

### 3 REFLUXO DO MATERIAL DE SUSTENTAÇÃO

#### 3.1. INTRODUÇÃO

Um dos principais objetivos da engenharia de petróleo é desenvolver e aplicar técnicas capazes de aumentar a produtividade de um campo de petróleo, incluindo a estimulação da formação através de operações que aumentem a permeabilidade da rocha-reservatório e facilitem o escoamento do fluido para o poço. Dentre as técnicas de estimulação, uma das mais utilizadas é o fraturamento hidráulico que, segundo estimativas recentes (Fernandes, 2001), tem viabilizado a exploração de cerca de 40% dos poços produtores de petróleo em todo o mundo.

A técnica de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido de fraturamento na formação, sob vazão e pressão controladas e elevadas o suficiente para provocar a ruptura por tração da rocha, dando início a uma fratura que se propaga durante o período de bombeamento do fluido (Figura 3.1).

Uma fratura induzida hidraulicamente é mantida aberta pela pressão aplicada pelo fluido de fraturamento. Para mantê-la ainda aberta após a interrupção do bombeamento, introduz-se na rocha, juntamente com o fluido de fraturamento, um material granular conhecido como material de sustentação ou propante (Figura 3.2), criando um canal de fluxo de alta condutividade e idealmente estável no interior da formação e conectado ao poço.

Um dos fatores críticos que influenciam o sucesso do tratamento do poço é a seleção do propante. Trabalhos teóricos e experimentais demonstram que a perda de condutividade hidráulica da fratura pode ser minimizada, e mesmo eliminada, pela escolha apropriada do material de sustentação. O esmagamento do material de sustentação, além da produção de finos, pode também causar a redução da largura da fratura, produzindo um decréscimo de sua condutividade que pode comprometer toda a eficiência da produção (Asgian *et al.*, 1994; Andrews e Kjørholt, 1998; Wilberg *et al.*, 1998).

Após o processo de fraturamento, o material de sustentação pode também refluir para o interior do poço de produção, caracterizando o que na literatura técnica é comumente referido como “proppant flowback”, sob taxas de produção que podem variar de poucos grãos a muitos quilos de material por hora (Figura 3.3). O controle do refluxo de propante representa um grande desafio para a indústria de petróleo e gás, pois sua ocorrência pode causar graves problemas operacionais e de segurança, relacionados com o desgaste dos equipamentos de produção, problemas econômicos associados ao custo de limpeza, paralisação das operações e intervenção no tratamento da fratura, além de danos ambientais relacionados com a disposição de sólidos impregnados por hidrocarbonetos.

Andrews e Kjørholt (1998) ressaltam a importância de se distinguir dois períodos diferentes de ocorrência de fluxo do 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.

Para que se possa prever e recomendar os métodos mais adequados para controle da produção de propante, é importante que as propriedades que caracterizam o material de sustentação sejam corretamente identificadas e avaliadas experimentalmente, bem como os fatores que desencadeiam e influenciam o processo do fluxo do material de sustentação sejam bem compreendidos (Goel e Shah, 1999).

Vários estudos mostram que a produção do material de sustentação depende, entre outros fatores, do tipo e do tamanho da partícula, da tensão de fechamento da fratura e das forças hidrodinâmicas que atuam sobre os grãos, bem como das dimensões e da condutividade da fratura (Milton-Taylor *et al.*, 1992; Barree e Mukherjee, 1995; Parker *et al.*, 1999). A influência destes fatores será discutida nas seções seguintes.

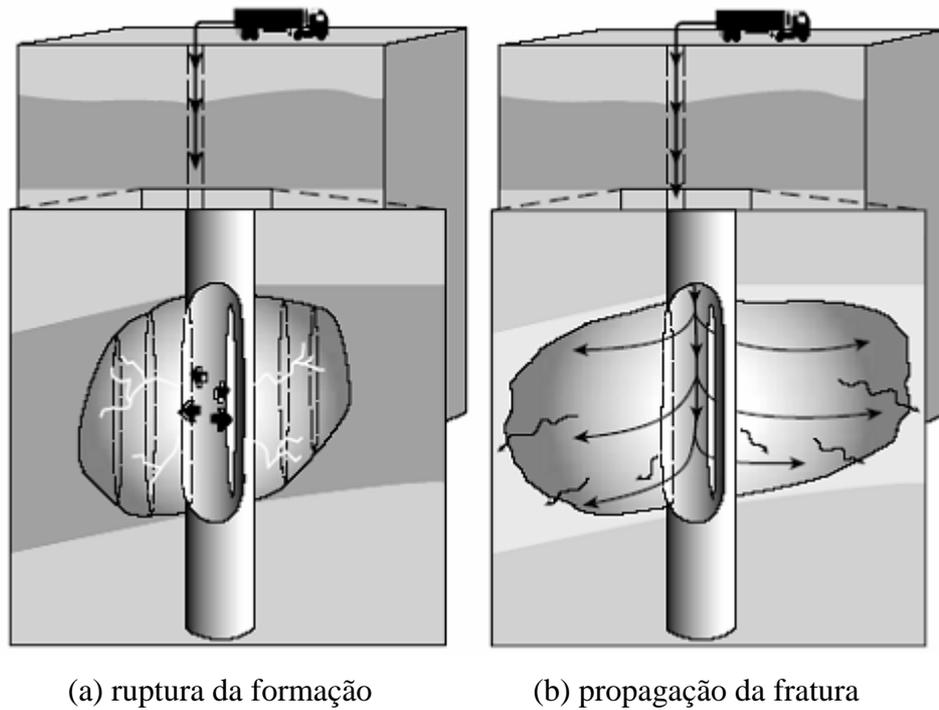


Figura 3.1 – Fraturamento hidráulico de um poço vertical (Economides, 2000).

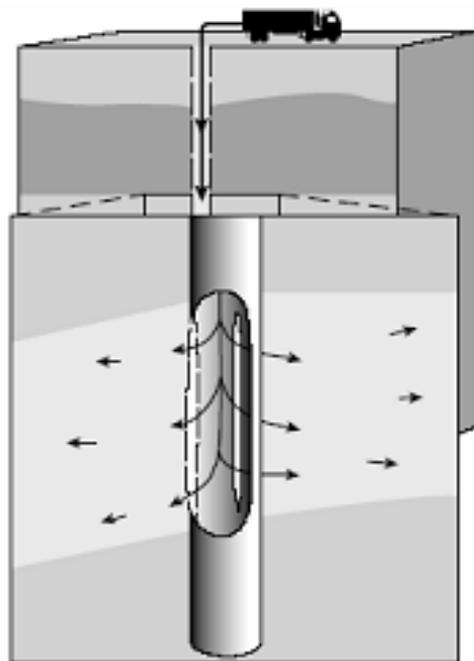


Figura 3.2 – Injeção de propante na fratura (Economides, 2000).

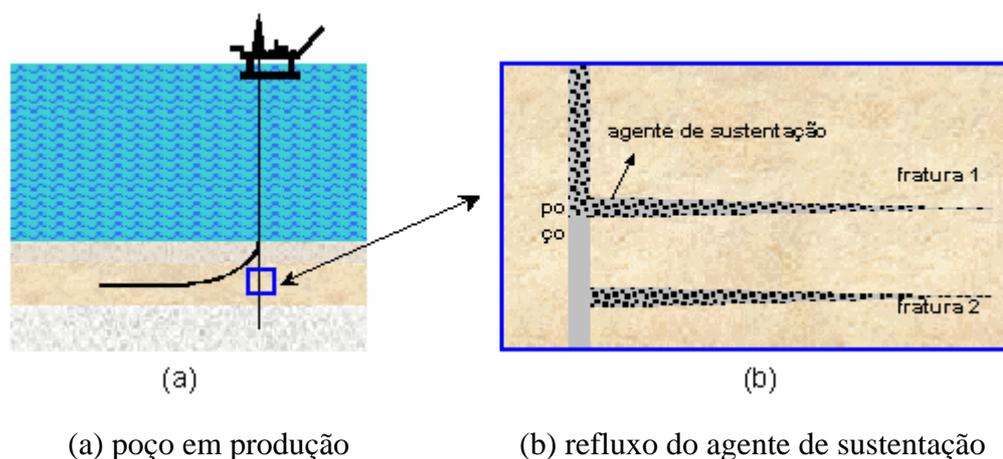


Figura 3.3 – Refluxo do agente de sustentação da fratura hidráulica 1 para o interior do poço de petróleo.

### 3.2. LARGURA DA FRATURA

Provavelmente o fator mais significativo que influencia o refluxo do material de sustentação é a largura da fratura. Estudos experimentais de laboratório conduzidos por Milton-Taylor et al. (1992) indicaram que a maioria das fraturas torna-se instável quando sua largura normalizada (largura real da fratura dividida pelo diâmetro médio do propante) é superior a 6. Esta hipótese também foi confirmada por trabalhos experimentais realizados desde 1996 pelo consórcio de empresas petrolíferas Stimlab.

Ainda que no estabelecimento desta regra geral (fraturas com largura maiores do que 6 vezes o diâmetro do propante) tenham sido ignorados vários parâmetros que influenciam a estabilidade do pacote granular além da largura da fratura, ela foi aplicada com muito sucesso em muitos casos práticos do tratamento de poços de petróleo. A tabela 3.1 apresenta a equivalência entre a largura normalizada da fratura e concentração de propante, expressa pelo peso do propante por unidade de área tratada da fratura ( $\text{lb/ft}^2$ ).

Na literatura tem sido reportados valores de largura relativa superiores a 6 para fraturas estáveis (Hall e Harriberger, 1970), mas provavelmente esta resistência adicional deve-se ao desenvolvimento de tensões capilares, efeitos do tratamento de propantes com fibras, polímeros e resinas (Asgian e Cundall, 1994).

Tabela 3.1 – Equivalência entre a largura normalizada da fratura e a concentração do propante por área tratada da fratura (Milton-Taylor et al., 1992).

Bauxita			Areia		
Densidade	3,45		Densidade	2,65	
Malha	20/40		Malha	20/40	
Diâmetro médio	0,0248 in		Diâmetro médio	0,0248 in	
Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )	Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )
1	0,025	0,267	1	0,025	0,205
2	0,050	0,534	2	0,050	0,410
3	0,074	0,801	3	0,074	0,615
4	0,099	1,068	4	0,099	0,821
5	0,124	1,335	5	0,124	1,026
6	0,149	1,602	6	0,149	1,231
7	0,174	1,869	7	0,174	1,436
8	0,198	2,137	8	0,198	1,641
9	0,223	2,404	9	0,223	1,846
10	0,248	2,671	10	0,248	2,051
Malha	18/30		Malha	18/30	
Diâmetro médio	0,031 in		Diâmetro médio	0,031 in	
Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )	Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )
1	0,035	0,383	1	0,025	0,209
2	0,070	0,766	2	0,050	0,417
3	0,105	1,150	3	0,074	0,626
4	0,140	1,533	4	0,099	0,834
5	0,175	1,916	5	0,124	1,043
6	0,210	2,299	6	0,149	1,251
7	0,245	2,682	7	0,174	1,460
8	0,280	3,066	8	0,198	1,668
9	0,315	3,449	9	0,223	1,877
10	0,350	3,832	10	0,248	2,086
Malha	16/30		Malha	16/30	
Diâmetro médio	0,035 in		Diâmetro médio	0,035 in	
Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )	Largura normalizada	Largura (in)	Concentração (lb/ft <sup>2</sup> )
1	0,035	0,383	1	0,035	0,294
2	0,070	0,766	2	0,070	0,589
3	0,105	1,150	3	0,105	0,883
4	0,140	1,533	4	0,140	1,177
5	0,175	1,916	5	0,175	1,472
6	0,210	2,299	6	0,210	1,766
7	0,245	2,682	7	0,245	2,060
8	0,280	3,066	8	0,280	2,355
9	0,315	3,449	9	0,315	2,649
10	0,350	3,832	10	0,350	2,943

### 3.3. TENSÃO DE FECHAMENTO DA FRATURA

A relevância da influência da tensão de fechamento no refluxo do material de sustentação foi demonstrada em vários estudos teóricos e experimentais (Milton-Taylor, 1992; Andrews e Kjørholt, 1998, dentre outros). Em princípio, é razoável supor que um

aumento da tensão de fechamento possa melhorar a resistência ao cisalhamento nos contatos entre partículas, produzindo um pacote granular mais estável, mas a literatura registra casos em que os efeitos de valores excessivos da tensão de fechamento sejam justamente a causa principal do refluxo do material de sustentação.

A tensão de fechamento ( $\sigma_c$ ) exercida sobre o propante pode ser quantificada como sendo equivalente à tensão horizontal mínima atuante na formação ( $\sigma_{min}$ ) descontada da pressão do fluido no fundo do poço ( $P_{wf}$ ),

$$\sigma_c = \sigma_{min} - P_{wf} \quad (3.1a)$$

$$\sigma_{min} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext} \quad (3.1b)$$

onde  $\nu$  representa o coeficiente de Poisson da formação,  $\sigma_v$  a tensão vertical atuante (*overburden stress*),  $\alpha$  a constante de Biot,  $\sigma_{ext}$  a tensão tectônica e  $p_p$  a pressão nos poros.

A figura 3.4 mostra três diferentes condições da tensão de fechamento. Na primeira, esta é muito baixa e as partículas de propante fluem quase que livremente; na segunda, valores mais altos da tensão de fechamento correspondem a maiores valores do atrito desenvolvido entre partículas e o pacote torna-se estável; na terceira situação, finalmente, ocorrem esmagamentos parciais do propante quando a tensão de fechamento se aproxima da resistência ao esmagamento da partícula e a fratura experimenta novamente o refluxo do seu material de sustentação.

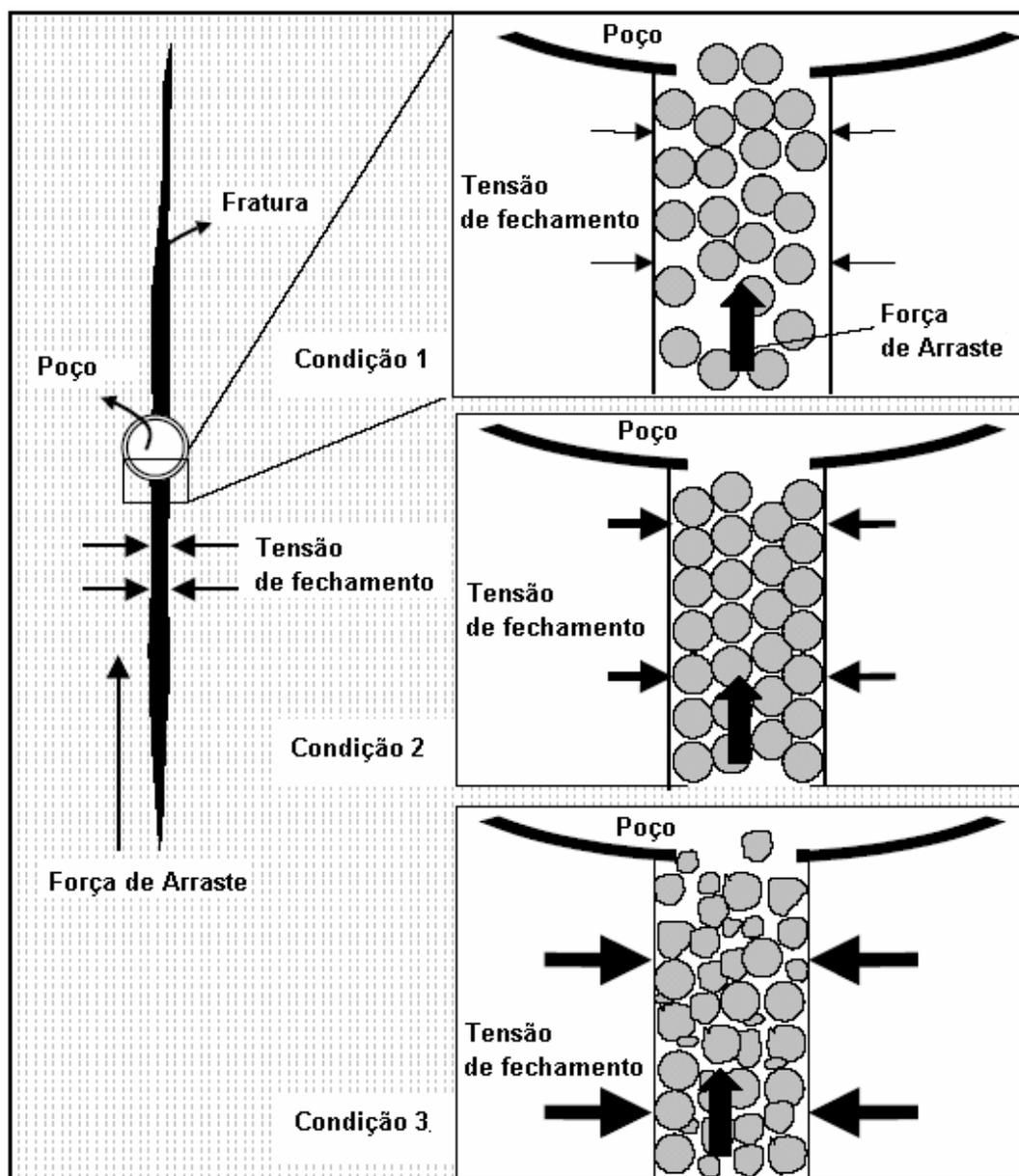


Figura 3.4 – Efeitos da tensão de fechamento na estabilidade de fratura hidráulica. (Canon, 2003)

O material de sustentação da fratura deve ser capaz de suportar as condições de operação do poço a longo prazo, que podem envolver elevadas variações da tensão de fechamento da fratura e, conseqüentemente, causar o esmagamento do propante ou mesmo sua penetração na rocha de formação (Legarth *et al.*, 2003; Economides *et al.*, 2002), conforme ilustra a Figura 3.5.



Figura 3.5 – Ilustração da penetração do propante na rocha da formação. (R.D. Barred. Et. Al. 2003).

Quanto menor a concentração do propante, menos uniforme a distribuição das partículas no interior da fratura, maior a tendência de formação de única camada de grãos, maiores os acréscimos de tensão no contato das partículas e maiores as chances de ocorrência de esmagamentos ou penetrações do propante na rocha (Figura 3.6), com a conseqüente diminuição da condutividade da fratura (Figura 3.7).

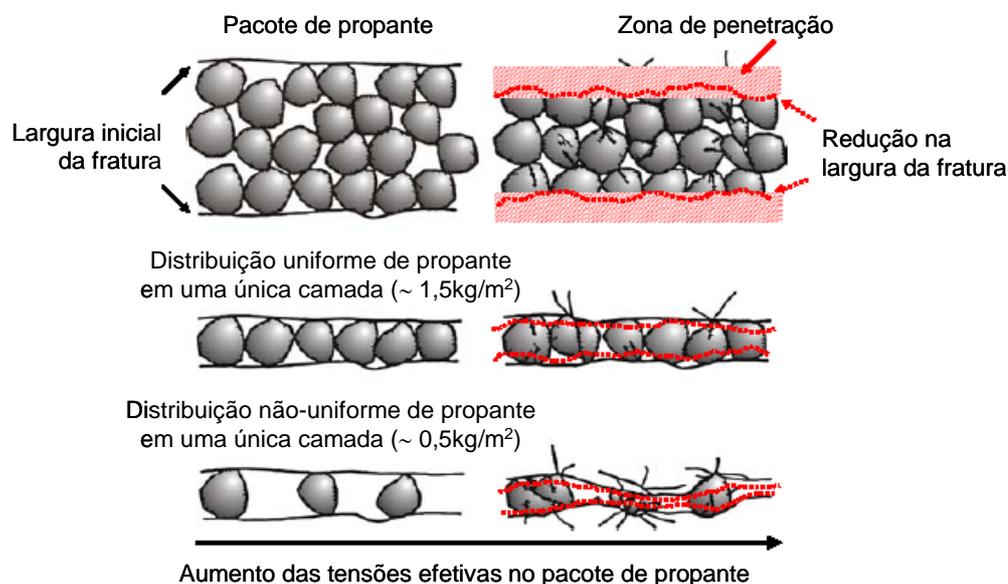


Figura 3.6 – Esmagamento e penetração do propante na rocha da formação (apud Legarth *et al.*, 2003).

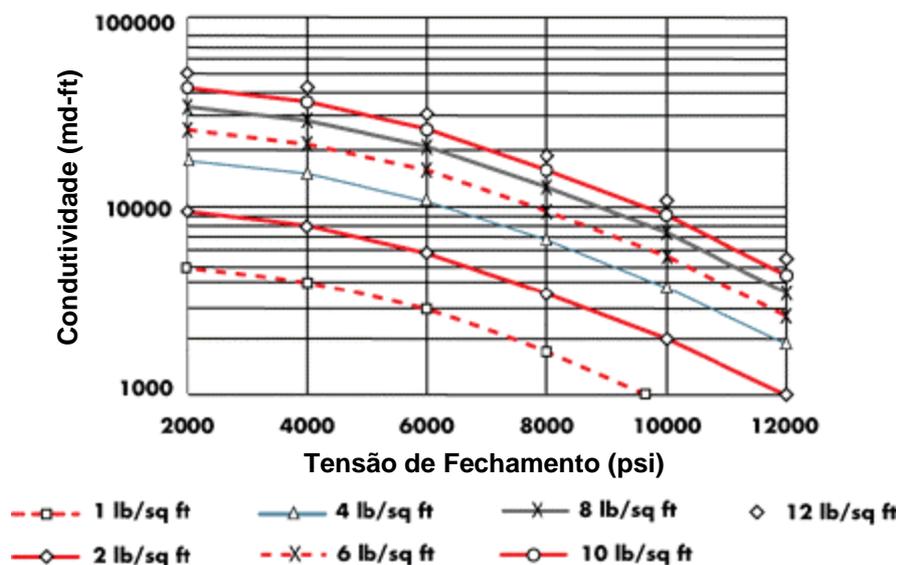


Figura 3.7 – Condutividade da fratura a longo prazo em função da concentração de propante (apud [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)).

A figura 3.8 mostra, para determinada tensão de fechamento da fratura, os valores de concentração limites para assegurar a estabilidade da fratura, considerando-se propantes de diversos tamanhos.

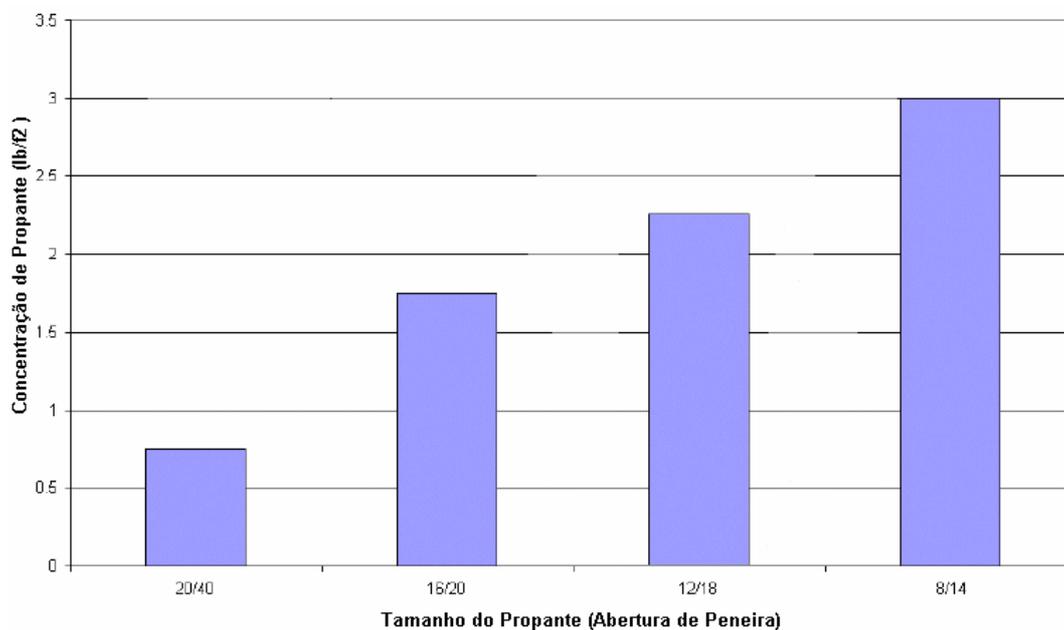


Figura 3.8 – Determinação experimental de valores de concentração para assegurar estabilidade do pacote granular, considerando tensão de fechamento da fratura no intervalo 2000 psi – 4500 psi (13,67 MPa – 30,75 MPa) na temperatura 120° C – (Haidar, 2003).

O esmagamento das partículas, ou a própria desagregação da rocha da formação, produz finos que tendem a invadir o pacote granular, em especial quando o mesmo é

constituído por partículas de grande diâmetro, causando o estreitamento dos canais de fluxo e considerável redução na condutividade da fratura. Daí a necessidade de também se controlar a produção de finos através de uma adequada escolha do material de sustentação da fratura.

Finalmente, há que se comentar sobre a possibilidade de movimentos do propante no interior da fratura após cessar o bombeamento responsável pelo fraturamento hidráulico da formação. A fratura vertical geralmente atravessa zonas com diferentes valores da tensão de fechamento, com zonas sob altas tensões tendendo a fechar primeiramente e causando o deslocamento do propante para as zonas sob tensões mais baixas. O efeito pode ser devastador se esta migração forçada de propante induzir um crescimento adicional da fratura (para cima ou para baixo) após a interrupção do bombeamento, retirando o material de sustentação da região desejada. Casos históricos reportando este fenômeno estão documentados na literatura (Smith *et al.*, 1997).

### **3.4. FORÇAS DE ARRASTE**

As forças de arraste (ou hidrodinâmicas) relacionam-se diretamente com a variação de pressão que sempre ocorre quando fluidos se movimentam através de pacotes granulares. Esta queda de pressão depende da viscosidade e velocidade do fluido, bem como da permeabilidade do propante. A influência das forças de arraste é dependente da tensão de fechamento atuante na fratura (Andrews e Kjørholt, 1998); para casos em que a tensão de fechamento assume valores extremamente baixos ou altos, o pacote granular tende a se tornar instável, mesmo para forças de arraste de intensidade limitada; por outro lado, nos casos em que os valores da tensão de fechamento forem intermediários, as forças de arraste exercem influência dominante no fenômeno do refluxo do material de sustentação da fratura.

A resistência ao movimento de um fluido através dos canais formados por poros interconectados gera uma força de arraste que pode ser subdividida em 2 parcelas: (1) forças de arraste viscosas; (2) forças de arraste inerciais. Dependendo da velocidade de fluxo, uma ou outra pode tornar-se preponderante no fenômeno.

Admitindo que as partículas, de mesma forma e tamanho, são uniformemente distribuídas no pacote granular, e que o raio hidráulico médio dos canais de fluxo seja apropriado para levar em conta as variações da seção transversal e forma destes canais,

então as forças de arraste viscosas por unidade de área de parede do canal de fluxo ( $F_v/A_s$ ) podem ser escritas como:

$$\frac{F_v}{A_s} = \frac{k_1 \mu V}{g_c r_H} \quad (3.2)$$

onde  $k_1$  é uma constante,  $r_H$  o raio hidráulico do canal de fluxo,  $V$  a velocidade de fluxo,  $\mu$  a viscosidade e  $g_c$  é o fator de conversão da lei de Newton's, 32,174 ft-lb/lbf-s<sup>2</sup>

As forças de arraste inerciais por unidade de área ( $F_i/A_s$ ) são, por sua vez, escritas como:

$$\frac{F_i}{A_s} = \frac{k_2 \mu V^2}{g_c} \quad (3.3)$$

onde  $k_2$  uma constante empírica de proporcionalidade.

A força de arraste total por unidade de área ( $F_D/A_s$ ) pode ser obtida fazendo a soma destas componentes, ou seja

$$\frac{F_D}{A_s} = \frac{F_v}{A_s} + \frac{F_i}{A_s} = \frac{1}{g_c} \left( \frac{k_1 \mu V}{r_H} + k_2 \mu V^2 \right) \quad (3.4)$$

Se o pacote granular tem comprimento  $L$  e seção transversal  $S_o$ , então o número total de partículas sólidas  $N_p$  por ser estimado, considerando-se  $V_p$  como o volume de uma partícula isolada,

$$N_p = \frac{S_o L (1 - \varepsilon)}{V_p} \quad (3.5)$$

A área total  $A_s$  onde as forças de arraste atuam pode ser expressa por

$$A_s = N_p S_p = \frac{S_o L (1 - \varepsilon) s_p}{V_p} \quad (3.6)$$

onde  $S_p$  é a área da superfície da partícula.

O raio hidráulico é definido como a razão entre a seção de canais de fluxo (poros ou vazios) e o perímetro molhado do mesmo. Se nesta relação o denominador e o numerador forem multiplicados por  $L$ , resulta:

$$r_H = \frac{S_o L \varepsilon}{A_s} = \frac{S_o L \varepsilon}{\frac{S_o L (1 - \varepsilon) S_p}{V_p}} = \frac{\varepsilon V_p}{(1 - \varepsilon) S_p} \quad (3.7)$$

Considerando que a velocidade média de fluxo nos canais  $V$  pode ser expressa em função da velocidade de aproximação do fluido ( $V_o / \varepsilon$ ), e tendo em vista as definições introduzidas pelas equações (3.6) e (3.7), então a equação (3.4) pode ser reescrita como,

:

$$F_D g_c = \frac{S_o \rho L (1 - \varepsilon) S_p}{\varepsilon^2 V_p} \left[ \frac{k_1 \mu V_o (1 - \varepsilon) S_p}{V_p \rho} + k_2 V_o^2 \right] \quad (3.8)$$

A força de arraste é também igual ao produto da queda de pressão  $-\Delta p$  no fluido pela área de poros  $S_o \varepsilon$ ,

$$-\Delta p \varepsilon S_o = F_D \quad (3.9)$$

Logo, a equação (3.7) pode ser reescrita como

$$-\frac{\Delta p g_c}{\rho L} = \frac{1 - \varepsilon}{\varepsilon^3} \frac{S_p}{V_p} \left[ \frac{k_1 \mu V_o (1 - \varepsilon) S_p}{\rho V_p} + k_2 V_o^2 \right] \quad (3.10)$$

No caso de partículas esféricas de diâmetro  $D_p$ , tem-se

$$S_p = \pi D_p^2 \quad V_p = \frac{1}{6} \pi D_p^3 \quad \frac{S_p}{V_p} = \frac{6}{D_p} \quad (3.11)$$

Para partículas não esféricas se define um diâmetro equivalente igual ao diâmetro de uma partícula esférica cuja relação entre superfície  $S_p$  e volume  $V_p$  obedece à equação (3.11).

Eliminando-se  $S_p/V_p$  da equação (3.10) por meio da relação estabelecida em (3.11), consegue-se então

$$-\frac{\Delta p g_c D_p}{G_o L} \frac{\varepsilon^3}{(1-\varepsilon)V_o} = \frac{36k_1(1-\varepsilon)}{D_p G_o / \mu} + 6k_2 \quad (3.12)$$

onde  $G_o$  corresponde ao produto da  $\rho V_o$ . Ergun (1952), após o estudo de um grande número de resultados experimentais, sugeriu que constantes da equação acima assumam os valores  $36k_1=150$  e  $6k_2 =1,75$ . A equação (3.12) com estas constantes recebeu o nome de equação de Ergun.

### 3.4.1. Efeitos do fluxo não-Darciano

Os ensaios de laboratório para determinação experimental da condutividade de longo prazo de pacotes de propante, normalizados pelo *API - American Petroleum Institute* (RP-61, 1989), consideram fluxo monofásico de água (com 2% KCl), sob vazão de 1 a 10 ml/min de modo a estabelecer condições de fluxo laminar. No entanto, estes resultados podem não ser representativos das verdadeiras condições de campo onde situações de fluxo não-laminar podem se desenvolver. Em muitas vezes, entretanto, os valores determinados em laboratório são utilizados diretamente sem os devidos ajustes e considerações para incluir os efeitos da parcela de fluxo não Darciano (fluxo inercial).

Considerando-se valores de velocidade mais realistas com as condições de campo, pode-se determinar o fator de proporcionalidade  $\beta$  da equação de Forchheimer (3.13) que relaciona quedas de propressão  $\Delta p$  com velocidade de fluxo  $v$ , onde  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $\mu$  sua viscosidade e  $L$  o comprimento de fluxo (célula linear API).

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (3.13)$$

Dividindo-se a equação (3.13) por  $1/\mu v$  resulta,

$$y = \frac{1}{k_D} + \beta x \quad (3.14)$$

onde  $y = \Delta p / (L\mu v)$ ,  $x = \rho v / \mu$  e  $k_D$  é o coeficiente de permeabilidade de referência sob condição de fluxo laminar (Darcy). A equação (3.14) representa geometricamente uma reta com coeficiente angular  $\beta$  e intercepto linear igual a  $1/k_D$ .

Um coeficiente de permeabilidade  $k_F$  (Forchheimer) pode então ser definido para caracterização dos efeitos de fluxo inercial na permeabilidade do propante, observando-se que o valor de  $y$  para determinada velocidade  $v$  é igual a  $1/k_F$ ,

$$\frac{I}{k_F} = \frac{I}{k_D} + \beta x \quad (3.15)$$

O coeficiente de permeabilidade  $k_F$  calculado pela equação (3.15) pode então ser substituído nas equações de fluxo monofásico para incluir tanto os efeitos da viscosidade (Darcy) quanto os inerciais (Forchheimer).

Para uma simulação representativa das condições do propante em campo é necessário executar ensaios de laboratório sob vazões de dezenas de litros por minuto. Na prática, basta atingir valores de 1.500 ml/min com solução de água e sal (*brine*) ou 25.000 ml/min com gás nitrogênio, para propiciar o estabelecimento de condições de fluxo inercial e a posterior determinação do fator  $\beta$ .

Ensaio de laboratório considerando vários fluidos mostram que valores de  $\beta$  dependem da permeabilidade do propante mas independem do tipo de fluido, variando de acordo com a seguinte relação

$$\beta = b/k^a \quad (3.16)$$

onde as constantes  $a$ ,  $b$  são obtidas a partir de resultados experimentais (Figura 3.9). Na utilização da equação (3.16) deve ser lembrado que os parâmetros  $a$ ,  $b$  são somente válidos para as condições dos ensaios nas quais foram determinados. Estes valores devem sofrer significativa variação em decorrência de esmagamentos de propante sob altas tensões de fechamento ou entupimento de canais de poros devido à migração de finos através do pacote granular.

Muitos fatores influenciam os efeitos inerciais do fluxo de um fluido monofásico, dentre os quais citam-se os seguintes: permeabilidade inicial do propante, porosidade do propante, curvatura das linhas de fluxo (dependentes da angulosidade dos grãos), abertura da garganta do canal de poros, distribuição granulométrica do agente de sustentação, heterogeneidades, rugosidade das superfícies dos grãos de propante, etc.

A Figura 3.10 compara os valores de  $\beta$  para alguns tipos de propante, notando-se que a variação pode ser da ordem de até 6 vezes.

### 3.4.2. Efeitos do fluxo multifásico

Para condições de fluxo multifásico, pesquisadores introduziram o termo  $\gamma$  que, para uma dada condição de fluxo, é definido como a razão entre a queda real de pressão

sob fluxo multifásico e a queda de pressão observada em laboratório sob condição de fluxo monofásico.

Usando a mesma nomenclatura da equação (3.13), um gráfico pode ser construído (Figura 3.13) considerando-se a razão entre a quantidade para a fase líquida  $x_\ell = \rho_\ell v_\ell / \mu_\ell$  e a quantidade total  $x_t = x_\ell + x_g$ , onde  $x_g = \rho_g v_g / \mu_g$  se refere à fase gasosa.

Valores experimentais são geralmente ajustados através da seguinte lei de potência,

$$\gamma = \gamma_0 + a \left( \frac{x_\ell}{x_t} \right)^b \quad (3.17)$$

onde  $\gamma_0$  corresponde ao valor para fluxo monofásico de gás e as constantes  $a$  e  $b$  são obtidas com base nos resultados experimentais mostrados na Figura 3.11.

Nos casos em que o projeto de fraturamento hidráulico utilizar somente a lei de Darcy, o engenheiro pode calcular a queda de pressão para as condições de campo esperadas e, em seguida, convertê-la numa medida de condutividade efetiva ou de fator de dano da permeabilidade.

Qualitativamente,

*Queda de pressão por unidade de comprimento = efeitos de viscosidade + efeitos de fluxo inercial + efeitos de fluxo multifásico*

Quantitativamente,

$$\frac{\Delta p}{L} = \left( \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \right) \gamma \quad (3.18)$$

A razão entre as forças de viscosidade e a queda total de pressão permite então calcular uma condutividade efetiva da fratura definida como

$$\text{condutividade efetiva} = \frac{\frac{\mu v}{k}}{\left( \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \right) \gamma} \times \text{condutividade de referência} \quad (3.19)$$

Alternativamente, os efeitos do fluxo multifásico podem ser incluídos na equação (3.15) de modo a reduzir a permeabilidade  $k_F$  pelo correspondente fator  $\gamma$ , determinando-se desta forma uma permeabilidade multifásica equivalente dada por

$$k_M = \frac{k_F}{\gamma} \quad (3.20)$$

ou

$$\frac{1}{k_M} = \left( \frac{1}{k_D} + \beta x \right) \gamma \quad (3.21)$$

Como aproximação dos efeitos de fluxo inercial e de fluxo multifásico, a razão de queda de pressão  $\gamma$  pode ser aplicada como um fator de dano em relação ao valor de referência do coeficiente de permeabilidade determinado para as condições de fluxo monofásico e laminar.

$$\text{fator de dano} = \frac{k_D}{k_M} = (1 + \beta x k_D) \gamma \quad (3.22)$$

### 3.5 CARACTERÍSTICAS DO PROPANTE

A influência das características do propano no mecanismo de refluxo do material de sustentação da fratura foi apresentada e discutida no capítulo 2.

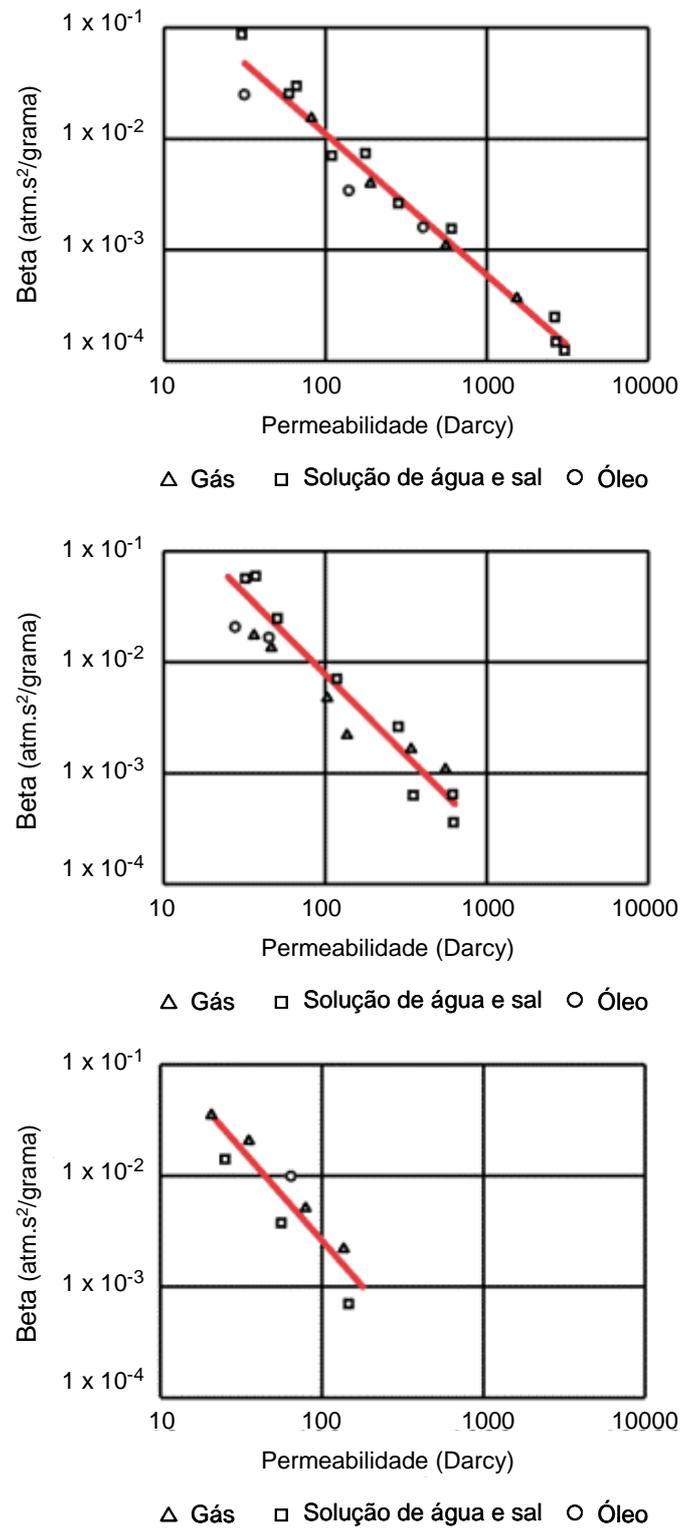


Figura 3.9 – Fator inercial  $\beta$  para propantes de areia considerando vários fluidos: gás, óleo e solução de água e sal (*brine*) - [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com).

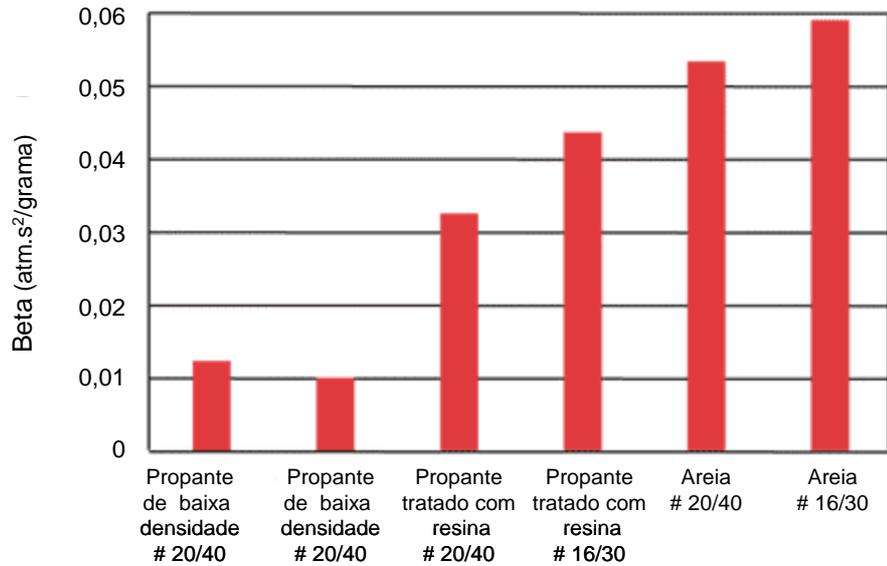


Figura 3.10 – Variação do fator  $\beta$  para vários tipos de propante (www.carboceramics.com).

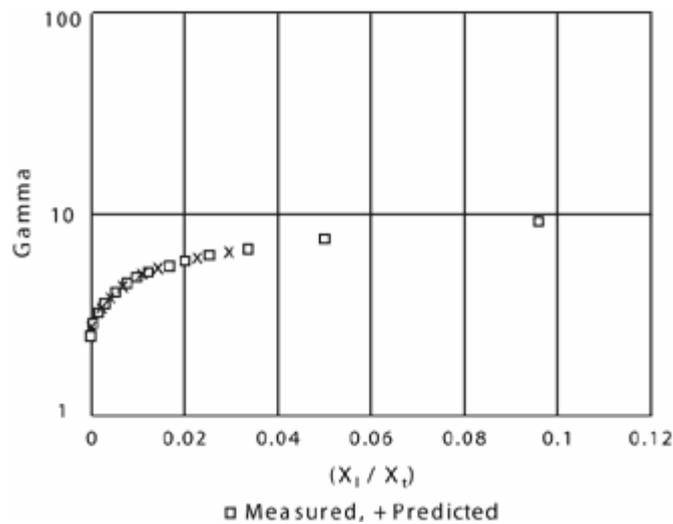


Figura 3.11 - Gráfico  $\gamma \times \frac{x_l}{x_t}$  para areia Jordan 20/40 (tensão de fechamento 2000 psi, temperatura 75°F, pressão interna 100 psi) - www.carboceramics.com

### 3.6 EFEITOS DA GRAVIDADE E DA VISCOSIDADE

As fraturas hidráulicas são geralmente verticais e, conseqüentemente, os efeitos da gravidade e da viscosidade no transporte e na deposição de propantes estão intimamente ligados.

Para fluidos de baixa viscosidade, a conhecida lei de Stokes torna-se o mecanismo preponderante para descrição da sedimentação das partículas do propante. A influência da gravidade é portanto preponderante. Cuidados devem ser tomados para evitar que uma viscosidade insuficiente do fluido possa resultar numa colocação inadequada do material de sustentação no interior da fratura.

A adição de propantes tende a aumentar a viscosidade de um fluido. Várias relações para previsão dos efeitos das partículas sólidas na viscosidade do fluido foram propostas na literatura. A relação de Amoco (Holditch et al., 1991), por exemplo, prevê que uma concentração de 8 ppg (8 libras de propante para cada galão de fluido) faz com que a viscosidade do fluido de fraturamento seja majorada em aproximadamente 3 vezes. O propante em suspensão aumenta a viscosidade do fluido, fazendo com que os efeitos da viscosidade sejam mais importantes do que os da gravidade.

Sob certas condições o uso de propante com menor tamanho de partícula (malhas 20-40) pode produzir melhores resultados do que os conseguidos com propantes de maior tamanho (malhas 12-20). São transportados mais facilmente e a maiores distâncias no interior da fratura. Após o bombeamento, as partículas de menor diâmetro permanecerão em suspensão também por maiores períodos de tempo. A experiência indica que para reservatórios de baixa permeabilidade, propantes de menor tamanho são normalmente empregados para se obter melhores resultados na estimulação.

O uso de propantes de maior tamanho, com a vantagem de condutividade que conferem à fratura, depende da disponibilidade de fluido com viscosidade suficiente para transporte das partículas e de uma largura de fratura suficiente para permitir uma deposição uniforme em seu interior.

### **3.7 FECHAMENTO FORÇADO DA FRATURA**

A técnica de fechamento forçado, como o próprio nome sugere, consiste em provocar um fechamento rápido da fratura, com o objetivo de manter o propante estável no interior da fratura graças à ação das tensões exercidas pelas superfícies da mesma. Esta tentativa de redução da ocorrência do refluxo do material de sustentação nem sempre funciona, tendo sido observado em análises experimentais (Parker *et al.*, 1999) que o fechamento forçado pode contribuir para a produção do propante, em vez de

preveni-lo, quando a tensão de fechamento for elevada em relação à resistência ao esmagamento dos grãos do material de sustentação.

### 3.8. EFEITO DA DEPLEÇÃO DO RESERVATÓRIO

A tensão efetiva atuante no agente de sustentação é a diferença entre a tensão in situ e a pressão do fluido na fratura, conforme equação 3.1a e ilustrado na figura 3.12. À medida que ocorre a produção do poço, pode-se esperar um acréscimo dos valores desta tensão em virtude da diminuição da pressão do fluido. Entretanto, de acordo com Salz et. al (1977), e tendo em vista a equação 3.1b, a tensão in situ  $\sigma_{\min}$  também diminuirá com o declínio da pressão do reservatório, resultando como efeito final uma diminuição da tensão efetiva atuante sobre o propante, num processo que tende a contribuir para a instabilidade do pacote granular a longo prazo (Aidar *et al.*, 2003). Em reservatórios pouco profundos de folhelhos a tensão efetiva sob o agente de sustentação é normalmente baixa e efeitos de depleção neste caso não afetam significativamente a condutividade da fratura.

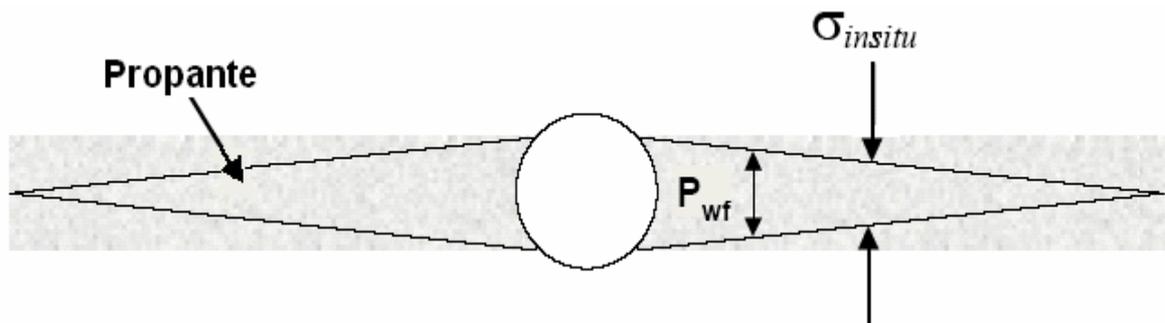


Figura 3.12 –Tensão efetiva no agente de sustentação