



**Leonardo Rodin Salas Cachay**

**Fluxo de Partículas de Sustentação em Poços de Petróleo  
Estimulados por Fraturamento Hidráulico**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Área de Concentração: Geotécnica

Orientador: Celso Romanel.

Co-orientador: Araken Dumont Ramos Lima

Rio de Janeiro, Dezembro de 2004



**Leonardo Rodin Salas Cachay**

## **Fluxo de Partículas de Sustentação em Poços de Petróleo Estimulados por Fraturamento Hidráulico**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Celso Romanel**

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Araken Dumont Ramos Lima**

Co-orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Paulo Dore Fernandes**

CENPES/PETROBRAS

**Deane Mesquita Roehl**

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**José Eugenio Leal**

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, Dezembro de 2004

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

## **Leonardo Rodin Salas Cachay**

Graduou-se em Engenharia Civil na UNI (Universidad Nacional de Ingeniería – Peru) em 2001. Ingressou no curso de Mestrado em Engenharia Civil da PUC-Rio em 2002.2, desenvolvendo estudos na linha de pesquisa Geomecânica Computacional.

### **Ficha Catalográfica**

Salas Cachay, Leonardo Rodin

Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico / Leonardo Rodin Salas Cachay; orientador: Celso Romanel; co-orientador: Araken Dumont Ramos Lima. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2004.

v., 132 f.: il. ; 29.7 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Refluxo de propante. 3. Propriedades dos propantes. 4. Poços de petróleo. 5. Fraturamento hidráulico. 6. Modelos experimentais. I. Romanel, Celso. II. Ramos Lima, Araken Dumont. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

A meus pais e irmãos,  
à Sonia, minha esposa,  
por terem confiado em mim.

## **Agradecimentos**

A meus pais e irmãos, pela atenção, carinho e ensinamentos, sem os quais eu não teria chegado até aqui.

Ao professor Celso Romanel, pela paciência, confiança depositada, orientação, estímulo e conhecimentos transmitidos.

Ao Araken Dumont Ramos Lima pela participação em momentos decisivos desta dissertação.

Aos professores do Departamento de Engenharia Civil da PUC - Rio.

A todos os amigos, especialmente os da sala 317-L e 607-C, pelo apoio nas horas difíceis.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio..

À PUC e à Capes pelos recursos financeiros que possibilitaram o desenvolvimento da pesquisa.

Ao Cenpes/Petrobrás, em especial ao engenheiro Paulo Dore Fernandes, pelo fornecimento dos dados relativos aos poços de petróleo de Sergipe.

A Javier Cânon e Max Salas pela colaboração que, de alguma forma, também contribuíram para o sucesso desta pesquisa.

À minha família no Peru e aos amigos que se preocuparam em manter os laços de amizade e de carinho apesar da longa distância

Aos meus primos Hada e Martin pelo incentivo e suporte que sempre me deram.

## Resumo

Salas Cachay, Leonardo Rodin. Romanel, Celso. Ramos Lima, Araken Dumont. **Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico**. Rio de Janeiro, 2004. 132p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Um dos principais objetivos da engenharia de petróleo é desenvolver e aplicar técnicas capazes de aumentar a produtividade de poços de petróleo, incluindo a estimulação da formação através de operações que aumentem a permeabilidade da rocha-reservatório e facilitem o escoamento do fluido. Dentre as técnicas de estimulação, a mais utilizada é o fraturamento hidráulico, a qual tem viabilizado a exploração em cerca de 40% dos poços produtores de petróleo em todo o mundo. Durante o fraturamento hidráulico, um material granular conhecido como material de sustentação ou propante, é injetado nas fraturas recém-criadas com o objetivo de mantê-las abertas e garantir-lhes condições de alta permeabilidade. A produção de material de sustentação (*proppant flowback*) é termo usado para descrever o refluxo do propante para o interior do poço, juntamente com o hidrocarboneto produzido. O controle do fluxo de propante representa um grave desafio para a indústria de petróleo, pois 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, problemas ambientais relacionados com a disposição de sólidos impregnados por hidrocarbonetos, etc. Neste contexto, a presente dissertação apresenta um estudo detalhado dos principais tipos de propante e de suas propriedades, bem como descreve os mecanismos que influem no refluxo do material de sustentação da fratura e analisa os principais modelos apresentados na literatura para previsão deste fenômeno. Uma retroanálise considerando os dados de campo em 22 poços da Petrobrás, localizados em Sergipe, permite uma comparação da eficiência entre quatro dos modelos, desenvolvidos com base em resultados de ensaios de laboratório, indicando suas vantagens e desvantagens para aplicação na prática da engenharia.

## Palavras-chave

Refluxo de propante; propriedades dos propantes; poços de petróleo; fraturamento hidráulico; modelos experimentais.

## Abstract

Salas Cachay, Leonardo Rodin. Romanel, Celso & Ramos Lima, Araken Dumont (Advisors). **Proppant flowback in oil wells stimulated by hydraulic fracturing**. Rio de Janeiro, 2004. 132p. MSc. Thesis – Department of Civil Engineering, Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

One of the main objectives of petroleum engineering is to develop and to apply techniques aiming the productivity increase of oil fields, including the stimulation of the rock through operations that increase the permeability of the oil reservoir and makes the flow of the fluid toward the well more efficient. Among the stimulation techniques, the most used is the hydraulic fracturing, carried out in about 40% of the producing oil wells around the world. During hydraulic fracturing, a granular material known as proppant, is injected into the just created fractures with the objective to keep them open and in order to guarantee the designed conditions of high permeability. Proppant flowback is the technical terminology employed to describe the flow of proppant from the fracture to the interior of the oil well, together with the produced hydrocarbon. An efficient and reliable control of this problem is still a major challenge to the oil industry, given the serious operational and security problems that it may cause, including costs of interrupted operations, cleaning measures, environmental contamination risks associated with the disposal of residues impregnated by oil, etc. In this context, the present thesis presents a detailed description on the main proppant materials and their engineering properties and available treatments, as well as on the physical mechanisms that control the flowback phenomenon. Several simple models published in the literature, that permit the forecast of proppant flowback in a fast and easy way, are also presented and discussed. Finally, a back-analysis considering the actual conditions in 22 Petrobras oil wells located in Sergipe was also carried out, what permitted a comparison among the results calculated according 4 prediction models, putting in evidence their advantages, shortcomings and adequacy as a design or control tool in the design and exploration of oil fields stimulated by hydraulic fracturing.

## Keywords

Proppant flowback; proppant properties; oil wells; hydraulic fracturing; experimental models.

## Sumário

1 INTRODUÇÃO	21
2 MATERIAIS DE SUSTENTAÇÃO DE FRATURAS	26
2.1. PRINCIPAIS TIPOS DE PROPANTES	26
2.1.1. Propriedades físicas dos propantes	27
2.1.1.1. Resistência ao esmagamento	28
2.1.1.2. Tamanho e distribuição dos grãos	28
2.1.1.3. Arredondamento e esfericidade das partículas	30
2.1.1.4. Densidade do propante	31
2.2. TRATAMENTOS DE PROPANTES	32
2.2.1. Tratamento com resina	32
2.2.2. Lavagem com resina	34
2.2.3. Agentes modificadores de superfície	34
2.2.4. Aditivos sólidos: fibras	35
2.2.5. Aditivos sólidos: filme termoplástico	36
2.2.6. Aditivos sólidos: DIP	37
3 REFLUXO DO MATERIAL DE SUSTENTAÇÃO	41
3.1. INTRODUÇÃO	41
3.2. LARGURA DA FRATURA	44
3.3. TENSÃO DE FECHAMENTO DA FRATURA	46
3.4. FORÇAS DE ARRASTE	50
3.4.1. Efeitos do fluxo não-Darciano	53
3.4.2. Efeitos do fluxo multifásico	55
3.5. CARACTERÍSTICAS DO PROPANTE	56
3.6. EFEITOS DA GRAVIDADE E DA VISCOSIDADE	59
3.7. FECHAMENTO FORÇADO DA FRATURA	60
3.8. EFEITO DA DEPLEÇÃO DO RESERVATÓRIO	60



4 MODELOS PARA PREVISÃO DE REFLUXO DO MATERIAL DE SUSTENTAÇÃO DA FRATURA	61
4.1. MODELOS EMPÍRICOS	61
4.1.1. Modelo do consórcio Stimlab	61
4.1.2. Modelo da cunha livre	66
4.1.3. Modelo de Potência	69
4.1.4. Modelo da Correlação de Bi-Potência	73
4.2. MODELOS TEÓRICOS	75
4.2.1. Modelo da velocidade mínima de fluidificação	75
4.2.2. Modelo Semi-Mecânico	77
4.2.3. Método dos Elementos Discretos	81
4.3. CASO HISTÓRICO - ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MODELOS EMPÍRICOS	81
5 RETROANÁLISE DE CASO HISTÓRICO	89
5.1. CARACTERÍSTICAS DOS POÇOS DA PETROBRÁS	89
5.2. PROPRIEDADES DO FLUIDO	90
5.2.1 Densidade	90
5.2.2. Viscosidade	92
5.3. CARACTERÍSTICAS DE PROJETO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO	93
5.4. MODELOS UTILIZADOS NAS RETROANÁLISES	97
5.5. RESULTADOS OBTIDOS	99
5.6. ANÁLISE COMPARATIVA DOS RESULTADOS	109
5.7. PARÂMETROS NECESSÁRIOS PARA ANÁLISE DO REFLUXO	116
5.7.1 Quantidades calculadas neste estudo	118
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	120
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	124

## Lista de figuras

Figura 1.1 – Estatísticas do fraturamento de poços nos Estados Unidos (1945 – 1993) – S. Haidar (2003).	21
Figura 1.2a – Representação do processo de fraturamento hidráulico (EPA, 2004).	22
Figura 1.2b – Representação de injeção de fluido contendo propante (EPA, 2004).	22
Figura 1.2c – Representação o processo de limpeza e produção do poço. (EPA, 2004)	22
Figura 2.1 – Seleção do tipo de propante de acordo com a tensão de fechamento da fratura (Economides et al., 2000).	27
Figura 2.2 – Comparação entre os valores de resistência ao esmagamento de vários tipos de propante (Economides, 2000).	28
Figura 2.3 – Valores de condutividade da fratura em função do tamanho dos grãos de propante e da tensão de fechamento (apud <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a> ).	29
Figura 2.4 – Fator de forma de Krumbein para caracterização do arredondamento e da esfericidade de grãos de propantes (RP-60, RP-58, RP-56).	30
Figura 2.5 – Geometria do arco de compressão em fraturas tratadas com propante e fibras (Romero e Feraud, 1996).	36
Figura 2.6 – Partícula DIP antes (esquerda) e após (direita) ao fechamento da fratura sob tensão de 7000 psi (48MPa). Os círculos indicam deformação causada pela penetração do propante.	39
Figura 2.7 – Aumento da resistência ao refluxo do material de sustentação com adição de 15% de DIP (em peso). Propante cerâmico 20/40 de baixa densidade (Lt. Wt), tensão confinante de 4.000 psi (27 MPa), temperatura de 250°F (120°C) - Rae, P. et al, 2001.	39
Figura 2.8 – Aumento da permeabilidade do propante pela adição de DIP (Rae, P. et al, 2001).	40
Figura 3.1 – Fraturamento hidráulico de um poço vertical (Economides,	

2000).	43
Figura 3.2 – Injeção de propante na fratura (Economides, 2000).	43
Figura 3.3 – Refluxo do agente de sustentação da fratura hidráulica 1 para o interior do poço de petróleo.	44
Figura 3.4 – Efeitos da tensão de fechamento na estabilidade de fratura hidráulica. (Canon, 2003)	47
Figura 3.5 – Ilustração da penetração do propante na rocha da formação. (R.D. Barred. Et. Al. 2003).	48
Figura 3.6 – Esmagamento e penetração do propante na rocha da formação (apud Legarth <i>et al.</i> , 2003).	48
Figura 3.7 – Condutividade da fratura a longo prazo em função da concentração de propante (apud <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a> ).	49
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).	49
Figura 3.9 – Fator inercial $\beta$ para propantes de areia considerando vários fluidos: gás, óleo e solução de água e sal ( <i>brine</i> ) - <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a> .	57
Figura 3.10 – Variação do fator $\beta$ para vários tipos de propante ( <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a> ).	58
Figura 3.11 - Gráfico $\gamma \times \frac{x_e}{x_t}$ para areia Jordan 20/40 (tensão de fechamento 2000 psi, temperatura 75°F, pressão interna 100 psi) - <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a>	58
Figura 3.12 – Tensão efetiva no agente de sustentação	60
Figura 4.1 – Seção longitudinal do pacote granular mostrando as zonas de refluxo (Stimlab, 1996-2002).	62
Figura 4.2 – Representação gráfica do modelo Stimlab delimitando regiões de estabilidade para diferentes números de camadas de grãos de propante no interior da fratura (Stimlab, 1996-2002).	65
Figura. 4.3 - Representação gráfica do modelo da cunha livre (Andrews e Kjørholt, 1998).	67

Figura 4.4 – Resultados experimentais de ensaios de laboratório (J.Canon, 2003).	68
Figura 4.5 – Resultados experimentais de laboratório com fluxo monofásico em propantes com abertura de malha 16/30 (Barree e Conway, 2002).	71
Figura 4.6 – Resultados experimentais de laboratório com fluxo monofásico em propantes com abertura de malha 12/20 (Barree e Conway, 2002).	71
Figura 4.7 – Sumário das curvas ajustadas pelo modelo de potência (Barree e Conway, 2002)	72
Fig 4.8 - Sumário das curvas ajustadas pelo modelo de potência com a inclusão de um limite inferior para velocidade de fluxo (Barree e Conway, 2002).	73
Figura. 4.9 - Envolvórias para areia na malha 20/40.	80
Figura. 4.10 – Envolvórias para propante cerâmico de alta resistência na malha 20/40.	80
Figura 4.11 – Retroanálise da estabilidade das fraturas com o modelo Stimlab (Canon et al., 2003)	82
Figura 4.12 – Retroanálise da estabilidade das fraturas com o modelo semi-mecânico (Canon et al., 2003)	83
Figura 4.13– Retroanálise da estabilidade das fraturas com o modelo de cunha livre (Canon et al., 2003)	83
Figura 4.14 – Ilustração de do estrangulamento da fratura junto ao poço (“choked-fracture skin”) devido ao refluxo do material de sustentação, (Diego J. Romero, 2003).	85
Figura 4.15 – Comparações dos índices de produtividade considerando o modelo da cunha livre (Canon et. al, 2003).	86
Figura 4.16 – Comparações dos índices de produtividade considerando o modelo de Stimlab (Canon et. al, 2003).	87
Figura 4.17 – Comparações dos índices de produtividade considerando o modelo semi-mecânico (Canon et. al, 2003).	87
Figura 4.18 – Metodologia para incorporar um critério de estabilidade no projeto do fraturamento hidráulico (Canon et. al, 2003).	88
Figura 5.1 – Porcentagem do propante produzido em relação ao peso total injetado nos poços da Petrobrás em Sergipe.	90

Figura 5.2 - Representações esquemáticas do reservatório e da fratura, (Diego J. Romero, e Peter P. Valkó, 2003)	94
Figura 5.3 – Índice adimensional de produtividade $J_D$ em função do coeficiente adimensional de condutividade da fratura $C_{fD}$ e da razão de penetração $l_x$ .	96
Figura 5.4 - Índice adimensional da produtividade em função do coeficiente adimensional de condutividade da fratura e do número de propante para $N_P \leq 0.1$ , (Cinco-Ley, H. and Samaniego, 1977).	97
Figura 5.5 - Índice adimensional da produtividade em função do coeficiente adimensional de condutividade da fratura com número de propante $N_P > 0.1$ , (Cinco-Ley, H. and Samaniego, 1977)	97
Figura 5.6 – Retroanálise para o modelo de cunha livre considerando propante (bauxita) de diâmetro 30/60.	100
Figura 5.7 – Retroanálise para o modelo semi-mecânico considerando propante (bauxita) de diâmetro 16/30. nos poços onde houve produção de propante.	101
Figura 5.8 – Retroanálise para o modelo semi-mecânico considerando propante (bauxita) de diâmetro 12/20 nos poços onde houve produção de propante.	101
Figura 5.9– Retroanálise para o modelo semi-mecânico considerando propante (bauxita) de diâmetro 16/30 nos poços onde não houve produção de propante (losangos).	101
Figura 5.10 – Retroanálise para o modelo do consórcio Stimlab considerando propante (bauxita) de diâmetro 16/30. Os losangos se referem a poços onde não ocorreu produção do material de sustentação da fratura.	102
Figura 5.11 – Retroanálise para o modelo do consórcio Stimlab considerando propante (bauxita) de diâmetro 12/20. Os losangos se referem a poços onde não ocorreu produção do material de sustentação da fratura.	102
Figura 5.12 – Retroanálise para o modelo de potência considerando propante (bauxita) de diâmetro 16/30. Os losangos se referem a poços onde não ocorreu produção do material de sustentação da fratura.	103

- Figura 5.13 – Retroanálise para o modelo de potência considerando propante (bauxita) de diâmetro 12/20. Os losangos se referem a poços onde não ocorreu produção do material de sustentação da fratura. 103
- Figura 5.14 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 30/60) de acordo com o modelo da cunha livre nos poços onde houve refluxo do material de sustentação. 104
- Figura 5.15 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 30/60) de acordo com o modelo da cunha livre nos poços onde não houve refluxo do material de sustentação. 104
- Figura 5.16 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 16/30 e 12/20) de acordo com o modelo semi-mecânico nos poços onde houve refluxo do material de sustentação. 105
- Figura 5.17 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 16/30 e 12/20) de acordo com o modelo semi-mecânico nos poços onde não houve refluxo do material de sustentação. 105
- Figura 5.18 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 16/30 e 12/20) de acordo com o modelo do consórcio Stimlab nos poços onde houve refluxo do material de sustentação. 106
- Figura 5.19 – Condição de estabilidade do propante (bauxita 16/30 e 12/20) de acordo com o modelo do consórcio Stimlab nos poços onde não houve refluxo do material de sustentação. 106

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Densidade e resistência de tipos de propante.	27
Tabela 2.2 – Valores de massa específica dos grãos e da massa específica aparente dos principais tipos de propante (apud <a href="http://www.carboceramics.com">www.carboceramics.com</a> ).	32
Tabela 2.5 – Ensaio de esmagamento em areia Ottawa 20/40 e com misturas areia + DIP (15%, 25%) – Rae, P. et al., 2001.	40
Tabela 2.4 – Ensaio de esmagamento em areia Ottawa 20/40 sob tensão estática de 5.000 psi (34 MPa) e 20 ciclos de carregamento entre 1.000 psi a 5.000 psi (7MPa a 34 MPa) – Rae, P. et al., 2001.	40
Tabela 3.1 – Equivalência entre a largura normalizada da fratura e a concentração do propante por área tratada da fratura (Milton-Tayler et al., 1992).	45
Tabela 4.1 – Ângulo de repouso para diferentes propantes de acordo com o consórcio Stimlab (1996-2002).	63
Tabela 4.2 – Valores típicos da resistência nominal do propante SMAx (Canon, 2003)	79
Tabela 5.1 – Poços onde a produção de propante foi observada.	91
Tabela 5.2 – Poços onde a produção de propante não foi observada.	91
Tabela 5.3 – Porcentagem de finos em propante de bauxita.	92
Tabela 5.4 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo de cunha livre (bauxita 30/60).	109
Tabela 5.5 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo semi-mecânico (bauxita 16/30)	110
Tabela 5.6 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo semi-mecânico (bauxita 12/20)	111
Tabela 5.7 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo do consórcio Stimlab (bauxita 16/30)	112.
Tabela 5.8 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo do consórcio Stimlab (bauxita 12/20).	113)

Tabela 5.9 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo de potência nos poços onde ocorreu produção de propante. 114

Tabela 5.10 – Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo de potência nos poços onde não ocorreu produção de propante.

115



## LISTA DE SÍMBOLOS

Parâmetros da fratura e resultados obtidos com o modelo de potência nos poços onde não ocorreu produção de propante.

### Alfabeto Latino

$A$	: Área da fratura, $\text{ft}^2$
$a'$	: Constante para o modelo Semi-Mecanico = 7,7172;
$A_f$	: Termo para o cálculo da velocidade mínima do fluidização;
$B_f$	: Termo para o cálculo da velocidade mínima do fluidização;
$BHFP$	: Pressão do fluido no inferior do furo, psi
$C$	: Termo de Fechamento, $\text{psi} / \text{ft}$
$C$	: Termo do fechamento no modelo de PFW, psi;
$C_f$	: Termo para o cálculo da velocidade mínima do fluidização;
$C_{fd}$	: Condutividade adimensional da fratura;
$C_1$	: Fator de fechamento utilizado pelo consorcio Stimlab
$C_{max}$	: Máxima concentração volumétrica dos sólidos alcançável, $\text{lb/gal}$ , $\text{m/L}^3$ ;
$C_n$	: Concentração volumétrica dos sólidos normalizada para uma máxima concentração sólida atingível, adimensional
$C_o$	: Fator de coesão, usado pelo consorcio Stimlab
$CP$	: Concentração areal do propante, $\text{lb} / \text{ft}^2$
$d$	: Diâmetro da partícula, $L$ ;
$D'_p$	: Diâmetro da partícula em micrones, $\mu$
$d_p$	: Diâmetro médio do grão de proppant, in;
$dP/dx$	: Gradiente da pressão, $\text{psi/ft}$ . $F$ : Termo do arrasto, $\text{psi/ft}$ ;
$d_{ref}$	: Diâmetro da referência, 0,0284 in;
$F$	: Termo de arraste, $\text{psi} / \text{ft}$
$F_{actual}$	: Gradiente da pressão real na fratura, $\text{psi/ft}$ ;
$F_{BHP}$	: Pressão fluindo no fundo do poço, psi.
$F_{pv}$	: O gradiente mínimo da pressão para desestabilizar os grãos de proppant fluxos, $\text{psi/ft}$ .
$F_{max}$	: O máximo gradiente estável de pressão para desestabilizar grãos de proppant fluxos, $\text{psi/ft}$ .
$F_{sta}$	: Gradiente da pressão estável máximo no modelo Semi-Mecanico, $\text{psi/ft}$ ;
$g$	: Aceleração da gravidade: $32 \text{ ft/seg}^2$ .
$h_f$	: Altura da fratura, ft;

$J_{d,id}$	: Ótimo índice adimensional de produtividade
$h_p$	: Espessura neta de produção, ft;
$K$	: É a permeabilidade em (Darcy)
$k$	: Permeabilidade da fatura, md
$k_F$	: permeabilidade do pacote de propante, md
$k_n$	: Constante da mola Normal;
$L$	: É a longitude da fratura em, (cm);
$m$	: Massa do grão;
$M_P$	: Massa de proppant, lb;
$M_{PFB}$	: Massa de proppant que fluído para trás, libras;
$\tilde{n}$	: Vetor da unidade no sentido normal;
$P$	: É a queda da pressão na fratura em (atm)
$P_{bh}$	: Pressão de fluxo no fundo do poço , psi ;
$P_{c,bh}$	: Pressão de fechamento no fundo do poço , psi ;
$P_{c,net}$	: Pressão efetiva do fechamento, psi;
$PF$	: Factor proppant
$P_f$	: Pressão final da formação (para estes cálculos supostos para ser zero para resultados conservadores);
$P_i$	: Pressão inicial da formação (na pressão do fechamento do tempo foi medido);
$\Delta P_p$	: Pressão efetiva
$P_{rd}$	: Pressão de depleção do reservatório.
$P_{ri}$	: Pressão inicial do reservatório (psi),
$P_{wf}$	: Pressão no fundo do poço
$q_{crit}$	: É o fluxo crítico, ft <sup>3</sup> /seg
$Q_f'$	: Taxa volumétrico do fluxo do fluido em ft <sup>3</sup> /s
$Q_{total}$	: Taxa de fluxo total, scf /D
$Re$	: Numero de Reynolds
$Re_F$	: Numero de Reynolds do fluido
$Re_{ft}$	: número Reynolds crítico no modelo de Carreau
$Re_G$	: Número de Reynolds da gravidade
$SG_p$	: Gravidade específica de proppant;
$S_{MAX}$	: Força máxima de proppant, psi;
$S_t$	: Termo da resistência;
$V$	: É a velocidade do fluido em (cm/sec)
$V_c$	: Velocidade critica do consorcio Stimlab, ft/seg;

$V_f$	: Velocidade fluida volumétrica média, ft/seg;
$v_f$	: Velocidade mínima do fluidização, ft/s;
$V_{fp}$	: Volume de proppant efetivo colocado na zona de pagamento, ft <sup>3</sup> ;
$v_h$	: Velocidade impedida de partícula-estabelecida, L/t;
$v_g$	: Volume do líquido;
$v_l$	: Volume do gás;
$V_N$	: Velocidade normalizada, ft/seg;
$V_p$	: Velocidade média da partícula, ft/seg;
$VPFB$	: Volume de Propante refluxo
$V$	: Velocidade do proppant, ft/seg;
$V_{res}$	: Volume do reservatório, ft <sup>3</sup>
$W$	: Largura da fratura, in
$W_p$	: Largura sustentada, in
$W_{p,avg}$	: Largura média sustentada, in
$W_{p,max}$	: Largura sustentada máximo, in
$W_r$	: Relação da largura;
$W_{r,max}$	: Máxima relação estável, in
$W_{stable}$	: Largura estável, in
$W_T$	: Termo da largura no modelo Semi-Mecanico, in
$x_f$	: Comprimento médio da fratura
$x_g$	: Razão entre a quantidade para a fase líquida
$x_l$	: Razão entre a quantidade para a fase gasosa.
$x_t$	: Razão total

### Alfabeto grego

$\beta$	: Fator ou o coeficiente da resistência inercial.
$\varepsilon_{mf}$	: Densidade média de vácuos da fase de fluidização mínimo;
$\mu_f$	: Viscosidade do fluido, cp;
$\mu_a$	: Viscosidade aparente da pasta, cp;
$\mu_o$	: Viscosidade normalizada do fluido limpo, cp;
$\mu_g$	: Viscosidade do fluido;
$\mu_l$	: Viscosidade do gás;
$\rho_f$	: Densidade do fluido, lb/ft <sup>3</sup> ;
$\rho_p$	: Densidade da partícula, lb/ft <sup>3</sup> ;

$\rho_g$	: Densidade do gás, lb/ft <sup>3</sup> ;
$\gamma$	: Representasse o fator por que os aumentos da queda de pressão
$\rho_l$	: Densidade do fluido, lb/ft <sup>3</sup> ;
$\phi_s$	: Fator de forma para partículas na Equação de Ergun; (1.0 = perfeita esfericidade)
$\phi_{pp}$	: Porosidade do pacote de proppant;
$\mu$	: É a viscosidade do fluido (cP)
$\mu\phi$	: É a viscosidade do fluido (cP)
$\rho$	: Densidade do fluido em (gr/cc)
$\rho_p$	: Densidade da partícula em (gr/cc)
$\rho_w$	: Densidade da água em (gr/cc)
$\sigma$	: Esforço principal mínimo
$\sigma_c$	: Esforço de fechamento
$D'_p$	: Diâmetro da partícula em micrones, $\mu$
$\bullet_s$	: Fator de forma da partícula na equação de Ergun
$\bullet_{pp}$	: Porosidade do propante
$\eta$	: Viscosidade no Modelo de Carreau
$\sigma_{min}$	: Tensão mínima horizontal ( in-situ)
$\nu$	: Coeficiente de Poisson's
$\sigma_v$	: Tensão de vertical
$\alpha$	: Constante de Biot's
$P_p$	: Pressão o reservatório o poro pressão
$\sigma_{extn}$	: Tensão tectônica
$\sigma_c$	: Variação de confinamento no agente de sustentação