

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Comportamento das Formações Rochosas

Dentre as características das rochas, porosidade e permeabilidade são, talvez, as mais importantes para a engenharia do petróleo (Araújo, 2002). Essas propriedades estão diretamente ligadas à lucratividade de um reservatório. Do ponto de vista econômico, um reservatório é considerado de boa produtividade, se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, uma boa porosidade e permeabilidade.

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

Em um meio poroso, a permeabilidade está associada a parâmetros de escalas microscópica e macroscópica (Wang e Park, 2002). No nível microscópico, os principais parâmetros são tamanho, forma, orientação e interconexão dos poros. No macroscópico, os parâmetros incluem a abertura das microfraturas naturais, a rugosidade das microfraturas e a distribuição e conexão das famílias de microfraturas, no caso de reservatórios microfraturados.

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

Nas rochas sedimentares, *in situ*, os poros e as fissuras/fraturas podem conter óleo, gás e água. A produção de fluidos destas rochas-reservatório reduz a poro-pressão, levando a um aumento da tensão efetiva, que por sua vez, pode

alterar a geometria dos poros da rocha, especificamente a forma e as dimensões dos poros e gargantas de poros, alterando também as propriedades de fluxo (Zimmerman, 1991).

2.2 Porosidade das Formações

Porosidade de rochas é um parâmetro adimensional utilizado para quantificar os espaços vazios ou poros existentes em um determinado material. A porosidade expressa a capacidade da rocha em armazenar fluidos. Dois tipos de porosidade são importantes em reservatórios (Berryman e Wang, 2000):

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

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

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

A Figura 2.1, um desenho esquemático de grãos e poros, mostra como a porosidade pode variar em função de diferentes configurações de tamanho e arranjo de poros. As variações na porosidade das rochas se devem a vários fatores, dentre os quais se podem destacar:

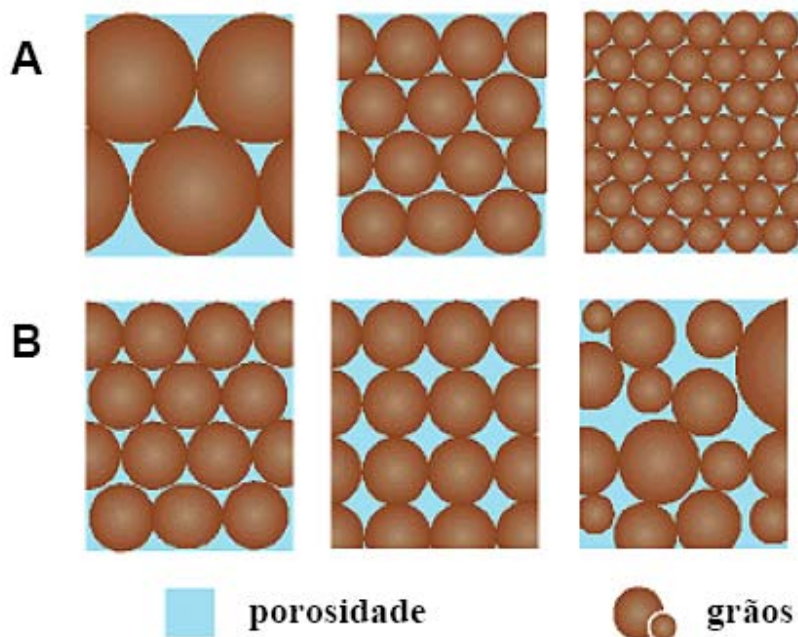


Figura 2.1 – Visualização esquemática de como diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (A) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (B) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (MHHE, 2000)

- forma e imbricamento dos grãos;
- presença de materiais de granulometria fina, como argila e silte, ocupando os espaços intergranulares;

- presença de materiais cimentantes (calcita, sílica, sais, entre outros), que podem preencher total ou parcialmente os poros do meio;
- distribuição granulométrica;
- idade da rocha;
- profundidade, abaixo da superfície, na qual a rocha se encontra;
- aplicação de carregamento externo, etc.

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

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

Para estudos de fluxo subterrâneo, no entanto, o interesse recai sobre a porosidade efetiva, ou seja, aquela que reflete o grau de intercomunicação entre os poros, permitindo assim a percolação do fluido. A porosidade efetiva (n_e) pode representar apenas uma pequena parcela da porosidade, sendo expressa pela relação entre o volume de poros interconectados (V_e) e o volume total (V).

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

Do fluido contido no meio, parte é retida por efeitos capilares e moleculares, sendo expressa pela capacidade de retenção específica (n_s), que é definida pela relação entre o volume de fluido retido no meio (V_s), depois de escoado o fluido livre ou gravitacional, e o volume total (V) (Azevedo e Albuquerque, 1998).

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

A produtividade do reservatório está diretamente ligada à permeabilidade do meio e a pressão do fluido no interior do reservatório.

2.3 Permeabilidade das Formações

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

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

$$Q = k.A.\frac{\Delta h}{L} \quad (2.4)$$

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

Uma versão reduzida desta equação é:

$$Q = k.i.A \quad (2.5)$$

com i sendo o gradiente hidráulico:

$$i = -\frac{dh}{dx} \quad (2.6)$$

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

No âmbito de validade da lei de Darcy, a condutividade hidráulica é um valor constante para cada meio e para cada fluido, dentro de condições determinadas. Para a condutividade hidráulica, além da influência da natureza do meio, há também a influência da densidade e da viscosidade do fluido (propriedades do fluido), que são função da temperatura e pressão às quais este está submetido.

Quando se usa a “permeabilidade intrínseca”, aqui chamada apenas de permeabilidade, a lei de Darcy pode ser escrita como:

$$Q = -k \cdot \frac{\gamma_f}{\mu} \cdot \frac{dh}{dx} \cdot A \quad (2.7)$$

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

Ao usar o método de fluxo em estado permanente para medida da permeabilidade, a equação anterior pode ser reescrita para que a permeabilidade possa ser calculada pelas diferenças de pressão medidas e vazões:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (2.8)$$

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

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

A permeabilidade é uma propriedade física complexa da rocha que fornece informação sobre o grau de interconexão entre os poros e fissuras e está

intimamente relacionada à distribuição tanto da porosidade (n) quanto da porosidade efetiva (n_e) e pode ser sensível ao estado de tensão. Por isso, para determinação da permeabilidade, fatores como história de tensão, influência de tensão na permeabilidade e anisotropia de permeabilidade não podem ser ignorados (Keaney *et al.*, 1998).

2.4

Fraturamento em Rochas Reservatório

Iniciada a produção ou mesmo ainda durante a fase de perfuração, a passagem contínua do óleo ou do gás, através das fendas, se dá com o arraste de resíduos sólidos que gradativamente vão preenchendo as fraturas, fechando-as ou reduzindo os espaços, diminuindo a vazão do óleo ou do gás, com a conseqüente redução da produtividade do poço, até condições tão críticas que podem, até mesmo, levar à interrupção das operações do poço.

Técnicas foram desenvolvidas com a finalidade de reabilitar esses poços ou de melhorar sua produtividade. Entre essas técnicas encontra-se a técnica do fraturamento das rochas-reservatório.

Um dos métodos mais comuns e utilizados de fraturamento em rochas reservatório é o fraturamento hidráulico. Através deste, caminhos de alta permeabilidade são criados em direção às partes mais interiores das rochas-reservatório visando o aumento de produtividade do poço.

O fraturamento hidráulico é um processo que resulta na criação de fraturas nas rochas. Este método de engenharia de petróleo tem sido utilizado nos últimos 60 anos em milhares de poços de produção de petróleo e de gás natural em todo o mundo para criar micro fraturas que se estendem a partir de um poço perfurado em rochas orientadas para melhorar a recuperação de petróleo e gás natural .

As fraturas hidráulicas podem ser naturais ou artificiais e são propagadas por pressão do líquido interno que abre a fratura e faz com que ela cresça na rocha.

O sucesso de uma operação de fraturamento hidráulico depende fundamentalmente de um projeto que leve em conta as características do reservatório: espessura da camada produtora, propriedades da rocha-reservatório e

camadas adjacentes (módulos de deformação e coeficientes de Poisson, resistência a compressão e a tração, tenacidade a fratura, porosidade, permeabilidade, etc.), existência de fraturas naturais, anisotropia, etc. Muitos desses parâmetros são de difícil obtenção, freqüentemente apresentando variações significativas entre valores obtidos por análise de observações no campo, e valores obtidos de amostras ensaiadas em laboratório.

Estas micro fraturas são tipicamente mantidas abertas por um propante, quando a injeção do fluido é interrompida. Tais propantes podem ser, entre outros utilizados, grãos de areia, o que impede o fechamento dessas fraturas, reduzindo assim a produção do reservatório.

O Fraturamento hidráulico para a estimulação de poços de petróleo e gás foi usado pela primeira vez nos Estados Unidos em 1947. Foi inicialmente utilizado comercialmente em 1949, e por causa de seu sucesso no aumento da produção de poços de petróleo foi adotado rapidamente, e é agora usado em milhares de poços de petróleo e gás por ano. (Howard, 1970) O primeiro uso industrial de fraturamento hidráulico foi em 1903, de acordo com Watson. (Watson, 1910)

2.5

Propantes

Propantes (ou agentes de sustentação de fraturas, com também são conhecidos) são materiais, que impedem o fechamento das fraturas, quando a injeção do fluido de fraturamento é interrompida, após o tratamento de fraturamento hidráulico. São materiais sólidos e devem ter resistência mecânica suficiente para resistirem as pressões internas impostas pelas rochas sem se quebrar mas também não podem possuir alta densidade para não comprometer o seu processo de injeção na fratura e acabar por se sedimentar ao longo do caminho, antes de atingir o interior das fraturas. Também devem resistir às altas temperaturas encontradas e resistir aos efeitos corrosivos do meio, entre outras características. Além disso, devem reunir condições de não refluir para o poço (processo este conhecido como *proppant flowback* ou refluxo de propantes), o que viria a provocar uma série de transtornos como entupimento de bombas,

contaminação do meio ambiente por essas partículas impregnadas de hidrocarbonetos, entre outros. Como exemplos desses materiais, podemos encontrar: grãos de areia, cerâmica ou outras partículas.

2.6 Refluxo de Propantes (*Proppant Flowback*)

Um problema que freqüentemente ocorre envolvendo fraturamento de reservatórios é o retorno do propante injetado nesta fratura ou “*proppant flowback*”, como é usualmente conhecido. Ocorre usualmente em reservatórios de óleo ou gás em que forças de arraste do fluido deslocam e carregam propantes para fora da fratura.

Locais na fratura maiores que 5,5 diâmetros de grãos são intrinsecamente instáveis, independentes da tensão efetiva do propante. Nestes casos, o fluxo do fluido varre o propante para fora da fratura. Além da largura da fratura, a tensão de fechamento mostra afetar a ocorrência do flowback tanto em estudos envolvendo modelagem quanto experimentais. (Economides, 2000)

O flowback do propante ocorre frequentemente durante o período de limpeza do poço, período de algumas semanas após o tratamento da fratura, mas também pode ocorrer durante toda a vida produtiva do poço. Até 20% do propante colocado na fratura pode voltar durante o período de limpeza. O propante que flui de volta tem um efeito prejudicial sobre os equipamentos de produção e requer o uso de separadores na linha de produção. A preocupação com o flowback do propante pode restringir o fluxo de fluido durante a limpeza e produção do poço.

Na maioria dos casos o flowback do propante não reduz a produção do poço. Pode-se concluir que a fratura não se fecha totalmente quando o propante é produzido.

O flowback de propante é mais provável de ocorrer com menor tensão de fechamento ou maior largura da fratura. Outra causa possível é quando a tensão de fechamento varia de ponto a ponto na fratura entre o máximo e zero como resultado da ocupação irregular do propante na fratura. A variação da tensão resultante pode permitir que o propante seja carregado para fora da fratura a partir de regiões de baixa tensão de confinamento.

Várias técnicas têm sido usadas para controlar o flowback de propante, entre elas, o uso de propantes cobertos com resinas curáveis e o uso de tecnologia em fibra. (Economides, 2000)

Assim como para controle de produção de areia, a previsão para flowback de propantes é específica para cada poço, campo, formação e fratura e depende de observações de campo e correlações para determinada área.

As Técnicas Utilizadas:

a) Propantes cobertos com resina: A utilização de resinas fenólicas curáveis com propantes é um método popular para o controle do retorno de propante. A técnica é aplicada a todos ou a uma certa parte dos propantes colocados na fratura. Sob tensão de fechamento, tempo e temperatura, o propante resinado é depositado no interior da fratura e forma um agregado denso em torno da abertura da fratura. Isto dificulta a saída do propante para o exterior da fratura.

Esta resina pode ser aplicada a areia ou outros tipos de propantes. Os propantes resinados são misturados e bombeados e o poço é fechado por um período de tempo para permitir que a resina aglutine os propantes. Isto forma um aglomerado consolidado mas permeável filtrando toda a região ao redor do poço e retendo os grãos de propante.

b) Tecnologia de fibra: A tecnologia em fibra foi desenvolvida para manter o propante na fratura durante a produção de petróleo, gás ou ambos e permitir uma maior flexibilidade ao projeto considerando o flowback e a utilização de propantes resinados. Estes aditivos trabalham pelo mecanismo físico do reforçamento em fibra ao acaso e, portanto, as reações químicas de cura não são necessárias para manter o propante no lugar. Nenhuma combinação de temperatura, pressão ou tempo é necessária. Pode haver fluxo nos poços a altas taxas (dependendo do número de perfurações). Por não ocorrer reações de cura, a região ao redor do poço é limpa, semelhante ao que ocorre àquela situação com propante normal, sem resina.

2.7

Mecanismos que Governam o Refluxo de Propantes

Vários fatores estão associados à ocorrência do refluxo do propante (definido no Capítulo 1 item 1.1). A estabilidade do pacote granular no interior da fratura é a chave para entender o processo de refluxo. Essa estabilidade é fortemente influenciada pela velocidade de fluxo do fluido através da camada de propante. Esse é um fator que leva à desestabilização da camada granular. Outros fatores são: o tamanho das partículas, a largura da fratura, viscosidade do fluido produzido e tensões de confinamento da fratura. Estudos indicam que há uma velocidade mínima de fluido, acima da qual o refluxo é desencadeado. Esse valor de velocidade diminui com o aumento das tensões de confinamento e da largura da fratura, mas aumenta com o tamanho das partículas do propante (Veloza, 2006).

Um procedimento simples para controlar o refluxo de propante seria reduzir a taxa de produção até que cessasse completamente o refluxo do material de sustentação para dentro do poço. Contudo, economicamente, este procedimento é inaceitável. Assim, a solução mais viável passa a ser a adoção de medidas de produção e de critérios para adoção do material de sustentação, no sentido de minimizar o seu refluxo.

Além da tensão confinante, outras propriedades levadas em conta no controle de refluxo são: o tamanho das partículas e a sua distribuição de tamanho (granulometria), a quantidade de finos, o arredondamento e a esfericidade dos grãos e a densidade do propante.

As relações entre as diversas propriedades de propantes e a ocorrência de refluxo são discutidas a seguir.

a) Resistência ao esmagamento – a tensão de fechamento de uma fratura ou tensão máxima que atua sobre o propante, pode ser estimada através da diferença entre a pressão de fraturamento e a pressão de produção no poço. Quando o poço começa a produzir, essa tensão atua no sentido de fechar a fratura e confinar o propante. Por essa razão, a resistência do material de

sustentação à tensão de fechamento deve ser elevada o suficiente para impedir o esmagamento dos grãos e a conseqüente produção de finos, o que poderia reduzir significativamente a permeabilidade da fratura. A Figura 2.2 ilustra diferentes possibilidades de configuração da camada de propante (pacote de grânulos, monocamada uniforme e monocamada não uniforme) bem como o que ocorre a cada tipo de configuração em caso de esmagamento e penetração dos grãos na formação rochosa. Deve-se ressaltar que a fragmentação dos grânulos produz finos que serão carregados para o poço pelo fluxo, ou então ficarão na camada, preenchendo os poros menores, bloqueando a passagem de fluido. A Figura 2.3 apresenta curvas de permeabilidade contra a tensão confinante para diversos tipos de propantes. A queda de permeabilidade reflete a ação da tensão de fechamento da fratura sobre a estabilidade da camada e a integridade dos grânulos de propante.

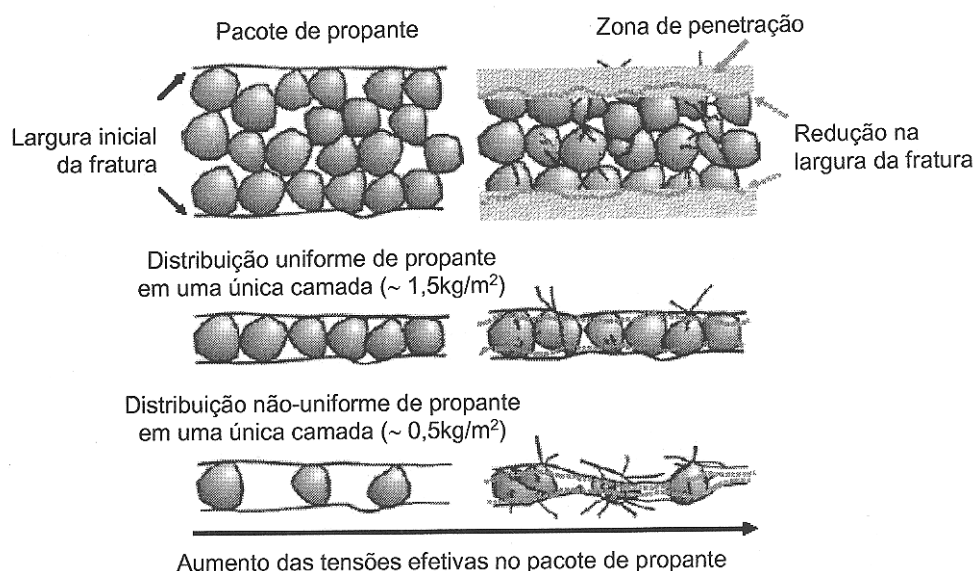


Figura 2.2 – Esmagamento e penetração do propante na rocha de formação (apud Legarth *et al.*, 2003)

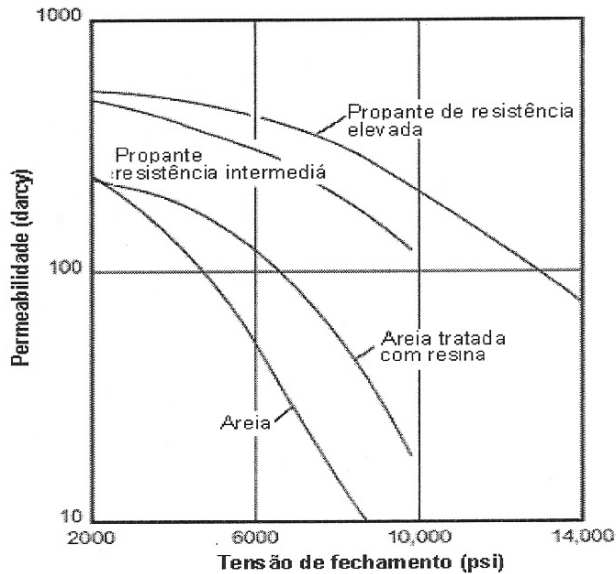


Figura 2.3 – Comparação entre os valores de resistência ao esmagamento de vários tipos de propante (Economides et al., 2000)

b) Tamanho e distribuição dos grãos – a permeabilidade da fratura é uma grandeza diretamente proporcional ao quadrado do diâmetro dos grãos de propante (Economides et al., 2000), devendo-se, contudo, observar os seguintes aspectos:

- propantes de grande diâmetro contribuem efetivamente para o aumento da permeabilidade da fratura apenas sob baixas tensões de fechamento, visto que quanto maior o tamanho do grão, maior é sua suscetibilidade ao esmagamento em grandes profundidades. Isto ocorre em virtude de grãos adjacentes geralmente possuírem diferentes orientações cristalográficas e um contorno de grão em comum e, durante a deformação plástica, o escorregamento ou o deslocamento de discordâncias ocorrerem neste contorno, de um grão A para outro B. O contorno de grão funciona como uma barreira a estes deslocamentos, por duas razões:
 - Como os dois grãos possuem diferentes orientações cristalográficas, a discordância, ao passar do grão A para o B, precisa alterar sua direção de deslocamento, o que se torna mais difícil à medida que as desorientações aumentam

- A desordem atômica nos contornos de grão resultam na descontinuidade dos planos de escorregamento entre um grão e outro

Assim, um material com grãos mais finos possui maior dureza e resistência mecânica do que um material com grãos maiores, pois os primeiros possuem maior número de contornos de grão.

- em formações com elevado teor de impurezas ou sujeitas à significativa produção de finos, não é recomendável o uso de propantes com grãos de grande diâmetro, pois tanto as impurezas quanto os finos tendem a invadir o pacote de propante, provocar um estreitamento dos canais de fluxo e, conseqüentemente, uma rápida redução na permeabilidade da fratura;

- embora propantes de menor diâmetro propiciem baixa permeabilidade inicial, a permeabilidade média ao longo da vida útil do poço é maior que aquela obtida com propantes de grande diâmetro que normalmente apresentam um rápido declínio da produção.

A Figura 2.4 relaciona a condutividade da fratura com o tamanho das partículas de propante e da tensão de fechamento.

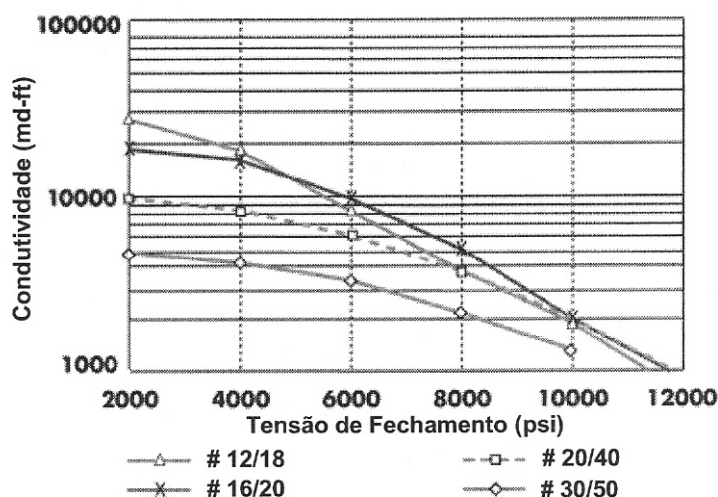


Figura 2.4 – Valores de condutividade da fratura em função do tamanho dos grãos de propante e da tensão de fechamento (apud www.carboceramics.com)

É importante ressaltar ainda que o tamanho das partículas de propante deve ser compatível com a largura da fratura a ser sustentada, de modo que o agente possa ser eficientemente transportado durante o tratamento sem ocorrência de um “embuchamento” prematuro, o que tipicamente acontece quando o tamanho máximo da partícula de propante é maior do que a metade da largura da fratura criada. A designação “embuchamento” se aplica ao bloqueio do crescimento de fratura, devido à formação de “pontes” (bridges) de propante no interior da fratura durante o bombeio, causando um aumento súbito na pressão de propagação e forçando sua paralisação.

c) Arredondamento e esfericidade das partículas – o arredondamento e esfericidade das partículas de propante influenciam a porosidade do pacote granular e, em consequência, a permeabilidade da fratura.

A esfericidade define o quanto o grão de propante se aproxima da forma esférica. E o método tradicional adotado utiliza um comparador visual desenvolvido especialmente para isso, ilustrado na Figura 5 (Krumbein and Sloss, 1955). Esse comparador visual contém representações de diferentes formatos de grãos e é usado na determinação visual da esfericidade. Nesse método, 20 partículas a serem examinadas, são separadas aleatoriamente e examinadas, com auxílio de microscópio. Seu formato é então avaliado através de comparador visual. Os valores adotados nesse comparador variam de 0,3 a 0,9. A esfericidade do propante é determinada tomando-se a média das esfericidades obtidas de cada grão da amostra do propante.

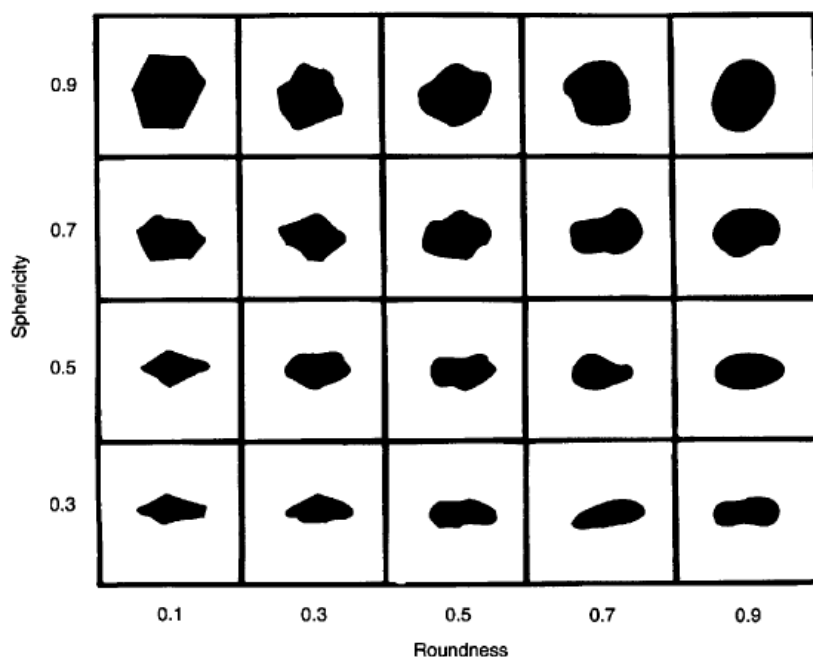


Figura 2.5 – Comparador visual para esfericidade e arredondamento desenvolvida por Krumbein and Sloss.

O arredondamento é uma medida da curvatura do grão, ou seja, expressa o quanto a sua borda é pontiaguda. A determinação do arredondamento é feita com as mesmas partículas usadas na determinação da esfericidade e usando o mesmo comparador de Krumbein e Sloss. O arredondamento de cada uma das 20 partículas tomadas aleatoriamente é avaliado e o arredondamento da amostra é tomado como a média aritmética dos resultados obtidos.

Pela escala de Krumbein e Sloss, materiais esféricos são aqueles que apresentam medida de $0,9 \times 0,9$, enquanto aqueles que apresentam esfericidade e arredondamento inferiores a $0,8 \times 0,8$ podem ser chamados de angulares. Quanto menor as medidas apresentadas, mais angular é o material.

Se os grãos do propante forem arredondados e aproximadamente de mesmo tamanho, sob elevadas tensões de fechamento a distribuição de tensões sobre o pacote de propante tende a ser mais uniforme, reduzindo a ocorrência de esmagamentos e produção de finos. Isso favorece o aumento da permeabilidade. Por outro lado, em poços rasos (baixa tensão confinante), se propantes esféricos são usados e o poço é limpo muito rapidamente, sem que se dê tempo para a estabilização da coluna de propante, aumenta a chance de ocorrência de refluxo.

d) Densidade do propante – a densidade é um fator de significativa importância durante o bombeio do propante para o interior da fratura, visto que a taxa de sedimentação cresce linearmente com o aumento da densidade do material de sustentação. Propantes de alta densidade (como os cerâmicos de elevada resistência) são menos propensos a se manterem em suspensão no fluido de fraturamento. Por isso são mais difíceis de serem transportados para as regiões superiores da fratura. O transporte e posicionamento desse tipo de propante podem, no entanto, ser facilitados de duas formas: através do uso de fluidos de fraturamento de alta viscosidade (para retardar o processo de sedimentação) ou através do aumento da taxa de injeção do propante (para reduzir o tempo de tratamento) (Cachay, 2004). O refluxo do material de sustentação para o interior do poço (proppant flowback) pode variar de poucos grãos a muitos quilos de material por hora.

Andrews e Kjørholt (1998) ressaltam a importância de se distinguir dois períodos diferentes de ocorrência de refluxo de material de sustentação. O primeiro, durante a fase de limpeza do poço, não causa transtornos visto que é praticamente inevitável a presença do material de sustentação no poço logo após o tratamento da fratura. O segundo, mais complexo e problemático, ocorre durante a fase de produção, com o refluxo do material de sustentação para o interior do poço.

A prevenção do refluxo requer empacotamentos de propantes capazes de resistir a modificações de forças induzidas durante produções normais. Paralelamente, o pacote de propante deverá ser capaz de resistir à compressão e ao rearranjo das forças induzidas por produções cíclicas intermitentes.

Outras soluções também conhecidas para diminuição, prevenção ou mesmo eliminação do fenômeno de refluxo compreendem o uso de propantes resinados, tais como a areia resinada. As resinas mantêm os grãos unidos dificultando, assim, o seu escoamento a partir das fendas. As patentes a seguir têm como objeto propantes deste tipo: US 6.528.157, US 6.311.773, US 6.116.342, US 6.079.492, US 5.924.448, US 5.908.073.

Segundo estes documentos, é importante diferenciar o refluxo de propantes não-resinados, onde quase sempre o fenômeno ocorre devido à instabilidade estrutural do propante em si, do refluxo de propantes resinados, onde quase

sempre o fenômeno acontece por problemas de desenho da fratura ou qualquer outra razão. Contudo não é o caso de disseminar o uso de propantes resinados para quaisquer tipos de poços e fraturas. Conforme dito anteriormente, as resinas, ainda que contribuam para a minimização do refluxo, provocam a diminuição da permeabilidade da fratura. Isto leva à diminuição da produtividade do poço. Adicionalmente, as resinas têm baixa resistência a altas temperaturas e menor resistência ao esmagamento pela ação da pressão de confinamento. Por fim, seu uso causa um aumento substancial nos custos, dado que as resinas possuem um valor relativamente elevado.

Têm-se observado também problemas graves na utilização de propantes resinados relacionados à perda total do propante localizado junto às paredes da fratura, devido à separação da resina do substrato.

Há ainda tentativas de uso de metais junto a propantes cerâmicos, como em GB 2.359.316. Esse caso específico apresenta uma composição de propante que envolve uma mistura de propante cerâmico e um material deformável, por exemplo, o alumínio.

A patente US-4.713.203 refere-se a um propante no qual se utiliza uma qualidade única e específica de bauxita que ocorre naturalmente em partículas muito finas, da ordem de 0,02 a 0,3 micra e que pode ser separada das partículas mais grossas, não prevendo uma pré-calcinação, porém não utilizando nenhum tipo de aditivo. Já a patente US-4.623.630 usa mistura de bauxita, alumina ou ainda suas misturas, como argila calcinada coletada em filtros de pó. Este documento prevê a possibilidade da utilização de agentes de sinterização do tipo bentonita, óxido de ferro, boro, carbeto de boro, diboreto de alumínio, nitreto de boro, fosfeto de boro e outros compostos de boro. Prevê a possibilidade de utilização de fluxos, tais como, carbonato de sódio, carbonato de lítio, feldspato, óxido de manganês, óxido de ferro e silicato de sódio e a utilização de ingredientes pré-calcinados juntamente com os não calcinados e, ensina ainda, a utilização de resinas e ceras de forma a tornar mais resistente a mistura ainda inconsolidada. A patente EP-0.116.369 utiliza bauxita, argila e casca de castanha, pretendendo a produção de um propante poroso e leve. Emprega dióxido de manganês como agente de sinterização e amido de cereal como ligante temporário.

A patente EP-0.112.350 descreve a produção de um propante em que se utiliza bauxita pré-calcinada e pelo menos três fundentes de metais alcalino-terrosos na forma de talco, dolomita e bentonita cálcica em quantidades superiores a 3% cada um deles, com a finalidade de reduzir a temperatura de sinterização.

Já no caso da produção do propante descrito na patente US-4.894.285 emprega-se uma mistura de argila pré-calcinada, e outro material como bauxita ou alumina, para obter massas específicas menores que 3,4. Emprega agentes de sinterização, tais como bentonita, óxido de ferro, boro, carbeto de boro, diboreto de alumínio, nitreto de boro, fosfeto de boro e outros compostos de boro, em quantidades de até 30% em peso. Também emprega resinas e ceras para melhorar a resistência a verde. A patente US-4.921.820, por sua vez, ensina o emprego de argila calcinada e sílica amorfa a micro-cristalina e amido de milho gelatinizado como aglutinante orgânico. A patente US-4.921.821 descreve um propante muito semelhante ao da patente US-4.921.820, sendo que sem o uso da microssílica.

Outro documento que descreve um propante análogo aos dois anteriores é a patente US-4.977.116 que também descreve o uso de microssílica mais amido como aglutinante orgânico.

Porém nenhum dos documentos acima e outros mais pesquisados estão relacionados com a caracterização dos materiais aqui apresentados neste trabalho, desenvolvidos de forma a garantir a condutividade em fraturas induzidas hidraulicamente e avaliados quanto ao processo de refluxo (*flowback*).

É, portanto, um objetivo do presente trabalho, prover um novo propante para ser usado em poços de petróleo, que reúna boas características de resistência mecânica e de densidade aliados a economicidade se comparado aos já conhecidos e utilizados.

2.8 **Critérios para Escolha dos Propantes**

A seleção de materiais propantes envolve o exame de diversos critérios. Economides et al. (2000) propõe um esquema de seleção baseado principalmente na tensão confinante. Ele classifica os propantes cerâmicos derivados da bauxita em função da composição desta bauxita empregada no processo de fabricação. Assim, segundo ele, pode-se destacar: o propante cerâmico de resistência

intermediária (ISP), que se origina da bauxita rica em mulita ($3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$), sendo geralmente utilizado em tensões de fechamento da fratura no intervalo entre 5.000 psi (34 MPa) e 10.000 psi (69 MPa) e a temperaturas superiores a 120°C assim como o propante tratado com resina (RCP) usada para os mesmos valores de tensão só que para temperaturas inferiores a 120°C, enquanto que o propante cerâmico de resistência elevada (HSP) provém da bauxita rica em corundo – óxido de alumínio (Al_2O_3) – é mais indicado para fraturas com tensões de fechamento maiores que 10.000 psi (69 MPa). A areia comum é utilizada para tensões menores. A Figura 2.6 ilustra o fluxograma de seleção.

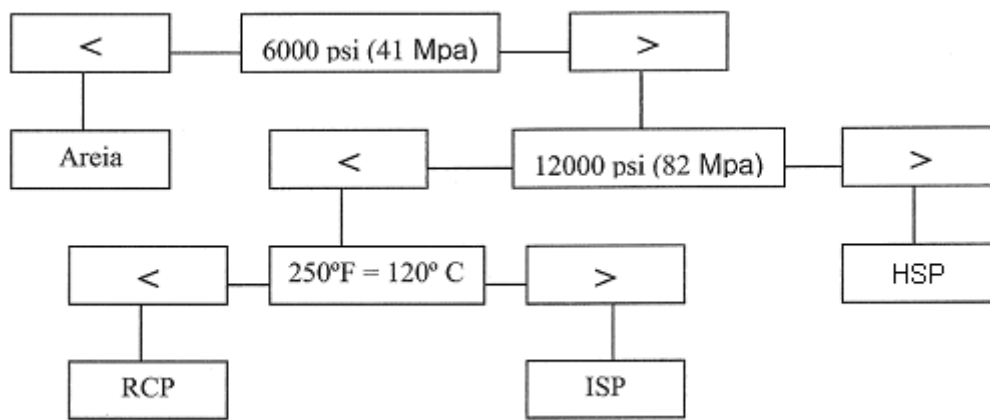


Figura 2.6 – Seleção do tipo de propante de acordo com a tensão de fechamento da fratura (Economides et al., 2000). RCP: propante coberto com resina (areia resinada); HSP: cerâmica de elevada resistência; ISP: cerâmica de resistência intermediária.

Outro fator importante e citado por Economides é a densidade do propante, pois esta influencia diretamente na taxa de sedimentação do propante ao longo do caminho que este tem de percorrer até alcançar as regiões internas das fraturas. Quanto menor esta densidade, melhor, pois isto significa que o propante se manterá em suspensão no fluido, sendo facilmente carregado por este.

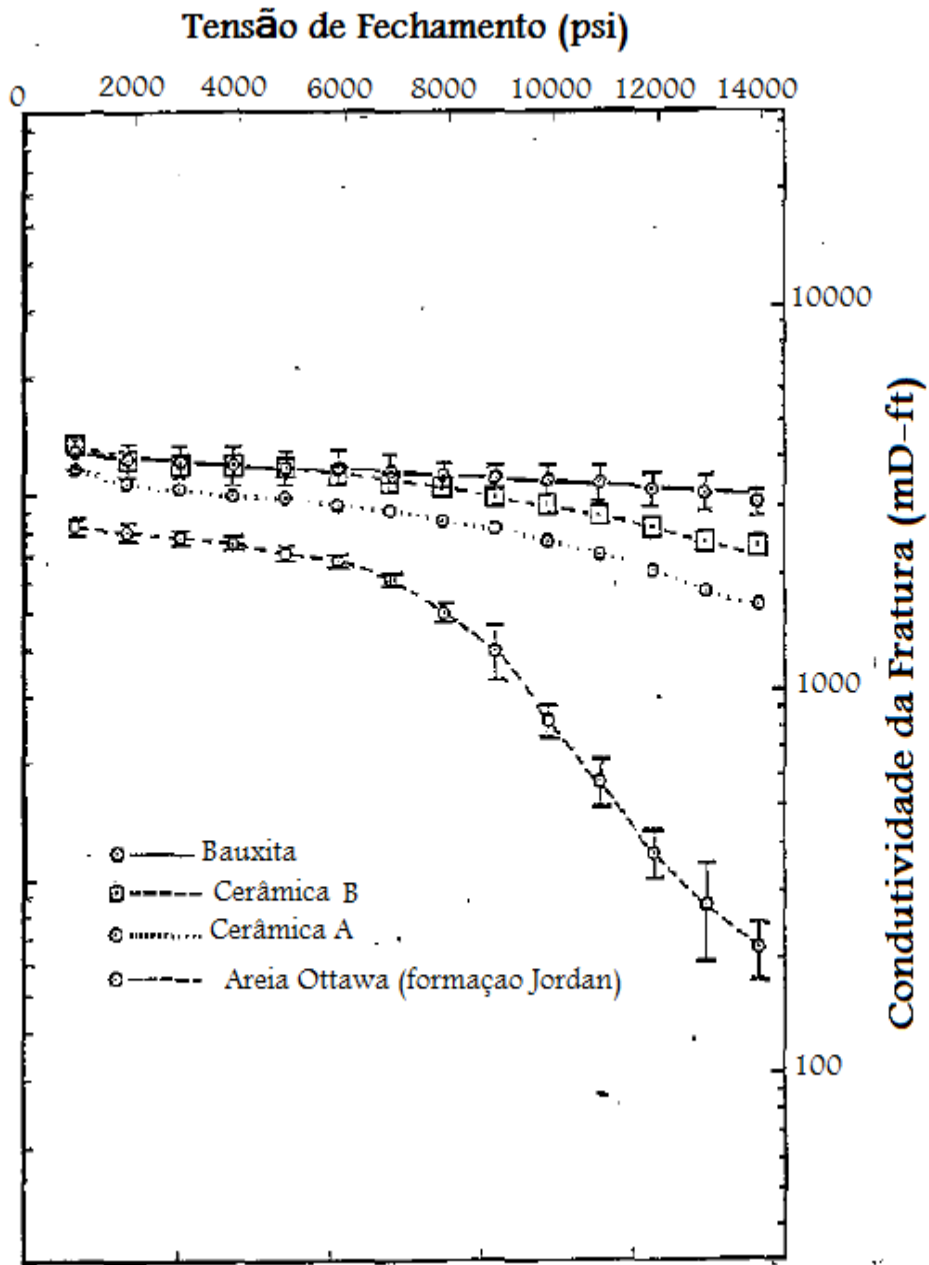
A Tabela 2.1 apresenta valores de tensão de esmagamento e de densidade de alguns propantes comerciais.

Tipo de Propante	Densidade (g/cm³)	Resistência (psi)
Areia pura	2,65	<6000 (≈ 41 MPa)
Areia tratada com resina (RCP)	2,55	<8000 (≈ 55 MPa)
Cerâmica de resistência intermediária (ISP)	2,7-3,3	5000 – 10000 (34 MPa – 69 MPa)
Cerâmica de resistência elevada (HSP)	3,4 ou superior	> 10000 (69 MPa)
Bauxita	2,00	> 15000 (103 MPa)

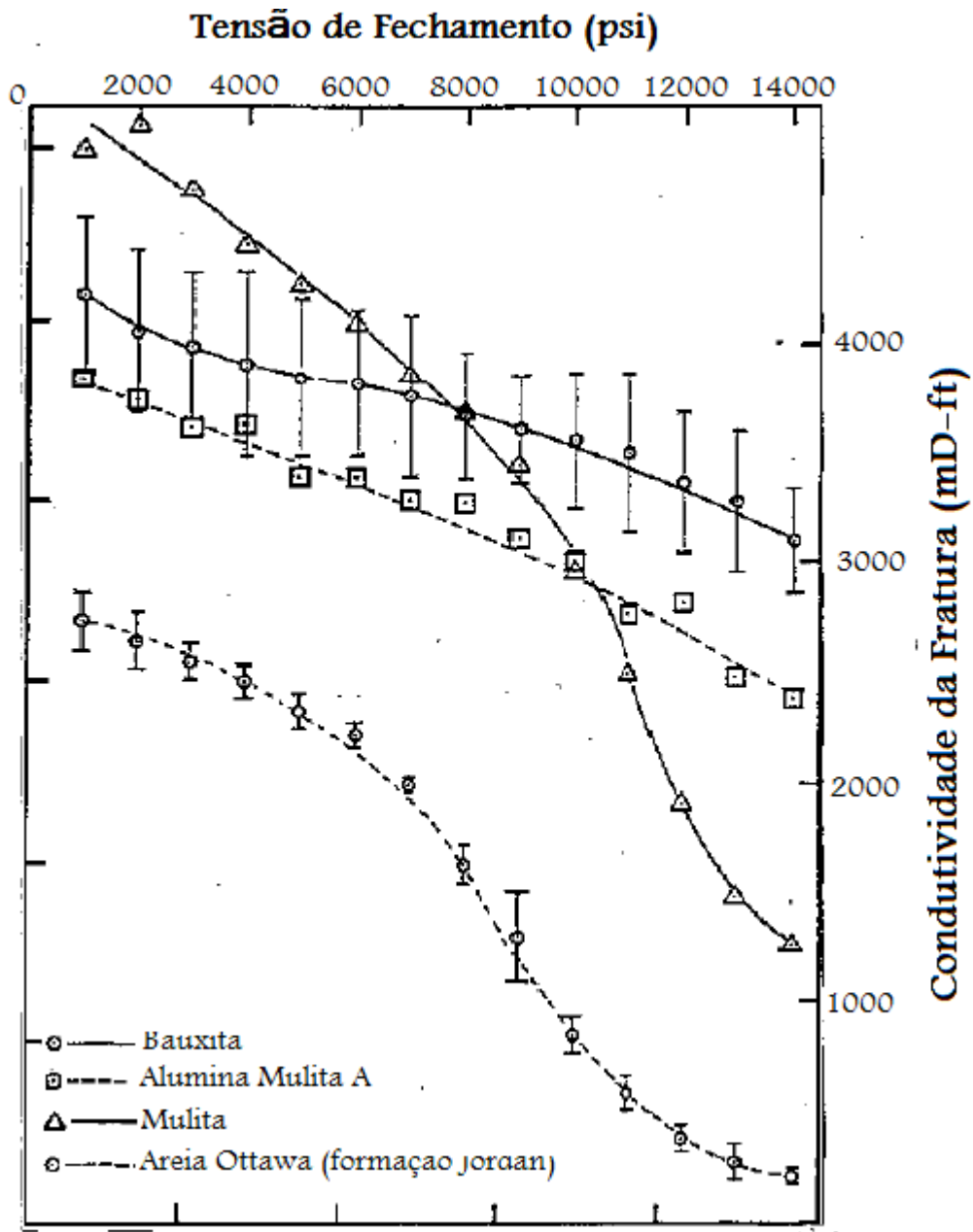
Tabela 2.1 – Tipos de propantes com suas respectivas densidade e resistência (Cachay, 2004).

A seleção dos materiais de sustentação mais adequados a cada tipo de carregamento também passa pelo critério da curva de condutividade *versus* tensão confinante. A Figura 2.7 (a-d) mostra várias dessas curvas para diversos tipos de materiais já existentes hoje utilizados. Nela encontram-se curvas de condutividade, em miliDarcy pé versus tensão confinante sobre o material, em psi, para diferentes tipos de propantes muito conhecidos e utilizados. Em todos os gráficos pode-se observar que, na medida em que aumenta-se a tensão confinante sobre o propante a tendência é a de uma queda no valor da condutividade. Aqui vale ressaltar a diferença entre os termos tensão confinante e pressão de fechamento. Tensão confinante é a tensão exercida pela rocha sobre o propante; já pressão de fechamento é a pressão de fluido fraturante no interior da rocha no momento do fechamento da fratura, logo após o término do bombeio. Outro fator a ser observado é que, inicialmente para propantes de tamanho de grão maior tem-se significativamente um maior valor na condutividade. Porém, à medida que aumenta-se a tensão de confinamento do propante verifica-se que a taxa de queda na condutividade é muito mais acentuada para propantes de grão maior do que para propantes de menor tamanho de grão.

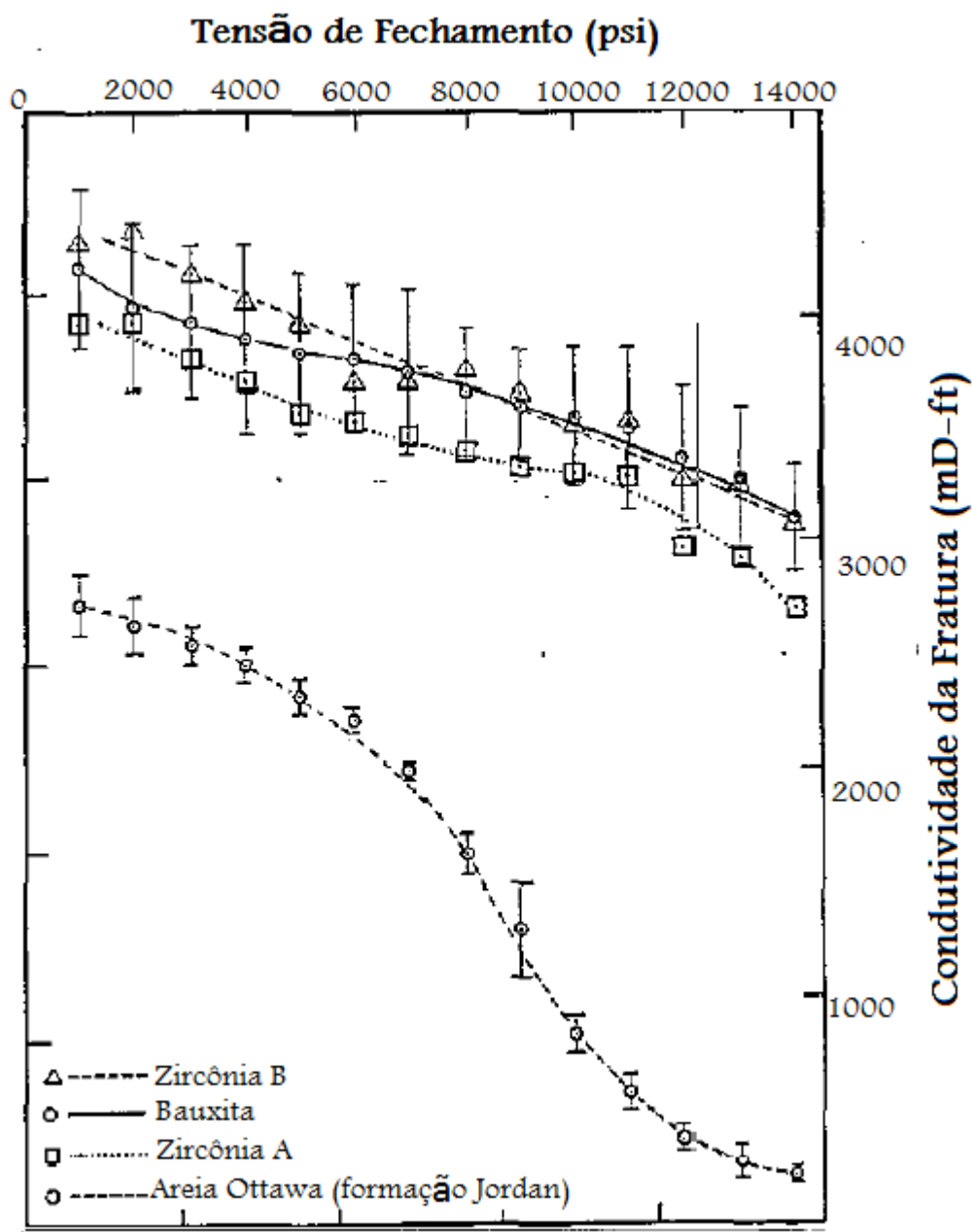
O estudo destes gráficos fornece as condições ideais para utilização de cada um desses tipos de propante, tais como em que tipo de reservatório (raso ou profundo) pode ser aplicado este ou aquele propante.



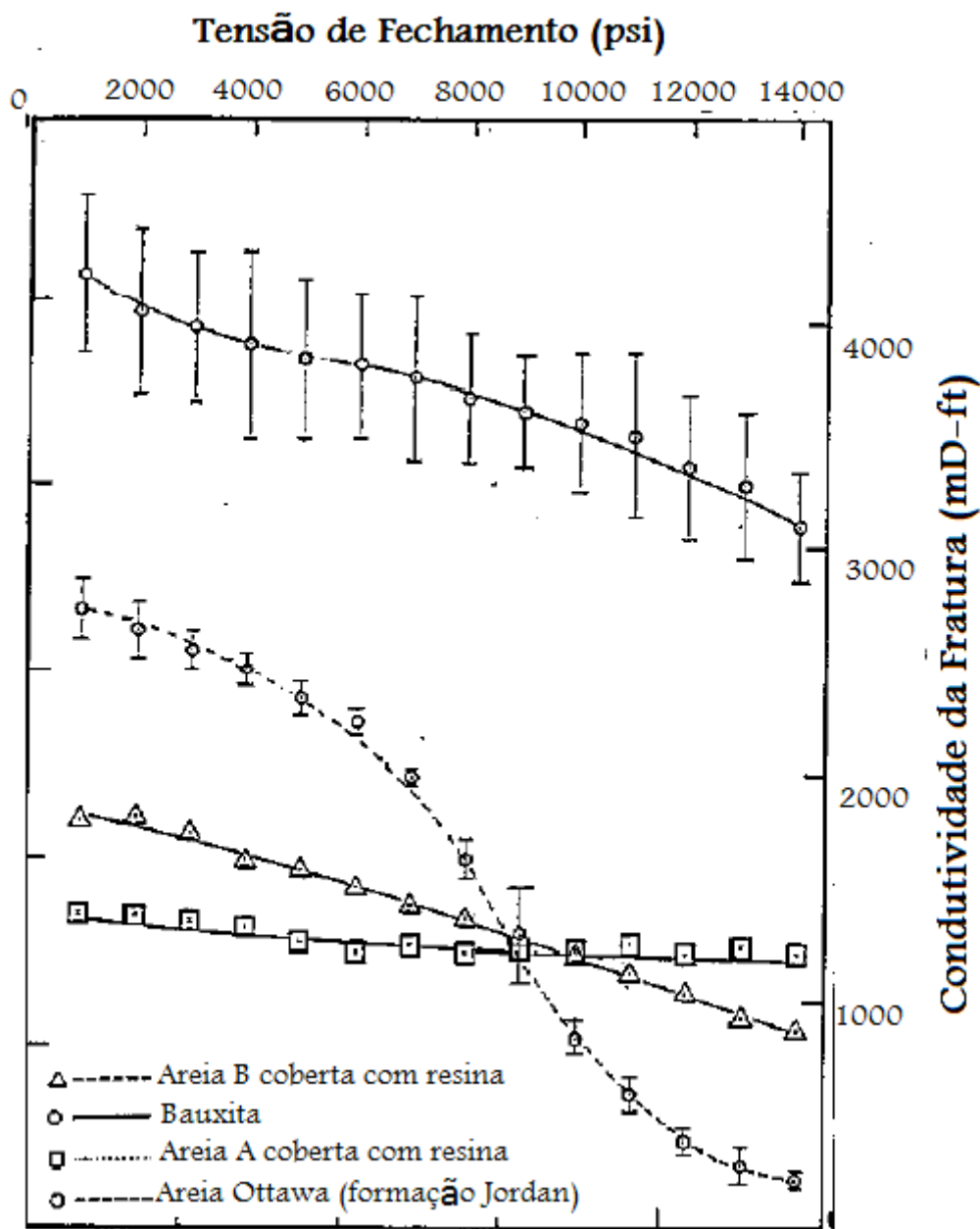
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 2.7 (a, b, c, d): Curvas de Condutividade versus Tensão de Fechamento para diferentes tipos de propantes comercialmente existentes. (Fonte: Cutler *et al*, 1985)

2.9 Normas para Avaliação dos Propantes

De forma a validar o uso de algum novo propante, as empresas do setor petrolífero seguem normas recomendadas exclusivamente para disponibilizar

procedimentos padrões de teste em propantes. O objetivo destas práticas recomendadas é o controle de qualidade e a certificação dos propantes usados. O uso de procedimentos de laboratório bons e seguros e o uso e manutenção de equipamentos bons e calibrados é essencial para a precisão e reprodutibilidade destes testes.

A menos que especificados de outra forma, as edições mais recentes ou revisões dos padrões, códigos e especificações citados abaixo fazem parte deste padrão.

API

RP 56 *Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations* (Práticas Recomendadas para Testar Areia Usada em Operações de Fraturamento Hidráulico). Esta é a norma utilizada para teste em propantes de baixa resistência ou aqueles de resistência intermediária, tais como a areia e outros semelhantes.

RP 60 *Recommended Practices for Testing High-Strength Proppants Used in Hydraulic Fracturing Operations* (Práticas Recomendadas para Testar Propantes de Alta Resistência Usados em Operações de Fraturamento Hidráulico). Esta norma aplica-se a propantes de alta resistência, como os propantes cerâmicos.

RP 61 *Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity* (Práticas Recomendadas para Avaliação da Condutividade do Pacote de Propante em Curto Prazo). Esta Norma API rege os ensaios para a determinação da curva de condutividade de cada tipo de propante.

ASTM

E 11-95 *Specifications for Wire-Cloth Sieves for Testing Purposes* (Especificações para Peneiras de Tela de Arame para Fins de Teste). Aplica-se esta norma na determinação das características que as malhas das peneiras têm de ter para suportar os testes realizados.

A seguir são apresentados, de maneira breve, os principais ensaios que devem ser realizados de acordo com as normas apresentadas para se caracterizar e

certificar um propante bem como os principais procedimentos de teste recomendados. Maiores detalhes sobre a realização de cada ensaio serão tratados nos capítulos seguintes.

1. Análise por Peneiramento - peneiras mais a panela receptora são empilhadas, formando um conjunto de peneiras sobrepostas em ordem decrescente de tamanho de malha, começando do topo para o fundo. Uma amostra é despejada sobre a peneira de cima. O conjunto de peneiras mais a panela receptora são colocados no agitador de teste e agitados por 10 minutos. Cada peneira é retirada e esvaziada, escovando completamente cada uma com o pincel recomendado pelo fabricante para remover todos os grãos de propante. O conteúdo de propante retido em cada uma das peneiras e na panela é pesado. Calcula-se o percentual de propante retido em cada peneira e na panela em relação ao peso total da amostra. O peso acumulado deve estar acerca de 0,5% do peso de amostra utilizado no teste. Em caso negativo, a análise deve ser repetida usando-se uma amostra diferente.
2. Tamanho Recomendado de Propante – um mínimo de 90% da amostra de propante testada deve passar entre as malhas dos tamanhos de peneiras indicados pela faixa de tamanho do grão. Não mais que 0,1% do total da amostra de propante testada deve ser mais grossa do que a abertura de malha da primeira peneira do conjunto e não mais que 1,0% da amostra testada deve ser mais fina do que a abertura de malha da última peneira do mesmo conjunto. A tabela 2.2 sugere o conjunto de peneiras a ser usado para alguns exemplos de tamanhos de amostra.

Tamanhos de Propantes Indicados	12/20	16/20	20/40	40/70
Tamanho de abertura de Malha (em micrômetros)	1700/850	1180/850	850/425	425/212
Tamanho de abertura de Malha (em polegadas)	0,0661/ 0,0331	0,0469/ 0,0331	0,0331/ 0,0165	0,0165/ 0,0083
Conjunto de Peneiras USA Recomendadas para Teste	8	12	16	30
	12	16	20	40
	16	18	30	50
	18	20	35	60
	20	25	40	70
	30	30	50	100
	Panela	Panela	Panela	Panela

Tabela 2.2 – Tamanhos reconhecidos de propante e sugestão de tamanhos de peneiras usados.

3. Esfericidade e Arredondamento do Propante – inúmeros métodos foram publicados para medir e relatar formatos e identidades geométricas dos grãos. Alguns envolvem medições entediadas; outras exigem comparações visuais. Todas requerem alguma habilidade e julgamento por parte do executor. Os parâmetros comuns de formatos de grãos considerados úteis para avaliar visualmente os propantes são a esfericidade e o arredondamento.

A esfericidade é a medida do quanto uma partícula de propante se aproxima do formato de uma esfera. O método mais amplamente utilizado para determinar a esfericidade é com um comparador visual. Krumbein e Sloss desenvolveram um mapa para uso na estimação visual da esfericidade e do arredondamento. Um propante deve ser avaliado quanto à esfericidade selecionando-se aleatoriamente 20 ou mais grãos para exame. Estes grãos devem ser vistos através de um microscópio de 10X/20X de ampliação. A esfericidade de cada grão deve ser determinada, registrada, e uma esfericidade média deve ser obtida para a amostra.

O arredondamento do grão é a medida da agudez relativa de suas bordas ou de sua curvatura. A avaliação do arredondamento do grão de propante deve ser feita na mesma amostra utilizada para determinar a esfericidade. O

arredondamento de cada grão deve ser determinado, registrado, e um arredondamento médio deve ser obtido para a amostra.

Bons propantes devem ter uma esfericidade média de 0,7 ou mais e um arredondamento também de 0,7 ou mais.

4. Solubilidade em Ácido – um teste para determinar a solubilidade em ácido dos propantes deve ser realizado, uma vez que os mesmos poderão entrar em contato com a mistura de ácidos no interior da fratura. Devido a isto é necessário que se possa medir a solubilidade máxima do propante em meio ácido. Para tal teste usa-se uma mistura de ácido fluorídrico e ácido clorídrico, tal como é usado nas operações de dissolução de silicatos, com o objetivo de aumentar a produtividade ou até mesmo na limpeza e preparo do poço para a produção. Nos capítulos seguintes é apresentada tabela indicando os valores máximos de solubilidade de propantes em meio ácido, em acordo com as Normas API.

5. Teste Recomendado de Resistência Crush do Propante – os propantes variam em composição, densidade e resistência. O teste é útil para determinar e comparar a resistência dos propantes. Uma série de testes de resistência é realizada em amostras de propante para determinar a que pressão o material propante demonstra excessiva geração de finos. Esses finos, quando gerados, podem afetar o desempenho da fratura sustentada e a migração em longo prazo desses finos pode ser prejudicial à permeabilidade. Os testes são realizados em amostras que foram peneiradas para que as partículas testadas estejam dentro da escala de tamanho especificada. Vários níveis de pressão específicos, em libras por polegadas quadradas, são usados no teste recomendado. A quantidade de material propante comprimido a cada nível de pressão é medida. A avaliação dos resultados dos testes deve fornecer indicações do nível de pressão no qual a compressão do propante é excessiva e a pressão máxima à qual o material propante deve ser submetido.

6. Determinação da Densidade Bulk e Densidade Aparente do Material – importantes para determinar o volume de material a ser utilizado e determinar a taxa de sedimentação do propante ao longo do trajeto até o interior da

fratura. A densidade bulk é uma importante propriedade do propante. Ela descreve o peso do propante que preencherá o volume de uma unidade incluindo o volume da porosidade. Ela é usada para determinar o peso do propante necessário para preencher uma fratura. A densidade aparente inclui a porosidade interna de uma partícula como parte do volume desta partícula. Ela é medida com um fluido de baixa viscosidade que umedece a superfície da partícula.

7. Teste para Avaliação da Condutividade do Pacote de Propante – este teste é extremamente útil na avaliação e na comparação das características de condutividade dos agentes de sustentação de fraturas (propantes) sob as condições de teste descritas pela Norma. Os resultados destes testes ajudam na seleção dos propantes para uso nas operações de fraturamento hidráulico.

Nestes procedimentos de teste, uma pressão de fechamento é aplicada em uma unidade de teste por tempo suficiente para permitir que a amostra de propante atinja uma condição semi-estável. O fluido de teste é forçado através da camada de propante. A largura, a pressão diferencial e as taxas de fluxo do pacote de propante são medidas a cada nível de pressão na medida em que o fluido teste é forçado através da camada de propante. A condutividade e a permeabilidade do pacote de propante são calculadas. Três taxas diferentes de fluxo são testadas a cada pressão de fechamento; uma média dos dados destas três taxas de fluxo é relatada. Dentro das taxas de fluxo estipuladas e das condições de temperatura ambiente nenhum fluxo não-darciano ou efeitos da inércia significativos devem ser encontrados. Após completar três taxas de fluxo a um nível de pressão de fechamento, a pressão de fechamento é aumentada a um novo nível; tempo suficiente é concedido para que a camada de propante alcance uma condição semi-estável, e três taxas de fluxo são apresentadas para juntar os dados necessários para determinar a condutividade do pacote de propante a este nível de pressão. O procedimento é repetido até que todas as pressões de fechamento e taxas de fluxo desejadas tenham sido avaliadas.

2.10 Propantes Comerciais Existentes

Existem diversos materiais disponíveis no mercado para utilização como propantes, entre os quais pode-se destacar: areias, areias tratadas com resina e propantes cerâmicos.

A areia (Figura 2.8 - a,b) é o tipo mais utilizado devido à grande disponibilidade na natureza - embora a extração de areia seja fortemente controlada através de medidas e leis de proteção ambiental atualmente - baixo custo e o fato de propiciar condutividade adequada à fratura sob tensões de fechamento inferiores a 6.000 psi (aproximadamente 41 MPa), o que, em profundidade, gira em torno de aproximadamente 8.000 ft (cerca de 2400 metros). No entanto, não existe no Brasil areia de boa qualidade adequada a essa finalidade, sendo necessária sua importação. Isto encarece o material (Cachay, 2004).

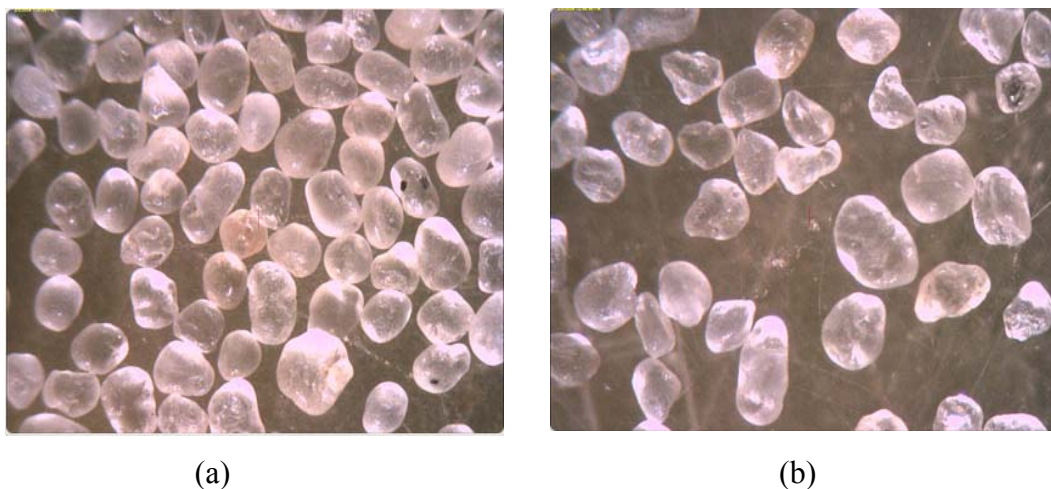


Figura 2.8 - Em (a) microscopia ótica de amostra de areia sem resina #20/40 sob aumento de 25X.; em (b) microscopia ótica de areia sem resina #40/70 com aumento de 40X. (Fonte: www.fracmastersands.com)

A areia tratada com resina (Figura 2.9 - a,b) é mais resistente que areia pura e, dependendo do tipo de resina empregada, pode resistir a tensões de fechamento da ordem de 8.000 psi (aproximadamente 55 MPa). Além disso, sob tensões de fechamento maiores que 4.000 psi (aproximadamente 27 MPa) e na ausência de ataque do fluido sobre a resina, fraturas sustentadas com areia tratada

apresentam geralmente maior condutividade do que aquelas sustentadas por areia pura. A importância da resina reside no fato de garantir maior resistência ao grão de areia ao ataque químico causado pelos fluidos presentes no interior da fratura. A resina também mantém o grão unido, sem se desfragmentar, em decorrência de trinca.



Figura 2.9: Areia resinada tamanho # 20x40. Em (a) imagem em tamanho normal mostrando os grãos de areia resinados; em (b) microscopia ótica com aumento de 50 X mostrando detalhes superficiais dos grãos resinados. (Fonte: www.mjundu.com.br)

Os propantes ditos cerâmicos (Figura 2.10 - a,b) apresentam em sua constituição química um elevado teor de alumina e baixos teores de sílica e argila, podendo ser empregados em profundidade superior a 8000 ft. De acordo com a composição da bauxita empregada em seu processo de fabricação, pode-se obter dois tipos de propante. Um é o propante cerâmico de resistência intermediária, derivado da bauxita rica em mulita ($3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$). É geralmente utilizado sob tensões de fechamento da fratura no intervalo 5.000 a 10.000 psi (34 a 69 MPa). O outro tipo de propante cerâmico produzido é o propante cerâmico de resistência elevada, proveniente da bauxita rica em corundum (óxido de alumínio Al_2O_3). É mais amplamente recomendado para fraturas com tensões de fechamento maiores que 10.000 psi (69 MPa) (Cachay, 2004).

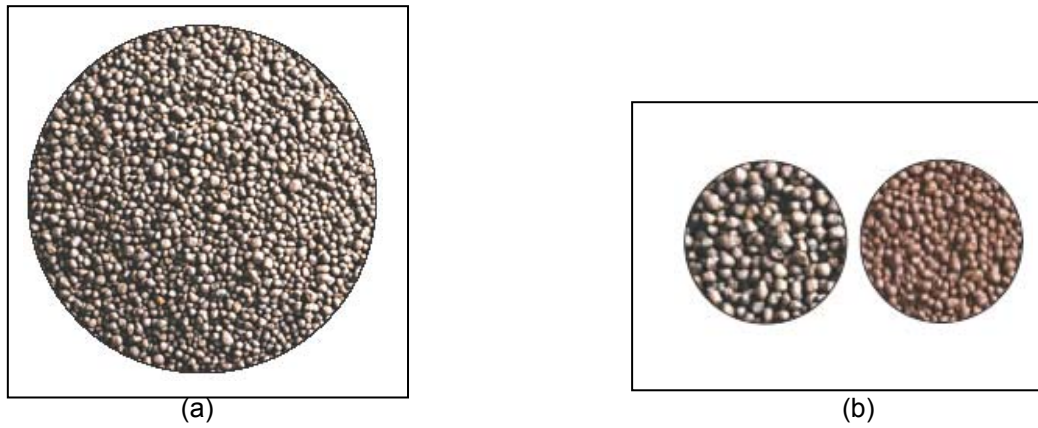


Figura 2.10: Exemplos de propantes cerâmicos comercialmente disponíveis, sob aumento de 20X. Em (a) propante cerâmico # 20/40 e (b) dois diferentes tipos de propante cerâmico, de tamanhos #20/40 e #40/70, respectivamente.