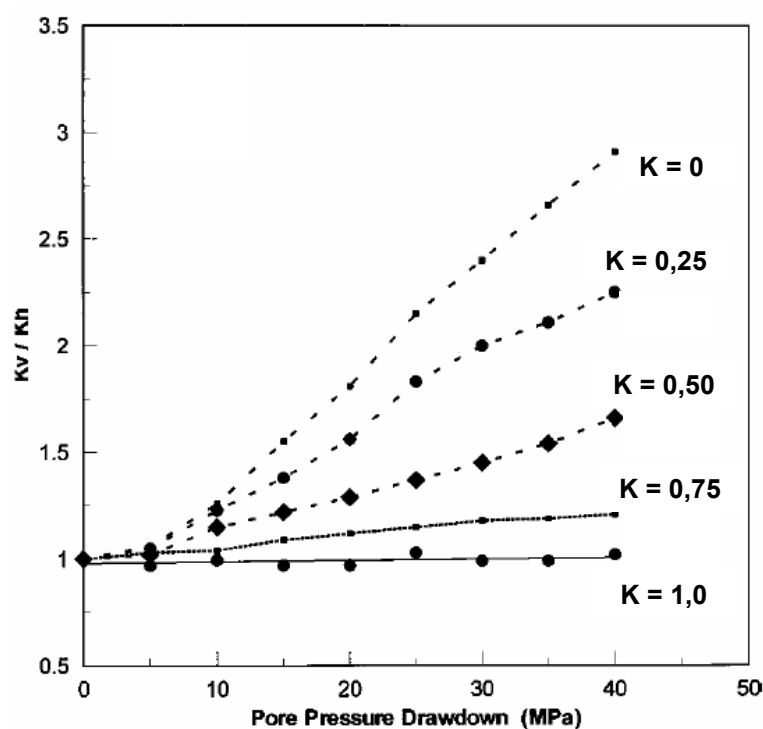


Figura 2.18 – Aumento da anisotropia de permeabilidade k_v/k_h em função da diminuição da poro-pressão, sob trajetórias de tensão de 0 a 1 (Khan e Teufel, 2000)

A taxa k_v/k_h aumenta de aproximadamente 1, sob carregamento isotrópico, para aproximadamente três, sob uma trajetória de tensão $K = 0$. Segundo Warpinski e Teufel (1992), a evolução da anisotropia de permeabilidade induzida pela tensão desviadora pode ser o resultado da abertura e do fechamento preferencial de microfissuras de contorno de grãos e de garganta de poros, que dominam o fluxo de fluido em um arenito compacto de baixa permeabilidade.

Geralmente, nos reservatórios, grandes deformações ocorrem durante a produção de óleo, devido ao aumento da tensão efetiva. Isto pode causar um dano permanente no reservatório, com a mudança da estrutura da rocha, diminuindo a permeabilidade e a recuperação final de óleo. Ensaio edométrico com medida de permeabilidade foram conduzidos por Soares *et al.* (2002) com um calcário dúctil e um arenito não-consolidado da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, ambos de alta porosidade. Nos ensaios com o calcário foi observado colapso de poros e também, que quanto maior a porosidade da rocha, menor o valor da tensão que leva o colapso de poros. Segundo os autores, a variação das medidas de permeabilidade, obtidas durante os ensaios, indicam, em primeiro lugar, que esta não é constante durante a história de produção do reservatório e, em segundo lugar, de forma qualitativa, o dano mecânico que uma formação sofre durante o mesmo período.

Salz (1977) apresentou dados de tensões de fraturamento hidráulico e medidas de poro-pressão em um arenito de baixa permeabilidade da formação de Vicksburg, no campo McAllen Ranch, Texas (tabela 2.1). Com a diminuição da poro-pressão, as tensões efetivas no reservatório aumentam, mas sob diferentes taxas. A taxa de mudança entre a tensão horizontal efetiva mínima e a tensão vertical efetiva (trajetória de tensão K), com o diminuição da poro-pressão, foi de 0,53 no reservatório em questão.

Tabela 2.1 – Medidas de tensão *in situ* na formação Vicksburg, no campo de McAllen Ranch, Texas (Salz, 1977)

Well	Depth (m)	Total Vertical Stress (MPa)	Total Minimum Horizontal Stress (MPa)	Pore Pressure (MPa)	Effective Vertical Stress (MPa)	Effective Horizontal Stress (MPa)
1 (preproduction)	3235	76.67	66.24	60.76	15.92	5.48
2 (preproduction)	3196	75.76	46.82	27.78	47.98	19.05
3 (preproduction)	3450	81.77	77.57	74.38	7.40	3.19
4 (preproduction)	3302	78.26	51.28	29.51	48.75	21.76
5 (preproduction)	3600	85.34	63.55	37.79	47.55	25.76
6 (preproduction)	3631	86.07	82.71	75.17	10.91	7.54
7 (preproduction)	3679	87.19	61.95	29.81	57.38	32.13
8 (preproduction)	3807	90.23	88.00	78.03	12.20	9.97
9 (preproduction)	3355	79.52	71.64	64.82	14.69	6.82
10 (preproduction)	3513	83.27	76.78	71.70	11.57	5.08
11 (preproduction)	3604	85.49	79.08	76.63	8.86	2.44
12 (preproduction)	3669	86.98	79.36	75.72	11.26	3.64
13 (preproduction)	3713	88.02	82.07	75.75	12.27	6.32
14 (preproduction)	3635	86.16	78.04	72.04	14.11	5.99
9A (after production)	3355	79.52	49.68	29.99	49.53	19.69
0A (after production)	3513	83.27	46.89	22.13	61.14	27.76
1A (after production)	3604	85.49	62.31	40.11	45.38	22.20
2A (after production)	3669	86.98	59.73	18.97	68.01	40.76
3A (after production)	3713	88.02	54.57	20.88	67.14	33.70
4A (after production)	3635	86.16	51.12	16.16	69.99	34.95

Teufel e Rhett (1991) compilaram medidas de tensão *in situ*, obtidas a partir de 32 fraturamentos hidráulicos, executadas por um período de 20 anos no campo Ekofisk, Mar do Norte. Depois de 20 anos de produção e uma redução entre 21 e 24 MPa de poro-pressão no reservatório, o valor da trajetória de tensão K obtido foi de 0,2. Este valor é altamente significativo, pois valores de K de 0,4 a 0,6 foram medidos em ensaios edométricos, conduzidos sob a hipótese de que a compactação no reservatório é essencialmente de deformação uniaxial. A disparidade entre valores de K obtidos por meio de dados de fraturamento hidráulico e valores medidos em ensaios de laboratório indicam que trajetória de tensão do reservatório não pode ser determinada puramente através das propriedades da rocha. A trajetória de tensão seguida por um reservatório deve ser determinada a partir de medidas de tensão *in situ*.

Estudos recentes de laboratório (Bruno *et al.*, 1991; Rhett e Teufel, 1992; Yale e Crawford, 1998; Ruistuen *et al.*, 1999; Khan e Teufel, 2000) mostraram que permeabilidade e compressibilidade são dependentes da tensão desviadora e mudam significativamente com a trajetória de tensão do reservatório. Medidas de tensão *in situ* em reservatórios clásticos e de carbonato indicam que as trajetórias de tensão K do reservatório não são de carregamento isotrópico ($K = 1$). Além disso, estas medidas indicam que as trajetórias de tensão são diferentes das trajetórias previstas pela condição de deformação uniaxial (Khan e Teufel, 2000). Estas podem variar de 0,14 a 0,76, segundo Teufel (1996). Claramente, estes dois modelos de condição de contorno (hidrostático e de deformação uniaxial), que são comumente usados pela indústria do petróleo para calcular mudanças nas tensões efetivas de um reservatório e para medir as propriedades do reservatório no laboratório, não são exatos e podem ser enganosos se aplicados a problemas de gestão de reservatório.

Keaney *et al.* (1998) executaram ensaios hidrostáticos e de compressão triaxial com medida de permeabilidade no arenito Tennessee (porosidade entre 4,5 e 7,5%). Todos os corpos de prova foram deformados no regime frágil. Nos ensaios de compressão hidrostática, a permeabilidade mostrou redução contínua. Os resultados das investigações experimentais mostraram como a permeabilidade de rochas submetidas à deformação frágil evolui com a história da tensão e da deformação. Tanto tensões hidrostáticas quanto não-hidrostáticas mostraram

contribuir significativamente para mudanças na permeabilidade e na anisotropia de permeabilidade.

Ainda a respeito dos ensaios de Keaney *et al.* (1998), a evolução da permeabilidade axial em função do aumento da tensão desviadora mostrou comportamento similar ao apresentado por Heiland e Raab (2001). A permeabilidade experimentou um decréscimo na fase inicial, caracterizando compactação. Porém, com o início da dilatância, estando as microfissuras desenvolvidas, em sua maioria, alinhadas paralelamente à direção da tensão máxima, um pico de permeabilidade foi verificado.

Os resultados de Heiland e Raab (2001) com o arenito Flechtinger, ainda mostraram que a mudança de permeabilidade durante a fase de compactação da compressão triaxial é similar à redução de permeabilidade devido o aumento de tensão hidrostática (figura 2.19). Esta similaridade de evolução da permeabilidade sob estado hidrostático e triaxial de tensão também foi observada por Zhu e Wong (1997).

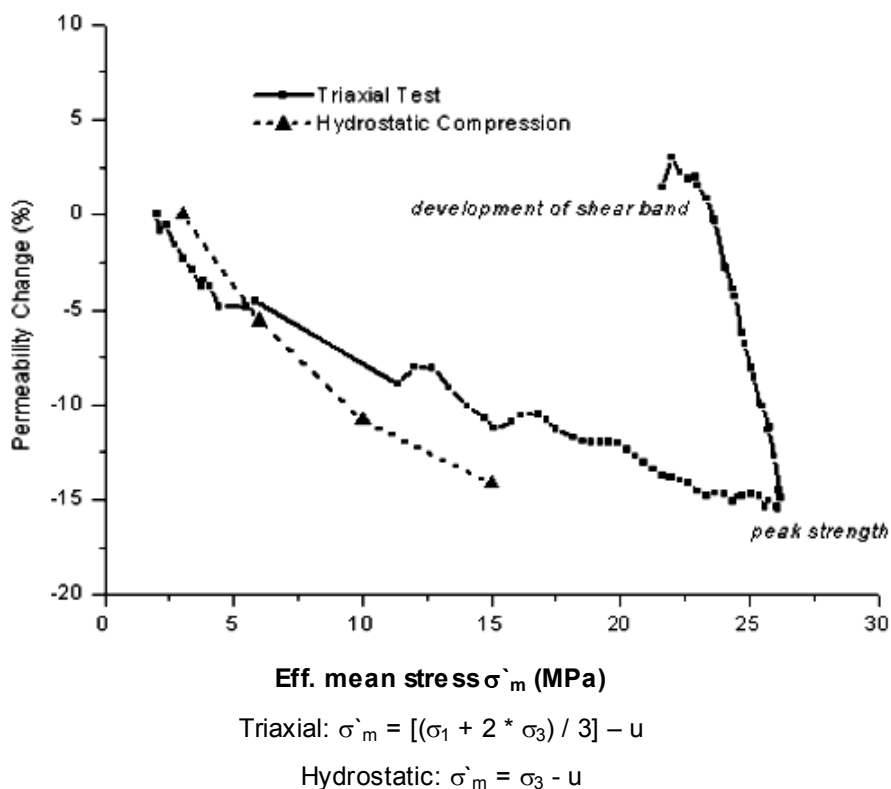


Figura 2.19 – Variação de permeabilidade em arenito de baixa porosidade sob tensões hidrostáticas e triaxiais (Heiland e Raab, 2001)

Ferfera *et al.* (1997), já mencionados anteriormente, caracterizam a evolução da permeabilidade de uma rocha, em função do estado de tensões, sob três fases (figura 2.20). Na primeira fase (regime elástico), há o fechamento das fissuras preexistentes de uma forma não-linear com o aumento do carregamento, levando à diminuição da permeabilidade. Na segunda fase, ainda no regime elástico e sob uma forma linear, os grãos e poros do material deformam-se com o aumento do carregamento aplicado, sendo responsáveis pela diminuição da permeabilidade. Já na terceira fase, agora no regime plástico, a rocha pode se comportar de duas formas distintas em função do aumento do carregamento. As duas formas distintas estão associadas à porosidade da rocha. No caso de rochas de alta porosidade, o dano mecânico provoca o movimento de grãos, que se depositam nas gargantas dos poros, levando ao estreitamento dos canais de fluxo e conseqüentemente à diminuição da permeabilidade (Zhu e Wong, 1997). Já nas rochas de baixa porosidade (baixa conectividade entre os poros), o carregamento irá gerar fissuramento no material, o que será responsável para aumentar a conectividade entre os poros, aumentando assim a permeabilidade (Zhu e Wong, 1997; Boutecká *et al.*, 2000).

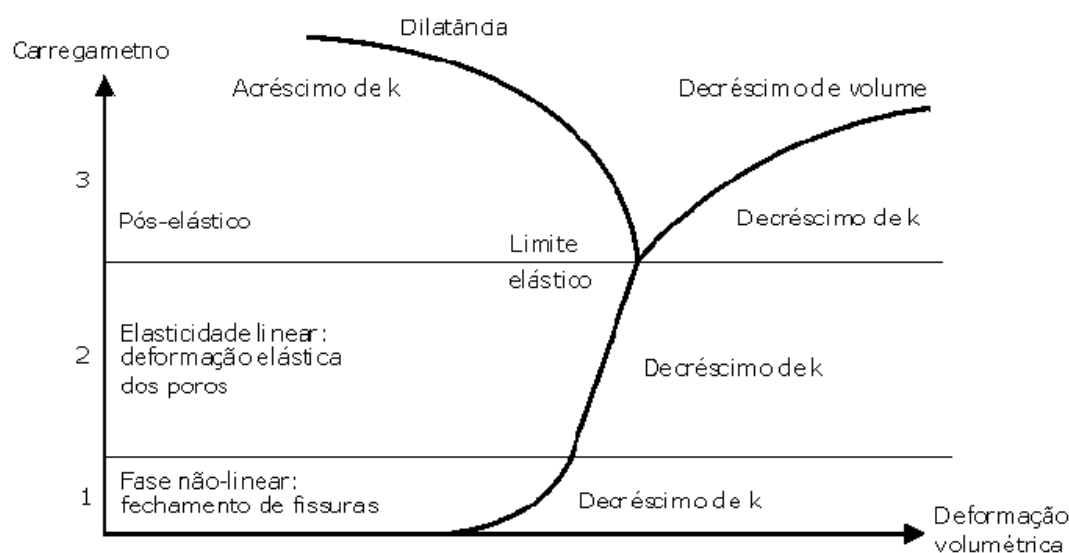


Figura 2.20 – Evolução da permeabilidade k de rocha com aumento do carregamento aplicado, segundo Ferfera *et al.* (1997)

Estudos experimentais encontrados na literatura mostram que as tensões têm grande influência na permeabilidade de rochas e, sendo assim, a estimativa da produção de um reservatório deve ser dependente desta relação entre

permeabilidade e tensão. Portanto, ainda não é clara, a forma com que a permeabilidade se relaciona com as tensões. Não se tem certeza a respeito de qual o componente do tensor de tensões que se relaciona com a permeabilidade: a tensão hidrostática, a tensão desviadora ou uma combinação das duas.

De uma forma geral, se a trajetória de tensões for tipicamente de compressão hidrostática, a única variação experimentada pela permeabilidade é de decréscimo, pois as deformações provocarão fechamento das microfissuras e diminuição dos espaços vazios e tamanho dos grãos, o que caracteriza um estado de compactação. Quando a trajetória de tensões é não-hidrostática, trabalhos anteriores apresentaram múltiplas e, freqüentemente, contraditórias razões para explicar a complexa e variável relação entre permeabilidade e tensão, incluindo forma e arranjo dos grãos (Zimmerman, 1991; Jamtveit e Yardley, 1997), litologia (McLatchie *et al.*, 1958), mineralogia da rocha (McKee *et al.*, 1988), valor da permeabilidade inicial (Thomas e Ward, 1972; Tiab e Donaldson, 1996) e vários aspectos da estrutura dos poros (Walls, 1982; Soedder e Randolph, 1987). Enquanto todas estas características podem, de alguma forma, influenciar a permeabilidade sob tensão, elas não explicam as razões fundamentais para a variabilidade inerente nesta relação.

2.5.2.

Sistemas triaxiais verdadeiros

Handin *et al.* (1967) conseguiram aplicar três tensões principais diferentes, através da aplicação de torção em corpos de prova cilíndricos vazados, também sob tensão confinante e carregamento axial. Entretanto, este método requer uma complexa geometria dos corpos de prova, bem “impraticável” em, por exemplo, rochas fracas e friáveis.

Ensaio triaxiais verdadeiros cúbicos em rocha foram executados por Mogi (1970), Gau *et al.* (1983), Amadei e Robison (1986) e Esaki e Kimura (1989). Estes constituem um método alternativo, no qual as três tensões principais são aplicadas independentemente às faces opostas de corpos de prova cúbicos.

Mogi (1971) construiu, talvez, o primeiro equipamento que possibilitou a aplicação de três carregamentos uniformes, independentes e mutuamente

perpendiculares às faces de um corpo de prova prismático retangular com atrito mínimo. Ele submeteu o dolomito Dunham e outras rochas a diferentes tensões principais intermediárias de compressão sob a mesma tensão principal menor e depois elevou a tensão principal maior à ruptura. Mogi (1971) demonstrou experimentalmente que, para a rocha testada, resistência é função da tensão principal intermediária (σ_2). Portanto, o seu equipamento, não apresentava a possibilidade de medida de permeabilidade.

A célula triaxial verdadeira desenvolvida na Universidade de Wisconsin, descrita em Haimson e Chang (2000), também não apresenta possibilidade de medida de permeabilidade. Esta adota corpos de prova retangulares prismáticos de 19 x 19 x 38 mm e apresenta capacidade máxima de aplicação tensão de 1600 MPa para σ_1 e σ_2 e, 400 MPa para σ_3 . O sistema consiste de duas partes principais: um aparelho de carregamento biaxial e uma câmara de pressão poliaxial (figura 2.21).

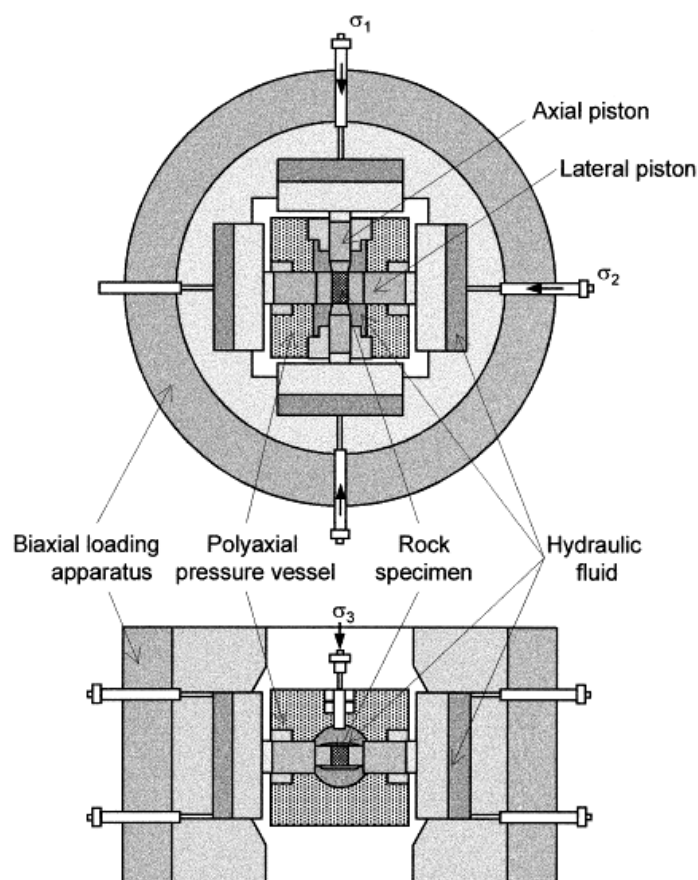


Figura 2.21 – Diagrama esquemático do sistema de ensaio triaxial verdadeiro da Universidade de Wisconsin (Haimson e Chang, 2000)

O aparelho biaxial é responsável pela aplicação de duas cargas laterais, perpendiculares e independentes (σ_1 e σ_2). O carregamento da tensão principal menor (σ_3) é aplicado hidraulicamente, dentro da câmara de pressão. A célula foi usada por Haimson e Chang (2000) para conduzir uma extensiva série de ensaios no granito Westerly e um novo critério de resistência triaxial verdadeira para rocha foi obtido, o qual leva em consideração o efeito da tensão principal intermediária.

Um sistema para aplicação de estado de tensão triaxial verdadeiro em corpos de prova cúbicos de rocha de 50 mm foi relatado por Sayers *et al.* (1990). O equipamento tem a capacidade de aplicar uma tensão compressiva máxima de 120 MPa em cada uma das faces dos corpos de prova. Este foi inicialmente usado para medida de parâmetros mecânicos e velocidade de ondas polarizadas S e P, sem a possibilidade de medida de permeabilidade.

Como uma alternativa aos ensaios de configuração cúbica e de cilindro vazado, mencionados acima, uma nova “célula triaxial verdadeira” foi desenvolvida no Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade de Heriot-Watt. Este desenvolvimento visou, especialmente, possibilitar a execução de análises rotineiras de testemunhos sob realísticos e poliaxiais campos de tensão. Uma descrição detalhada do projeto da célula triaxial verdadeira pode ser obtida em Smart (1995). A figura 2.22 apresenta as seções transversais plana e axial desta célula triaxial.

A alternativa célula triaxial verdadeira da Universidade de Heriot-Watt (figura 2.22) adota uma configuração similar à célula de Hoek (1968; 1970) (mais comumente usada em ensaios mecânicos de rocha), com relação ao carregamento axial do corpo de prova, mas desenvolve um campo de tensão elíptico na superfície cilíndrica deste. Esta utiliza corpos de prova cilíndricos de rocha e possui tubos flexíveis, localizados entre a parede da célula e o revestimento do corpo de prova. Os tubos formam três independentes circuitos hidráulicos para a aplicação da tensão. É através destes circuitos que a anisotropia de tensão radial pode ser gerada no corpo de prova. Cada um dos circuitos hidráulicos tem uma unidade independente de servo-controle. A tensão vertical é aplicada axialmente às extremidades planas do corpo de prova. Entretanto, neste equipamento de ensaio, as tensões principais menor e intermediária são limitadas. A diferença máxima permitida entre estas tensões principais é de aproximadamente 14 MPa. O

equipamento monitora a deformação microestrutural usando técnicas ativa e passiva de microssísmica.

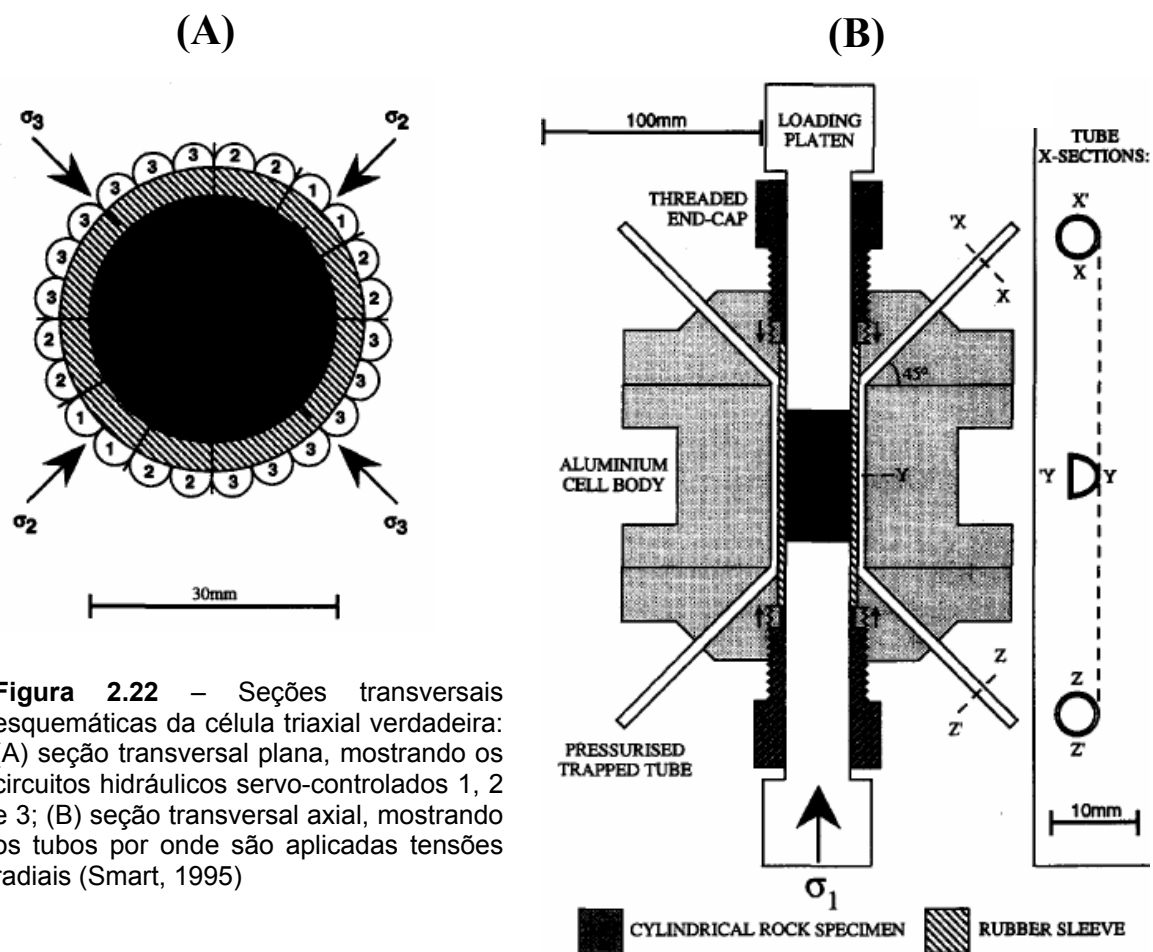


Figura 2.22 – Seções transversais esquemáticas da célula triaxial verdadeira: (A) seção transversal plana, mostrando os circuitos hidráulicos servo-controlados 1, 2 e 3; (B) seção transversal axial, mostrando os tubos por onde são aplicadas tensões radiais (Smart, 1995)

Crawford e Smart (1994) apresentaram medidas de permeabilidade horizontal e vertical de arenitos de reservatório de três diferentes litologias, sob condições de tensão triaxial verdadeira. Os arenitos apresentavam porosidade variando entre 13 e 22% e diferentes graus de heterogeneidade. O equipamento utilizado por eles para a realização dos ensaios triaxiais verdadeiro foi o da Universidade de Heriot-Watt, descrito acima. Foi observado que a anisotropia de tensão tem um efeito substancial na permeabilidade e que a dependência desta sobre a tensão aplicada é fortemente associada à litologia e, em particular, ao grau de heterogeneidade sedimentar da rocha. A permeabilidade vertical se mostrou muito menos sensível à tensão do que a permeabilidade horizontal, para um mesmo aumento de tensão efetiva média, como pode ser visto nas figuras 2.23 e 2.24, para os arenitos Clashach e Locharbriggs, respectivamente.

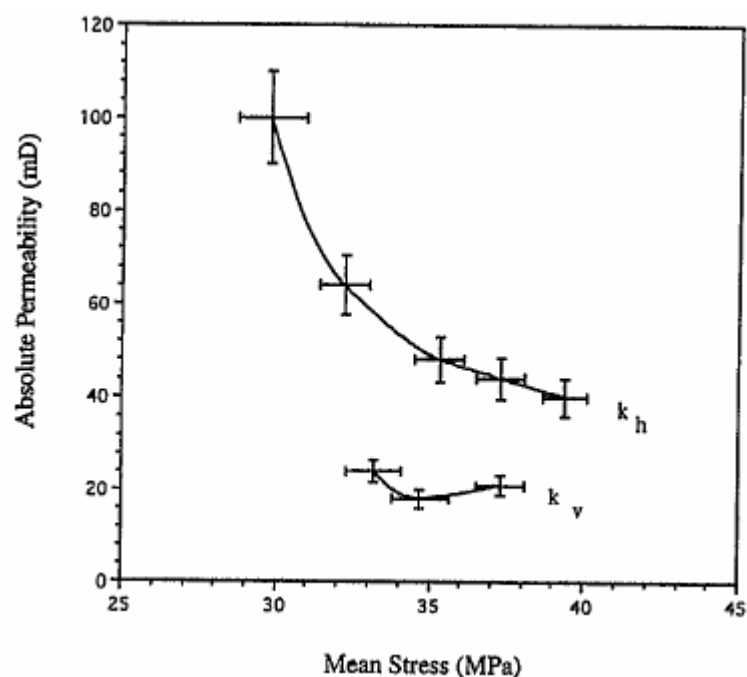


Figura 2.23 – Variação da permeabilidade horizontal (k_h) e vertical (k_v) do arenito Clashach em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994)

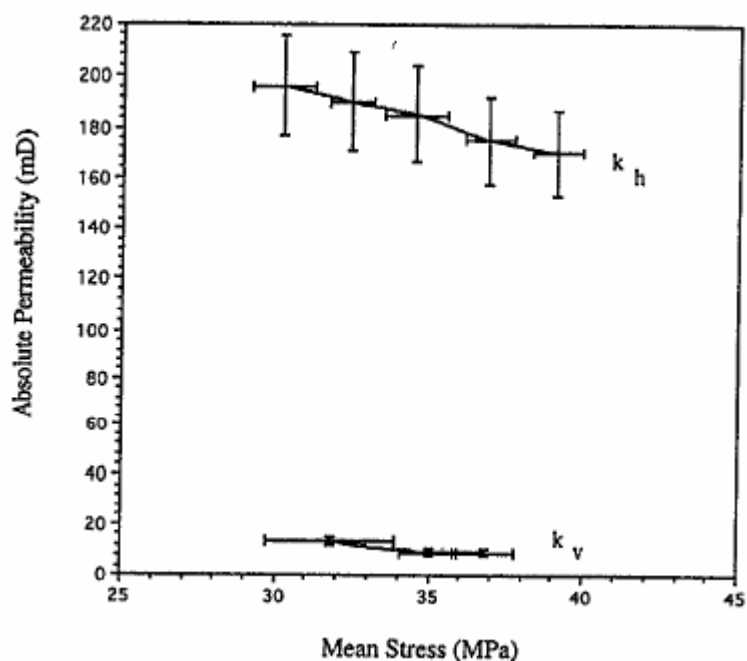


Figura 2.24 – Variação da permeabilidade horizontal (k_h) e vertical (k_v) do arenito Locharbriggs em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994)

Ainda segundo Crawford e Smart (1994), a relativa sensibilidade da permeabilidade a mudanças na tensão anisotrópica aplicada é influenciada pelo arcabouço inicial da rocha. Aumentando a tensão média e dependendo do grau de heterogeneidade sedimentar da rocha, a variação da permeabilidade pode ser não-

sistemática. O corpo de prova do arenito Dalquhandy foi o mais estruturalmente heterogêneo dentre os ensaiados, apresentando pronunciada laminação heterolítica. Em função desta, os valores da permeabilidade (tanto vertical quanto horizontal) deste arenito foram bem menores que os dos arenitos Clashach e Locharbriggs e apresentaram pronunciada oscilação. A figura 2.25 demonstra o efeito da heterogeneidade observado em um ensaio com o arenito Dalquhandy.

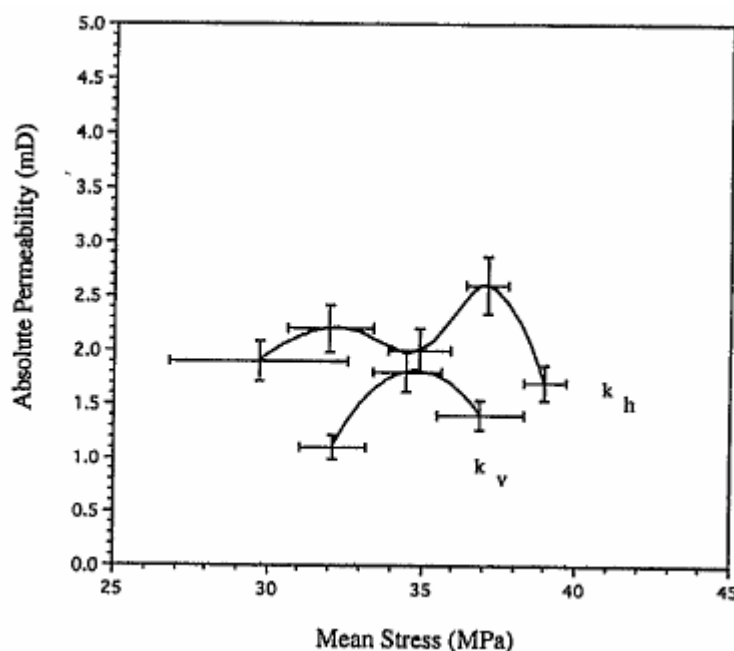


Figura 2.25 – Variação da permeabilidade horizontal (k_h) e vertical (k_v) do arenito Dalquhandy em função do aumento da tensão média atuante (Crawford e Smart, 1994)

Crawford *et al.* (1995) também utilizaram o equipamento desenvolvido na Universidade de Heriot-Watt para investigar a influência da tensão principal intermediária (σ_2) na resistência de rochas e foi observado que tanto a resistência residual quanto a de pico mostraram forte dependência da magnitude de σ_2 aplicada, assim como de σ_3 .

Um sistema de carregamento de tensão triaxial verdadeira foi desenvolvido (King *et al.*, 1995) no Imperial College para ensaiar corpos de prova cúbicos secos (sem fluxo) de 51 mm, com a capacidade de variar, independentemente, cada uma das três tensões principais. A capacidade máxima de aplicação de tensão do equipamento, nas direções horizontais, é de 115 MPa e na direção vertical é de 750 MPa. O sistema foi, com sucesso, aplicado para introduzir famílias de fraturas e microfissuras orientadas perpendicularmente à tensão principal mínima em

corpos de prova cúbicos, determinar permeabilidade e medidas de velocidade de ondas ultrassônicas P e S, assim como parâmetros mecânicos, tais como resistência e deformabilidade.

O referido sistema de carregamento de tensão poliaxial foi modificado para ensaiar corpos de prova cúbicos de 40 mm sob poro-pressões elevadas. As figuras 2.26 e 2.27 mostram, respectivamente, o diagrama esquemático e uma foto do equipamento de ensaio modificado, como foi utilizado por Al-Harthy *et al.* (1998a, 1998b; 1999).

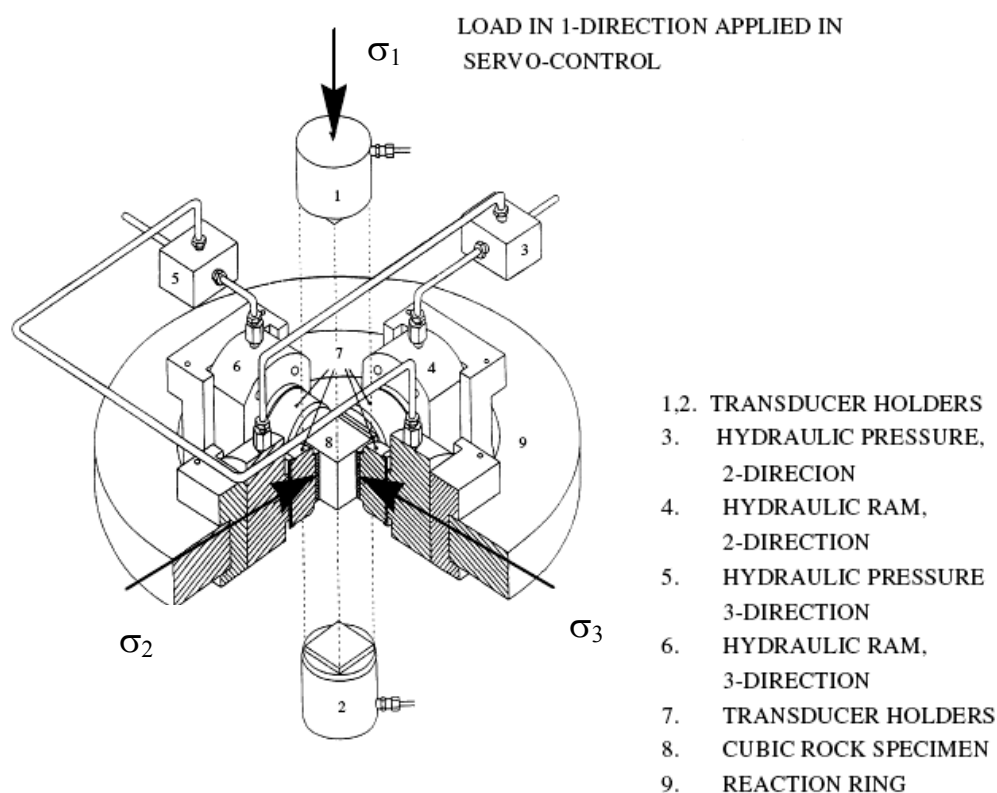


Figura 2.26 – Representação esquemática do sistema de carregamento triaxial verdadeiro depois de King *et al.*, 1995 (Al-Harthy *et al.*, 1998a)



Figura 2.27 – Foto do sistema de carregamento triaxial verdadeiro depois de King *et al.*, 1995 (Al-Harthy *et al.*, 1998a)

Este equipamento, utilizado por Al-Harthy *et al.* (1998a, 1998b; 1999), pode aplicar três tensões principais independentemente em um corpo de prova e a tensão é controlada por máquinas servo-controladas e pode atingir tensões desviadoras superiores a 200 MPa e poro-pressões de até 145 MPa. O equipamento permite medidas de várias propriedades físicas, tais como permeabilidade direcional, velocidade acústica e condutividade elétrica, para condições de fluxo mono e multifásicas. Há um sistema de fluxo de gás ou líquido para medida da permeabilidade na direção da tensão principal maior. O ajuste de rigidez das placas e alto grau de paralelismo entre estas e o corpo de prova possibilitam que as tensões sejam distribuídas uniformemente, de tal forma que, efeitos de extremidades e bordas são minimizados.

Em uma primeira série de ensaios, Al-Harthy *et al.* (1998b) investigaram os efeitos da mudança de poro-pressão nos arenitos Croslands Hill, Springwell, Stainton sob condições de tensão hidrostática, triaxial e triaxial verdadeira. Já em uma segunda série de ensaios, a histerese de permeabilidade e os efeitos da tensão de compressão na permeabilidade foram estudados sob condições hidrostática e triaxial verdadeira nos arenitos Croslands Hill e Doddington. A permeabilidade de cada um dos corpos de prova foi medida sob as diferentes condições de tensão.

O efeito da poro-pressão na permeabilidade do arenito Croslands Hill está ilustrado na figura 2.28, que mostra a variação da permeabilidade normalizada com a diminuição da poro-pressão, para diferentes trajetórias de tensão. Os

ensaios indicaram, para todos os arenitos, uma dependência da permeabilidade com relação à variação da poro-pressão. Além disso, a redução da permeabilidade sob tensões triaxiais verdadeiras foi sempre menor do que a redução observada quando os corpos de prova foram submetidos a tensões triaxiais e hidrostáticas equivalentes. Isto indica que o efeito da poro-pressão na permeabilidade é dependente da trajetória de tensão. Acredita-se que a evolução da permeabilidade do material está associada à abertura e fechamento das microfissuras existentes e geradas no corpo de prova, com a variação do estado de tensão atuante.

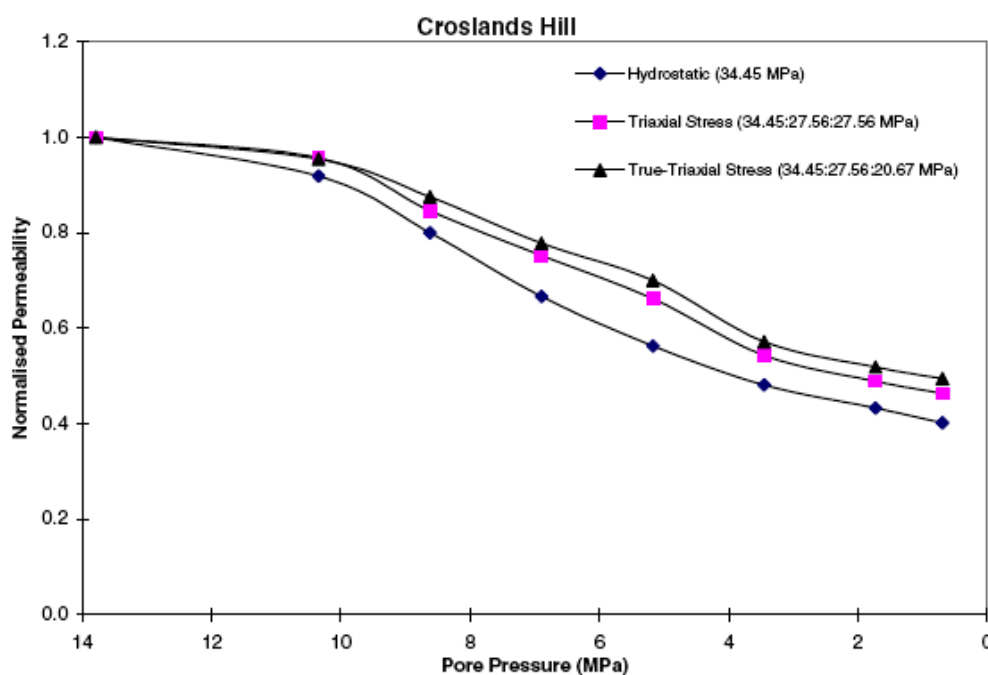


Figura 2.28 – Efeito da poro-pressão na permeabilidade do arenito Croslands Hill sob diferentes trajetórias de tensão (hidrostática, triaxial e triaxial verdadeira) (Al-Harthy *et al.*, 1998b)

Referente à segunda série de ensaios executada por Al-Harthy *et al.* (1998b), a histerese de permeabilidade observada com o arenito Doddington, sob compressão hidrostática, está ilustrada na figura 2.29, que mostra a permeabilidade normalizada como uma função da tensão média. Na figura 2.30 está ilustrada a histerese observada no mesmo arenito, mas sob uma trajetória de tensão triaxial verdadeira, onde a permeabilidade normalizada está apresentada como uma função da tensão principal maior. Vale ressaltar que a tensão principal maior foi aplicada na direção vertical do corpo de prova, mesma direção onde se deu a medida da permeabilidade.

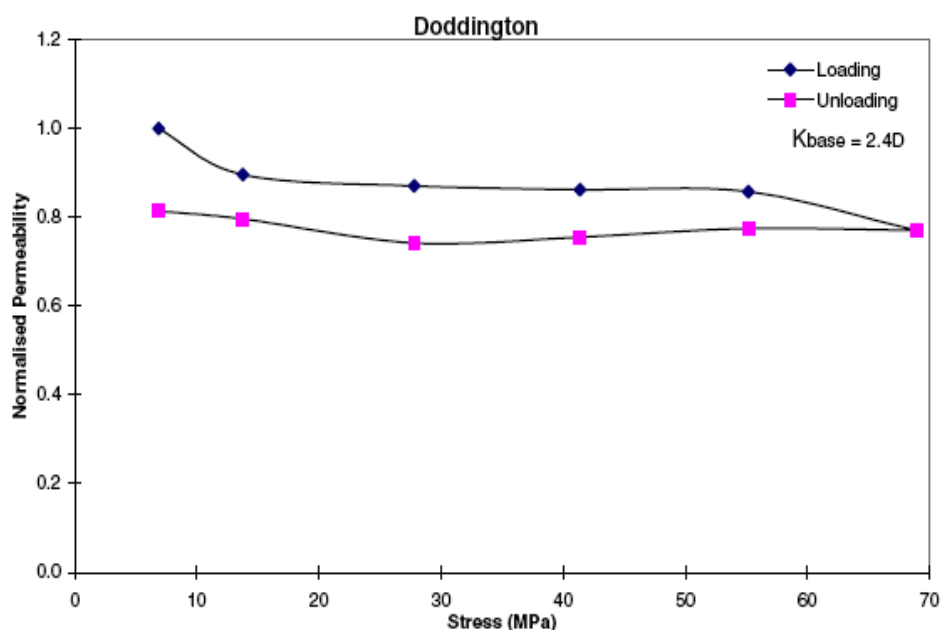


Figura 2.29 – Histerese de permeabilidade no arenito Doddington sob tensão hidrostática (Al-Harthy *et al.*, 1998b)

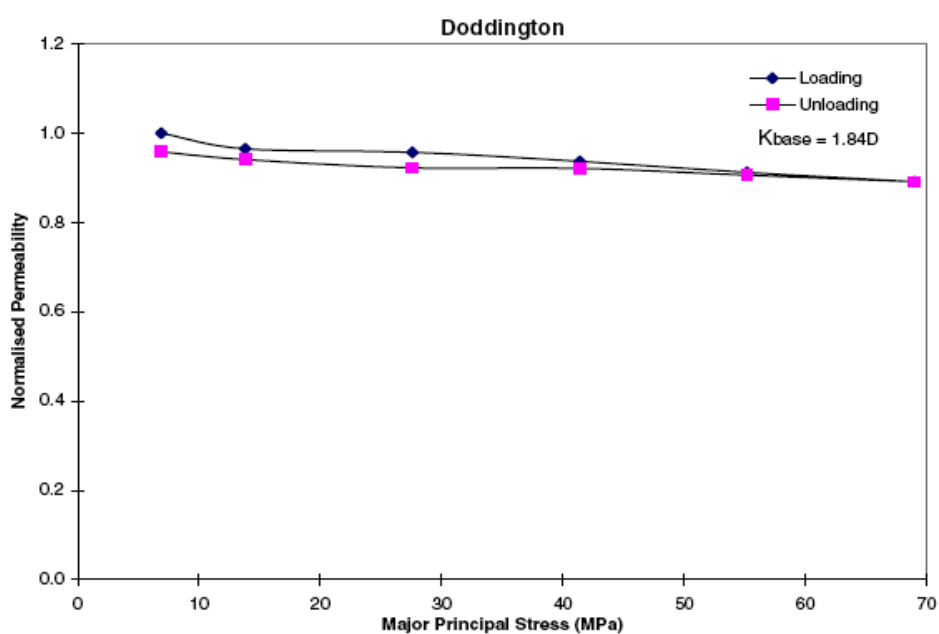


Figura 2.30 – Histerese de permeabilidade no arenito Doddington sob tensão triaxial verdadeira (Al-Harthy *et al.*, 1998b)

Os resultados mostraram tendências similares para todas os arenitos ensaiados, mas a histerese foi mais pronunciada para o arenito de mais alta permeabilidade (Doddington), quando sob tensão hidrostática. O mesmo comportamento foi observado em Al-Harthy *et al.* (1998a), que investigaram

histerese de permeabilidade dos arenitos Doddington, Costlandhill e Clashach, sob as mesmas condições de tensão.

Al-Harthy *et al.* (1999) investigaram a dependência, com relação à tensão, da permeabilidade de arenitos de reservatório e de afloramento St. Bees e Springwell sob tensões triaxiais verdadeiras e hidrostáticas. Foram realizadas medidas de permeabilidade nas três direções principais dos corpos de prova. A fim de definir as direções das tensões principais com relação aos eixos do corpo de prova cúbico, a direção Z foi definida como a da tensão principal maior (σ_1), a direção Y como a da tensão principal intermediária (σ_2) e a direção X como a da tensão principal menor (σ_3). Os valores das permeabilidades principais e da anisotropia de permeabilidade horizontal e vertical, sob diferentes níveis de estados de tensão, obtidos com o arenito de reservatório estão apresentados na tabela 2.2.

Uma elevada anisotropia vertical de permeabilidade foi observada com o arenito de reservatório, tanto sob tensão hidrostática quanto sob triaxial verdadeira. Esta grande anisotropia está associada à estrutura laminada que este arenito apresentava. Além disso, uma anisotropia de permeabilidade entre as direções horizontais (X e Y), relativamente discreta, foi observada.

Os valores de permeabilidade nas direções horizontais (X e Y) foram maiores sob tensões triaxiais verdadeiras do que sob correspondentes níveis de tensões hidrostáticas, tanto para o arenito de reservatório quanto para os de afloramento.

O efeito da tensão na anisotropia de permeabilidade, no trabalho de Al-Harthy *et al.* (1999), nem sempre mostrou uma tendência específica para os arenitos ensaiados. Para o arenito de reservatório, a anisotropia vertical de permeabilidade, sob tensões hidrostáticas e triaxiais verdadeiras, mostrou uma leve diminuição com o aumento do nível de tensão atuante. Já a anisotropia horizontal de permeabilidade, tanto do arenito de reservatório quanto dos arenitos de afloramento (Springwell e St. Bees), não mostrou uma clara tendência de mudança, em função do aumento da tensão.

Tabela 2.2- Permeabilidade e anisotropia (horizontal e vertical) do arenito de reservatório utilizado por Al-Harthy *et al.* (1999) sob diferentes estados de tensão

Under Equivalent Hydrostatic Stress at 6.9 MPa			
Directions	K (mD)	K_x/K_z or K_y/K_z (vertical anisotropy)	K_x/K_y (horizontal anisotropy)
X	438	25.8	1.73
Y	254	14.9	
Z	17.0		

Under True Triaxial Stress at 8.6:6.9:5.2 MPa			
Directions	K (mD)	K_x/K_z or K_y/K_z (vertical anisotropy)	K_x/K_y (horizontal anisotropy)
X	600	40.0	1.68
Y	358	23.9	
Z	15.0		

Under Equivalent Hydrostatic Stress at 34.5 MPa			
Directions	K (mD)	K_x/K_z or K_y/K_z (vertical anisotropy)	K_x/K_y (horizontal anisotropy)
X	366	24.0	1.67
Y	220	14.7	
Z	15.0		

Under True Triaxial Stress at 43.1:34.5:25.9 MPa			
Directions	K (mD)	K_x/K_z or K_y/K_z (vertical anisotropy)	K_x/K_y (horizontal anisotropy)
X	521	37.2	1.71
Y	304	21.7	
Z	14.0		

Portanto, os resultados de Al-Harthy *et al.* (1998a; 1998b; 1999) mostraram a importância de medir propriedades de transporte direcionais e mudanças de volume de poros sob condições de tensões realistas (triaxiais verdadeiras). O melhor conhecimento destas propriedades leva a previsões mais realistas de futuras performances de reservatórios de hidrocarbonetos. O comportamento anisotrópico pode ter importantes implicações para avaliações petrofísicas, especialmente em poços horizontais e cálculos de engenharia de reservatórios.

A mudança de tensão efetiva, que ocorre durante a produção de um reservatório, afeta a permeabilidade. Em alguns casos, a permeabilidade pode ser drasticamente alterada, devido o desenvolvimento de dano (devido ao cisalhamento ou compactação) no material (Holt, 1990; Ruistuen, 1997; Ferfera *et al.*, 1997; Boutecá *et al.*, 2000). Acredita-se que a alteração da permeabilidade induzida por mudanças de tensão depende das propriedades mecânicas e petrofísicas da rocha, da trajetória de tensão e do nível de tensão aplicado. Entretanto, uma única relação entre permeabilidade e tensão ainda não existe (Davies e Davies, 2001; Fatt e Davis, 1952). Talvez, as diferentes formas, sob um ponto de vista microscópico, que as partículas de areia podem responder a carregamentos, explique a complexidade de se obter uma única relação entre permeabilidade e tensão. Segundo Han e Dussealt (2003), as diferentes formas sob as quais as partículas podem responder são:

- sofrer deformação elástica, tais como mudanças na forma da partícula;
- girar, deslizar e se rearranjar, apesar disto ser mais provável de ocorrer sob baixos níveis de tensões, quando partículas estão fracamente empacotadas e não-consolidadas;
- sofrer fraturamento e esmagamento, devido à deformação plástica. Garantas de poros são, portanto, colapsadas e a liberação de quantidades apreciáveis de partículas finas tende a bloquear gargantas de poros intactas, levando diretamente à produção de areia e até mesmo ao colapso do poço;
- e partículas de argila e silicatos intersticiais podem ser desalojadas por deformações cisalhantes, bloqueando as gargantas dos poros, através de pontes e, afetando a permeabilidade desproporcionalmente.