



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia

INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE VERTICAL NO CÁLCULO DE ANISOTROPIA
DE PERMEABILIDADE HORIZONTAL NO ENSAIO DE FLUXO LATERAL

Rafael Ferro Moreira

Orientadora: Andrea Ferreira Borges
Co-Orientador: Antonio Claudio Soares

Rio de Janeiro

2013

Rafael Ferro Moreira

INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE VERTICAL NO CÁLCULO DE ANISOTROPIA
DE PERMEABILIDADE HORIZONTAL NO ENSAIO DE FLUXO LATERAL

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação em Geologia apresentado ao Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Geologia.

Área de Concentração: Geologia de Engenharia.

Orientadora:
Andrea Ferreira Borges

Co-Orientador:
Antonio Claudio Soares

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha Mãe, Angela, que acreditou em mim em momentos difíceis nos quais eu mesmo não acreditava em mim. Será amada por mim eternamente, pois em todos esses anos de estudo, acompanhou-me bem de perto e sem ela eu teria chegado até aqui. Ao meu Pai, Maurício, que possui uma força interna muito grande e sabe viver com uma simplicidade de dar inveja, que emprestou um pouco de sua paciência para mim em vários momentos da vida.

Não poderia deixar de mencionar minha madrinha, Beatriz, que apoiou-me em vários momentos e sempre mostrou felicidade ao me ver.

É claro, não poderia deixar de mencionar, também, todo o apoio acadêmico que recebi da Prof^a Andrea, que foi muito dedicada e teve paciência para ensinar-me e ajudar-me em vários assuntos de geomecânica e, é óbvio, nesse trabalho de conclusão.

Agradeço ao CNPq, pela bolsa de iniciação científica e aos amigos Maurício, Kadson, Rodrigo, Roberto e Michael por todos os momentos de descontração proporcionados durante o decorrer do curso.

Resumo

Moreira, Rafael Ferro. INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE VERTICAL NO CÁLCULO DE ANISOTROPIA DE PERMEABILIDADE HORIZONTAL NO ENSAIO DE FLUXO LATERAL. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Este trabalho consiste na análise de como valores incorretos de permeabilidade vertical influenciam no cálculo da permeabilidade no plano horizontal no ensaio de fluxo lateral bem como no grau de anisotropia associado. Para tanto foram utilizados dois conjuntos de ensaios: os do arenito Rio Bonito e os de amostras de testemunho. Ao fazer uma análise sistemática dos comportamentos de gráficos que relacionam as permeabilidades vertical e horizontal com as tensões médias, pôde-se concluir que a permeabilidade vertical é um dado fundamental para o cálculo das permeabilidades horizontais no ensaio de fluxo lateral e que, ao utilizar valores incorretos de permeabilidade vertical, são observados erros significativos nos valores das permeabilidades principais horizontais.

Palavras-chave: anisotropia, permeabilidade, ensaio de fluxo lateral.

Sumário

1. Introdução	Pág.1
2. Objetivos	Pág. 12
3. Metodologia	Pág. 12
3.1 - Descrição do ensaio	Pág. 12
3.2 – Descrição do método de interpretação	Pág. 16
3.3 - Análise da influência da permeabilidade vertical	Pág. 18
4. Interpretação	Pág. 18
4.1 – Amostras do arenito Rio Bonito	Pág. 19
4.2 - Amostras de testemunho	Pág. 27
5. Conclusão	Pág. 51
6. Bibliografia	Pág. 53

1. Introdução

Com o aumento crescente da descoberta de campos de petróleo no mundo, inclusive no Brasil com o Pré-Sal, tem-se despertado cada vez mais interesse no desenvolvimento de novas técnicas e tecnologias para melhor entender como de fato funciona um reservatório e com isso aumentar sua produção.

Esses desenvolvimentos são ininterruptos e tem o objetivo de otimizar a produção e manutenção do reservatório, determinando suas condições e vida útil e diminuindo gastos.

O arranjo dos grãos primários, espaço de poros e cimentos intergranulares, e não simplesmente as suas composições, é que determinam a permeabilidade da rocha (Bruno, 1994). Devido ao fato dos contatos entre grãos serem irregulares, um campo de tensões macroscópico produz uma distribuição de tensão heterogênea no arranjo microestrutural, modificando o arranjo e a forma das partículas e poros e, conseqüentemente, a permeabilidade da rocha. Se a tensão aplicada é anisotrópica, o tensor de permeabilidade resultante pode se tornar anisotrópico.

Em virtude da aplicabilidade, medidas de permeabilidade e suas orientações através de ensaios de laboratório são comumente realizadas em rochas sedimentares porosas. Tais medições são frequentemente realizadas sob condições obtidas em ensaios de compressão hidrostática, além de ensaios de compressão triaxiais axissimétricos e triaxiais verdadeiros.

Todos os reservatórios em fase de produção estão sujeitos à anisotropia de tensões da Terra assim como a movimentos tectônicos regionais. Adicionalmente, a produção de fluidos de um reservatório reduz sua poropressão, aumentando a tensão efetiva, além de provocar variações dinâmicas que podem ocorrer no campo de tensões horizontal em consequência da restrição parcial ou total da massa de rocha. De forma similar, ao injetar água ou gás em um reservatório pode-se modificar as tensões efetivas, com o aumento da poropressão. Essas variações ocasionam histerese e variação na permeabilidade ao longo da vida útil de um reservatório e levam à necessidade de entendimento de tais fenômenos para o gerenciamento e desempenho do reservatório (Al-Harthy et al., 1998). Deve-se ressaltar que a permeabilidade também é influenciada

por variações de tensões locais, além das variações regionais, em função do sistema poroso (Davies e Davies, 2001).

Assim, as alterações de tensão e poropressão precisam ser conhecidas para uma boa gestão do reservatório, uma vez que a modificação da tensão *in situ* durante a produção pode gerar impacto no desempenho do reservatório, variando a permeabilidade da rocha.

A anisotropia de permeabilidade de um reservatório pode ter, também, implicações significantes para análise petrofísica, especialmente em poços horizontais e cálculos de engenharia de reservatórios. Uma orientação otimizada de um poço horizontal melhorará seu desempenho e reduzirá o número de poços necessários para que todo o reservatório seja drenado (Al-Harthy et al., 1999).

As descontinuidades pré-existentes de rochas podem abrir, fechar, aumentar ou até mesmo induzir novas fraturas, quando submetidas a carregamento mecânico, devido ao caráter heterogêneo e anisotrópico das rochas. Esses fatos podem modificar a estrutura das mesmas e, conseqüentemente, suas propriedades de fluxo.

A degradação irreversível da resistência ou da rigidez de rochas e suas propriedades de fluxo, conhecido como dano mecânico em uma formação, tem como resultado modificações permanentes na estrutura dos grãos, sendo estas associadas a deformações plásticas (Dusseault e Gray, 1992). Logo, o dano é considerado um fator importante na alteração da permeabilidade.

O efeito de um dano pode ser direto, quando são geradas pequenas partículas/fragmentos que bloqueiam a trajetória de fluxo, ou visto em meio granular cimentado, através da quebra do cimento, permitindo que as partículas se movimentem mais livremente (Li e Holt, 2002). A consequência desses rearranjos pode ser positiva ou não do ponto de vista da produção em reservatórios, uma vez que pode aumentar a permeabilidade do meio ou diminuí-la fortemente com o colapso de poros.

No início dos estudos relacionando permeabilidade da matriz da rocha com tensões aplicadas eram consideradas somente as condições de tensões hidrostáticas. E a variação da permeabilidade com o aumento incremental de tensão hidrostática era bem representado por função exponencial, porém a taxa com que diminuía a permeabilidade em função da tensão hidrostática era altamente variável (David et al., 2001).

Holt (1990) e King et al. (2001), sabendo que o estado de tensão nos reservatórios não era hidrostático, começaram a relacionar permeabilidade e tensões não hidrostáticas.

Com o objetivo relacionar permeabilidade e estado de tensão em meio poroso, Brace et al. (1968) realizaram ensaios de compressão hidrostática com medidas de permeabilidade no granito Westerly. Foi verificado que a permeabilidade do referido granito diminuía com o aumento da tensão efetiva, conclusão corroborada por Patsouls e Gripps (1982), em seu trabalho de permeabilidade com o giz Yorkshire.

A investigação de histerese de permeabilidade no arenito não consolidado Ottawa com ciclos de tensão não hidrostáticos permitiu afirmar que durante os ciclos de carga, a permeabilidade foi reduzida, com o rearranjo dos grãos sob uma estrutura mais compacta.

Arenitos de alta permeabilidade mostraram diminuição relativamente pequena da permeabilidade com o aumento da tensão hidrostática (Yale, 1984), fato corroborado por Holt (1990) e verificado na figura 1.1.

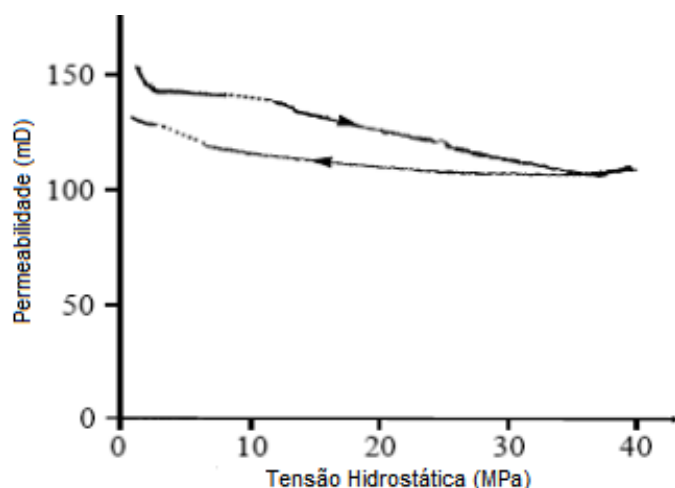


Figura 1.1 – Variação da permeabilidade do arenito Red Wildmoor durante carregamento e descarregamento hidrostático (Holt, 1990).

Conforme a figura 1.2, durante carregamento triaxial, as maiores reduções de permeabilidade ocorreram sob maiores tensões confinantes.

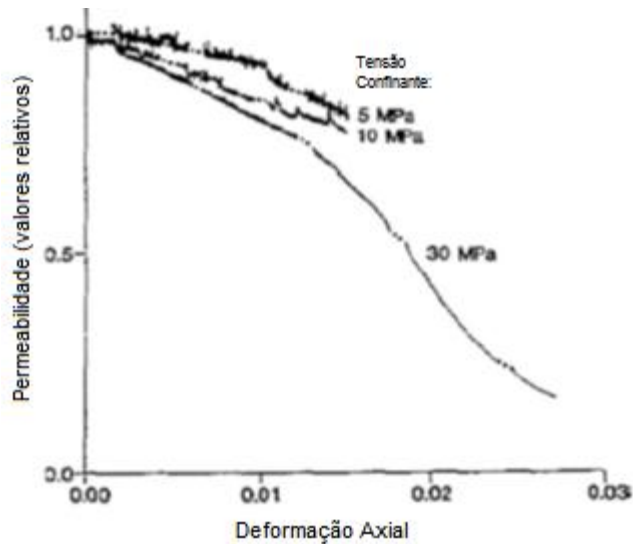


Figura. 1.2 – Variação da permeabilidade no arenito Red Wildmoor durante carregamento triaxial sob diferentes tensões confinantes (Holt, 1990).

Os resultados obtidos por Holt (1990) mostram que as diminuições de permeabilidade são mais significativas em regime de tensão não hidrostático em comparação com o estado hidrostático, o que também foi observado por King et al. (2001).

O estudo do efeito da compactação na porosidade e permeabilidade em turbiditos do Golfo do México, por Ostermeier (2001) revelou, através de ensaios hidrostáticos, que a compactação afeta a produtividade do reservatório reduzindo sua porosidade e permeabilidade. A redução da porosidade contribui para a produção, por meio da manutenção da pressão do reservatório, expulsando por esmagamento o óleo do reservatório, ao passo que a redução da permeabilidade por compactação restringe o fluxo no poço. É mister entender a interação dos dois efeitos acima citados para diversas situações de produção para excelência na gestão do reservatório. Em geral, a redução relativa de permeabilidade nas rochas estudadas foi quatro a cinco vezes maior que a diminuição de porosidade.

O estudo do efeito da compactação na permeabilidade de arenitos com porosidades variando entre 14% e 35% (David et al., 1994) mostrou como evoluiu a permeabilidade em função da tensão efetiva, conforme a figura 1.3:

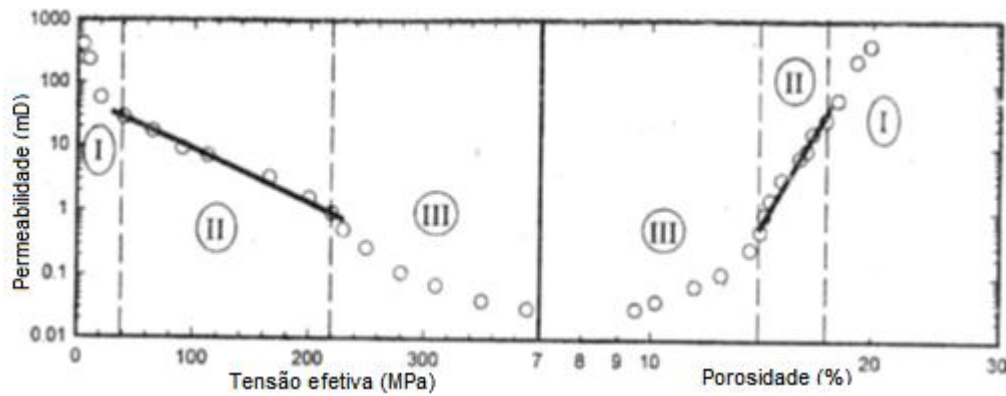


Figura. 1.3 – Comportamento da permeabilidade (escala logarítmica) vs. Tensão efetiva (lado esquerdo) e permeabilidade vs. Porosidade (lado direito), em regime hidrostático, para o Arenito Rothbach (David et al., 2001).

Foram definidas três regiões de acordo com o comportamento de deformação da rocha. Observa-se que na região I, a permeabilidade diminuiu rapidamente, devido ao fechamento de micromissuras e ao movimento relativo dos grãos. Em II, em ambos os lados, ocorre comportamento linear da permeabilidade. Em III, ocorre deformação além de esmagamento dos grãos, onde o colapso dos poros e a comunicação dos grãos provocam diminuição acelerada da permeabilidade.

Ensaio com variação da taxa de deformação lateral, segundo Heiland (2003), na região pré-pico, indicam que a variação de permeabilidade em relação à deformação volumétrica dependem das propriedades petrofísicas da rocha e da taxa de deformação. E a diminuição da permeabilidade na fase de compactação dos ensaios contínuos (Heiland, 2003) pode ser explicada pelo aumento da tortuosidade do espaço de poros.

A descrição da influência de tensões anisotrópicas na permeabilidade de arenito pouco cimentado (Bruno et al., 1991), onde foram tomadas medidas de permeabilidade na direção axial em corpos de prova cilíndricos, submetidos a condições de tensão triaxial de até 15 MPa, em célula triaxial padrão, foram realizados tanto sob carregamento quanto sob descarregamento. As medições foram realizadas, a partir de condição hidrostática de 3 MPa, aumentando somente a tensão axial e aumentando somente a tensão radial. Após a realização desses ensaios, foi observado que a permeabilidade depende fortemente da direção de aplicação da tensão. Por exemplo, para o arenito Castlegate (porosidade média de 26% e permeabilidade de 900 mD), a redução foi mais significativa quando um mesmo valor de tensão foi aplicado

perpendicular à direção de fluxo. Observou-se, também, histerese de permeabilidade significativa após o descarregamento radial, sugerindo então que a deformação irreversível é o mecanismo mais importante na redução da permeabilidade.

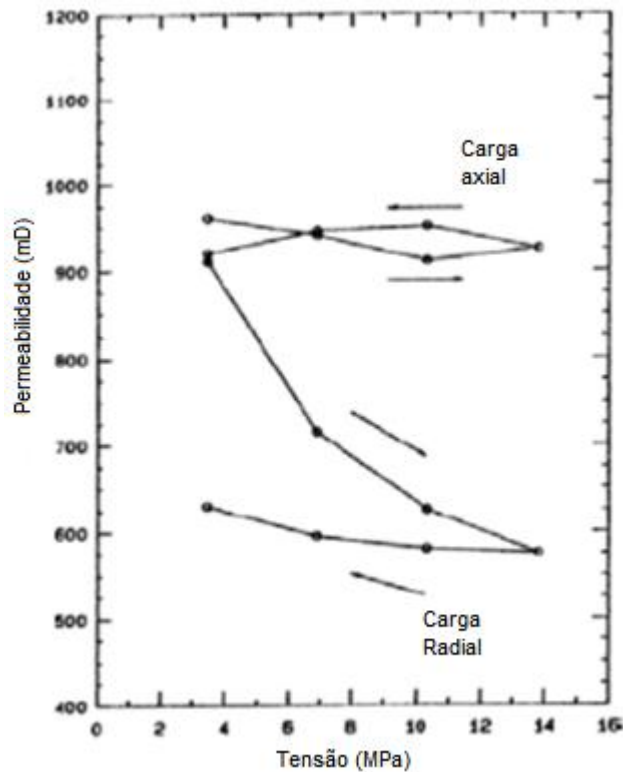


Figura. 1.4 – Variação de permeabilidade com a direção de aplicação de tensão no arenito Castlegate (Bruno et al., 1991).

Também, pode ser sugerido que a sensibilidade da permeabilidade à tensão aumenta com a diminuição da resistência e quantidade de cimentação das rochas. Como os danos em rochas sedimentares se dão nos contornos dos grãos, a redução da permeabilidade é fortemente controlada pelos cimentos dos grãos.

Ainda segundo Bruno (1994), um campo de tensão não hidrostático pode induzir anisotropia de permeabilidade devido ao fechamento preferencial de canais de fluxo alinhados mais perpendicularmente à direção de fluxo. Porém, sob altas condições de tensão desviadora, a redução da permeabilidade induzida pela compressão é atenuada pela criação e ampliação de canais de fluxo adicionais, devido ao esforço cisalhante e de tração sofrido pelos cimentos intergranulares e à dilatância das microfissuras induzidas por tensão. Como as microfissuras de tração se orientam paralelas à direção de tensão máxima predominantemente, a permeabilidade aumenta nessa direção, tornando, assim,

a permeabilidade anisotrópica. É importante ressaltar a anisotropia de permeabilidade induzida pelas tensões pode ser influenciada pela presença de microfissuras pré-existentes. Uma tensão hidrostática tende a fechar as microfissuras enquanto tensões desviadoras mais elevadas podem abrir ou fechar as microfissuras. Também, o processo de amostragem pode induzir ao aparecimento de novas fissuras.

Segundo Rhett e Teufel (1992), que estudaram como era a possível influência de diferentes trajetórias de tensão na permeabilidade de arenitos (porosidade entre 13% e 20%) de reservatórios do Mar do Norte, a permeabilidade pode ser altamente dependente das trajetórias de tensão. Os ensaios mostraram que a permeabilidade do reservatório aumenta quando a trajetória de tensões se distancia do carregamento hidrostático.

O aumento da permeabilidade devido à microfissuração e à ruptura cisalhante é função da permeabilidade inicial (Yale e Crawford, 1998), onde rochas de menores permeabilidades iniciais tendem a apresentar aumento significativo de permeabilidade com a microfissuração e a ruptura cisalhante do que rochas com permeabilidade inicial de moderada a alta.

Durante a realização de ensaios de laboratório com arenito de baixa permeabilidade e porosidade (12%), sob diferentes trajetórias de tensão e medições de permeabilidade nas direções axial e radial, por Khan e Teufel (2000), pode-se demonstrar que a anisotropia de permeabilidade induzida por tensão evoluiu ao longo da produção do reservatório (depleção) e que a direção da permeabilidade máxima é paralela à tensão principal máxima, além do fato de que a magnitude da anisotropia de permeabilidade aumenta sob tensões desviadoras maiores. Os valores R apresentados na figura abaixo correspondem à razão entre a variação da tensão efetiva horizontal (σ_3) e a variação da tensão efetiva vertical a partir das condições iniciais do reservatório durante a diminuição da poropressão.

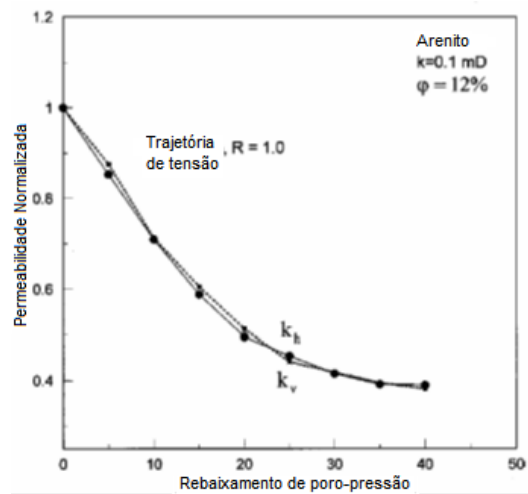
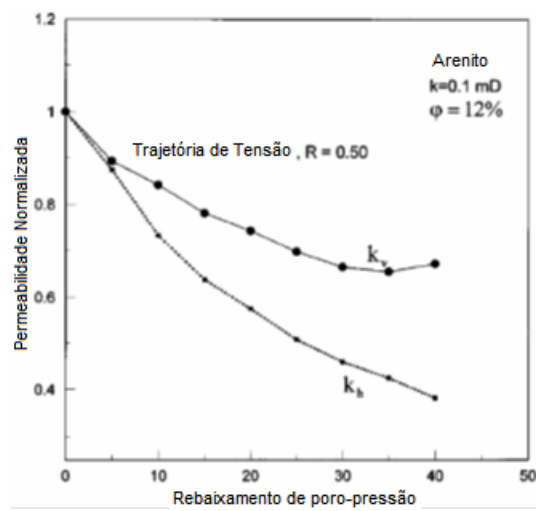
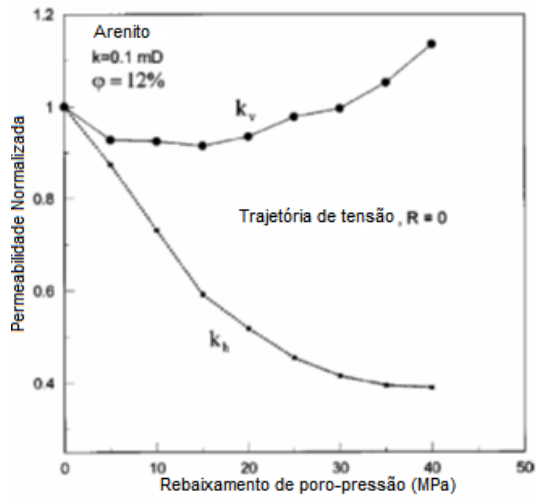


Figura. 1.5 – Permeabilidade normalizada em função da diminuição da poro-pressão sob diferentes trajetórias de tensão $R= 0, 0.5$ e 1 (Khan e Teufel, 2000).

Pode-se observar que a permeabilidade, na condição de carregamento hidrostático, diminuiu pela mesma magnitude em ambas as direções, devido à diminuição da poropressão (aumento da tensão efetiva). No caso de menores valores de trajetória de tensão, a permeabilidade também diminuiu com o aumento da tensão efetiva, porém com magnitude de redução menor na direção paralela à tensão máxima (vertical, no caso), o que pode ser explicado pela abertura de microfissuras e gargantas de poros, orientadas preferencialmente paralelamente à direção de tensão máxima e também pelo fechamento de fissuras perpendiculares à tensão máxima.

Uma importância prática disso é que, nos reservatórios, grandes deformações ocorrem durante a produção de óleo, como resultado do aumento da tensão efetiva, podendo causar um dano permanente no reservatório, mudando a estrutura da rocha e diminuindo a permeabilidade e recuperação final do óleo.

Ferfera et al. (1997), caracterizara, em função do estado de tensões, a evolução da permeabilidade de rochas em três fases. Durante a primeira fase, ocorre fechamento das fissuras preexistentes de forma não linear com o aumento do carregamento, acarretando a diminuição da permeabilidade. Durante a segunda fase, em regime elástico e de forma linear, os grãos e poros do material são deformados com o aumento do carregamento aplicado, diminuindo então a permeabilidade. Na terceira fase (regime plástico), a rocha pode ter dois comportamentos distintos com o aumento do carregamento. Esses estão associados à porosidade da rocha, onde em rochas de alta porosidade, o dano mecânico leva à movimentação dos grãos, que se depositam nas gargantas dos poros, acarretando estreitamento dos canais de fluxo e diminuição consequente da permeabilidade. Já para rochas de baixa porosidade, o carregamento gera fissuramento do material, aumentando a conectividade entre poros e aumentando a permeabilidade (Zhu e Wong, 1997).

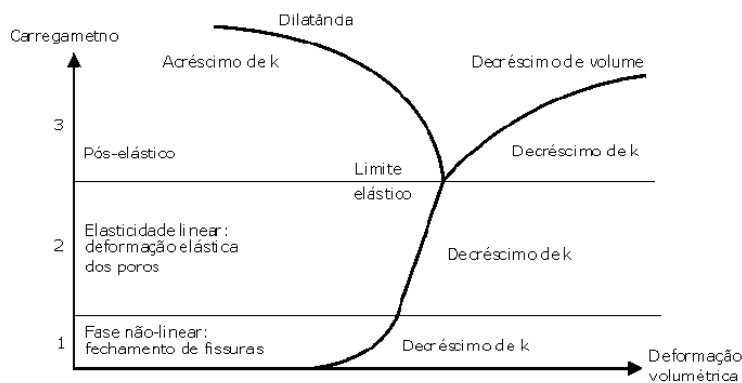


Figura. 1.6 – Evolução da permeabilidade K em função do aumento do carregamento (Ferfera et al., 1997, traduzido por Azevedo, 2005).

Com base nos diversos estudos experimentais realizados pode-se dizer que as tensões têm forte influência no comportamento de permeabilidade das rochas. Assim, a estimativa da produção de um reservatório é dependente da relação entre permeabilidade e tensão.

Para trajetória de tensões hidrostática, a única variação experimentada é a de redução da permeabilidade, devido ao fechamento de microfissuras e diminuição dos espaços vazios e também do tamanho dos grãos (caracterizando estado de compactação). Porém, para trajetória de tensões não hidrostática, a relação entre permeabilidade e tensão é complexa, englobando, para efeitos de explicação, forma e arranjo dos grãos (Jamtveit e Yardley, 1997), litologia e mineralogia (McKee et al., 1988), permeabilidade inicial (Thomas e Ward, 1972), estrutura dos poros (Walls, 1982).

A tabela 1.1 mostra um resumo das principais conclusões dos trabalhos relacionando tensão e permeabilidade mostrados anteriormente.

Tabela 1.1 – Conclusões obtidas por alguns autores de trabalhos de permeabilidade e sua relação com a tensão.

Autores	Tipo de ensaio	Conclusão
Brace et al. (1968), Patsouls e Gripps (1982)	hidrostático	Diminuição da permeabilidade das rochas com o aumento da tensão efetiva
Yale (1984), Holt (1990)	hidrostático	Arenitos de alta permeabilidade mostraram diminuição relativamente pequena da permeabilidade com o aumento da tensão hidrostática
Holt (1990), King et al. (2001)	Não hidrostático	No regime de tensão não hidrostático, as diminuições de permeabilidade são mais significativas.
Ostermeier (2001)	hidrostático	a compactação afeta a produtividade do reservatório reduzindo sua porosidade e permeabilidade.
Bruno et al. (1991)	hidrostático	permeabilidade depende fortemente da direção de aplicação da tensão. A redução de permeabilidade é mais significativa quando um mesmo valor de tensão foi aplicado perpendicularmente à direção de fluxo.
Bruno (1994)	Não-hidrostático	campo de tensão pode induzir anisotropia de permeabilidade devido ao fechamento preferencial de canais de fluxo alinhados mais perpendicularmente à direção de fluxo.
Rhett e Teufel (1992)	Não-hidrostático	permeabilidade de reservatórios aumenta quando a trajetória de tensões se distancia do carregamento hidrostático.
Khan e Teufel (2000)	Não hidrostático	a direção de permeabilidade máxima é paralela à tensão principal máxima e que a magnitude da anisotropia de permeabilidade aumenta sob tensões desviadoras maiores.
Zhu e Wong (1997)	Não-hidrostático	rochas de baixa porosidade, o carregamento gera fissuramento do material, aumentando a conectividade entre poros e aumentando a permeabilidade.

2. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo verificar a influência da permeabilidade vertical nos cálculos da permeabilidade horizontal de amostras de rocha anisotrópicas, bem como determinar as possíveis magnitudes dos erros associados a esses cálculos e como o uso de permeabilidades verticais erradas podem afetar o grau de anisotropia calculado para rochas.

O valor da permeabilidade vertical é fundamental para o cálculo das permeabilidades horizontais no ensaio de fluxo lateral e caso esse valor não seja medido, ele deve ser estimado, pois os valores de permeabilidade horizontal calculados serão errados.

3. Metodologia

A metodologia consiste em interpretar ensaios de permeabilidade (com valores reais de permeabilidade vertical) e comparar seus resultados com a interpretação feita para valores arbitrários de permeabilidade vertical, através de análises de valores em tabelas e comportamento de curvas em gráficos. Através dessas comparações, pode-se determinar como o uso de valores de permeabilidade vertical incorretos influencia no cálculo das permeabilidades horizontais e qual o erro associado a tais valores arbitrados.

3.1. Descrição do ensaio

A descrição do ensaio de fluxo lateral está em Soares et al. (2006).

Os valores de permeabilidade são obtidos através de um equipamento onde a amostra é submetida a estado de tensão triaxial axissimétrico, sendo a tensão axial (vertical) maior ou igual à tensão radial (horizontal).

O posicionamento da amostra se faz entre dois *caps* de aço, um no topo e outro na base. Além disso, a amostra é envolta por uma membrana flexível.

Para medição da permeabilidade, são aplicados fluxos na direção axial e em quatro direções radiais, através do equipamento, conforme esquematizado na figura 3.1.

Os *caps* de topo e base são perfurados e possuem um difusor, com a função de distribuir o fluxo ao longo da superfície da extremidade da amostra enquanto a membrana flexível, na qual a amostra está envolvida, possui oito orifícios para entrada ou saída de fluidos, que possuem difusores quadrados para distribuir o fluxo ao longo de uma superfície na face lateral da amostra, seja na entrada ou na saída desse fluido. Esses orifícios difusores são posicionados em uma altura central da membrana referida e são igualmente espaçados.

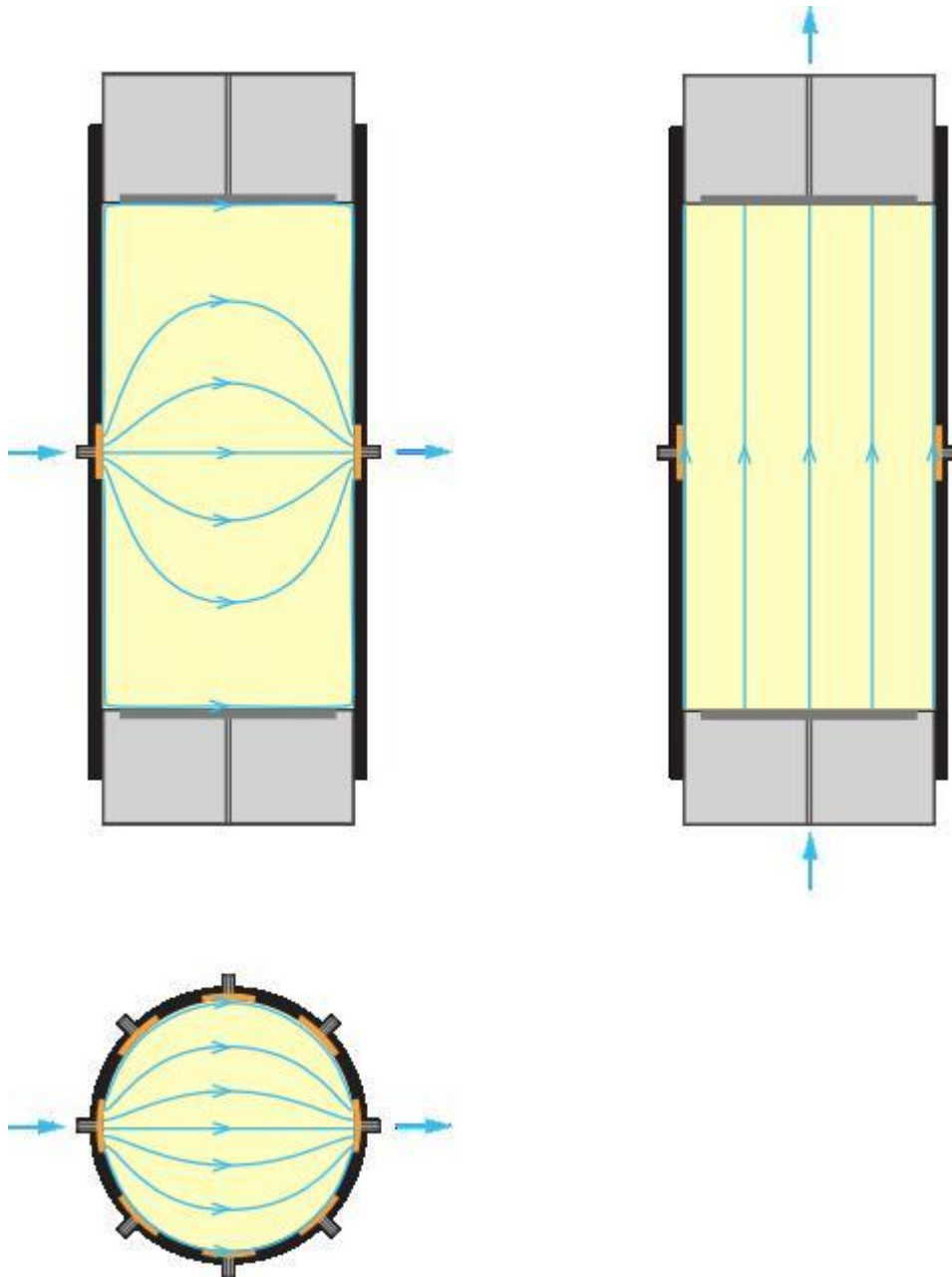


Figura. 3.1 – Linhas de fluxo representadas durante a realização do ensaio: a) medição na direção radial; b) medição na direção axial (Borges, 2012).

Conforme pode ser observado na figura 3.1, há componente vertical no fluxo lateral.

Nesse trabalho foram consideradas amostras de dimensões pequenas (comprimento de 80 a 100mm no caso dos ensaios mostrados nesse trabalho), de modo que se possa desprezar a diferença de elevação entre os pontos de entrada e saída do

fluido, ao se comparar com a diferença de carga de pressão (acima de 4m). Nesse caso, o gradiente de pressão pode substituir o gradiente hidráulico para o cálculo de permeabilidade, com a aplicação da lei de Darcy (equação 1).

$$Q = k.i.A \quad (\text{equação 1}),$$

onde Q é a vazão, k é a condutividade e i é o gradiente hidráulico, o qual é definido na equação 2:

$$i = \Delta h/L \quad (\text{equação 2}),$$

Onde h é a carga total do fluido e L é a distância entre os dois pontos entre os quais foi considerada a variação de carga total.

Para a medida do fluxo axial do ensaio em questão, como o fluxo é unidirecional, a equação de Darcy (equação 1) pode ser aplicada de forma direta para calcular a condutividade. Porém, para a medida do fluxo lateral neste ensaio, devido ao fato de as linhas de fluxo não serem paralelas, não se pode calcular a permeabilidade horizontal utilizando a aplicação direta da equação de Darcy. Deve-se ressaltar que a forma das linhas de fluxo depende das dimensões da amostra e do difusor, bem como do tensor de permeabilidade.

Então, para a interpretação desses ensaios e cálculo da permeabilidade medida nas direções horizontais, utilizou-se um software, com desenvolvimento descrito em Borges (2012), que utiliza o método dos elementos finitos com malhas de elementos hexaédricos de oito nós para obtenção de uma equação empírica (equação 3), considerando desprezível a influência da altura da amostra para materiais transversalmente isotrópicos, que permite calcular a permeabilidade em função do tamanho do difusor e da razão entre as permeabilidades nas duas direções principais, utilizando conjuntamente o método dos mínimos quadrados para o ajuste de curvas, com o objetivo de calcular as permeabilidades principais e suas orientações.

$$Q = \frac{K_{eq} \Delta P}{\mu D} D^2 \left\{ \left[a_1 \left(\frac{l}{D} \right)^3 + b_1 \left(\frac{l}{D} \right)^2 + c_1 \left(\frac{l}{D} \right) + d_1 \right] \frac{K_h}{K_v} + \left[a_2 \left(\frac{l}{D} \right)^3 + b_2 \left(\frac{l}{D} \right)^2 + c_2 \left(\frac{l}{D} \right) + d_2 \right] \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} + \left[a_3 \left(\frac{l}{D} \right)^3 + b_3 \left(\frac{l}{D} \right)^2 + c_3 \left(\frac{l}{D} \right) + d_3 \right] \right\}$$

onde:

$$K_{eq} = \sqrt[3]{K_v K_h^2}$$

K_v = permeabilidade vertical;

K_h = permeabilidade horizontal;

μ = viscosidade dinâmica do fluido;

ΔP = diferencial de pressão de poro;

D = diâmetro da amostra;

l = lado do difusor.

(equação 3), onde a_i , b_i , c_i e d_i são constantes de ajuste descritas em Borges (2012).

Para amostras de rocha que possuem permeabilidades principais diferentes, sendo que uma das direções principais de permeabilidade coincide com o eixo da amostra, são necessárias três medidas de permeabilidade: na direção axial e em duas direções horizontais, coincidindo com as direções principais. Como é muito difícil que se posicione a amostra de forma que haja coincidência entre as direções principais horizontais e as linhas horizontais que unem os difusores diametralmente opostos, torna-se necessário fazer um maior número medições de permeabilidade nas direções horizontais para obter as permeabilidades principais e suas direções.

O ensaio de fluxo lateral é repetido com diferentes direções de fluxo no plano horizontal em função de não serem conhecidas as direções principais na horizontal, conforme figura 3.2. Com as medidas, determinam-se as orientações das permeabilidades maior e menor, que são proporcionais aos valores maior e menor da razão $Q/\Delta P$, sendo também função das dimensões do difusor, diâmetro da amostra e viscosidade dinâmica do fluido. As direções de fluxo nos ensaios, que são escolhidas arbitrariamente, não coincidem, necessariamente, com as direções principais.

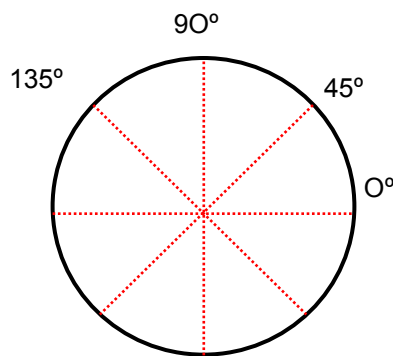


Figura. 3.2 – Esquemática da seção transversal da amostra com as direções de medida de fluxo (Borges, 2012).

3.2. Descrição do método de interpretação

A descrição do método de interpretação está no relatório de Borges (2012).

Em um meio anisotrópico, o tensor de permeabilidade é descrito como um elipsóide cujos semi-eixos são iguais a $\sqrt{K_1}$, $\sqrt{K_2}$ e $\sqrt{K_3}$, onde K_1 , K_2 e K_3 são as permeabilidades principais (Bear, 1972). Em um plano horizontal com anisotropia de permeabilidades, o tensor de permeabilidades bidimensional é representado por uma elipse cujos semi-eixos são iguais a $\sqrt{K_H}$ e $\sqrt{K_h}$, sendo K_H e K_h as permeabilidades horizontais principais.

Deve-se determinar, além das permeabilidades principais, a orientação das mesmas, a qual é representada pelo ângulo θ_0 (ângulo entre uma das direções do fluxo no ensaio, que pode ser a primeira direção arbitrada (x: $\theta = 0$), e a direção da permeabilidade principal maior), conforme a figura 3.3.

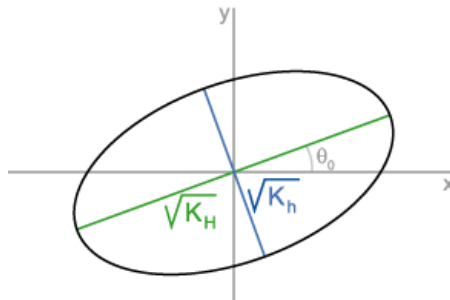


Figura. 3.3 – Esquemática da orientação das direções principais do tensor de permeabilidade (Borges, 2012).

Para determinação da orientação das direções principais do tensor de permeabilidade, são utilizadas as vazões e as diferenças de pressão nas diferentes direções medidas. A partir da aproximação da relação entre esses valores e as permeabilidades, baseada no fluxo em uma direção, pode-se dizer que os valores de $\sqrt{Q/\Delta P}$ nas diferentes direções na horizontal descrevem uma elipse.

Com o ajuste da equação da elipse às medidas dos ensaios (figura 3.4), pode-se determinar as direções principais e os semi-eixos da elipse. Os ângulos θ_i são medidos em relação a um referencial qualquer, que convenientemente pode ser a direção da primeira medida (coincidência com o eixo x). Em relação a este mesmo referencial, são determinadas as direções principais (θ_0).

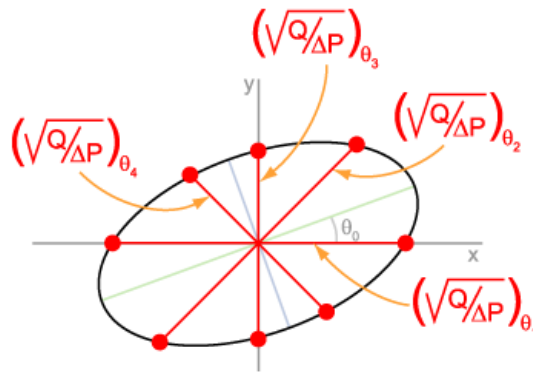


Figura. 3.4 – Representação do ajuste da equação da elipse às medidas dos ensaios (Borges, 2012).

O programa calcula a elipse de permeabilidades a partir da elipse ajustada utilizando relações obtidas por meio de análise de simulações numéricas realizadas considerando diferentes graus de anisotropia da rocha.

3.3 . Análise da influência da permeabilidade vertical

A partir dos resultados dos ensaios reais, foram utilizados valores diferentes de permeabilidade vertical para verificar qual seria o comportamento da permeabilidade horizontal relativo a tais estimativas, bem como a avaliação do erro associado utilizando gráficos dos erros das permeabilidades horizontais maiores e menores em função da razão permeabilidade vertical estimada/permeabilidade vertical correta, além de representações gráficas dos erros das permeabilidades horizontais com a tensão média e comportamento dos erros de razões entre as permeabilidades com a tensão média, para relacionar com o grau de anisotropia horizontal.

4. Interpretação

As análises foram feitas com base em dois conjuntos de ensaios: os do arenito Rio Bonito e os de amostras de testemunho.

Os ensaios para as amostras do arenito Rio Bonito foram feitos com somente um nível de tensão e foi determinada a elipse de permeabilidade horizontal.

Os ensaios para as amostras de testemunho foram feitos com variação do nível de tensão e só uma medida de fluxo horizontal.

4.1 Amostras do arenito Rio Bonito

São mostrados, para o arenito Rio Bonito, os dados das amostras e do fluido (tabela 4.1) e valores de poropressões medidas (tabela 4.2) nos ensaios descritos descritos no relatório de Soares et al. (2006) , com quatro medições feitas na horizontal com espaçamento angular de 45° entre cada.

Tabela 4.1 - Dados das amostras e do fluido.

CP	D (mm)	L (mm)	fluido de saturação	μ_{fluido} (cP)	μ_{fluido} (Pa.s)	K_v (mD)
CP710	50,8	101,4	óleo OB-9	19	0,019	1130
CP818	50,8	101,4	óleo OB-9	19	0,019	1000
CP821	50,8	101,4	óleo OB-9	19	0,019	1000

Tabela 4.2 - Poropressões medidas nos ensaios realizados no arenito Rio Bonito.

θ (°)		0	45	90	135
ΔP (MPa)	CP710	0,04	0,04	0,03	0,04
	CP818	0,12	0,07	0,06	0,08
	CP821	0,06	0,07	0,06	0,07

Todos os ensaios da tabela 4.2 foram realizados com vazão igual a 1cm³/min. Os difusores apresentam lado igual a 33mm.

Na tabela 4.3 estão apresentados os dados do ensaio CP710, incluindo relações entre permeabilidades verticais e horizontais principais e os erros associados a tais permeabilidades em relação aos resultados das estimativas de permeabilidade vertical. A permeabilidade vertical real é representada pela linha de preenchimento mais escuro.

Todos os erros observados nas tabelas estão representados na forma decimal.

Tabela 4.3 - Dados do ensaio CP710.

K_v (mD)	K_H (mD)	K_h (mD)	θ_0 (°)	K_H/K_h	K_v/K_H	K_v/K_h	$K_v(\text{estimado})/$ K_v (correto)	erro (K_H)	Erro (K_h)
17	530	413	102	1,28	0,03	0,041	0,01	1,08	1,41
170	387	293	102	1,32	0,44	0,58	0,15	0,52	0,7
254	357	265	102	1,34	0,711	0,95	0,22	0,40	0,5
1130	254	170	102	1,48	4,44	6,61	1	0	0
2544	207	128	102	1,61	12,25	19,75	2,25	-0,18	-0,24

As figuras 4.1, 4.2 e 4.3 representam, respectivamente, a permeabilidade vertical correta e suas estimativas em função das permeabilidades horizontais principais calculadas, o erro porcentual das permeabilidades horizontais principais em função da razão entre a estimativa de permeabilidade vertical e a permeabilidade vertical correta, e as razões entre permeabilidades K_H/K_h , K_v/K_h e K_v/K_H em função da permeabilidade vertical (correta e suas estimativas). Essas figuras correspondem ao ensaio CP710 e os pontos em laranja referem-se ao ensaio real.

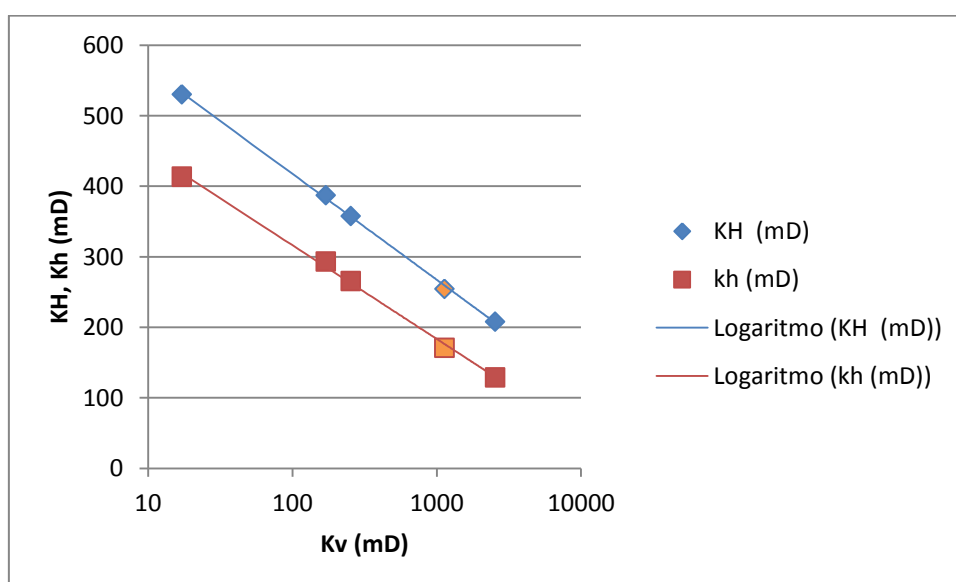


Figura 4.1 – Permeabilidades horizontais maior (K_H) e menor (K_h) em função da permeabilidade vertical (K_v) para o ensaio CP710.

Observa-se diferença significativa de K_H e K_h calculados para K_v incorreta em relação aos valores de K_H e K_h para o valor de permeabilidade vertical real, marcado em laranja no gráfico. Observa-se diminuição da permeabilidade horizontal com o

aumento da permeabilidade vertical, o que é coerente para manter o mesmo valor de vazão.

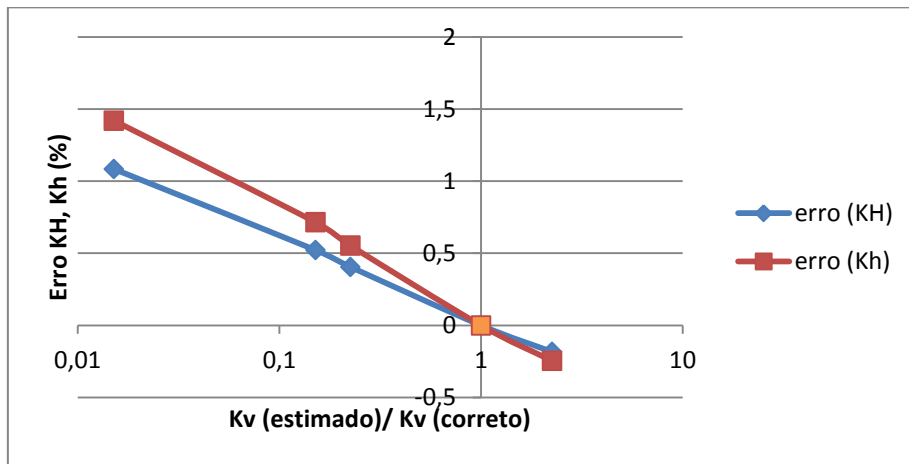


Figura 4.2 – Erro porcentual de KH e Kh em função do K_v (estimado)/ K_v (correto) para o ensaio CP710.

Observa-se que o erro da permeabilidade horizontal maior (KH) é menor que o erro da permeabilidade horizontal menor (Kh) para o mesmo valor da permeabilidade vertical estimada.

Também se observa que, ao utilizar valores de permeabilidade verticais estimadas menores que as reais, a anisotropia de permeabilidade é menor. Já para valores permeabilidade vertical estimada maior que a real, a anisotropia é maior.

A distribuição do fluxo no interior da amostra é diferente para diferentes valores de permeabilidade vertical. Se a permeabilidade vertical estimada for menor que a real, ocorre distribuição de fluxo mais concentrada no plano horizontal. Para valores de permeabilidade vertical estimados maiores que os reais, ocorre maior distribuição do fluxo ao longo do comprimento da amostra.

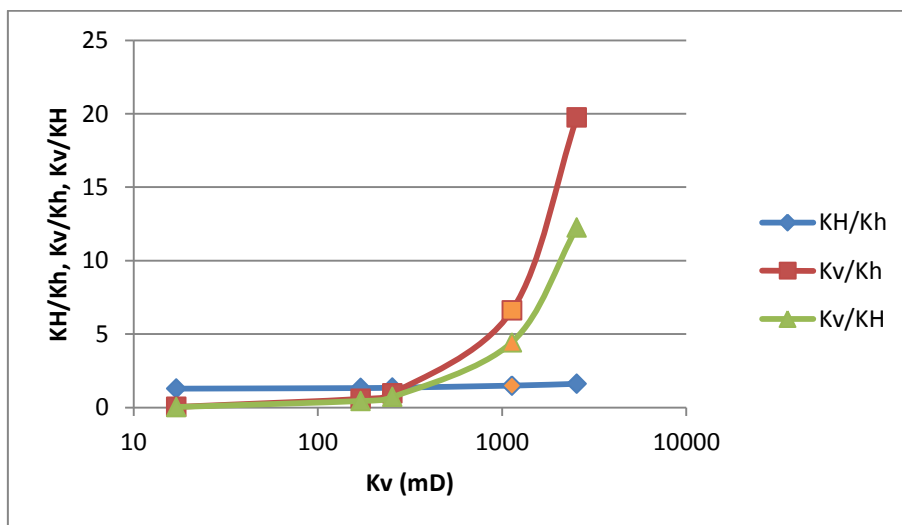


Figura 4.3 – Razões KH/Kh, Kv/Kh e Kv/KH em função de K_v para o ensaio CP710.

Para valores maiores de permeabilidade vertical, o resultado apresenta anisotropia maior. No plano horizontal, essa diferença no grau de anisotropia é menor em relação aos planos verticais. Esse comportamento se relaciona com o gráfico da figura 4.1, pois o valor de vazão usado em todos os cálculos é o mesmo.

Na tabela 4.4 estão apresentados os dados do ensaio CP818, incluindo relações entre permeabilidades verticais e horizontais principais e os erros associados a tais permeabilidades em relação aos resultados das estimativas de permeabilidade vertical. A permeabilidade vertical real é representada pela linha de preenchimento mais escuro.

Tabela 4.4 - Dados do ensaio CP818.

K_v (mD)	K_H (mD)	K_h (mD)	θ_0 (°)	K_H/K_h	K_v/K_H	K_v/K_h	$K_v(\text{estimado})/$ K_v (correto)	erro (K_H)	erro (K_h)
4,3	373,2	168	78	2,21	0,01	0,02	0,004	1,06	2,86
43,6	298,1	130,5	78	2,28	0,14	0,33	0,04	0,64	1,99
180	237,1	89,4	78	2,65	0,76	2,02	0,18	0,03	1,05
1000	180,9	43,6	78	4,14	5,52	22,9	1	0,0	0,0
1809	168,0	31,5	78	5,32	10,7	57,2	1,80	-0,07	-0,27

As figuras 4.4, 4.5 e 4.6 representam, respectivamente, a permeabilidade vertical correta e suas estimativas em função das permeabilidades horizontais principais calculadas, o erro porcentual das permeabilidades horizontais principais em função da razão entre a estimativa de permeabilidade vertical e a permeabilidade vertical correta, e as razões entre permeabilidades K_H/K_h , K_v/K_h e K_v/K_H em função da permeabilidade vertical (correta e suas estimativas). Essas figuras correspondem ao ensaio CP818 e os pontos em laranja referem-se ao ensaio real.

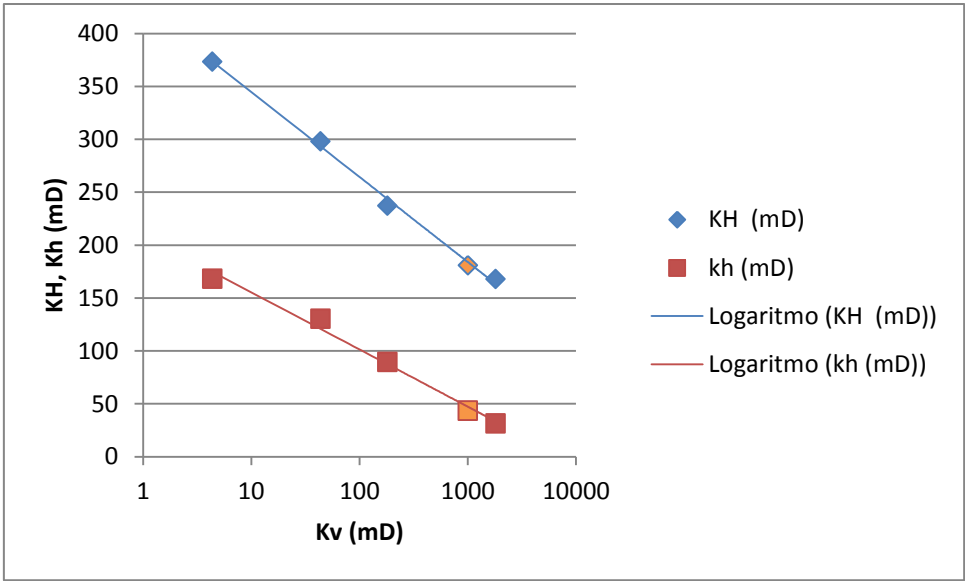


Figura 4.4 – Permeabilidades horizontais maior (KH) e menor (Kh) em função da permeabilidade vertical (Kv) para o ensaio CP818.

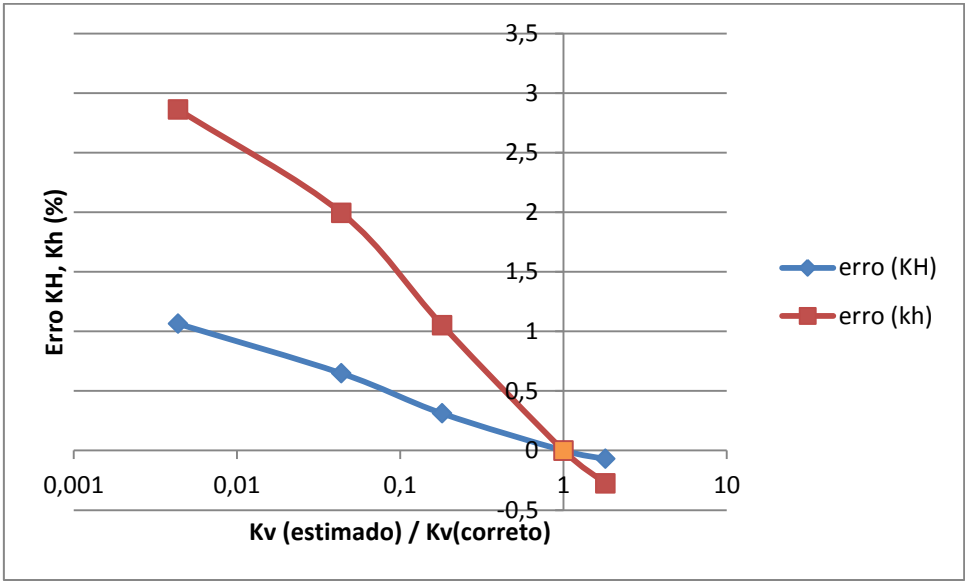


Figura 4.5 – Erro percentual de KH e Kh em função $K_v(\text{estimado})/K_v(\text{correto})$ para o ensaio CP818.

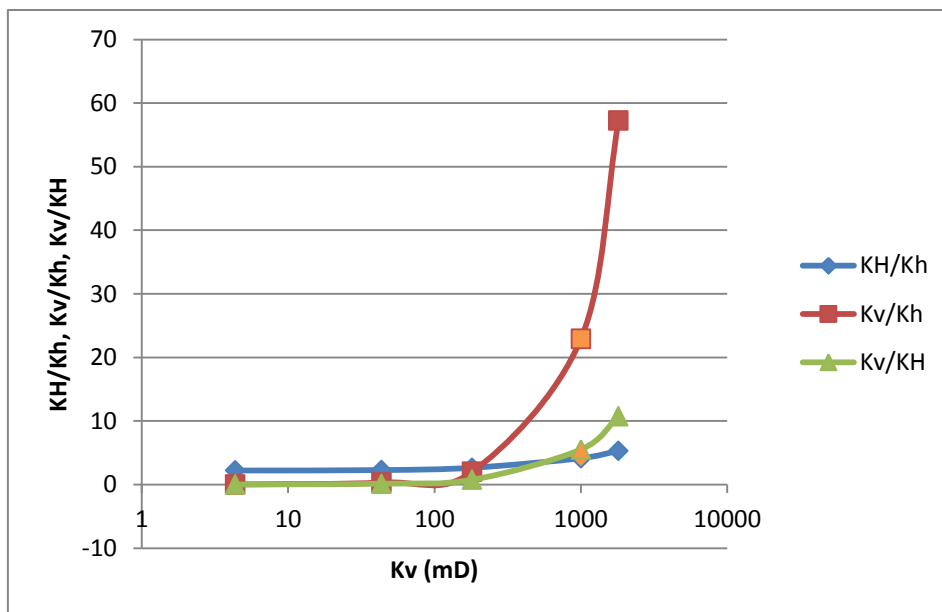


Figura 4.6 – Razões KH/Kh, Kv/Kh e Kv/KH em função de Kv para o ensaio CP818.

Nos gráficos do ensaio CP818, observa-se o mesmo comportamento ocorrido em CP710.

Na tabela 4.5 estão apresentados os dados do ensaio CP821, incluindo relações entre permeabilidades verticais e horizontais principais e os erros associados a tais permeabilidades em relação aos resultados das estimativas de permeabilidade vertical. A permeabilidade vertical real é representada pela linha de preenchimento mais escuro.

Tabela 4.5 - Dados do ensaio CP821.

K_v (mD)	K_H (mD)	K_h (mD)	θ_0 (°)	K_H/K_h	K_v/K_H	K_v/K_h	Kv(estimado)/ Kv (correto)	erro (K_H)	erro (K_h)
9,7	321	260	176	1,23	0,030	0,04	0,009	1,32	1,67
97	234	188	176	1,24	0,41	0,51	0,097	0,7	0,93
138	218	174	176	1,25	0,63	0,79	0,138	0,5	0,78
1000	138	97	176	1,41	7,23	10,24	1	0%	0%
1383	127	87	176	1,45	10,87	15,86	1,38	-0,08	-0,11

As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 representam, respectivamente, a permeabilidade vertical correta e suas estimativas em função das permeabilidades horizontais principais calculadas, o erro porcentual das permeabilidades horizontais principais em função da razão entre a estimativa de permeabilidade vertical e a permeabilidade vertical correta, e as razões entre permeabilidades KH/Kh , Kv/Kh e Kv/KH em função da permeabilidade vertical (correta e suas estimativas). Essas figuras correspondem ao ensaio CP821 e os pontos em laranja referem-se ao ensaio real.

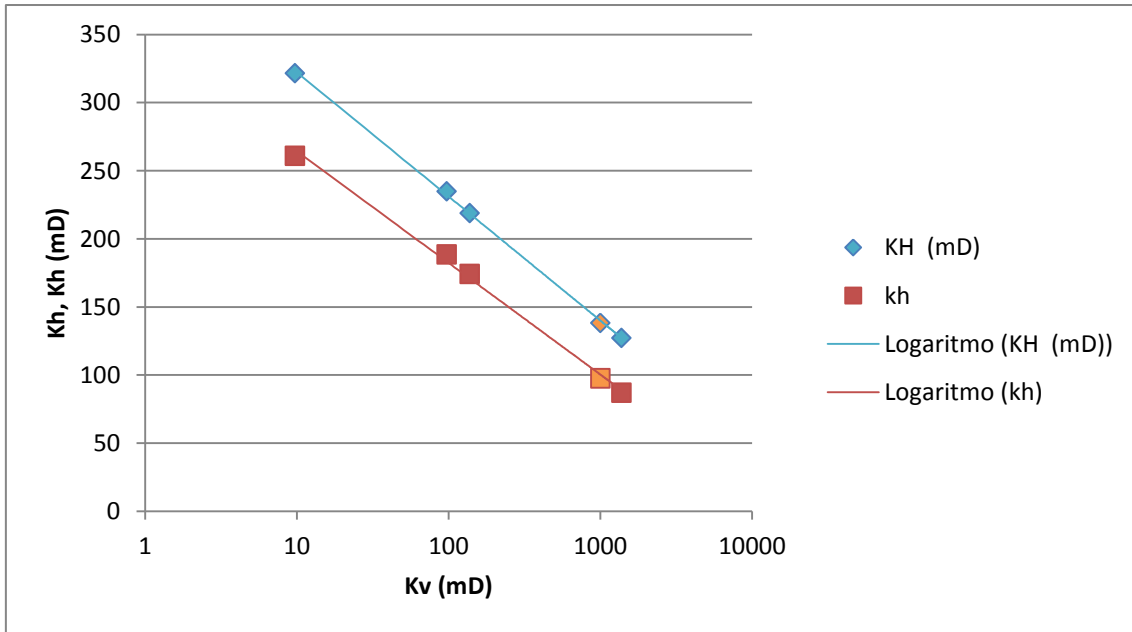


Figura 4.7 – Permeabilidades horizontais maior (KH) e menor (Kh) em função da permeabilidade vertical (K_v) para o ensaio CP821.

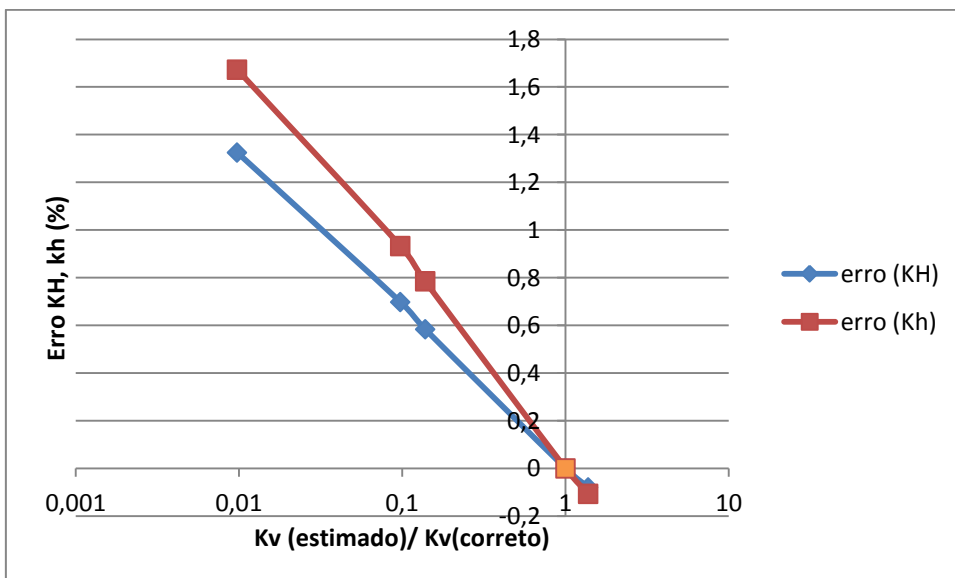


Figura 4.8 – Erro porcentual de KH e Kh em função do K_v (estimado)/ K_v (correto) para o ensaio CP821.

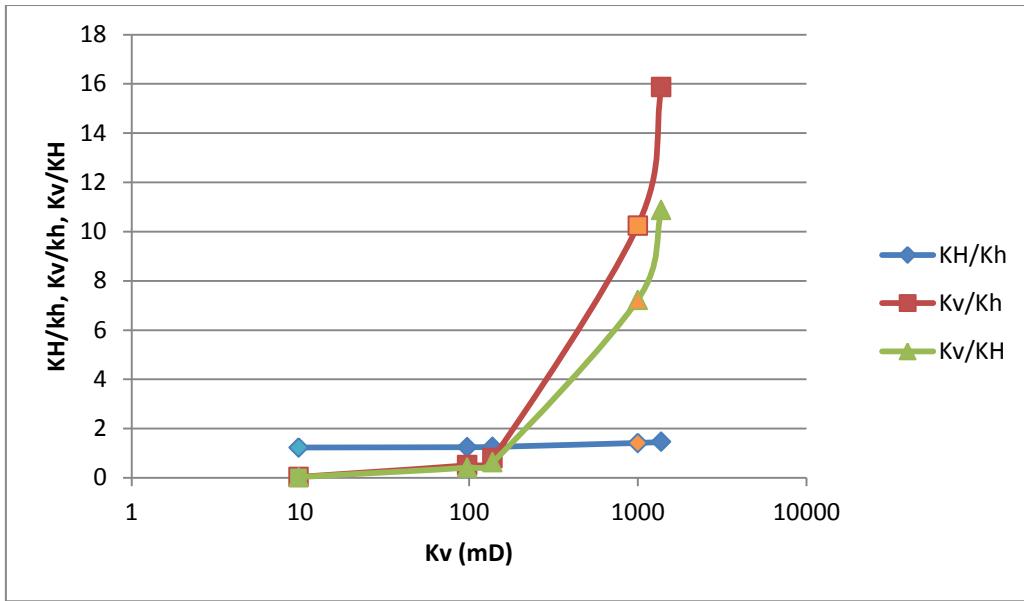


Figura 4.9 – Razões KH/Kh, Kv/Kh e Kv/KH em função de Kv para o ensaio CP821.

Nos gráficos do ensaio CP821, observa-se o mesmo comportamento ocorrido em CP710.

As figuras 4.10 e 4.11 representam, respectivamente, os erros percentuais de KH e Kh em função do Kv (estimado)/Kv (correto) para o ensaio para os ensaios CP710, CP818 e CP821.

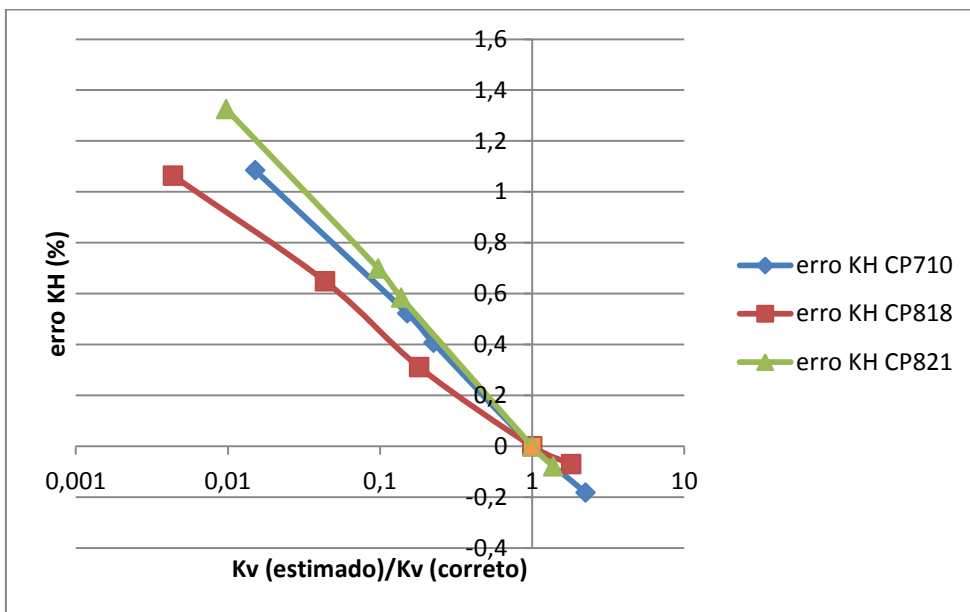


Figura 4.10 – Erro percentual de KH para os ensaios CP710, CP818 e CP821 em função da razão entre a permeabilidade vertical estimada e a permeabilidade vertical correta.

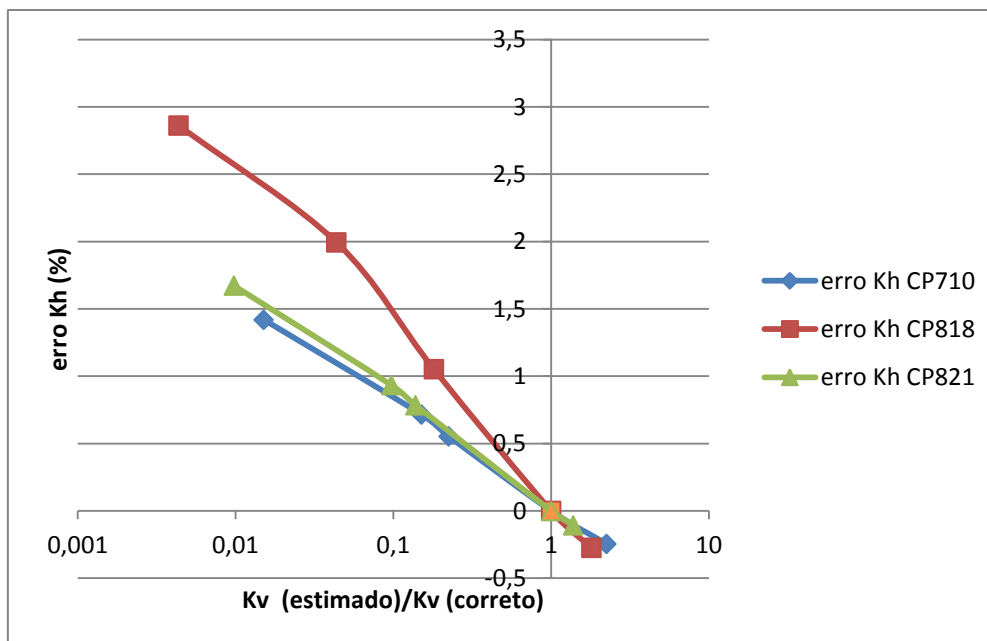


Figura 4.11 – Erro porcentual de Kh para os ensaios CP710, CP818 e CP821 em função do erro porcentual de Kv.

Com base na tabela 4.3, 4.4 e 4.5 e nos gráficos das figuras 4.10 e 4.11, observa-se ao utilizar valores menores de Kv, o resultado do cálculo faz com que a amostra aparente ser menos anisotrópica e os valores calculados de permeabilidade horizontal (KH e Kh) sejam maiores.

A amostra mais anisotrópica no plano horizontal (CP818) apresenta o menor erro no cálculo de KH e o maior erro no cálculo de Kh.

4.2 – Amostras de Testemunho

Para amostras de testemunho, cujos ensaios foram descritos em Borges (2012), com dados das mesmas e do fluido apresentados na tabela 4.6 e as tensões aplicadas e poropressões medidas apresentadas nas tabelas 4.7 (amostra CP04) e 4.8 (amostra CP07), foram calculadas as permeabilidades horizontais, que estão representadas nas tabelas 4.9, tabela 4.10 (considerando Kv menor que Kv real) e tabela 4.11 (considerando Kv maior que Kv real), para o ensaio CP04. Foi considerado que as amostras são isotrópicas no plano horizontal, uma vez que só foi medido um valor de poropressão para cada estágio dos ensaios de cada uma das amostras.

Tabela 4.6 - Dados das amostras e do fluido.

CP	D (mm)	L (mm)	fluido de saturação	μ_{fluido} (cP)	μ_{fluido} (Pa.s)
04	38,14	80,08	salmoura	1,05	0,001
07	38,17	80,35	n-parafina	2,49	0,002

Os difusores para esse ensaio apresentam lado igual a 18mm.

Tabela 4.7 - Tensões aplicadas e poropressões medidas no ensaio realizado no CP04.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	Δp_v (Psi)	Δp_h (Psi)
1	2,7	1,0	74,4	69,9
2	32,0	20,8	105,3	191,3
3	36,4	23,7	101,2	193,4
4	38,8	25,2	103,7	196,8
5	41,6	27,0	119,8	141,9
6	36,4	23,7	117,0	151,5
7	32,0	20,8	141,7	250,0
8	2,7	1,0	90,0	93,9

Tabela 4.8 - Tensões aplicadas e poropressões medidas no ensaio realizado no CP07.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	Δp_v (Psi)	Δp_h (Psi)
1	2,7	1,0	123,8	87,7
2	32,0	20,8	203,5	181,0
3	36,4	23,7	224,5	204,8
4	38,8	25,2	252,0	223,2
5	41,6	27,0	273,7	228,6
6	36,4	23,7	285,7	230,0
7	32,0	20,8	254,0	230,0
8	2,7	1,0	188,0	102,9

Tabela 4.9 - Permeabilidades verticais e razões entre as permeabilidades horizontal e vertical calculadas para ensaio CP04.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	2,42	1,83	1,31
2	32,0	20,8	24,5	11,2	1,71	0,56	3,02
3	36,4	23,7	27,9	12,7	1,78	0,55	3,22
4	38,8	25,2	29,7	13,6	1,74	0,54	3,22
5	41,6	27,0	31,9	14,6	1,5	0,85	1,76
6	36,4	23,7	27,9	12,7	1,54	0,77	1,98
7	32,0	20,8	24,5	11,2	1,27	0,43	2,92
8	2,7	1,0	1,6	1,7	2	1,33	1,50

Tabela 4.10 - Dados para simulação de permeabilidade vertical sendo 0,1 vezes a permeabilidade real em relação ao ensaio CP04.

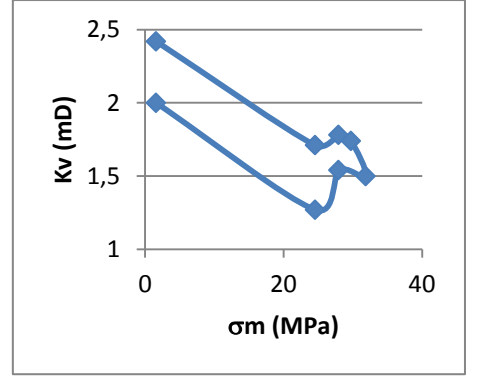
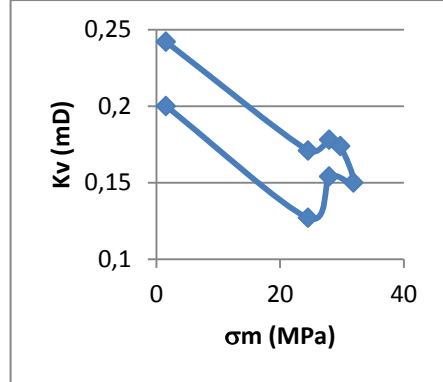
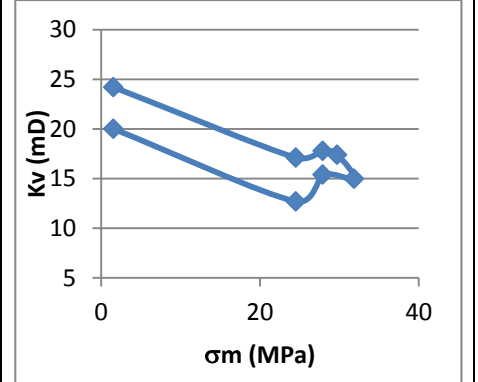
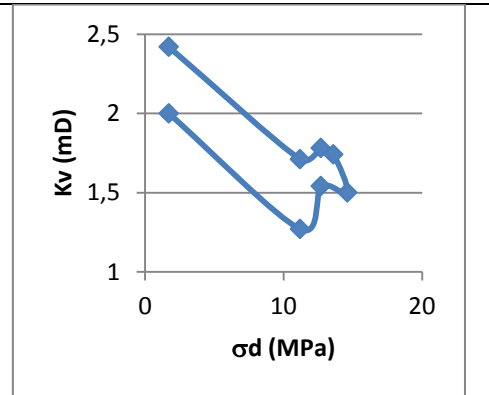
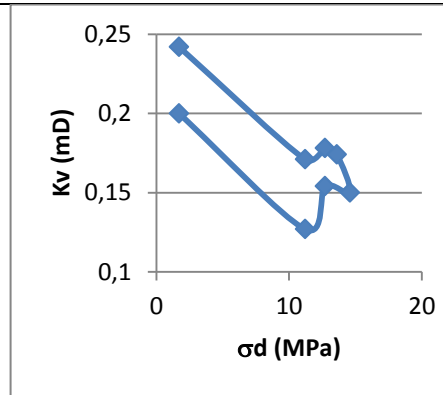
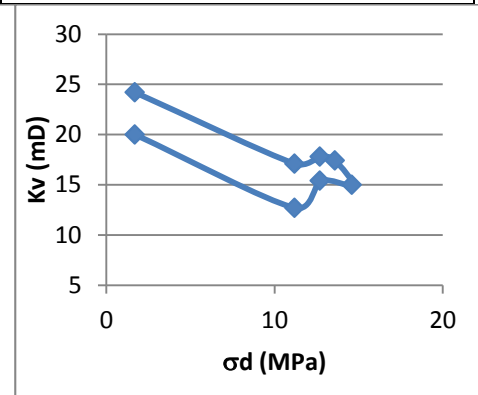
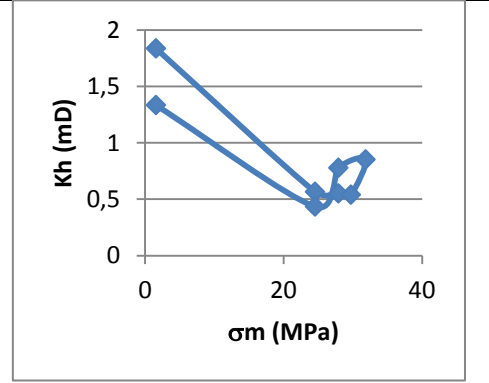
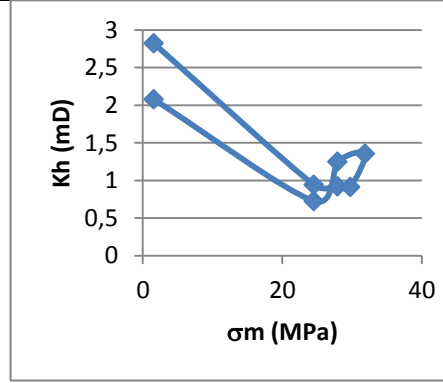
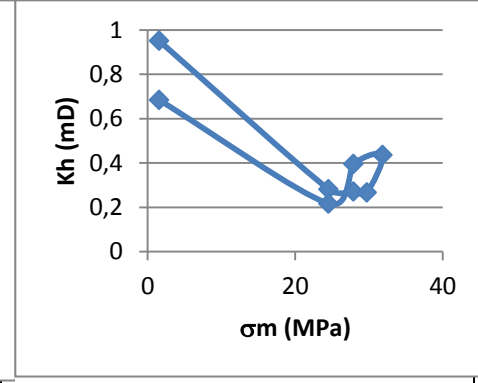
Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	0,242	2,82	0,08
2	32,0	20,8	24,5	11,2	0,171	0,93	0,18
3	36,4	23,7	27,9	12,7	0,178	0,92	0,19
4	38,8	25,2	29,7	13,6	0,174	0,90	0,19
5	41,6	27,0	31,9	14,6	0,15	1,35	0,11
6	36,4	23,7	27,9	12,7	0,154	1,24	0,12
7	32,0	20,8	24,5	11,2	0,127	0,72	0,17
8	2,7	1,0	1,6	1,7	0,2	2,07	0,09

Tabela 4.11 - Dados para simulação de permeabilidade vertical sendo 10 vezes a permeabilidade real em relação ao ensaio CP04.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	24,2	0,95	25,4
2	32,0	20,8	24,5	11,2	17,1	0,28	60,8
3	36,4	23,7	27,9	12,7	17,8	0,27	65,5
4	38,8	25,2	29,7	13,6	17,4	0,26	65,1
5	41,6	27,0	31,9	14,6	15	0,43	34,4
6	36,4	23,7	27,9	12,7	15,4	0,39	39,0
7	32,0	20,8	24,5	11,2	12,7	0,21	58,6
8	2,7	1,0	1,6	1,7	20	0,68	29,2

A tabela 4.12 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento das tensões média e desviadora, considerando a utilização de permeabilidade vertical real, permeabilidade sendo um décimo da real e sendo dez vezes a real, através das figuras 4.12 a figura 4.33, para o ensaio CP04.

Tabela 4.12 – Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP04.

Kv real	$K_v = 0,1 \times K_v \text{ real}$	$K_v = 10 \times K_v \text{ real}$
		
<p>Fig. 4.12 – Permeabilidade vertical x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.13 – Permeabilidade vertical x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>	<p>Fig. 4.14 – Permeabilidade vertical x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real</p>
		
<p>Fig. 4.15 – Permeabilidade vertical x tensão desviadora para Kv real</p>	<p>Fig. 4.16 – Permeabilidade vertical x tensão desviadora para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>	<p>Fig. 4.17 – Permeabilidade vertical x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real</p>
		
<p>Fig. 4.18 – Permeabilidade horizontal x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.19 – Permeabilidade horizontal x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>	<p>Fig. 4.20 – Permeabilidade horizontal x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real</p>

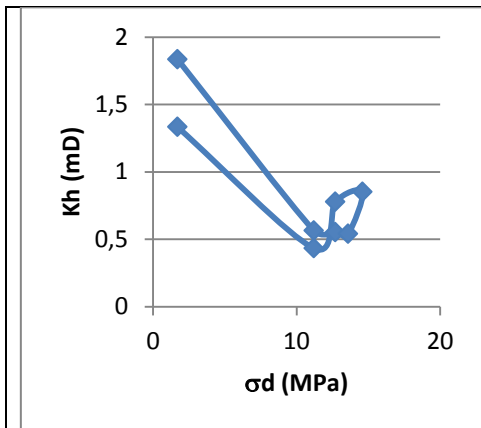


Fig. 4.21 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para Kv real

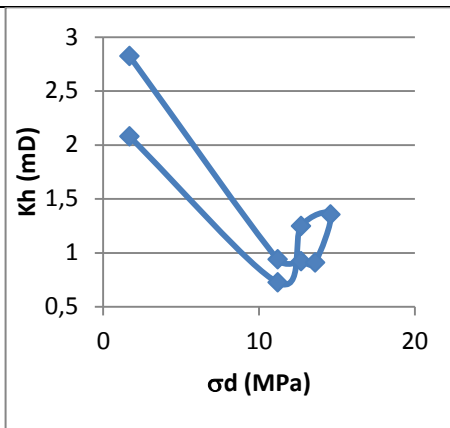


Fig. 4.22 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para Kv sendo 0,1 x Kv real

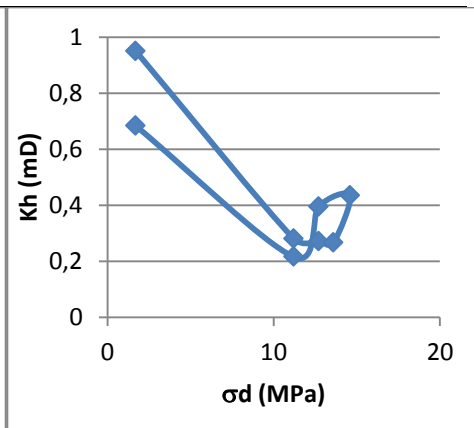


Fig. 4.23 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para Kv sendo 10 x Kv real

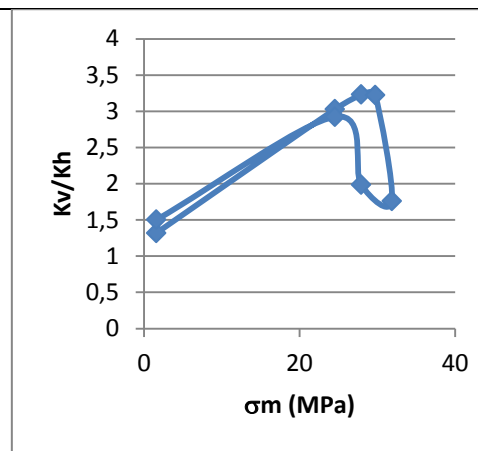


Fig. 4.24 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv real

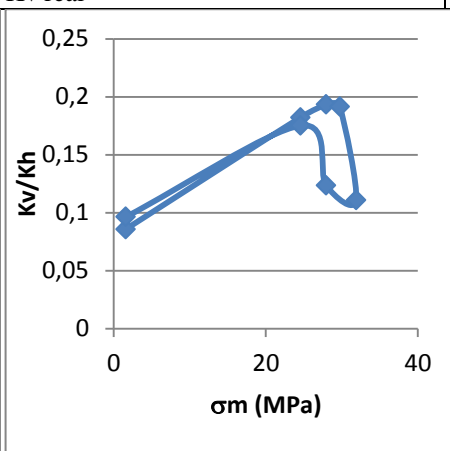


Fig. 4.25 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

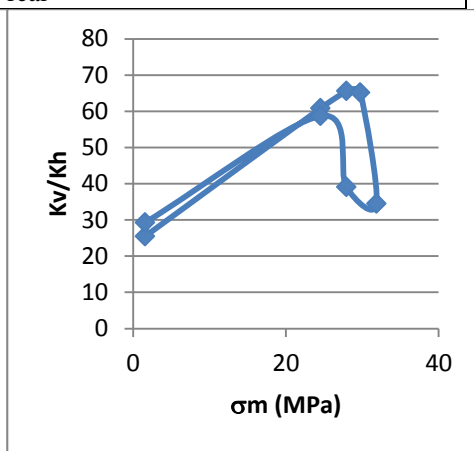


Fig. 4.26 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real

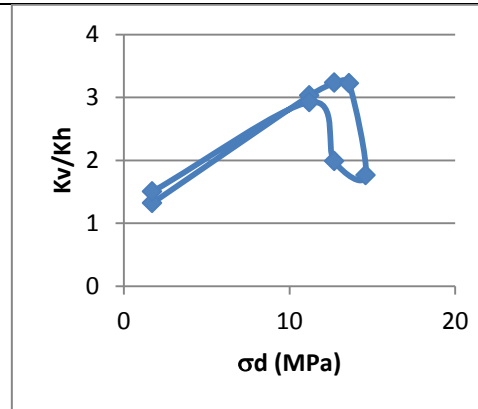


Fig. 4.27 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv real

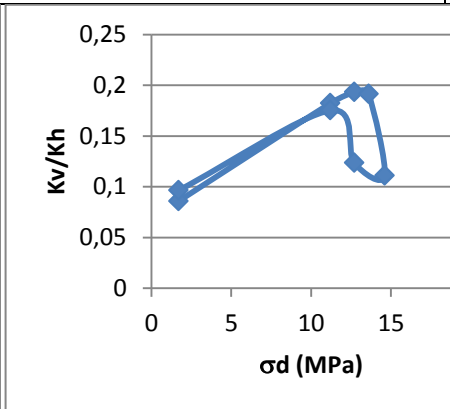


Fig. 4.28 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv sendo 0,1 x Kv real

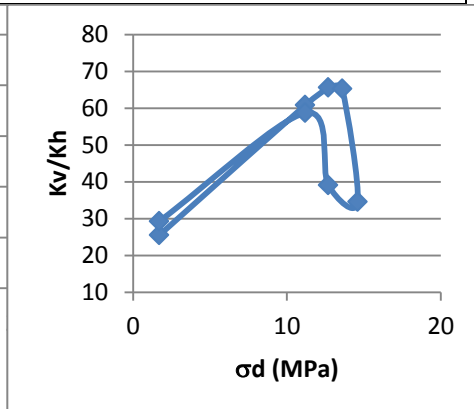


Fig. 4.29 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv sendo 10 x Kv real

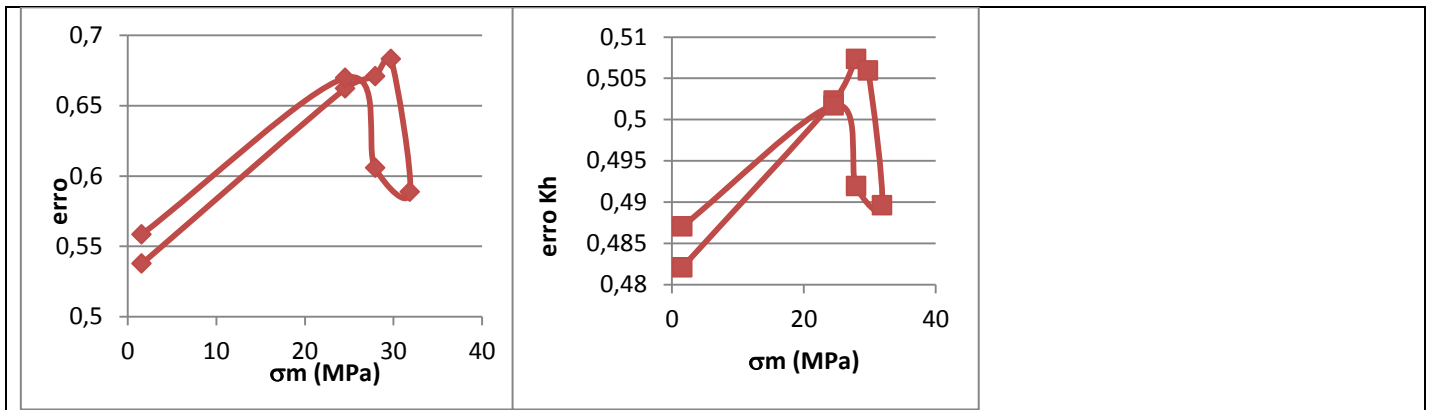


Fig. 4.30 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

Fig. 4.31 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real

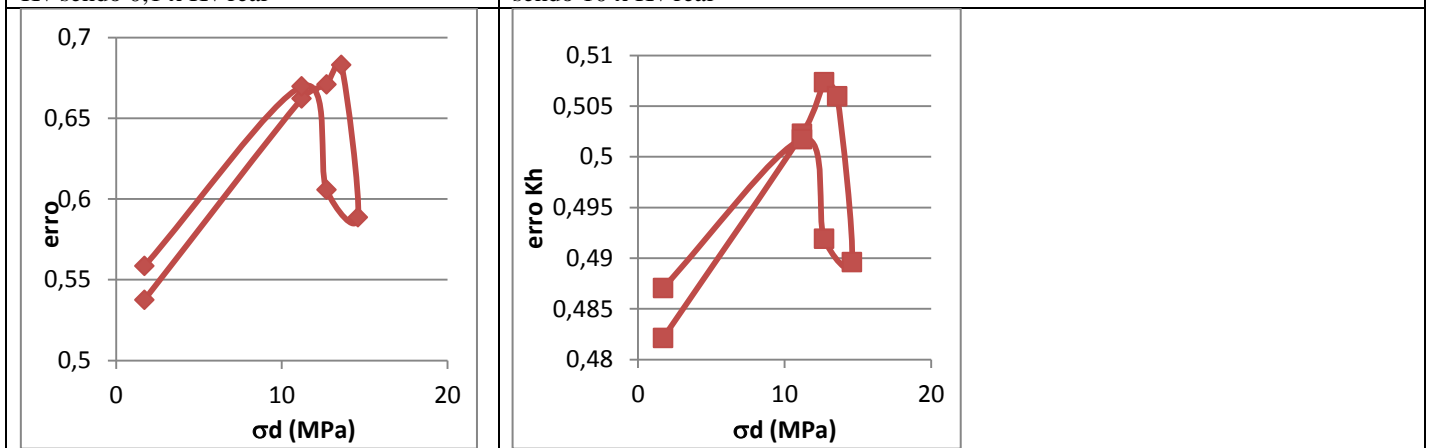


Fig. 4.32 – erro Kh x tensão desviadora para Kv sendo 0,1 x Kv real

Fig. 4.33 – erro Kh x tensão desviadora para Kv sendo 10 x Kv real

Observa-se diminuição das permeabilidades vertical e horizontal com o aumento das tensões média e desviadora para todos os casos.

Os valores calculados de permeabilidade horizontal foram maiores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical menor que a real e foram menores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical maior que a real.

As razões K_v/K_h , em todos os casos, aumentam com o aumento das tensões média e desviadora. Ocorreu inversão da razão referida quando se utilizou valores de permeabilidade vertical menores que os reais. Também observou-se que o grau de anisotropia quando se utilizou um valor incorreto de K_v aumentou.

Todos os erros aumentaram com o aumento das tensões média e desviadora.

O cálculo das permeabilidades horizontais para o ensaio CP07 está representado nas tabelas 4.13, tabela 4.14 (considerando K_v menor que K_v real) e tabela 4.15 (considerando K_v maior que K_v real).

Tabela 4.13 - Permeabilidades verticais e razões entre as permeabilidades horizontal e vertical calculadas para ensaio CP07.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	3,46	3,71	0,93
2	32,0	20,8	24,5	11,2	2,11	1,69	1,24
3	36,4	23,7	27,9	12,7	1,91	1,49	1,28
4	38,8	25,2	29,7	13,6	1,7	1,38	1,23
5	41,6	27,0	31,9	14,6	1,56	1,36	1,14
6	36,4	23,7	27,9	12,7	1,5	1,36	1,10
7	32,0	20,8	24,5	11,2	1,69	1,33	1,26
8	2,7	1,0	1,6	1,7	2,28	3,33	0,68

Tabela 4.14 - Dados para simulação de permeabilidade vertical sendo 0,1 vezes a permeabilidade real em relação ao ensaio CP07.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	0,346	5,48	0,06
2	32,0	20,8	24,5	11,2	0,211	2,59	0,08
3	36,4	23,7	27,9	12,7	0,191	2,27	0,08
4	38,8	25,2	29,7	13,6	0,17	2,11	0,08
5	41,6	27,0	31,9	14,6	0,156	2,06	0,07
6	36,4	23,7	27,9	12,7	0,15	2,05	0,07
7	32,0	20,8	24,5	11,2	0,169	2,03	0,08
8	2,7	1,0	1,6	1,7	0,228	4,79	0,04

Tabela 4.15 - Dados para simulação de permeabilidade vertical sendo 10 vezes a permeabilidade real em relação ao ensaio CP07.

Estágio	σ'_v (MPa)	σ'_h (MPa)	$\sigma'_{med.}$ (MPa)	$\sigma'_{desv.}$ (MPa)	K_v (mD)	K_h (mD)	K_v/K_h
1	2,7	1,0	1,6	1,7	34,6	1,95	17,7
2	32,0	20,8	24,5	11,2	21,1	0,88	23,8
3	36,4	23,7	27,9	12,7	19,1	0,77	24,5
4	38,8	25,2	29,7	13,6	17	0,71	23,7
5	41,6	27,0	31,9	14,6	15,6	0,71	21,8
6	36,4	23,7	27,9	12,7	15	0,71	20,9
7	32,0	20,8	24,5	11,2	16,9	0,69	24,2
8	2,7	1,0	1,6	1,7	22,8	1,80	12,6

A tabela 4.16 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento das tensões média e desviadora, considerando a utilização de permeabilidade vertical real, permeabilidade sendo um décimo da real e sendo dez vezes a real, através das figuras 4.34 a figura 4.55, para o ensaio CP07.

Tabela 4.16 - Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP07.

K_v real	$K_v = 0,1 \times K_v$ real	$K_v = 10 \times K_v$ real
Fig. 4.34 – Permeabilidade vertical x tensão média para K_v real	Fig. 4.35 – Permeabilidade vertical x tensão média para K_v sendo $0,1 \times K_v$ real	Fig. 4.36 – Permeabilidade vertical x tensão média para K_v sendo $10 \times K_v$ real

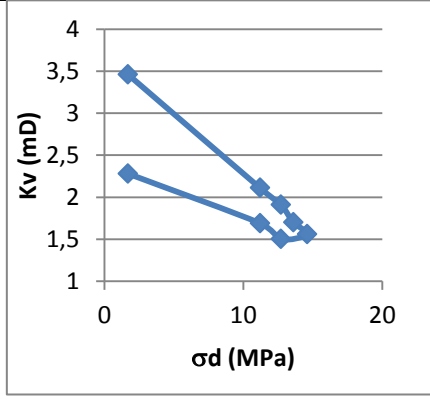


Fig. 4.37 – Permeabilidade vertical x tensão desviadora para K_v real

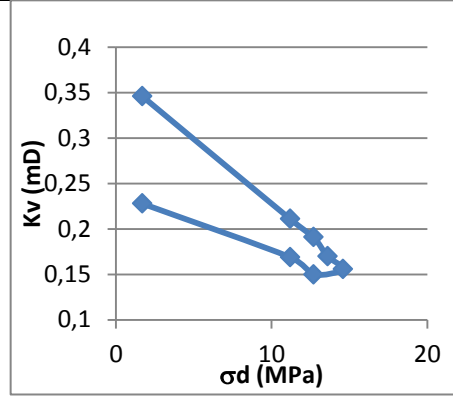


Fig. 4.38 – Permeabilidade vertical x tensão desviadora para K_v sendo 0,1 x K_v real

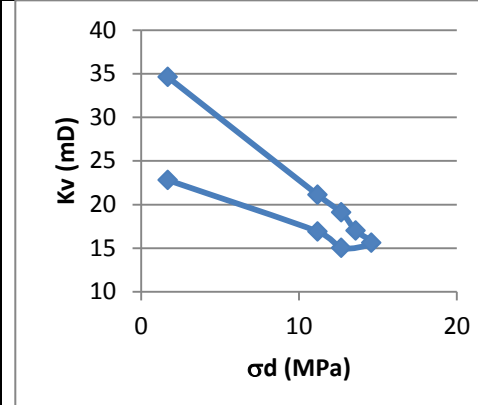


Fig. 4.39 – Permeabilidade vertical x tensão média para K_v sendo 10 x K_v real

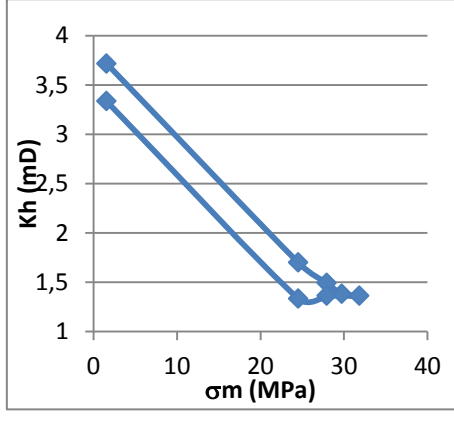


Fig. 4.40 – Permeabilidade horizontal x tensão média para K_v real

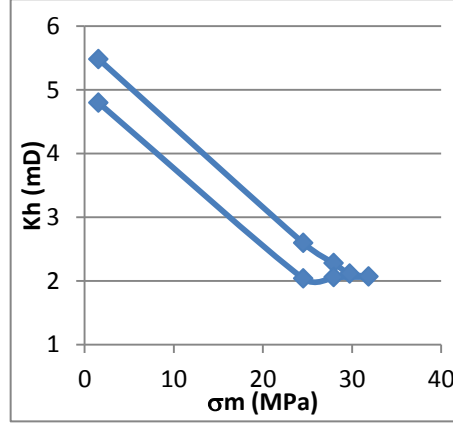


Fig. 4.41 – Permeabilidade horizontal x tensão média para K_v sendo 0,1 x K_v real

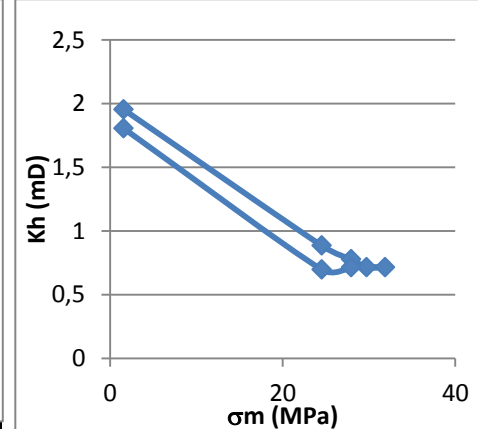


Fig. 4.42 – Permeabilidade horizontal x tensão média para K_v sendo 10 x K_v real

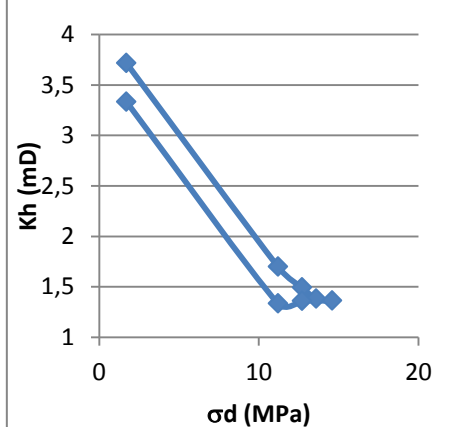


Fig. 4.43 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para K_v real

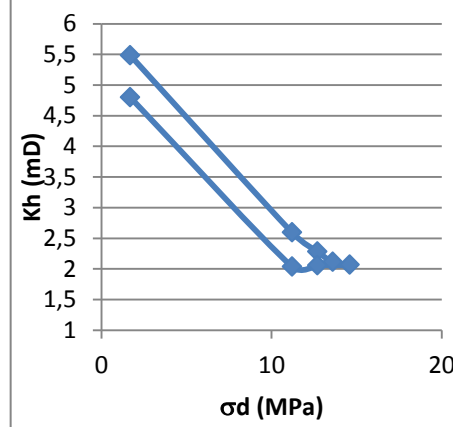


Fig. 4.44 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para K_v sendo 0,1 x K_v real

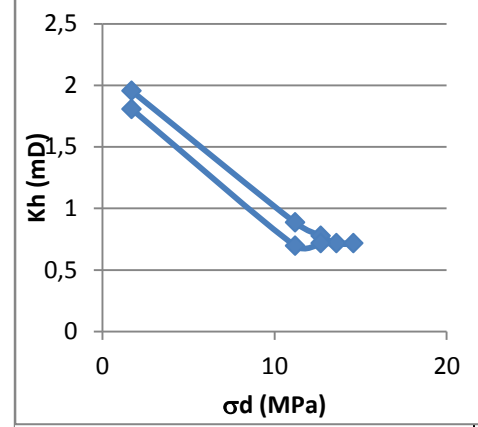


Fig. 4.45 – Permeabilidade horizontal x tensão desviadora para K_v sendo 10 x K_v real

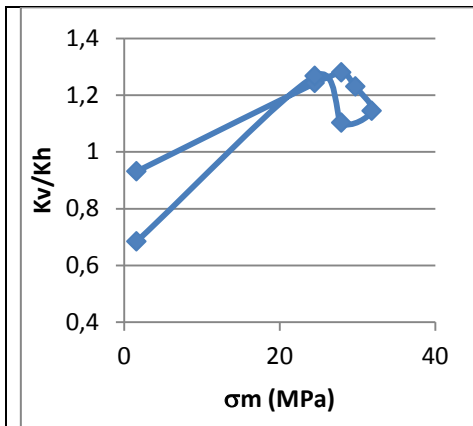


Fig. 4.46 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv real

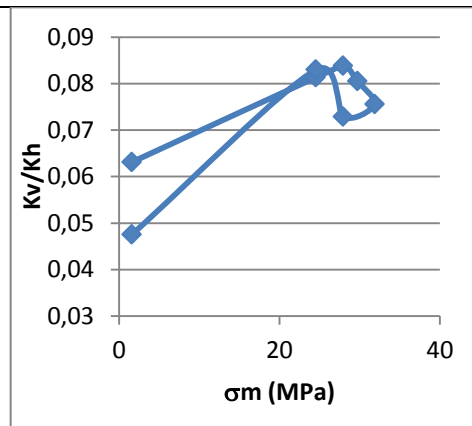


Fig. 4.47 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

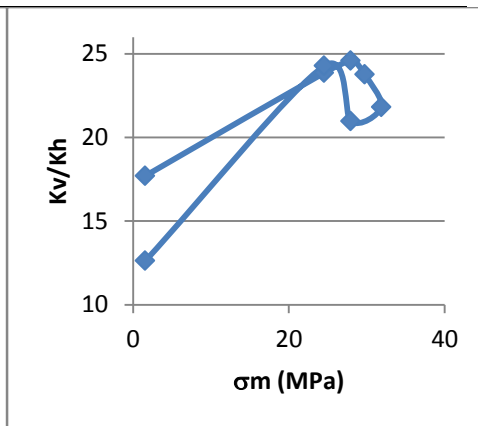


Fig. 4.48 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real

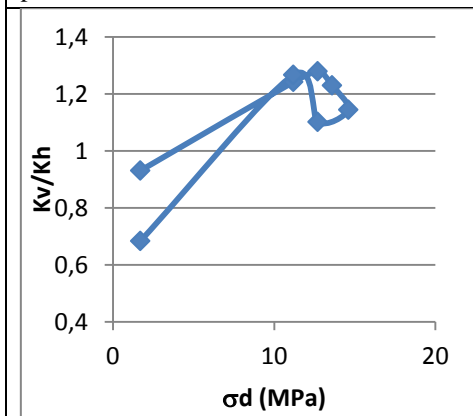


Fig. 4.49 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv real

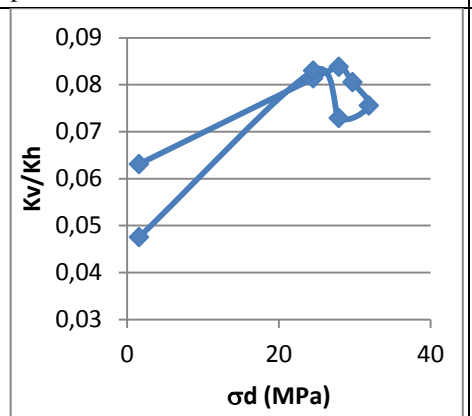


Fig. 4.50 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv sendo 0,1 x Kv real

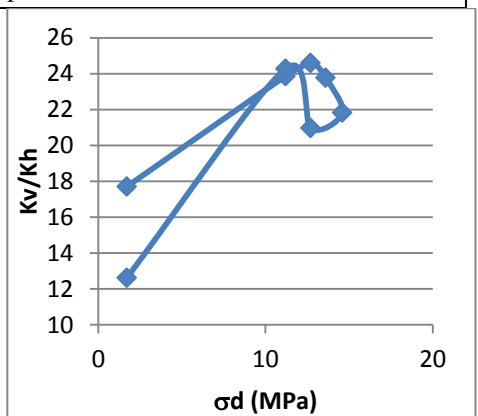


Fig. 4.51 – Razão Kv/Kh x tensão desviadora para Kv sendo 10 x Kv real

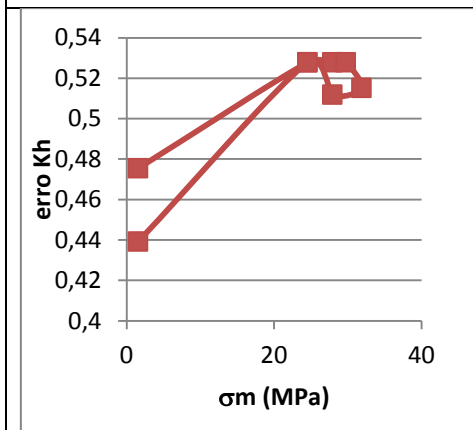


Fig. 4.52 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

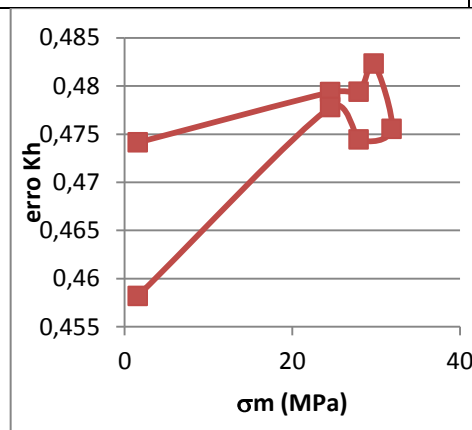
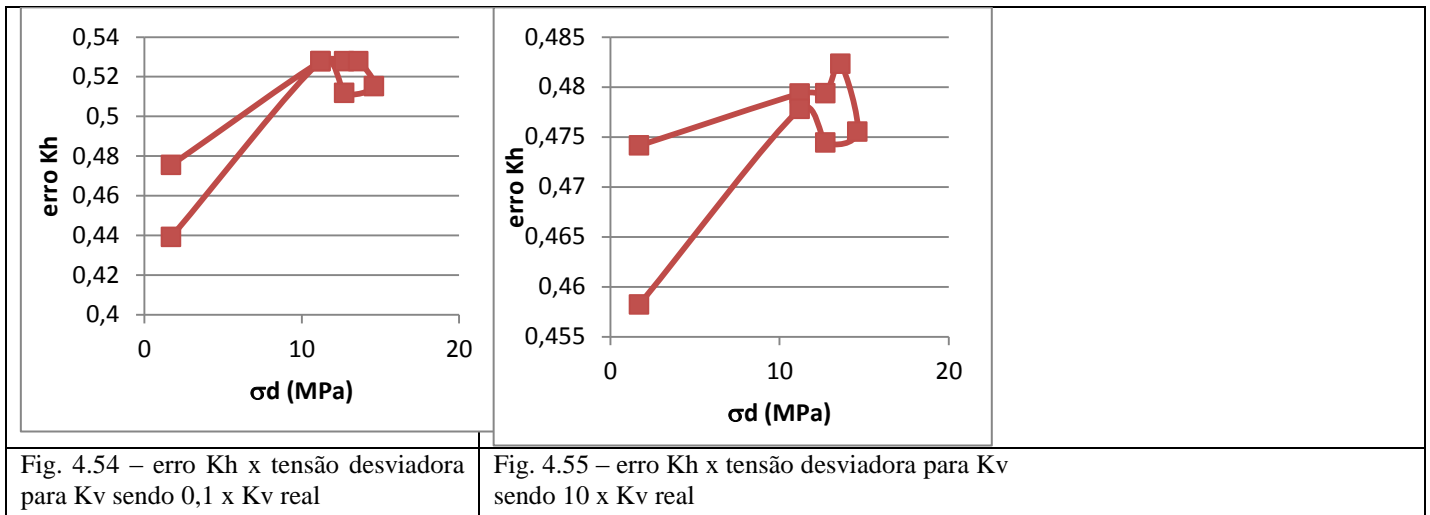


Fig. 4.53 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 10 x Kv real



Observa-se diminuição das permeabilidades vertical e horizontal com o aumento das tensões média e desviadora para todos os casos.

Os valores calculados de permeabilidade horizontal foram maiores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical menor que a real e foram menores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical maior que a real.

As razões K_v/K_h , em todos os casos, aumentam com o aumento das tensões média e desviadora. Para o ensaio real, o valor de K_v é inicialmente menor que K_h . Também observou-se que o grau de anisotropia quando se utilizou um valor incorreto de K_v aumentou.

Todos os erros aumentaram com o aumento das tensões média e desviadora.

Com o objetivo de obter resultados para um estado mais representativo da natureza, foram feitas duas estimativas de anisotropia no plano horizontal para os ensaios CP04 e CP07.

Para o ensaio CP04, a estimativa (a) corresponde a $K_H \cong 10 K_h$ e a estimativa (b) corresponde a $K_H \cong 2K_h$. Para o ensaio CP07, a estimativa (a) corresponde a $K_H \cong 8 K_h$ e a estimativa (b) corresponde a $K_H \cong 1,8K_h$.

A tabela 4.17 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento da tensões média, considerando a utilização de permeabilidade vertical real e permeabilidade sendo um décimo da real, através da figura 4.56 a figura 4.70, para o ensaio CP04, utilizando a estimativa (a).

Tabela 4.17 - Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP04, estimativa (a).

Kv real	Kv = 0,1 x Kv real
<p>Fig. 4.56 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.57 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.58 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.59 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.60 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.61 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>

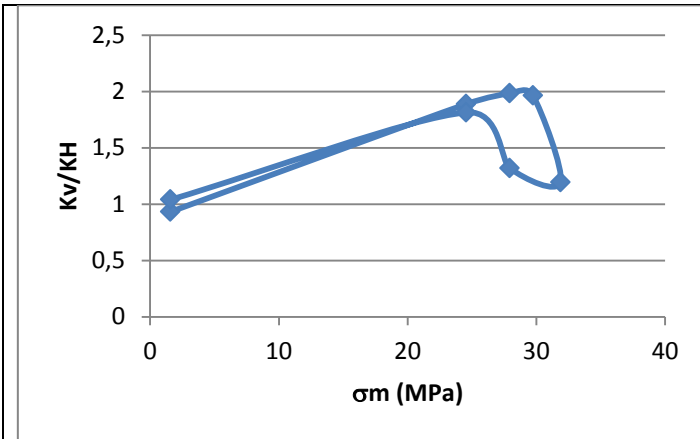


Fig. 4.62 – Razão Kv/KH x tensão média para Kv real

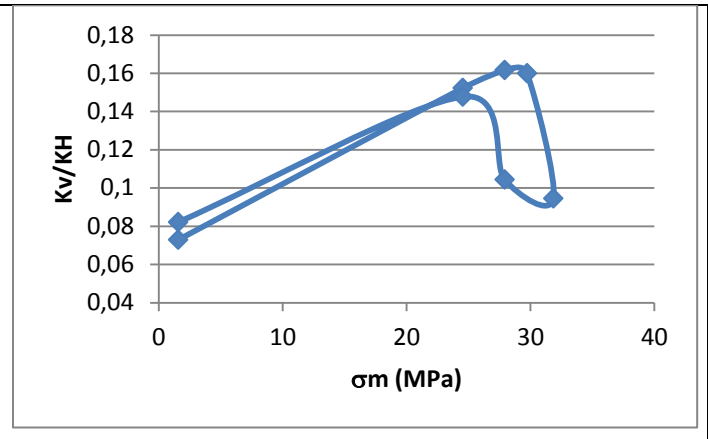


Fig. 4.63 – Razão Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

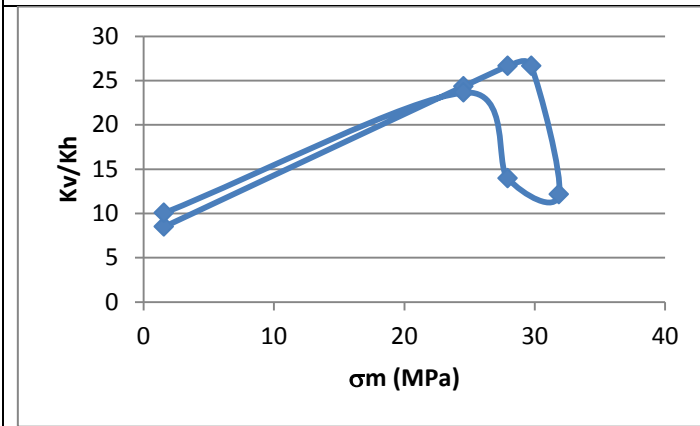


Fig. 4.64 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv real

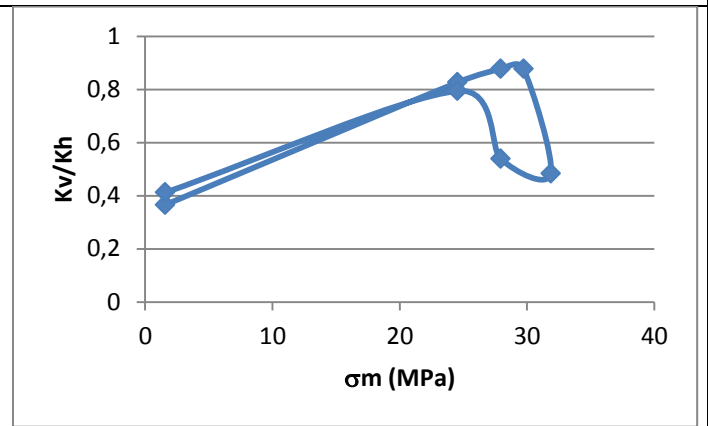


Fig. 4.65 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

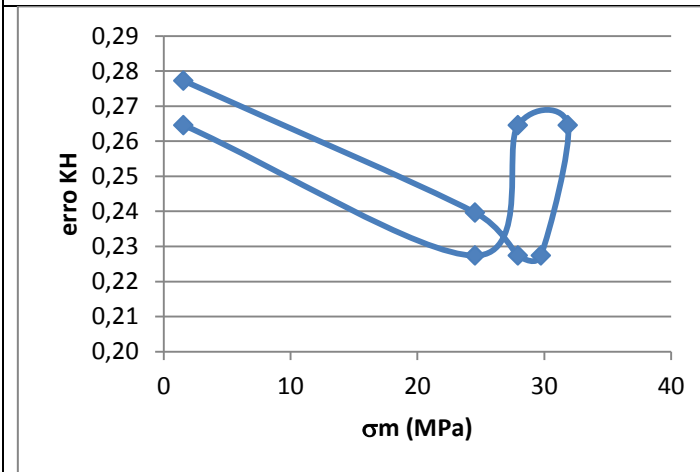


Fig. 4.66 – erro KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

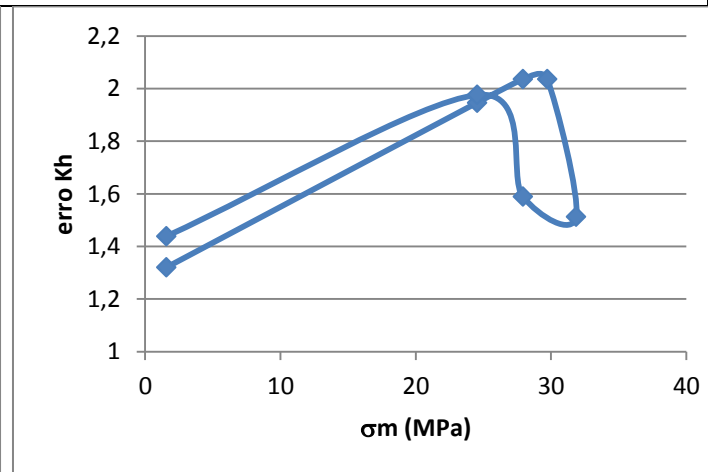


Fig. 4.67 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

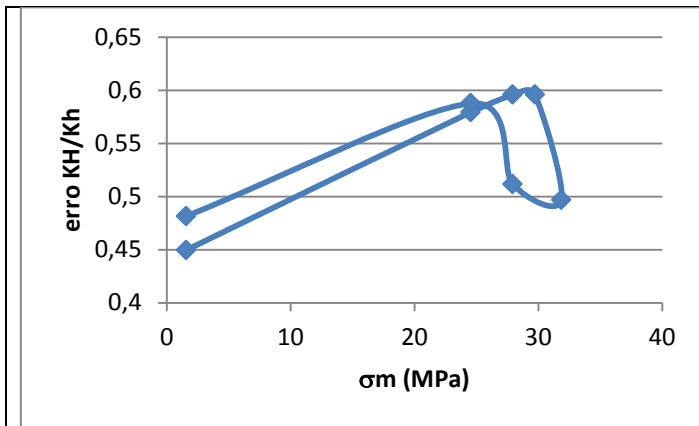


Fig. 4.68 – erro KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

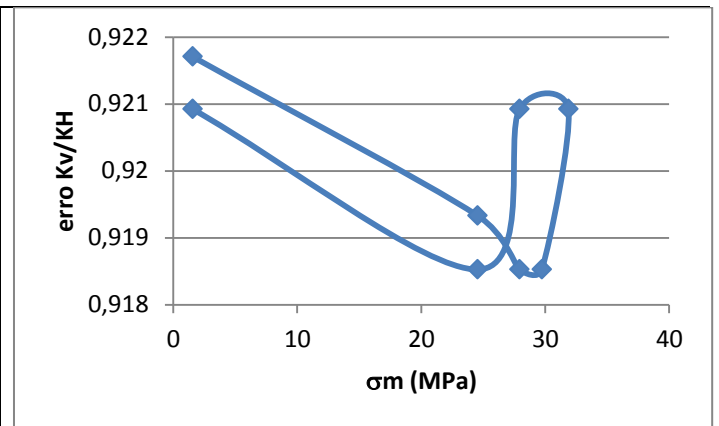


Fig. 4.69 – erro Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

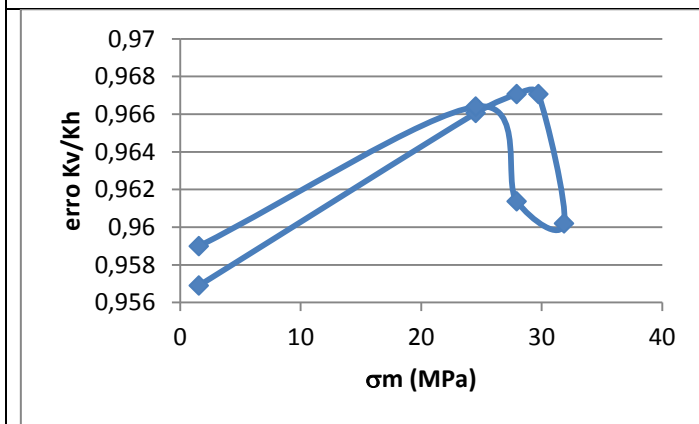


Fig. 4.70 – erro Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

Observa-se diminuição das permeabilidades horizontais principais com o aumento da tensão média para todos os casos.

Os valores calculados de permeabilidade horizontal foram maiores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical menor que a real.

As razões Kv/KH e Kv/Kh, em todos os casos, aumentam com a tensão, ocorrendo inversão dessas razões nos casos em que Kv real é maior que KH e Kh reais.

As razões KH/Kh aumentam com o aumento da tensão média, e para Kv incorreto utilizado, o grau de anisotropia observado foi menor.

Os erros de KH e Kv/KH diminuem com valores maiores de tensão média. E os erros de Kh, Kv/Kh e KH/Kh aumentam com valores maiores de tensão média.

A tabela 4.18 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento da tensão média, considerando a utilização de permeabilidade vertical real e permeabilidade sendo um décimo da real, através da figura 4.71 a figura 4.85, para o ensaio CP04, utilizando a estimativa (b).

Tabela 4.18 - Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP04, estimativa (b).

Kv real	Kv = 0,1 x Kv real
<p>Fig. 4.71 - Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.72 - Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.73 - Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.74 - Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.75 - Razão KH/Kh x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.76 - Razão KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.75 - Razão KH/Kh x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.76 - Razão KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>

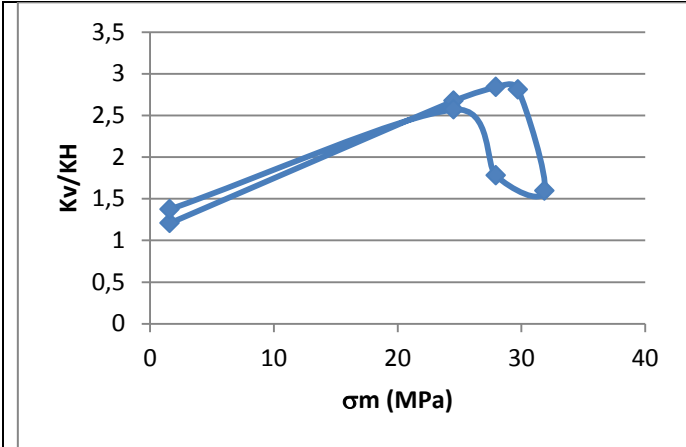


Fig. 4.77 – Razão K_v/K_H x tensão média para K_v real

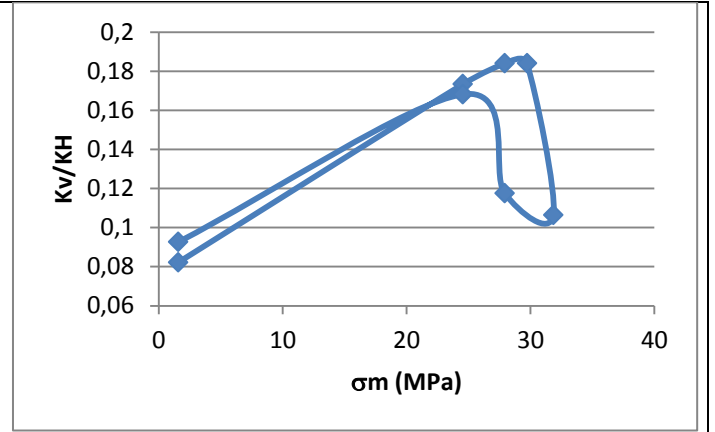


Fig. 4.78 – Razão K_v/K_H x tensão média para K_v sendo $0,1 \times K_v$ real

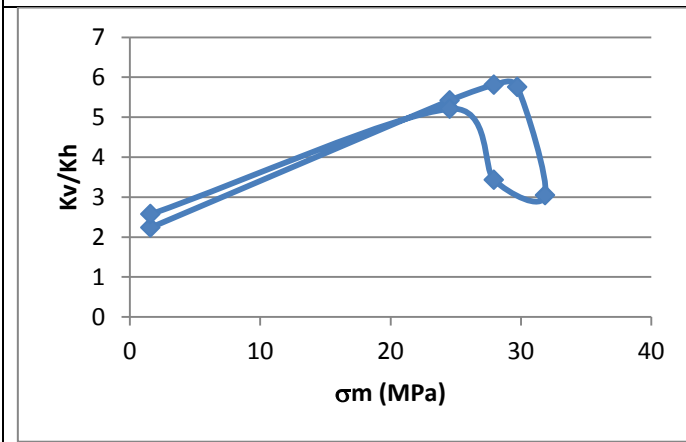


Fig. 4.79 – Razão K_v/K_h x tensão média para K_v real

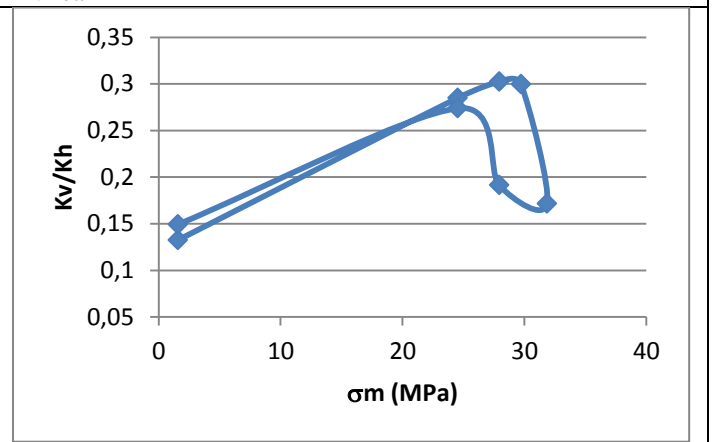


Fig. 4.80 – Razão K_v/K_h x tensão média para K_v sendo $0,1 \times K_v$ real

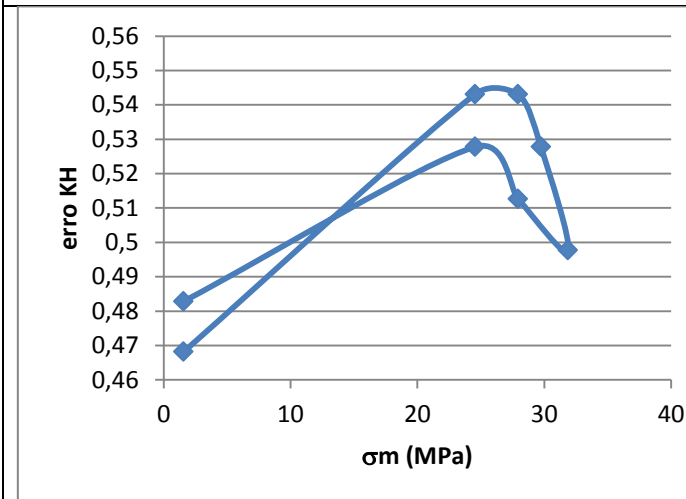


Fig. 4.81 – erro KH x tensão média para K_v sendo $0,1 \times K_v$ real

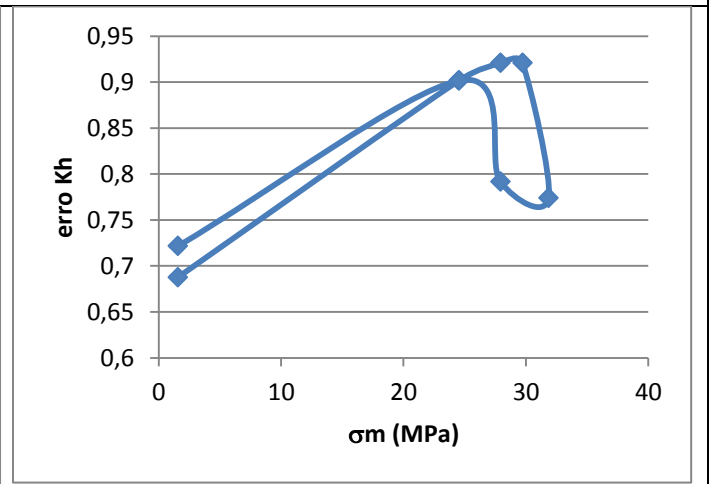


Fig. 4.82 – erro Kh x tensão média para K_v sendo $0,1 \times K_v$ real

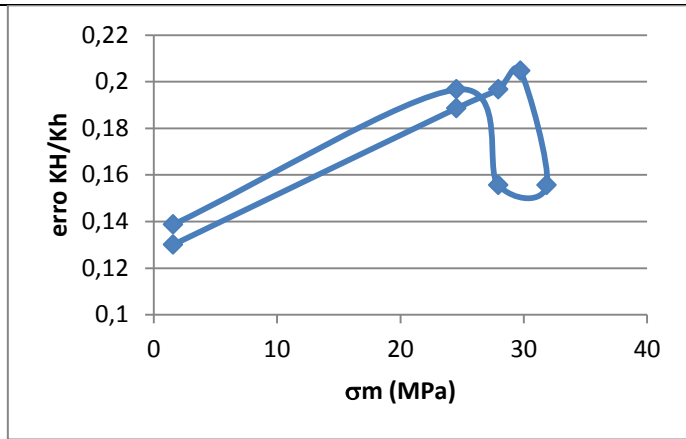


Fig. 4.83 – erro KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

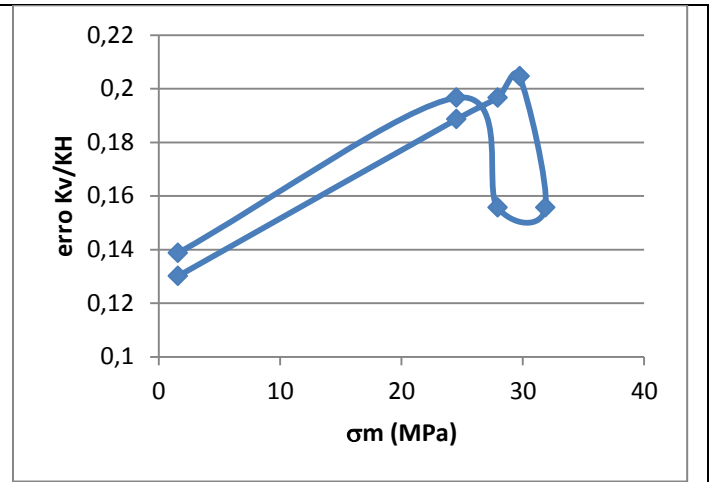


Fig. 4.84 – erro Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

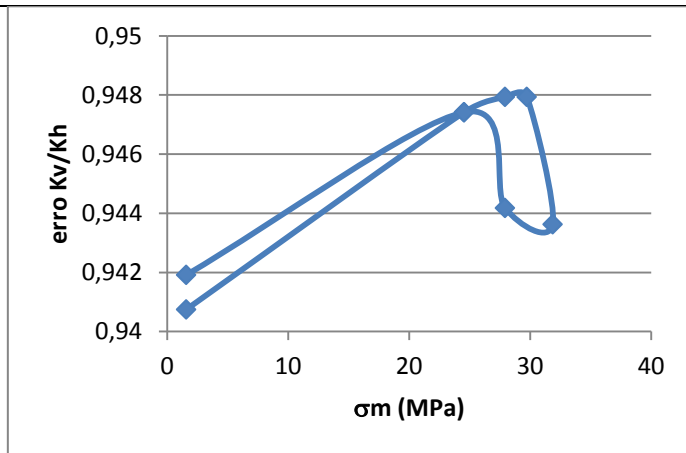


Fig. 4.85 – erro Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

Observa-se diminuição das permeabilidades horizontais principais com o aumento da tensão média para todos os casos.

Os valores calculados de permeabilidade horizontal foram maiores quando utilizado um valor de permeabilidade vertical menor que a real.

As razões K_v/K_H e K_v/K_h , em todos os casos, aumentam com a tensão, ocorrendo inversão dessas razões nos casos em que K_v real é maior que K_H e K_h reais, além do grau de anisotropia observado ser maior que o real nos referidos planos.

As razões K_H/K_h aumentam com o aumento da tensão média, e para K_v incorreto utilizado, o grau de anisotropia observado foi menor.

Os erros de K_H , K_h , K_v/K_H e K_v/K_h e K_H/K_h aumentam com valores maiores de tensão média.

A tabela 4.19 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento da tensão média, considerando a utilização de permeabilidade vertical real e permeabilidade sendo um décimo da real, através da figura 4.86 a figura 4.100, para o ensaio CP07, utilizando a estimativa (a).

Tabela 4.19 - Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP07, estimativa (a).

Kv real	Kv = 0,1 x Kv real
<p>Fig. 4.86 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.87 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.88 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.89 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.90 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.91 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>

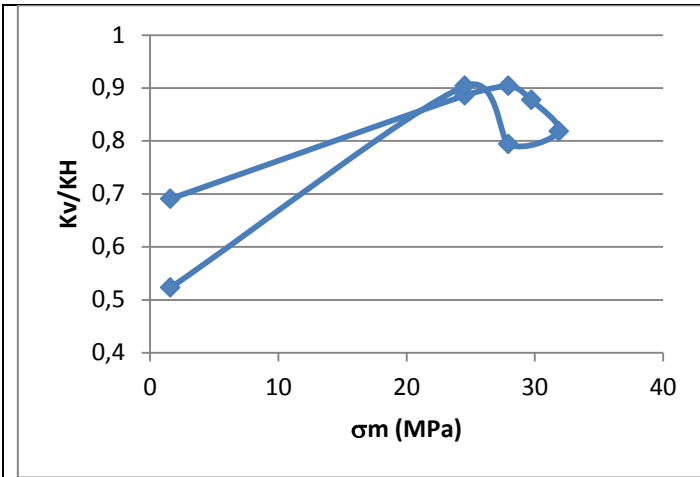


Fig. 4.92 – Razão K_v/K_H x tensão média para K_v real

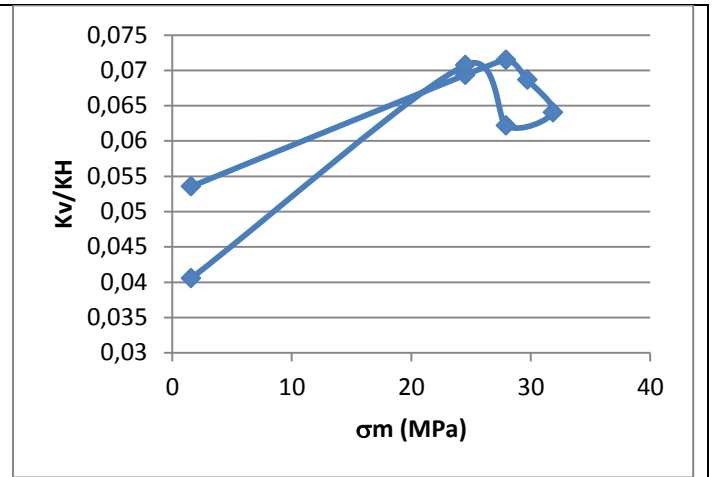


Fig. 4.93 – Razão K_v/K_H x tensão média para K_v sendo 0,1 x K_v real

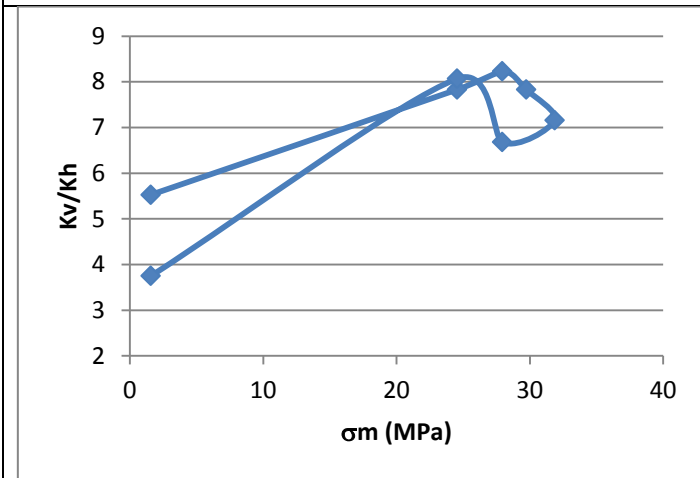


Fig. 4.94 – Razão K_v/K_h x tensão média para K_v real

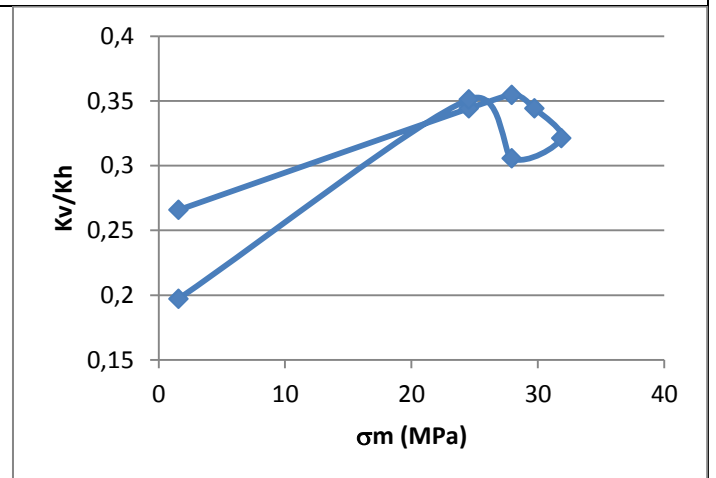


Fig. 4.95 – Razão K_v/K_h x tensão média para K_v sendo 0,1 x K_v real

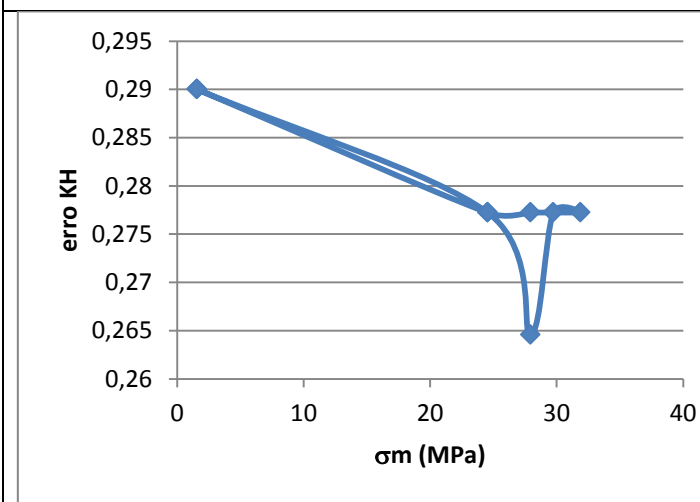


Fig. 4.96 – erro KH x tensão média para K_v sendo 0,1 x K_v real

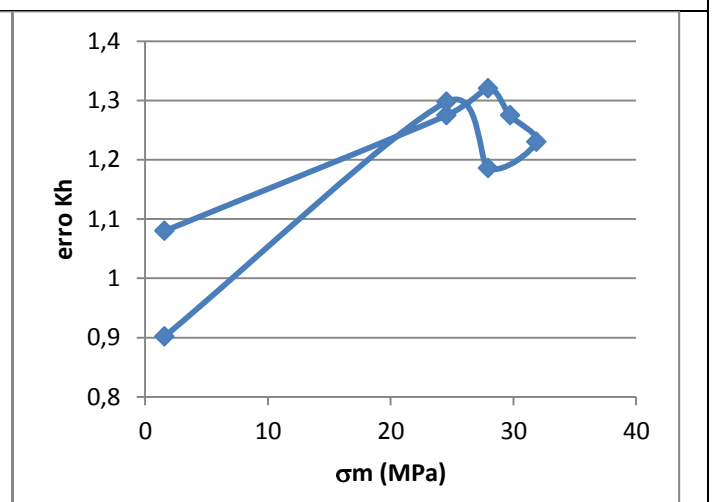


Fig. 4.97 – erro Kh x tensão média para K_v sendo 0,1 x K_v real

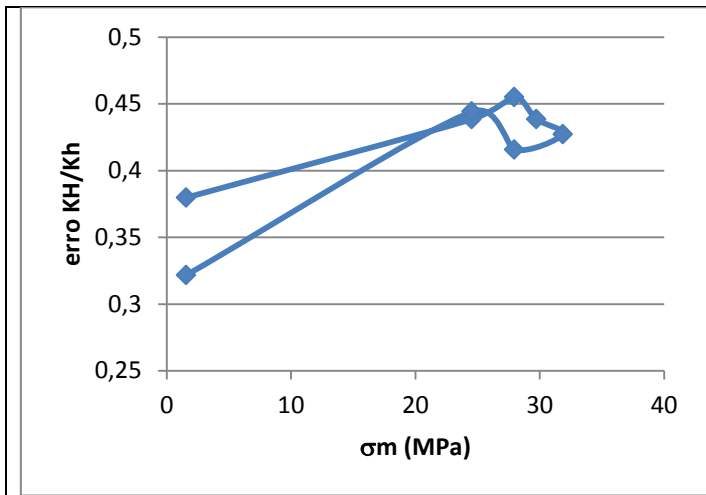


Fig. 4.98 – erro KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

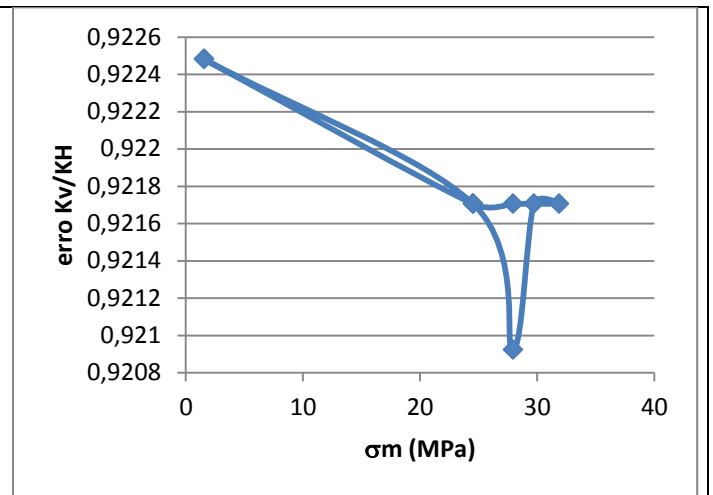


Fig. 4.99 – erro Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

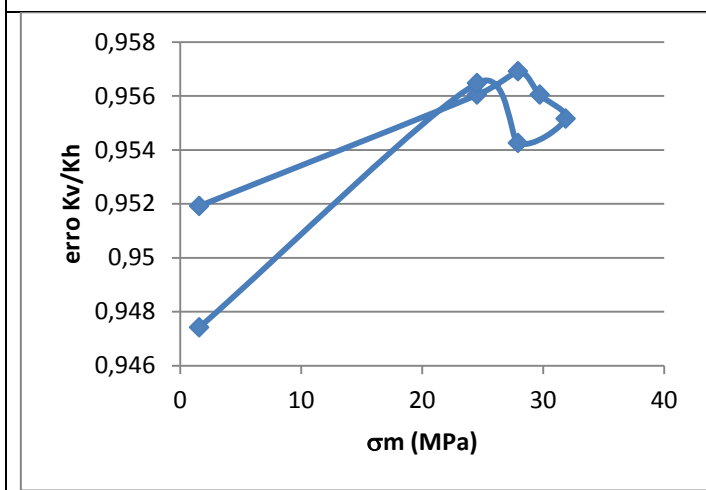


Fig. 4.100 – erro Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

O comportamento dos gráficos do ensaio CP07, fazendo uso da estimativa (a), é semelhante ao comportamento dos gráficos do ensaio CP04 estimativa (a).

A tabela 4.20 apresenta as variações das permeabilidades e suas razões com o aumento da tensão média, considerando a utilização de permeabilidade vertical real e permeabilidade sendo um décimo da real, através da figura 4.101 a figura 4.115, para o ensaio CP07, utilizando a estimativa (b).

Tabela 4.20 - Relações entre Permeabilidades e tensões para o ensaio CP07, estimativa (b).

Kv real	Kv = 0,1 x Kv real
<p>Fig. 4.101 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.102 – Permeabilidade horizontal maior x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.103 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.104 – Permeabilidade horizontal menor x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>
<p>Fig. 4.105 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv real</p>	<p>Fig. 4.106 – Razão KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real</p>

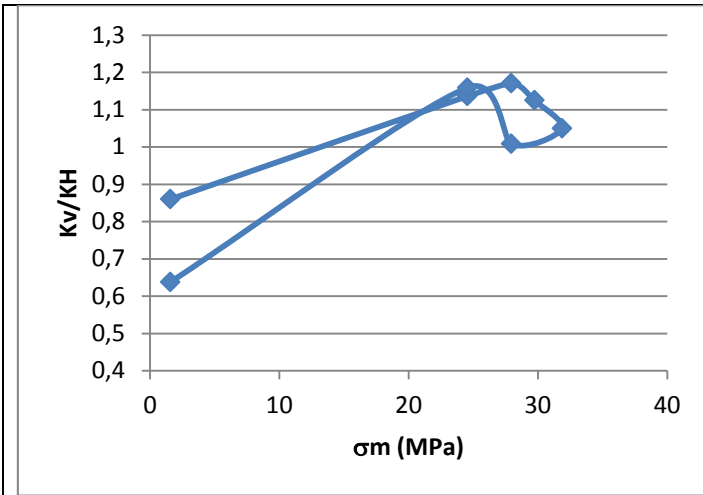


Fig. 4.107 – Razão Kv/KH x tensão média para Kv real

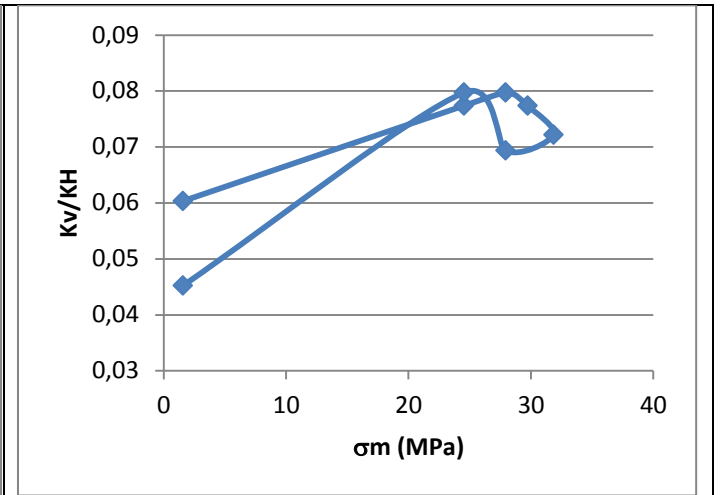


Fig. 4.108 – Razão Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

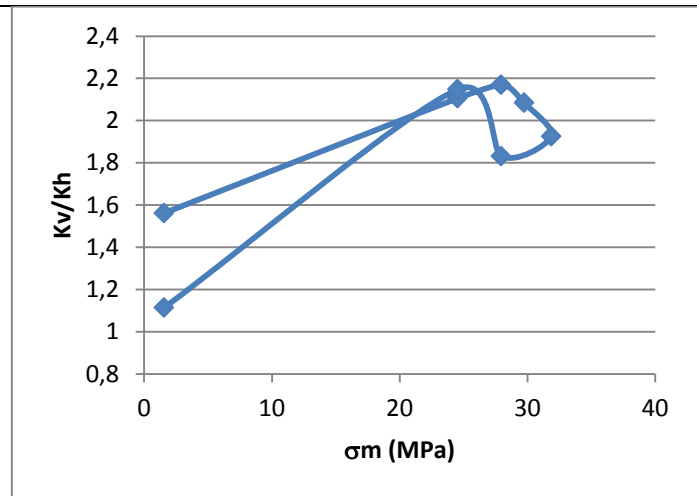


Fig. 4.109 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv real

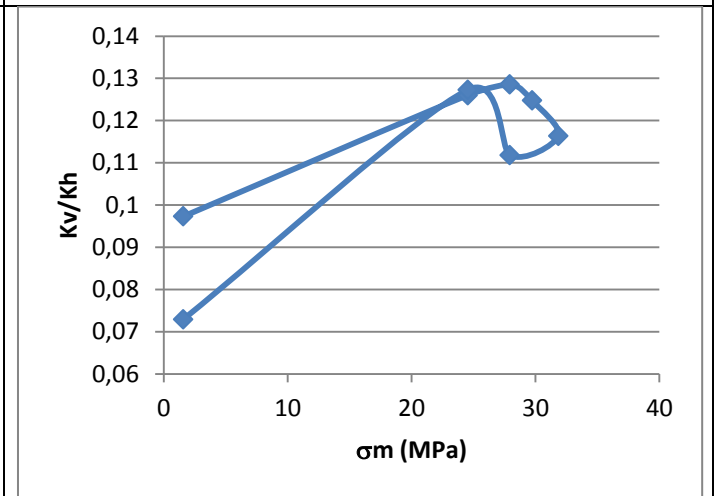


Fig. 4.110 – Razão Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

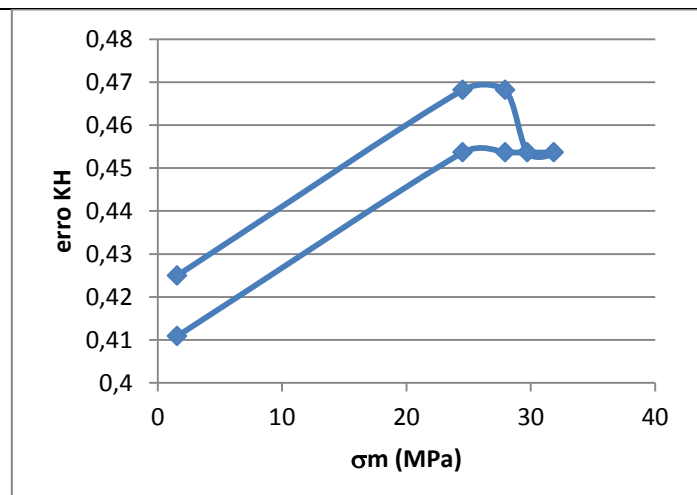


Fig. 4.111 – erro KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

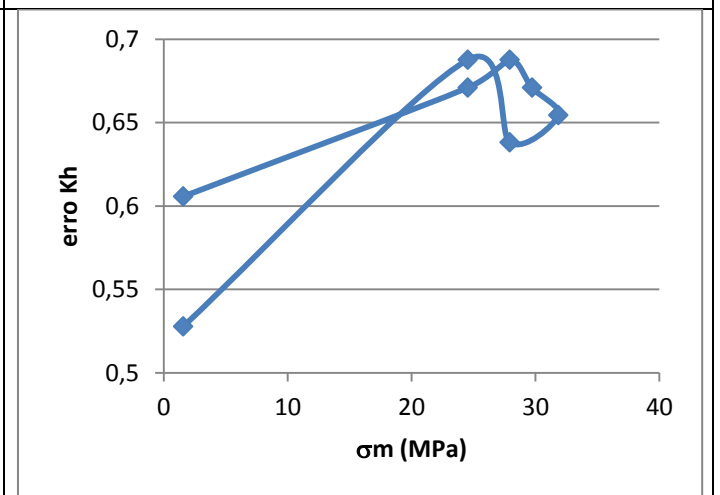


Fig. 4.112 – erro Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

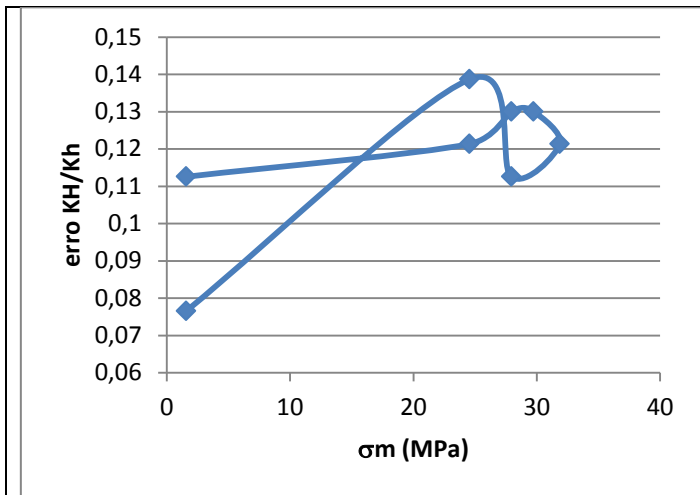


Fig. 4.113 – erro KH/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

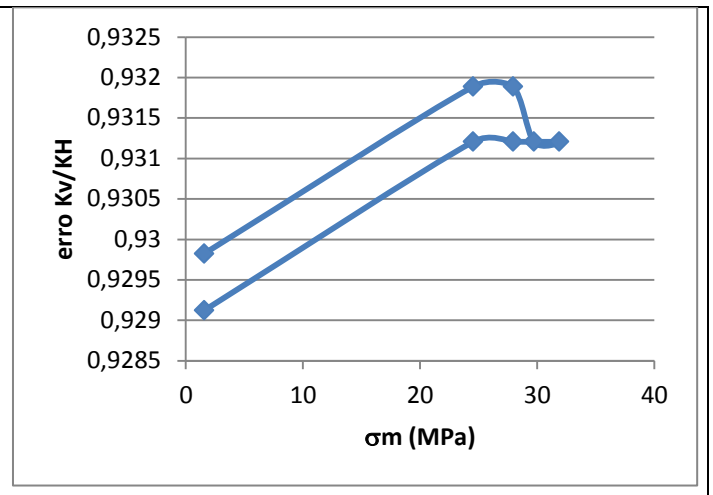


Fig. 4.114 – erro Kv/KH x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

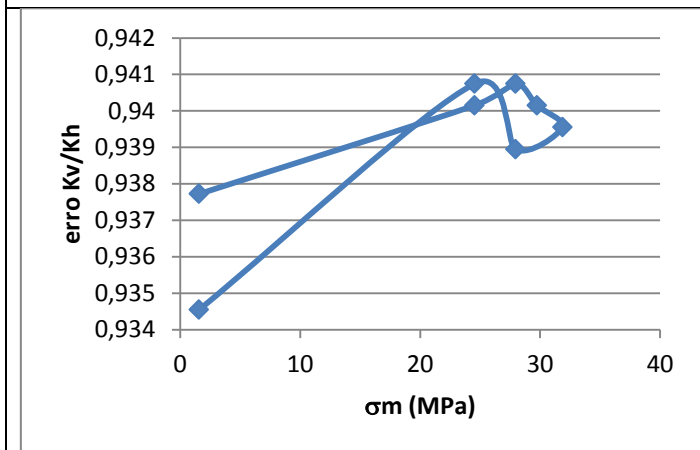


Fig. 4.115 – erro Kv/Kh x tensão média para Kv sendo 0,1 x Kv real

O comportamento dos gráficos do ensaio CP07, fazendo uso da estimativa (b), é semelhante ao comportamento dos gráficos do ensaio CP04 estimativa (b).

Com base em todos os gráficos expostos, pode se afirmar que, em todos os casos, ao utilizar um valor de Kv menor que o valor correto, os valores calculados para KH e Kh são maiores, uma vez que a vazão e a diferença de pressão têm os mesmos valores.

Pode-se afirmar, também, que as razões Kv/KH e Kv/Kh foram menores quando foi utilizado valor incorreto (menor) de Kv, fato consistente com o parágrafo anterior.

Em todos os casos, as curvas KH x σ e Kh x σ determinadas utilizando o valor incorreto de Kv são semelhantes àquelas determinadas à partir do valor correto, porém os valores de KH e Kh são diferentes.

Ao comparar as razões, tem-se:

Ao utilizar o valor incorreto (menor) de K_v , as razões K_v/K_H e K_v/K_h foram invertidas nos casos em que o valor correto de K_v é maior que K_H e K_h , respectivamente, uma vez que o valor incorreto de K_v utilizado é menor que as permeabilidades horizontais em todos os casos.

Em todos os casos em que as razões K_v/K_H e K_v/K_h não foram invertidas ao usar K_v incorreto, o grau de anisotropia entre K_v e K_H e entre K_v e K_h , respectivamente, foi maior que o real.

A utilização do valor incorreto (menor) de K_v resultou em menor grau de anisotropia no plano horizontal, em comparação com o resultado correto.

Também, os valores de K_v/K_H , K_v/K_h e K_H/K_h podem ser extremamente altos em função das estimativas feitas, em que são utilizados valores dez vezes maiores de permeabilidade vertical e no caso das estimativas para o plano horizontal, razões em que K_H é dez vezes maior que K_h .

Ao comparar os erros, tem-se:

Para a hipótese de amostras com isotropia no plano horizontal, a diferença de comportamento dos erros de K_h com a tensão média é possivelmente explicada pelos valores diferentes de razão entre a permeabilidade vertical e a horizontal para as amostras CP04 e CP07. A amostra CP04 é mais anisotrópica que a CP07.

Para amostras com menor grau de anisotropia horizontal ($K_H/K_h = 1$ a 2), todos os erros calculados aumentam com a tensão média aplicada. Nas amostras com maior grau de anisotropia horizontal ($K_H/K_h = 8$ a 10), os erros de K_H e de K_v/K_H diminuem com a tensão média; os erros de K_h , K_H/K_h e K_v/K_h aumentam com a tensão média.

Nos testes realizados, o erro na permeabilidade horizontal maior chegou a mais de 100% nas amostras com maior grau de anisotropia horizontal. O erro no grau de anisotropia horizontal chegou a ultrapassar 50% nas amostras mais anisotrópicas e o erro no grau de anisotropia vertical chegou próximo de 100% em todas as amostras.

5. Conclusão

Este estudo mostrou que a permeabilidade vertical é um dado fundamental para o cálculo das permeabilidades horizontais no ensaio de fluxo lateral, uma vez que para valores de permeabilidade vertical estimados menores que os reais levam a um aumento do valor das permeabilidades horizontais principais, levando em consideração que a vazão e a diferença de pressão possuem os mesmos valores.

A utilização de um valor incorreto da permeabilidade vertical resulta em erros significativos nas permeabilidades horizontais principais. Tais erros podem ser maiores que 100% em amostras mais anisotrópicas.

O fato de utilizar valores incorretos de permeabilidade vertical é importante na análise do grau de anisotropia da rocha, pois nos estudos feitos, a utilização de uma permeabilidade vertical menor que a real fez com que houvesse menor grau de anisotropia no plano horizontal.

6. Bibliografia

Al-Harthy, S. S.; Dennis, J.; Jing, X. D.; Marsden, J. R. **Hysteresis, True-Triaxial Stress-Path and Pore Pressure Effects on Permeability**. SPE 47269, Society of Petroleum Engineers, July 1998.

Al-Harthy, S. S.; Jing, X. D.; Marsden, J. R.; Dennis, J. W. **Petrophysical Properties of Sandstones Under True Triaxial Stresses I: Directional Transport Characteristics and Pore Volume Change**. SPE 57287, Society of Petroleum Engineers, October 1999.

Azevedo, F.S. **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo**. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

Bear, J. 1972 - **Dynamics of fluids in porous media**. Dover Publications, Inc. 764 p.

Borges, A.F. – **Estudo de anisotropia de permeabilidade e de velocidade de propagação de ondas em função do estado de tensão utilizando ensaios de laboratório**. Relatório final – projeto de pesquisa UFRJ/FUJB/PETROBRAS. 2012.

Brace, W. F.; Walsh, J. B.; Frangos, W. T. **Permeability of Granite under High Pressure**. J. Geophys. Res., 73, p. 2225-2236, 1968.

Bruno M. S.; Bovberg, C. A.; Nakagawa, F. M. **Anisotropic stress influence on the permeability of weakly-cemented sandstones**. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science, Roegiers (ed.), 375-383, 1991.

Bruno, M. S. **Micromechanics of stress-induced permeability anisotropy and damage in sedimentary rock**. Mechanics of Materials, vol. 18, p. 31-48, 1994.

David, C.; Wong, T-f.; Zhu, W.; Zhang, J. **Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust**. PAGEOPH, vol. 143, p. 425-456, 1994.

David, C.; Menendez, B.; Zhu, W.; Wong, T-f. **Mechanical Compaction, Microstructures and Permeability Evolution in Sandstones**. Phys. Chem. Earth (A), vol. 26, p. 45-51, 2001.

Davies, J. P.; Davies, D. K. **Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling**. SPE 71750, Society of Petroleum Engineers, June 2001. Dusseault e Gray, 1992.

Ferfera, F. M. R., Sarda J.-P., Boutéca M.J. and Vincké O. **Experimental study of monophasic permeability changes under various stress paths**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, vol. 34, 3-4, 1997.

Heiland, J. **Permeability of Triaxially Compressed Sandstone: Influence of Deformation and Strain-rate on Permeability**. Pure Appl. Geophys., vol. 160, p. 889-908, 2003a.

Holt, R. M. **Permeability Reduction Induced by a Nonhydrostatic Stress Field**. SPE Formation Evaluation 19595, December 1990.

Jamtveit, B.; Yardley, B. W. D. **Fluid Flow and Transport in Rocks: Mechanisms and Effects**. Chapman and Hall, London, p. 319, 1997.

Khan, M.; Teufel, L. W. **The Effect of Geological and Geomechanical Parameters on Reservoir Stress Path and Its Importance in Studying Permeability Anisotropy**. SPE Reservoir Eval. Eng. 3(5), p. 394-400, 2000.

King, M. S.; Al-Harthy, S.; Jing, X. D. **Petrophysical studies of sandstones under true-triaxial stress conditions**. SCA 2001-10, the 2001 Symposium of Core Analysts, Edinburgh, Scotland, 2001.

Li, L.; Holt, R. M. **Simulating stress-dependent permeability of granular media with a fluid-coupled particle model**, 2002.

McKee, C. R.; Bumb, A. C.; Koenig, R. A. **Stress-Dependent Permeability and Porosity of Coal and Other Geologic Formations**. SPEFE 81, March 1988.

Ostermeier, R. M. **Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidites**. SPE 66479, Society of Petroleum Engineers, February 2001.

Patsouls, G.; Gripps, J. C. **An investigation of the permeability of Yorkshire chalk under differing pore water and confining pressure conditions**. Energy Sources 6 (4), p. 321-334, 1982.

Rhett, D. W.; Teufel L. W. **Effect of Reservoir Stress Path on Compressibility Permeability of Sandstones**. SPE 24756, Society of Petroleum Engineers, October 1992.

Soares, A.C.; Borges, A.F.; Freitas, S.M.S; Menezes Filho, A.P.; Azevedo, F. e Silvestre, J. R. – **Comportamento Tensão-Deformação-Permeabilidade Em Fluxo Bifásico**. Relatório Técnico Final PD-00425. PETROBRAS/ CENPES / PDP / Tecnologia de Engenharia de Poço. 2006.

Thomas, R.W.; Ward, D. C. **Effect of Overburden Pressure and Water Saturation on Gas Permeability of Tight Sandstone Cores**. JPT 120, February 1972.

Walls, J. D. **Tight Gas Sands – Permeability, Pore Structure and Clay**. J. Pet. Tech. 35, p. 2708-2714, 1982.

Yale, D. P. **Network Modeling of Flow, Storage and Deformation in Porous Rocks**. PhD Thesis, Stanford University, Stanford, CA, 1984.

Yale, D. P.; Crawford, B. **Plasticity and Permeability in Carbonates: Dependence on Stress Path and Porosity**. SPE/ISRM 47582, Society of Petroleum Engineers and International Society of Rock Mechanics, Eurock 98, Trondheim, Norway, July 1998.

Zhu W.; Wong T. -f. **The transition from brittle faulting to cataclastic flow: permeability evolution**. J Geophys Res B 102, p. 3027-3041, 1997.