

### **3. Carvão Mineral como Rocha Reservatório**

No decorrer deste capítulo será apresentada uma revisão da literatura sobre as propriedades geomecânicas do carvão.

Inicialmente serão expostos conceitos básicos sobre a técnica de recuperação de metano (CBM) e recuperação avançada de metano (ECBM) em camadas de carvão. Após, serão apresentadas características do carvão que influenciam diretamente o desempenho do reservatório.

Na sequência, uma revisão a respeito das propriedades geomecânicas. Com base na literatura internacional e nacional procurou-se abranger todas as informações disponíveis até o momento sobre o assunto em questão.

#### **3.1. Processos de Recuperação CBM/ECBM**

O metano encontra-se tanto adsorvido na matriz do carvão quanto disperso em seus poros e foi gerado durante seu processo de formação. O reservatório de metano em camadas de carvão pode ter uma quantidade de gás cinco vezes superior à de uma rocha reservatório convencional de mesma porosidade devido à parcela armazenada por adsorção (Gale & Freund, 2001 apud Heemann et al., 2009).

O  $\text{CH}_4$  é recuperado convencionalmente por depressurização do reservatório (Fig. 1) e sua recuperação avançada (ECBM) consiste na injeção de  $\text{N}_2$  ou  $\text{CO}_2$  (Heemann et al., 2009). Tais técnicas são capazes de recuperar 90% ou mais do gás existente nas camadas de carvão, enquanto a CBM recupera tipicamente 50% (Galé & Freund, 2001).

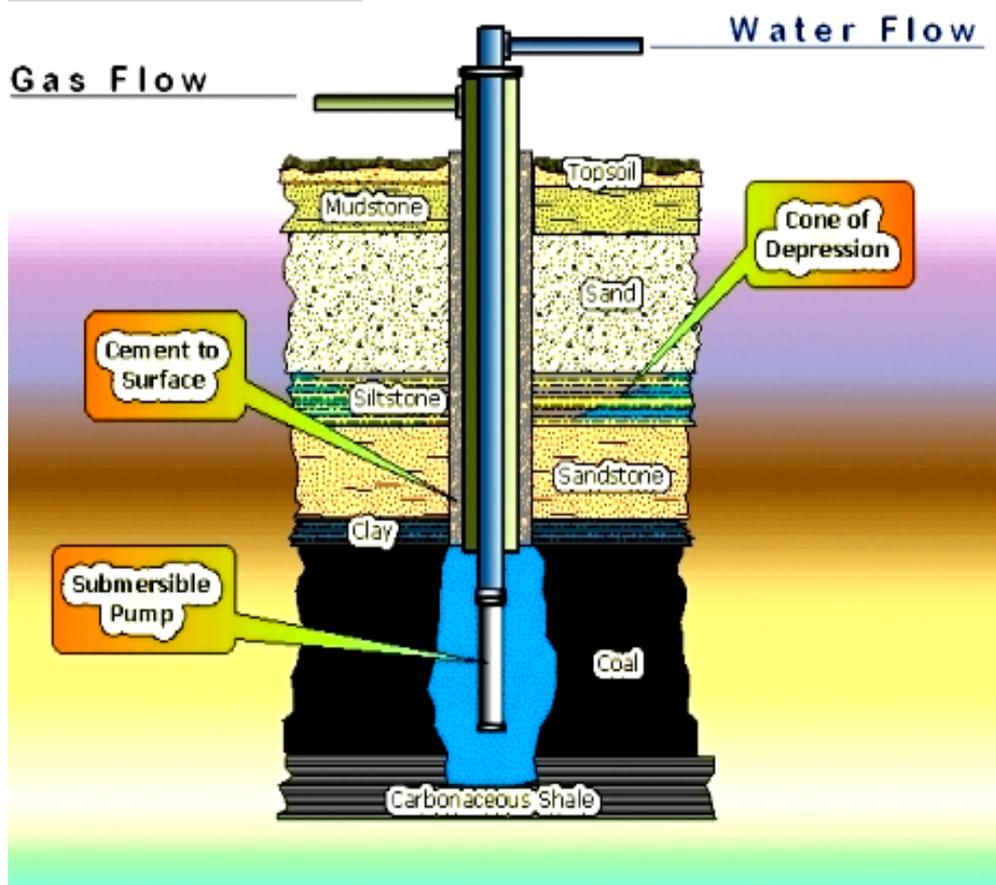


Figura 5 - Poço de produção de metano em projetos de CBM

A injeção de  $N_2$  tem como objetivo diminuir a pressão parcial do metano para promover a dessorção deste carvão, aumentando rapidamente a taxa de produção de metano. O avanço de  $N_2$  no poço de produção ocorre rapidamente; quando a presença de  $N_2$  no gás produzido atinge um valor excessivo ( $\pm 50\%$ ), a injeção deve ser interrompida (Gale & Freund, 2001 apud Hermann et al., 2009).

No que tange à injeção de  $CO_2$  (Fig. 2), este é injetado preferencialmente na camada de carvão portadora de  $CH_4$ . Esse processo de adsorção de  $CO_2$  promove a dessorção do metano que pode ser recuperado na forma de gás livre na razão aproximada de 2 mol de  $CO_2$  para cada mol de metano (Hermann et al., 2009).

Devido à baixa permeabilidade do reservatório, um número grande de poços se faz necessário a fim de alcançar uma produção de gás significativa.

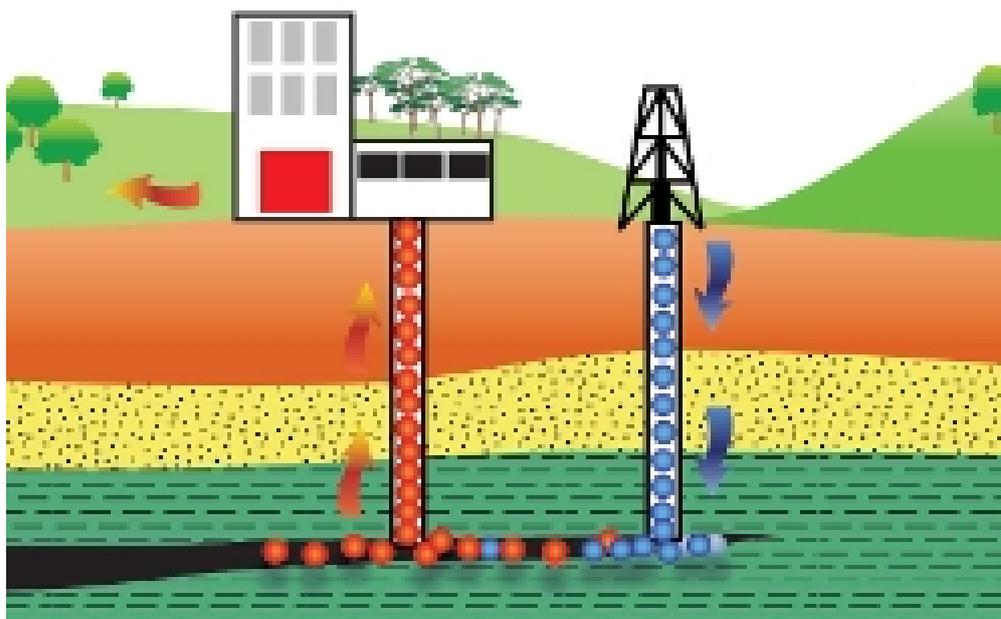


Figura 6 - Processo de recuperação avançada de metano (Cepac, 2010)

### 3.2. Porosidade e Permeabilidade

A fração do volume da rocha ocupada pelos poros, também denominada de volume poroso, é definida pela relação

$$\phi \equiv \frac{V_p}{V}$$

Onde  $V_p$  é o volume do espaço poroso e  $V$  o volume total aparente da rocha.

Quando os poros da rocha são interconectados torna-se possível o fluxo de fluidos no meio poroso e a rocha é dita permeável. Quando a rocha não apresenta volume poroso ou apresenta poros isolados é dita impermeável. Darcy definiu uma grandeza que mensura o grau de permeabilidade de pacotes de areia quando submetidos ao fluxo de água que hoje evoluiu para o conceito de permeabilidade de solos e rochas.

A permeabilidade depende, entre outros aspectos, da geometria dos condutos formados pelos poros interconectados. Poros mais fechados tendem a oferecer maior resistência ao fluxo de fluidos, assim como estrangulamentos conhecidos por "garganta de poros". Quando um solo ou rocha é submetido a

esforços compressivos e exibe deformações, o volume do arcabouço do material (volume aparente) se reduz. Como o arcabouço é mais compressível que os grãos da rocha em si, é natural que haja redução do volume poroso do material e conseqüente constrição da geometria dos poros, conduzindo a uma redução da permeabilidade. (Santos, 2009)

A terminologia do processo de CBM utiliza o termo permeabilidade em dois sentidos diferentes, porém relacionados entre si. Em um deles, o termo é utilizado para descrever a migração de gás através da matriz orgânica do carvão. Por analogia, esse transporte seria similar à difusão de um gás em polímeros porosos. Neste caso a permeabilidade pode ser denominada uma permeabilidade intrínseca, que é dependente da natureza da matéria orgânica do carvão. No segundo sentido, o termo permeabilidade é utilizado para descrever o transporte de gases na camada de carvão através de sistemas de fraturas (naturais ou induzidas). Ambos os processos são importantes para a produção e armazenamento de gás, porém as leis que governam os dois processos são diferentes. (White et al., 2004) Modelos atuais indicam que o metano adsorvido após a dessorção na fase gasosa deve se difundir através da estrutura dos microporos na matriz de carvão até alcançar as fraturas, seguindo o fluxo de Darcy (Fig. 3) (Gamson et al., 1996).

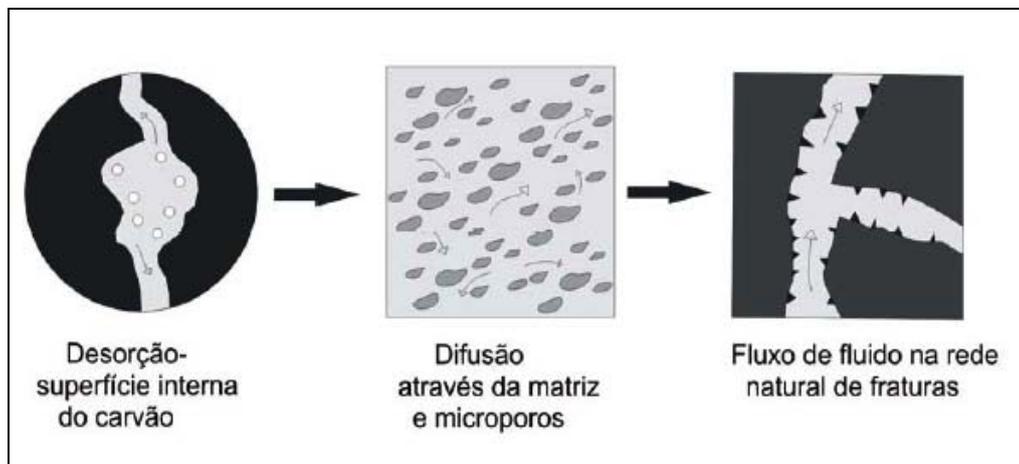


Figura 7 – Modelo do fluxo de metano mostrando a dessorção, difusão e fluxo de Darcy (modificado de Gamson et al., 1996)

A permeabilidade é um atributo fundamental na análise de produção de metano e armazenamento de CO<sub>2</sub> nos reservatórios de carvão. O gás é armazenado nesses reservatórios por adsorção, que provoca alterações no comportamento desse material afetando diretamente a permeabilidade do carvão.

Quando o gás é dessorvido, a matriz do carvão sofre uma diminuição de volume. Por outro lado, a matriz sofre inchamento no processo de adsorção. Esse fenômeno tem um considerável impacto na permeabilidade do reservatório, uma vez que afeta a abertura ou fechamento das fraturas do material. (Lu & Connell, 2010).

Outro processo que afeta a permeabilidade do carvão é o aumento da tensão efetiva no reservatório na fase de produção primária de metano, que diminui a permeabilidade do reservatório devido à compressão das fraturas (Palmer & Mansoori, 1998).

A adsorção física envolve atrações intermoleculares fracas devido à força eletrostática e de Van der Waals (Van Krevelen, 1993 apud Taske, 2000).

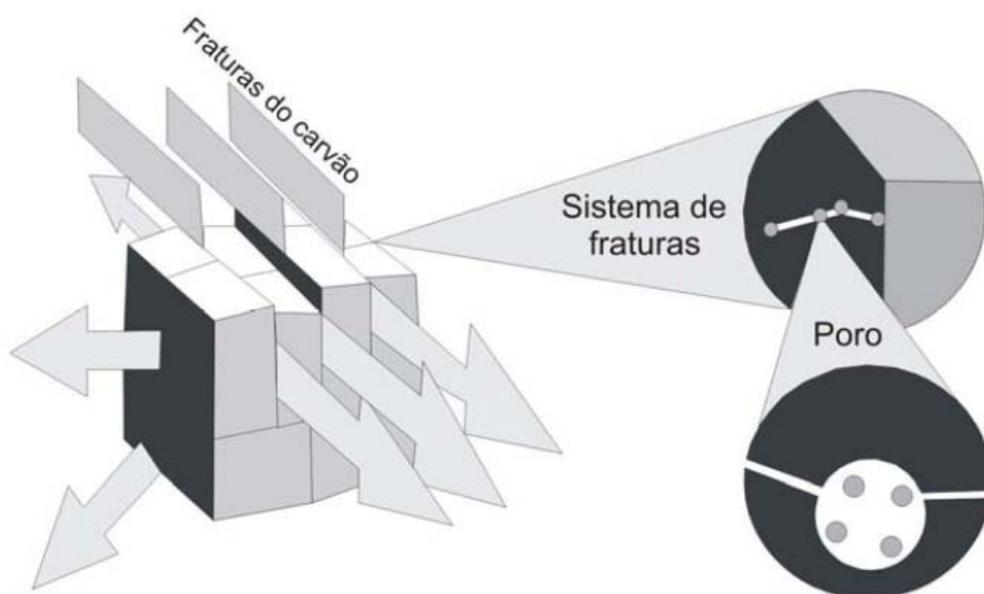


Figura 8 - Gás nos poros e fraturas, com as forças de van der Waals (modificado de Butland, 2006)

O carvão é caracterizado como tendo dupla porosidade: macroporos, conhecidos como *cleats* circundando a matriz com microporos (Gamson et al., 1996). Embora grande parte do gás adsorvido no carvão esteja nos microporos, a permeabilidade nesse local é muito baixa (Gray, 1987). Porém, segundo Chalmers e Bustin (2007), quanto mais microporosidade tiver o carvão, maior a área superficial e, portanto, maior a capacidade de armazenamento.

O fluxo principal dos gases é determinado por propriedades dos *cleats*. Os *cleats* são pequenas fraturas formadas durante o processo de carbonificação.

Existem dois tipos de *cleats* no carvão, os chamados *face cleats* e os *butt cleats*. Geralmente os *face cleats* são contínuos por todo reservatório enquanto os *butt cleats* são descontínuos, terminando na interseção com o *face cleat*. (Harpalani et al., 1997). O estudo das propriedades dos *cleats* – como tamanho, espaçamento, conexão, abertura, preenchimento mineral e padrão de orientação – é essencial para o êxito na exploração e produção do reservatório (Heemann et al., 2009). Em estudo recente (Karacan et al., 1999) mostrou-se que a maioria dos macroporos e fraturas, mesmo preenchidos por minerais, são mais permeáveis ao fluxo de gás que a matriz do carvão e constituem a trajetória preferencial de escoamento do mesmo.

Outro fator importante que afeta a porosidade no carvão é a composição macerálica. Karacan & Mitchel (2003) observaram que a densidade da argila e da inertinita aumentam com a adsorção de CO<sub>2</sub>, enquanto a densidade da vitrinita diminui, sugerindo ser o efeito de inchamento o responsável por tal redução.

A frequência dos *cleats* é afetada pelo *rank*. Em carvões de baixo grau de carbonificação há baixa densidade dos *cleats*, nos carvões betuminosos há alta densidade e nos de alto grau de carbonificação os *cleats* voltam a ocorrer em baixa densidade (Heemann et al., 2009).

A petrologia dos *cleats* é outro atributo importante e que ganhou atenção devido à alteração causada pela precipitação de minerais na geometria e conectividade dos sistemas de *cleats*, que afetam claramente o aumento da permeabilidade do reservatório (Laubach et al., 1997).

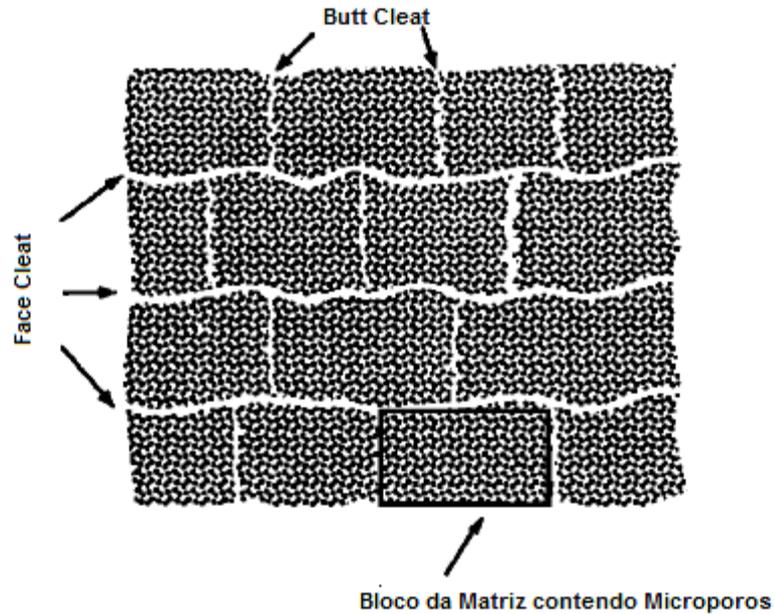


Figura 9 - Dupla porosidade no carvão (adaptado de Ganson et al., 1996)

Os efeitos de argilas e outros minerais diagenéticos sobre as características do reservatório e a interação com os fluidos no poço são preocupações rotineiras em reservatórios areníticos e carbonáticos. Estudos feitos em amostras de carvão sugerem que os minerais diagenéticos presentes na superfície das fraturas também precisam ser considerados na caracterização e na interação dos fluidos no reservatório (Kevin et al., 1995). A maioria dos dados sobre a fração mineral no carvão é relacionado ao teor de cinzas e seus efeitos sobre a qualidade do carvão como material combustível. As cinzas se originam a partir de matérias vegetais siliciosas, argila e silte detríticos e minerais diagenéticos. (Kevin et al., 1995).

Na mineração, cada mineral tem um impacto na qualidade do carvão; porém visto como reservatório de gás, as alterações diagenéticas no sistema de fraturas, devido à precipitação de minerais autigênicos, podem obstruir ou preservar a porosidade das fraturas e assim a habilidade de conduzir o fluido (Laubach et al., 1998).

A determinação da porosidade no carvão pode ser obtida por meio de diversas técnicas. Cada técnica tem sua limitação em termos de acessibilidade à estrutura interna do carvão e da interação do adsorbato com o carvão (Taske, 2000). A variedade dos tamanhos dos poros no carvão é tão grande que diferentes métodos devem ser utilizados.

Wu (1995) encontrou para o carvão oriundo da Bacia de Bowen uma porosidade de 6,6% a 8,4%. Essa porosidade foi determinada saturando as amostras em água e em seguida secando-as por 24 horas.

Diversos autores notaram que a porosidade medida utilizando adsorção de CO<sub>2</sub> é maior que a medida utilizando gás hélio (Toda, 1972); Rodrigues, 2002; Mahajan, 1991). Mahajan sugere que o dióxido de carbono pode penetrar nos microporos, inacessíveis ao hélio, que apenas penetra nos poros por difusão (Mahajan, 1991 apud Taske, 2000).

Estudos comparativos entre as porosidades no carvão medidas com diferentes gases (He, N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>) realizados por Rodrigues & Sousa (2002) também observaram diferentes resultados. O fato do volume de gás obtido para a célula vazia ser o mesmo para os diferentes gases leva à conclusão que os diferentes valores da porosidade são resultados da relação entre a estrutura do carvão e o gás.

Guo & Kantzas (2008) mostraram que a permeabilidade no carvão possui características diferentes para o CO<sub>2</sub>, He e CH<sub>4</sub>. A permeabilidade ao gás hélio tem uma forte dependência com a tensão efetiva. À medida que a tensão aumenta a permeabilidade diminui devido ao fechamento dos *cleats* no carvão. Com gases como metano e o dióxido de carbono, que são gases adsorvidos pelo carvão, a permeabilidade depende, além da trajetória de tensão, do inchamento e encolhimento da matriz do carvão provocado pela adsorção e dessorção do gás.

Jikich & Smith (2009) também analisaram a permeabilidade do carvão usando He, CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>. Eles notaram que para os três fluidos a permeabilidade diminui com o aumento da pressão confinante.

Huy et al. (2010) observaram o mesmo efeito da pressão confinante sobre a permeabilidade no carvão (fig. 6). Eles também perceberam diferentes permeabilidades para amostras oriundas do mesmo local.

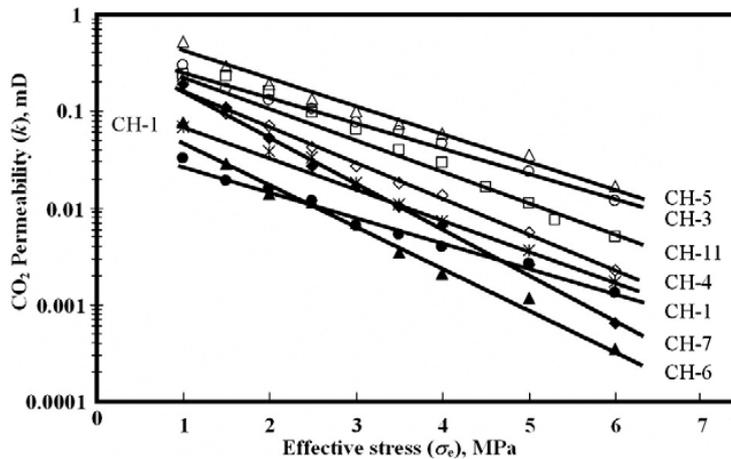


Figura 10 – Permeabilidade versus tensão efetiva (Huy et al., 2010).

Kiyama et al. (2010) simularam os cenários ocorridos durante os testes no campo de Yubari, que foi o primeiro explotado no Japão utilizando a técnica de recuperação avançada de metano utilizando  $\text{CO}_2$ . Nesse campo o  $\text{CO}_2$  foi injetado na camada de carvão a 900m de profundidade e o metano foi coletado em um poço de observação. O estudo mostrou que o efeito do inchamento após adsorção do gás tem um impacto significativo sobre a permeabilidade do reservatório, com redução da permeabilidade após a injeção de  $\text{CO}_2$ .

Connel et al. (2010) realizaram ensaios triaxiais com medição das deformações, a fim de analisar a permeabilidade do material.

### 3.3. Comportamento Mecânico

A análise de tensões e deformações de estruturas é uma tarefa complexa, particularmente no caso de materiais friccionais, tais como rochas brandas ou pouco consolidadas.

O material friccional é uma abstração contínua de materiais cuja resistência mecânica é função do grau de confinamento ao qual o mesmo está submetido. Este comportamento é observado, por exemplo, em rochas de gênese sedimentar, constituídas por grãos que podem ser unidos ou não por um meio cimentante ou coesivo. Estes grãos podem ter dimensões tão ínfimas quanto reticulados cristalinos de minerais e grãos de dimensões visíveis a olho nu. O aumento do confinamento é traduzido em um maior intertravamento da estrutura interna dos

materiais friccionais, contribuindo com a coesão na resistência ao cisalhamento (Santos, 2009).

Os três principais modos de falha deste tipo de material são ilustrados na Figura 7 e são definidos por três regiões:

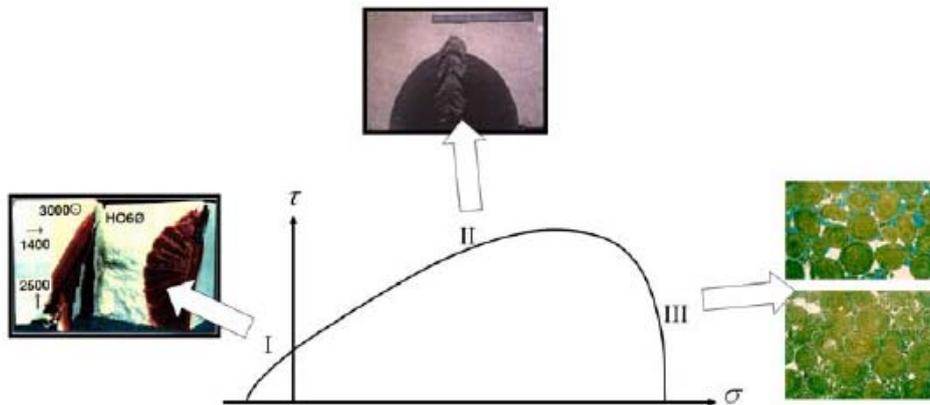


Figura 11 - Modos de falha típicos de um material friccional

- Região I – tração direta: os materiais friccionais apresentam resistência à tração bem inferior à resistência à compressão. Um valor típico é 1:10. Em maciços rochosos a ruptura à tração surge em casos de flexão de camadas de rocha, em tração direta associada ao cisalhamento de descontinuidades não persistentes ou bordas de fraturas e em fenômenos de fraturamento hidráulico. Na Figura 7 este modo de falha é ilustrado por um ensaio de fraturamento hidráulico realizado em corpo de prova de gesso;
- Região II – cisalhamento: caracterizado pela formação ou ativação de uma superfície de ruptura devido a esforços de cisalhamento. À falha por cisalhamento está associado em geral um aumento de volume do material, denominado de dilatância, e que se deve ao rearranjo do material trabalhado no plano de falha no caso de rochas brandas e às rugosidades das superfícies de ruptura em deslocamentos no caso de rochas competentes. Na Figura 7 este modo de falha é ilustrado por uma falha de cisalhamento devido à concentração de esforços decorrente da escavação de uma cavidade circular;

- Região III – colapso da estrutura: falha compressiva na qual a estrutura da rocha sofre uma redução de volume e se caracteriza pela fragmentação da rocha, rotação de grãos e colapso da estrutura porosa. Na Figura 7.3 este modo de falha é ilustrado por duas análises de lâmina de material em microscópio: uma efetuada com material de rocha intacta e a outra com material obtido de rocha ensaiada em laboratório, exibindo a redução no volume poroso, quebra de agentes cimentantes e bordas de grãos com compactação da estrutura e geração de material particulado de fina granulometria.

Do ponto de vista microestrutural, este tipo de material é intrinsicamente descontínuo, caracterizado por pelo menos duas fases distintas:

- Arcabouço sólido ou matriz da rocha: subdivide-se em grãos e agente cimentante (Jaeger & , 2007; Goodman, 1989)
- Fluido contido no espaço poroso.

Um bom modelo constitutivo macroscópico para materiais friccionais deve reproduzir os três modos de falhas principais citados anteriormente, além de características deformacionais do meio. O desenvolvimento de deformações recuperáveis e irreversíveis associados aos mecanismos detalhados anteriormente ocorre concomitantemente durante o carregamento, e a forma como estas deformações se desenvolvem depende da trajetória de carregamento e da proximidade do estado de tensão à superfície de critério de falha. A parcela recuperável, também denominada de elástica, demonstra-se não linear e pode ser isolada nas trajetórias de descarregamento e recarregamento (Goodman, 1989).

A figura 8 representa um exemplo de comportamento tensão-deformação para um ensaio de compressão hidrostática, no qual se observam quatro regiões bem definidas (Goodman, 1989).

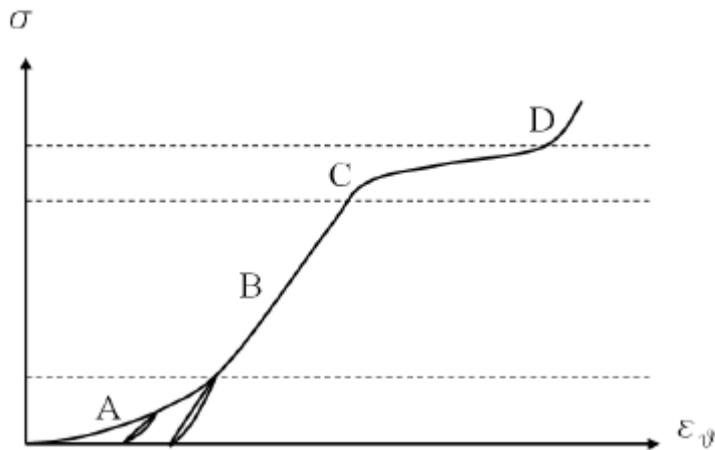


Figura 12 - Comportamento típico de um ensaio de compressão volumétrica em materiais friccionais (Goodman, 1989)

- Região A: fechamento de fissuras pré-existentes na rocha, caracterizado pelo desenvolvimento de grandes deformações com baixo grau de confinamento. Este comportamento, apesar de ser atribuído à existência de descontinuidades na rocha, é modelado nos modelos constitutivos como uma propriedade do meio contínuo. As deformações não recuperáveis observadas nos descarregamentos se devem às fissuras que permanecem fechadas após descarregamento;
- Região B: carregamento puramente elástico da rocha. A depender do grau de consolidação esta região pode não ocorrer;
- Região C: colapso da estrutura porosa da rocha, envolvendo grandes deformações irreversíveis e grande dissipação de energia devido à quebra do agente cimentante quebra e rotação de grãos;
- Região D: travamento da estrutura. O meio se torna mais denso e intertravado, aumenta a área de contato entre os grãos proporcionando um melhor desenvolvimento de cadeias de tensões intergranulares. A resistência e rigidez do material aparentam crescer indefinidamente, pelo menos na região de interesse para engenharia.

O comportamento ao cisalhamento é mais complexo e é exemplificado na Figura 9 com as regiões definidas na sequência (Goodman, 1989).

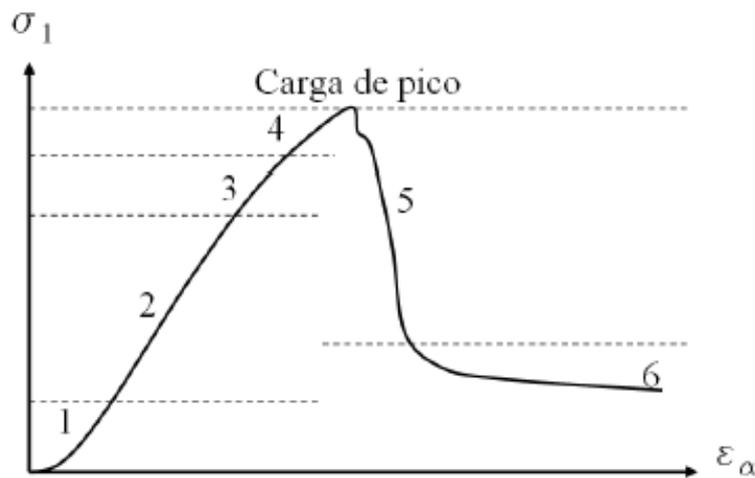


Figura 13 - Comportamento tensão vs. deformação típico para carregamento desviatório (Goodman, 1989)

- Região 1: fechamento das fissuras, assim como na compressão volumétrica;
- Região 2: comportamento elástico;
- Região 3: criação de novas fissuras no material nas regiões mais solicitadas. Nesta fase o crescimento das fissuras é estável, significando que elas crescem até um comprimento definido;
- Região 4: aumento na densidade de microfissuração, eventualmente coalescendo microfissuras;
- Região 5: fraturamento macroscópico pela coalescência das microfissuras;
- Região 6: deslizamento nos planos de falha produzidos.

Finalmente, o comportamento à tração idealizado para estes materiais é bastante simplificado. Existe uma região da envoltória de esforços solicitantes que, quando ultrapassada, se admite que o material tenha falhado à tração. (Santos, 2009)

### 3.3.1 Carvão Mineral

A dificuldade em se estudar um reservatório de carvão deve-se ao fato de que grandes variações geológicas estão presentes em um mesmo reservatório, tais como: descontinuidades de grande porte e natureza diversa (fraturas, falhas, intrusões), presença de estruturas numa escala bem menor, destacando-se as inclusões de minerais não carbonosos (nódulos de pirita, lentes/camadas de carbonato concentrado, por exemplo) e por pequenas descontinuidades intrínsecas desse tipo de rocha (*cleats*). (Gonzatti, 2007). Esses fatores influenciam diretamente a resistência e deformabilidade da rocha.

Diversas pesquisas com foco na caracterização mecânica do carvão foram desenvolvidas com objetivo de atender à demanda da indústria da mineração, ou seja, à estabilidade estrutural das minas.

Bieniawski (1968) estudou o efeito escala na resistência à compressão uniaxial em carvões da África do Sul. Foram realizados ensaios em corpos de prova cúbicos com arestas de aproximadamente 2 cm a 2m. Ele associou o decréscimo da resistência em função do aumento do tamanho do corpo de prova à densidade de descontinuidades nos mesmos.

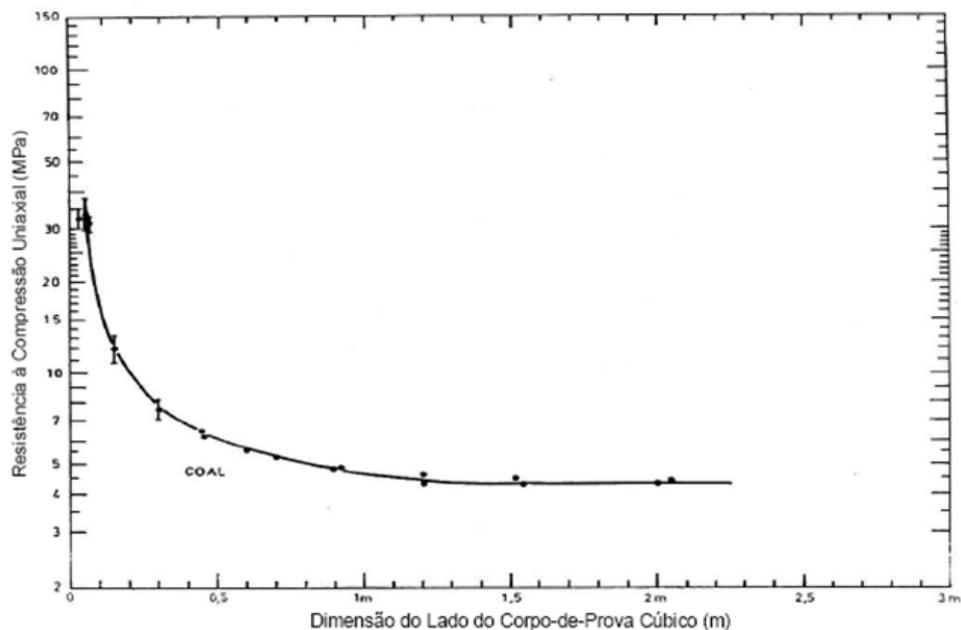


Figura 14 - Influência do tamanho dos corpos-de-prova em resultados dos ensaios uniaxiais (adaptado de Bieniawski, 1968)

Hobbs (1964) analisou a influência da pressão confinante sobre as características de resistência e deformabilidade do carvão. Em geral, ele observou que a direção do carregamento não influenciou a resistência do material; os corpos de prova foram preparados com diferentes orientações. Em relação ao módulo de Young, foi notado um aumento do seu valor com o aumento da pressão confinante. Hobbs atribuiu as mudanças no módulo de Young ao efeito da compactação, ocorrida devido ao material se tornar menos frágil sob aumento da pressão.

Estudos realizados na camada Barro Branco mostraram que a heterogeneidade, como presença de siltitos e folhelhos carbonosos, proporciona resultados distintos no que diz respeito à resistência do material. Essa variabilidade presente na camada de carvão deverá ser considerada para melhor aproveitamento do reservatório, uma vez que se trata de rochas com diferentes características de resistência e deformabilidade.

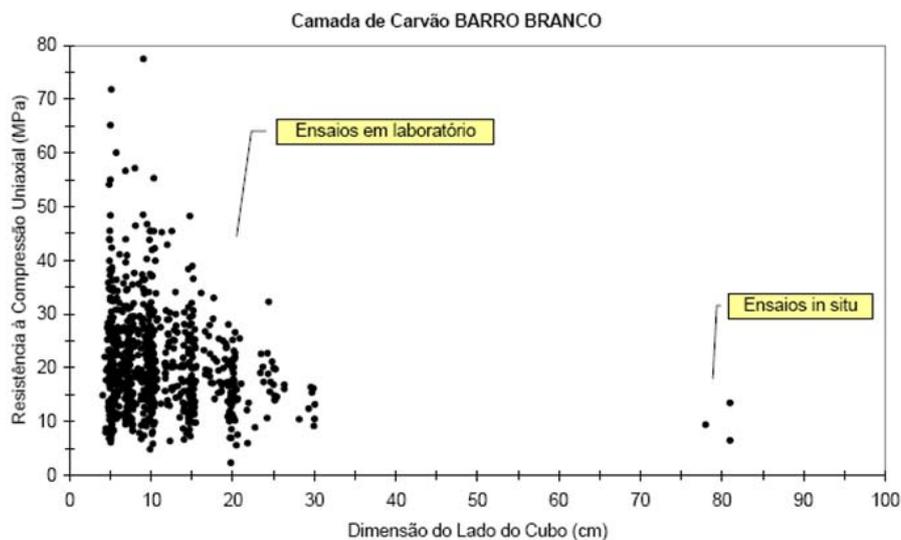


Figura 15 - Resultados de compressão uniaxial com materiais da camada de carvão Barro Branco (adaptado de Cientec, 1990; Zorzi et al., 1998, Agostini et al., 2002; apud Gonzatti, 2007)

Gonzatti (2007) estudou o comportamento mecânico do carvão proveniente da camada Bonito na Bacia Carbonífera Sul-Catarinense. Foram realizados sete ensaios de compressão uniaxial e 11 de compressão triaxial, sendo que em oito corpos de prova se realizou ensaio multiestágio.

Os parâmetros da envoltória de resistência da rocha intacta foram calculados segundo o critério de Hoek-Brown apresentado na figura 13. Gonzatti (2007)

observou fraturas que evidenciavam slickensides nas amostras de carvão conforme visto na figura 12.

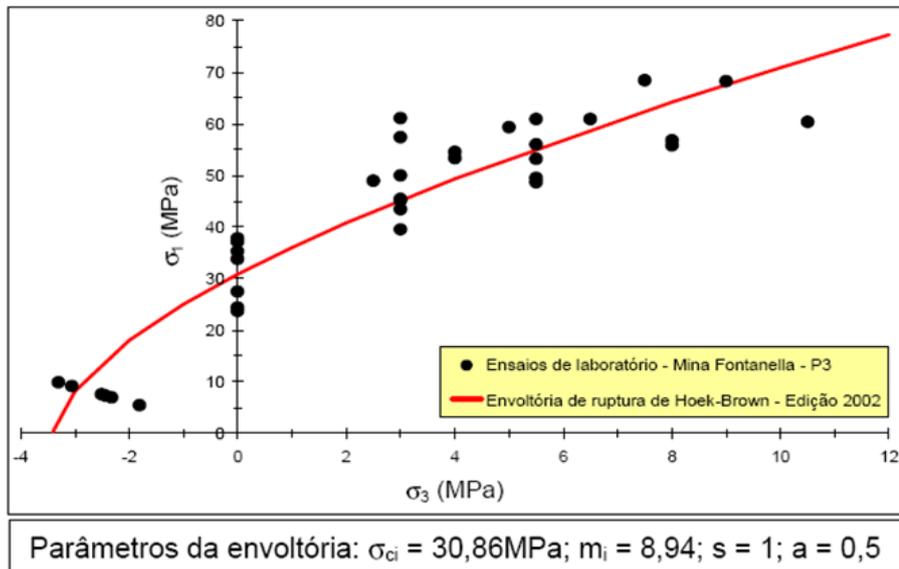


Figura 16 - Envoltória de resistência do carvão as camada Bonito presente na Mina Fontanella em Santa Catarina segundo o critério de Hoek-Brown (Gonzatti, 2007).



Figura 17 - Presença de slickensides (Gonzatti, 2007)

Atualmente, estudos mecânicos são desenvolvidos em carvão com foco no reservatório de gás. Viète & Ranjith (2005) analisaram a influência da adsorção de

CO<sub>2</sub> nas propriedades mecânicas do carvão. Os resultados dos ensaios uniaxiais indicaram que a adsorção do CO<sub>2</sub> provoca redução na resistência à compressão e no módulo de elasticidade do material na ordem de 13% e 26%, respectivamente. Nos ensaios triaxiais não foi observada mudança significativa nesses resultados.

Gentzis et al. (2006) realizaram ensaios em carvões oriundos de minas ativas do Canadá. Os resultados mostraram uma envoltória de resistência não linear, e aumento da resistência à compressão de 8,6 MPa a 80,8 MPa com o aumento da tensão confinante. Os valores do módulo de deformabilidade variaram de 1,12 a 5,07 GPa e o coeficiente de Poisson variando de 0,26 a 0,48.

Deisman et al. (2008) analisaram diferentes trajetórias de tensões em amostras de carvão oriundos da Bacia de Alberta, Canadá. Utilizou-se critério de ruptura de Hoek-Brown com GSI de 85 para representar as descontinuidades presentes. Os seguintes parâmetros foram encontrados:  $\sigma_{ci} = 20.5$  MPa,  $m_i = 16,7$  e  $a = 0.5$ .

Considerando os impactos causados pelo declínio da pressão no reservatório, Harpalani (1999) em seu estudo sobre a compressibilidade do carvão, notou uma redução de volume com a redução da pressão do gás na amostra, provavelmente ocasionada pela dessorção do gás metano presente. Em relação ao gás hélio a mudança de volume é linear conforme apresentado na Figura 14.

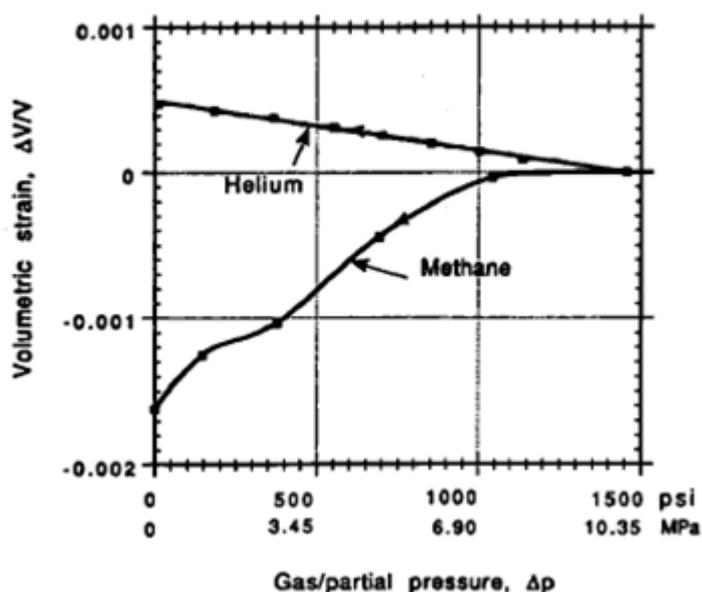


Figura 18 - Variação do volume da matriz com o decréscimo da pressão de gás (Harpalani, 1999).

Connel et al. (2010), a partir do acoplamento entre pressão, deformação e processos geomecânicos, propuseram uma correlação da variação da permeabilidade que assume as seguintes hipóteses simplificadoras: deformação uniaxial, tensão vertical total constante, propriedades geomecânicas constantes (Módulo de Young e Coeficiente de Poisson não sendo função da pressão nem da tensão), Compressibilidade constante, coeficiente de Biot unitário, deformação do poro e deformação total coincidentes. Essas hipóteses podem levar a erros e merecem estudos complementares.