

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Luiz Carlos Bittencourt Fontes

**Análise de Simuladores de Fraturamento
Hidráulico em Redes de Fraturas Discretas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Rio de Janeiro
Outubro de 2017



Luiz Carlos Bittencourt Fontes

**Análise de Simuladores de Fraturamento
Hidráulico em Redes de Fraturas Discretas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Wellington Campos

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Marcos Antônio Rosolen

Petrobrás

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 03 de outubro de 2017

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

Luiz Carlos Bittencourt Fontes

Graduou-se em Engenharia Civil (Universidade do Estado do Rio de Janeiro), especializou-se em Engenharia de Petróleo (Universidade Federal da Bahia), MBA em Finanças Corporativas (IAG PUC Rio), trabalha na gerência de Projeto Especializado de Poço da Petrobras S.A.

Ficha Catalográfica

Fontes, Luiz Carlos Bittencourt

Análise de simuladores de fraturamento hidráulico em redes de fraturas discretas / Luiz Carlos Bittencourt Fontes; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga. – 2017.

144 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Engenharia de Petróleo. 3. Engenharia de Poço. 4. Estimulação. 5. Fraturamento hidráulico. 6. Rede de fraturas discretas. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 621

Dedico este trabalho à minha esposa e aos meus filhos.

Agradecimentos

Ao meu orientador professor Arthur M. B. Braga.

Ao professor Valdo Ferreira Rodrigues.

À coordenadora de pós-graduação da Engenharia Mecânica professora Ângela Nieckele.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ser realizado.

À Petrobras pelo empréstimo dos simuladores deste trabalho.

Aos meus pais pela educação que recebi.

Aos meus colegas da PUC-Rio e Petrobras.

Aos professores que participaram da Comissão Examinadora.

A todos os professores e funcionários do Departamento pelos ensinamentos e pela ajuda.

A todos os familiares, amigos e colegas que de uma forma ou de outra me estimularam ou me ajudaram.

Resumo

Fontes, Luiz Carlos Bittencourt; Braga, Martins Barbosa Arthur. **Análise de Simuladores de Fraturamento Hidráulico em Redes de Fraturas Discretas**. Rio de Janeiro, 2017. 144 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta dissertação teve por objetivo expor os principais diferenciais entre um software comercial de projeto de fraturamento hidráulico (FH) com desenvolvimento de rede de fraturas discretas tridimensional e softwares de projeto de fraturamento convencional, apresentando uma análise dos efeitos da variação dos principais parâmetros que influenciam os resultados da simulação em cima de um caso real (Coeficiente de Filtrado Total e Espaçamento entre Planos de Fratura). Como esclarecimento do principal cenário de fraturamento não convencional foram apresentadas a descrição e principais propriedades de *shale gas/oil* (gás de folhelho e óleo de folhelho), expondo em seguida as teorias das geometrias ortogonais e a importância das fraturas naturais que embasam as doutrinas do DFN. Enquanto no fraturamento convencional adota-se um modelo de fratura planar com duas asas simétricas em relação ao poço, no fraturamento em *shale gas/oil* o modelo atualmente aceito é o de criação/ativação de uma fratura dominante e uma rede de fraturas paralelas e fraturas ortogonais à dominante. Foram apresentados as premissas da modelagem, as equações adicionais em relação ao FH convencional, os critérios adotados para a solução destas equações e os dados de entrada adicionais relativos à rede de fraturas. Para ilustrar os diferenciais de modelagem convencional e com rede de fraturas discretas foram apresentadas as equações governantes de um simulador pseudo-tridimensional convencional (P3D) e as equações governantes do simulador com criação de rede de fraturas estudado (MShale). Uma vez que os dados de entrada adicionais são o maior desafio para os projetistas de FH, apresentou-se um capítulo sobre os mesmos, com um exemplo de entrada de dados real comentado e um capítulo descrevendo as formas de saída de dados do simulador. Concluiu-se que o coeficiente de filtrado total tem grande impacto na geometria e condutividade da fratura dominante e rede de fraturas secundárias, influenciando

também as concentrações de agente de sustentação, como também ficou provado que a interação entre fraturas responde pela variação do espaçamento assumido entre os planos de fratura. Verificou-se que não se deve usar softwares de projeto de fraturamento convencional em cenários de reservatórios não convencionais, pois os resultados são irrealistas. Apontou-se deficiências do software de projeto de fraturamento hidráulico com rede de fraturas analisado, como a falta de opção de se considerar, para cada fluido utilizado, o seu respectivo coeficiente de filtrado total. Espera-se que esta dissertação seja útil aos projetistas de fraturamento hidráulico ao lidar com reservatórios não convencionais como *shale gas/oil* e que estimule o interesse da academia por este tema.

Palavras-chave

Engenharia de Petróleo; Poço; Estimulação; Fraturamento hidráulico; Rede de Fraturas Discretas.

Abstract

Fontes, Luiz Carlos Bittencourt; Braga, Martins Barbosa Arthur (Advisor). **Analysis of Hydraulic Fracture Simulators in Discrete Fracture Networks**. Rio de Janeiro, 2017. 144p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This dissertation aimed to present the main differences between commercial software for hydraulic fracturing with the development of a three - dimensional discrete fracture network and conventional fracture design software, presenting an analysis of the effects of the variation of the main parameters that influence the simulation results on a real case (Total Leakoff Coefficient and Spacing between Fracture Plans). As a clarification of the main unconventional fracturing scenario, the description and main properties of shale gas/oil were presented. Following the theories of the orthogonal geometries and the importance of the natural fractures that support the doctrines of the DFN. While in the conventional fracture, a planar fracture model with two symmetrical wings is used in relation to the well, in the shale gas/oil fracturing, the currently accepted model is the creation/activation of a dominant fracture and a network of parallel fractures and fractures orthogonal to the dominant. The modeling assumptions, the additional equations in relation to the conventional hydraulic fracture, the criteria adopted for the solution of these equations and the additional input data related to the fracture network were presented. To illustrate the conventional modeling differences and discrete fracture network, we have presented the governing equations of a conventional pseudo-three-dimensional simulator (P3D) and the governing equations of the simulator with the creation of a fracture network studied (MShale). Since additional input data is the biggest challenge for hydraulic fracturing designers, a chapter on them has been presented, with an example of actual commented data input and a chapter describing the simulator data output. It was concluded that the total filtration coefficient has a great impact on the geometry and conductivity of the dominant fracture and the network of secondary fractures, also influencing the concentrations of proppant, as it was also proved that the interaction between fractures corresponds to the variation of the assumed spacing between the fracture

planes. It was verified that conventional fracture design software should not be used in scenarios of non-conventional reservoirs, because the results are unrealistic. It was pointed out deficiencies of the software of hydraulic fracturing with analyzed network of fractures, as the consideration of constant coefficient of filtration throughout the operation. It is hoped that this dissertation will be useful to hydraulic fracturing designers when dealing with unconventional reservoirs such as shale gas / oil and to stimulate the interest of the academy on this subject.

Keywords

Petroleum Engineering; Well Engineering; Reservoir stimulation; Hydraulic fracture; Discrete Fracture Network.

Sumário

1. Introdução	25
1.1 Objetivos	26
1.2 Organização do Texto	27
2. Revisão Bibliográfica	28
2.1 Processo e Resultados de um Fraturamento Hidráulico	28
2.2 Descrição e Principais Propriedades de Óleo de Folhelho e Gás de Folhelho	32
2.3 Sistemas de Fraturas Naturais – Subsídios para a Modelagem de Fraturamento Hidráulico com Rede de Fraturas Ortogonais	34
2.4 Modelagem de Fratura Hidráulica Planar - Fundamentos	38
2.4.1 Equação de Carter	38
2.4.2 Modelagem Básica de Fratura Hidráulica	42
2.4.3 Modelagem KGD e PKN	43
2.4.3.1 Introdução	43
2.4.3.2 A Inclusão do Leakoff	47
2.4.3.3 Derivação do Modelo Khristianovich-Geertsma-de Klerk	49
2.4.3.4 Hipóteses dos modelos PKN e KGD	52
2.5 Equações Governantes de um Simulador Pseudo-tridimensional convencional (P3D) e com Criação de Rede de Fraturas (MShale)	52
2.5.1 Introdução	52
2.5.2 Principais Hipóteses Assumidas na Modelagem do MShale	54
2.5.3 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Fratura Planar MShale	55
2.5.3.1 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Placas Paralelas e Fluxo Laminar	56
2.5.3.2 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Canal com Seção Transversal Elipsoidal, Fluxo Laminar	57
2.5.3.3 Fluxo Turbulento	61

2.5.4 Equação de Quantidade de Movimento linear para Rede de Fraturas Discretas no MShale	61
2.5.4.1 Fluxo Laminar	62
2.5.4.2 Fluxo Turbulento	63
2.5.5 Características da Rede de Fraturas Discretas no MShale	64
2.5.5.1 Rede de Fratura	64
2.5.5.2 Número de Fraturas Discretas	65
2.5.5.3 Características Geométricas da Rede <i>DFN</i>	66
2.5.5.4 Volume de Reservatório Estimulado	67
2.5.5.5 Características Específicas <i>DFN</i>	68
2.5.5.6 Razões de Volume de Reservatório Estimulado	68
2.5.6 Conservação da Massa na de Fraturas Discretas no MShale	68
2.5.7 Interações Entre as Fraturas na Rede no MShale	69
2.5.7.1 Interação de Rigidez	70
2.5.7.2 Correlação Empírica	70
2.5.8 Distribuição de Propante na Rede de Fraturas Discretas no MShale	71
2.5.8.1 Distribuição Uniforme de Propante	72
2.5.8.2 Distribuição de Propante na Fratura Dominante.	73
2.5.8.3 Distribuição de Propante Especificada pelo Usuário	74
3. Materiais e Métodos	78
3.1 Dados de Entrada no Simulador com Rede de Fraturas (MShale)	78
3.1.1 Dados Gerais para Projeto de Fraturamento Hidráulico	78
3.1.2 Dados Específicos para Projeto de Fraturamento Hidráulico com Criação de Rede de Fraturas Discretas	81
3.1.2.1 Primeira opção: Fraturas Múltiplas (<i>Multiple Fractures</i>).	82
3.1.2.2 Segunda opção: Ilhas de Fraturas (<i>Cluster Fractures</i>)	88
3.1.2.3 Terceira Opção: Rede de Fraturas Discretas Especificada pelo Usuário e Determinística	90
3.1.3 Entrada de Dados do Estudo de Caso em Um Projeto de Fraturamento Hidráulico com Criação de Redes de Fratura	

em Poço Vertical	97
3.2. Dados de Saída do Simulador com Rede de Fraturas (MShale)	108
4. Análise de Sensibilidade de Parâmetros na Rede de Fraturas com Base no Estudo de Caso.	116
4.1 Análise dos Efeitos da Variação do Coeficiente de Filtrado Total	116
4.2 Análise de Sensibilidade para Variações de Ct	128
4.3 Análise dos Efeitos da Variação do Espaçamento entre Planos de Fratura	132
5. Conclusões, Recomendações e Sugestões sobre o Simulador	136
6. Referências bibliográficas	139
7. Anexos.	142

Lista de figuras

Figura 2.1.1 – Visão em planta de uma fratura hidráulica, com o poço ao centro (fora de escala).....	29
Figura 2.1.2 – Vista em corte longitudinal do poço da Figura 2.1 (fora de escala).....	29
Figura 2.1.3 – Rede de fraturas criadas/reactivadas hidráulicamente em poço vertical.....	30
Figura 2.2.1 – Esquerda – Unidade de Xisto da PETROBRAS, SIX em São Mateus do Sul-PR(Fonte: Agência Petrobras), mineração a céu aberto. Direita – Operação de Fraturamento hidráulico em poço de óleo/gás de folhelho (Fonte: Oil & Gas Financial Journal).....	32
Figura 2.3.1 – Cenários de complexidade de fraturas hidráulicas (adaptado de Cipolla et al. 2010).....	35
Figura 2.3.2 – Modelo de dupla porosidade de Warren e Root.....	36
Figura 2.3.3 – Foto de cima de fraturas ortogonais em afloramento de arenito (Olson).....	37
Figura 2.3.4 – Foto frontal de fraturas ortogonais em afloramento de arenito (Olson).....	37
Figura 2.4.1 – Esquema de uma asa da fratura de Carter com abertura constante.	39
Figura 2.4.2 – Derivação do modelo Perkins e Kern de uma fratura vertical.....	44
Figura 2.4.3 – Pressão durante propagação da fratura (Adaptado de Smith M. B. & Montgomery C. T. – Hydraulic Fracturing, 2015).....	46
Figura 2.4.4 – Condição de extremidade de Barenblatt.	50
Figura 2.5.1 – Sistema de eixos e tipos de fraturas por planos.....	55
Figura 2.5.2 – Desenho esquemático de meia asa de fratura planar com seção retangular.....	56
Figura 2.5.3 – Desenho esquemático de meia asa de fratura planar com seção elipsoidal.	58

Figura 2.5.4 – Distribuição de Propante uniforme.	72
Figura 2.5.5 – Distribuição de Propante na fratura dominante.	73
Figura 3.1.1.1 – Tela de dados para cálculo de erosão nos canhoneados.....	79
Figura 3.1.2.1 – Opções de fraturas.....	82
Figura 3.1.2.2 – Tela para múltiplas fraturas.....	83
Figura 3.1.2.3 – Características da opção Múltiplas fraturas (Multiple Fractures Characteristics).....	84
Figura 3.1.2.4 – Tela de Interação para a opção Especificada pelo Usuário.	85
Figura 3.1.2.5 – Tela de Interação para a opção Empírica.	85
Figura 3.1.2.6 – Tela sobre a distribuição do propante.	86
Figura 3.1.2.7 – Opções de distribuição de propante.....	87
Figura 3.1.2.8 – Tela de opção para fraturas em ilhas ou com- plexas.....	88
Figura 3.1.2.9 – Características para Ilhas de Fraturas (<i>Cluster Fractures</i>), extensão finita.....	89
Figura 3.1.2.10 – Tela de Opções para Rede de Fraturas Dis- cretas.	91
Figura 3.1.2.11 – Tela para extensões de fraturas finitas na opção especificada pelo usuário.	92
Figura 3.1.2.12 – Tela para extensões de fraturas finitas na opção determinística	92
Figura 3.1.2.13 – Tortuosidade devido a múltiplas fraturas pró- ximo do poço.....	94
Figura 3.1.2.14 – Tabela de Pressão Próximo do Poço.....	95
Figura 3.1.2.15 – Reorientação de múltiplas fraturas à meia distância do poço	95
Figura 3.1.2.16 – Tela de Complexidade da Fratura a Meia Distância do Poço.....	96
Figura 3.1.3.1 – Tela de informações sobre o poço - tratamen- to pelo casing (sem coluna no poço).....	97
Figura 3.1.3.2 – Primeira tela de dados sobre as zonas a	

serem fraturadas.	98
Figura 3.1.3.3 – Segunda tela de dados sobre as zonas - canhoneados.....	98
Figura 3.1.3.4 – Terceira tela de dados sobre as zonas – permeabilidade, topo e base.	99
Figura 3.1.3.5 – Quarta tela de dados sobre as zonas – opções para a rede de fraturas.	99
Figura 3.1.3.6 – Quinta tela de dados sobre as zonas – características da rede de fraturas especificadas pelo usuário.....	100
Figura 3.1.3.7 – Sexta tela de dados sobre as zonas – interações na rede de fraturas.....	101
Figura 3.1.3.8 – Sétima tela de dados sobre as zonas – distribuição de AS nas fraturas.	101
Figura 3.1.3.9 – Reologia e perda de carga do slickwater.	103
Figura 3.1.3.10 – Reologia e perda de carga do gel linear.	103
Figura 3.1.3.11 – Dados sobre a bauxita 50/150 <i>mesh</i>	103
Figura 3.1.3.12 – Dados sobre a bauxita 30/60 <i>mesh</i>	104
Figura 3.1.3.13 – Dados sobre a bauxita 20/40 <i>mesh</i>	104
Figura 3.1.3.14 – Reologia e perda de carga do gel reticulado.....	104
Figura 3.1.3.15 – Excerto de propriedades das rochas.....	105
Figura 3.1.3.16 – Perfis de tensão mínima e propriedades elásticas das rochas.....	105
Figura 3.1.3.17 – Coeficiente de perda de filtrado total.....	106
Figura 3.1.3.18 – Critérios para o agente de sustentação.....	107
Figura 3.1.3.19 – Valores de parâmetros de transferência de calor.	107
Figura 3.2.1.1 – Gráfico da área de fratura principal e de rede em relação ao tempo de operação de fraturamento.....	110
Figura 4.1.1 – Pressão medida (real) e prevista pelo simulador.....	117
Figura 4.1.2 – Declínios de pressão após o <i>SDT</i> e ao final do 1º fraturamento sincronizados.....	118
Figura 4.1.3 – Eficiência do fraturamento para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft} \sqrt{\text{min}}$	119
Figura 4.1.4 – Eficiência do fraturamento para $Ct = 1 \times 10^{-4} \text{ ft} \sqrt{\text{min}}$	119

Figura 4.1.5 – Net pressure para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft}^2/\text{min}$.	120
Figura 4.1.6 – Net pressure para $Ct = 1 \times 10^{-4} \text{ ft}^2/\text{min}$.	120
Figura 4.1.7 – Perdas de carga próximo do poço para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	121
Figura 4.1.8 – Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	121
Figura 4.1.9 – Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 4E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	122
Figura 4.1.10 – Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	122
Figura 4.1.11 – Volume reservatório estimulado para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	123
Figura 4.1.12 – Volume reservatório estimulado para $Ct = 4E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	123
Figura 4.1.13 – Volume reservatório estimulado para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	123
Figura 4.1.14 – Aberturas das fraturas na rede para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	124
Figura 4.1.15 – Abertura na rede para $Ct = 4E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	124
Figura 4.1.16 – Abertura na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	124
Figura 4.1.17 – Simulação com AS distribuído uniformemente e com AS somente na fratura principal.	126
Figura 4.1.18 – Abertura das fraturas na rede para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	126
Figura 4.1.19 – Abertura das fraturas na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	126
Figura 4.1.20 – Condutividade das fraturas na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^2/\text{min}$.	127
Figura 4.1.21 – Desenho esquemático das sete fraturas principais no poço Leme.	127
Figura 4.2.1 – Gráfico de Pressão Líquida (P_{net}) por Coeficiente de Filtrado Total.	128
Figura 4.2.2 – Gráfico de Altura média DFN por variação de Ct .	128

Figura 4.2.3 – Gráfico de Comprimento de <i>DFN</i> por variação de Ct.....	129
Figura 4.2.4 – Gráfico de Abertura Média da Fratura Principal por variação de Ct.	129
Figura 4.2.5 – Gráfico de Abertura Média de <i>DFN</i> por variação de Ct.....	129
Figura 4.2.6 – Gráfico de Concentração por Área Média de <i>DFN</i> por variação de Ct.	130
Figura 4.2.7 – Gráfico de Volume de <i>DFN</i> por variação de Ct.	130
Figura 4.2.8 – Gráfico de Volume de fratura principal por variação de Ct.....	130
Figura 4.2.9 – Gráfico de Comprimento de Fratura Principal Sustentada por variação de Ct.	131
Figura 4.2.10 – Gráfico de Comprimento de <i>DFN</i> Sustentada por variação de Ct.	131
Figura 4.2.11 – Gráfico de Área <i>DFN</i> por variação de Ct.....	132
Figura 4.3.1 – Geometrias das <i>DFNs</i> em vista superior para espaçamentos de 1 m e 20 m.	133
Figura 4.3.2 – Geometria das fraturas principais para espaçamentos de 1 m e 20 m.....	133
Figura 4.3.3 – Gráfico de Eficiência x tempo para espaçamentos de 1m e 20m.....	134
Figura 4.3.4 – Gráfico de Pressão Líquida x Tempo para espaçamentos de 1 m e 20 m.....	134
Figura 4.3.5 – Comparando interações entre planos de fraturamento com espaçamento diferente.	135
Figura 4.3.6 – Fator de interação de influência elástica versus distância adimensional (Adaptado de Meyer et al. 2011).....	135

Lista de quadros

Quadro 3.1.2.1 – Compara as opções das Características para <i>Cluster Fractures</i>	89
Quadro 3.1.3.1 – Esquema de tratamento planejado.....	102
Quadro 3.2.1.1 – Valores de superfície do tratamento bombeado.....	108
Quadro 3.2.1.2 – Valores de perda de carga hidráulica.....	109
Quadro 3.2.1.3 – Valores dos volumes injetados na fratura.....	109
Quadro 3.2.1.4 – Valores de resultado de fraturamento com relação aos volumes, pressões, comprimentos, aberturas, alturas e eficiência dos fluidos... ..	111
Quadro 3.2.1.5 – Valores calculados ao final do trabalho.	112
Quadro 3.2.1.6 – Geometria da rede de fraturas ao longo do tempo.	112
Quadro 3.2.1.7 – Perda carga nos canhoneados e vizinhanças do poço	113
Quadro 3.2.1.8 – Informações relativas ao propante por tempo... ..	113
Quadro 3.2.1.9 – Geometria e concentrações ao desligar as bombas (EOJ – End Of Job)... ..	113
Quadro 3.2.1.10 – Posições de deposição do AS.....	114
Quadro 3.2.1.11 – Valores físicos das propriedades dos fluidos no decorrer da operação... ..	114
Quadro 3.2.1.12 – Temperaturas no fundo do poço e média na fratura.....	115
Quadro 3.2.1.13 – Temperaturas do fluido de fraturamento em relação à posição.	115
Quadro 4.1.1 – Resumo de Resultados – 1º fraturamento.....	125

Lista de Símbolos

- Δincremento de tempo
- ∂derivada parcial
- γ_Efator de rigidez
- γ_Fenergia específica de superfície de fratura
- γ_Cmultiplicador de perda de fluido
- μviscosidade dinâmica
- μDmicro Darcy = 1×10^{-6} D
- ηeficiência
- πnúmero irracional 3,14159...
- σ_1tensão vertical
- σ_2tensão horizontal máxima
- σ_3tensão horizontal mínima
- τ_wtensão cisalhante no fluido
- Φfunção de parâmetro de filtrado
- Φ_Efator de interação elástica
- Φ_{ij}fator de influência 3D
- Γfunção gama
- \bar{c}_fconcentração média de pasta na fratura principal
- \bar{c}_sconcentração média de pasta nas fraturas secundárias
- νrazão de Poisson, adimensional
- Zextensão máxima do comprimento da rede de fraturas
- ζ_Dposição adimensional
- ω ($L/A/V/V_t$) ... razões geométricas entre o DFN e o reservatório estimulado
- Ψparâmetro adimensional de momento, coeficiente de rigidez
- χ_prazão de volumes de propante entre fratura principal e rede

Abreviaturas e Definições

- 2D.....duas dimensões
- 2xf.....comprimento de duas asas de fratura
- 3D.....três dimensões
- A.....área
- AS.....agente de sustentação (*proppant*)
- bb.....barril – unidade de volume
- bpm.....barril por minuto
- c.....constante específica para cada caso
- C_{fD}condutividade adimensional da fratura
- C_L ou C_t*leakoff coefficient* - coeficiente de filtrado total
- Cp.....centipoise – unidade física de viscosidade
- Cut-offs*..... valores estipulados para as variáveis a fim de separar regiões de interesse
- D.....unidade de permeabilidade, Darcy
- Dendríticas.....forma enraizada
- DFN.....*Discrete Fracture Network*: rede de fraturas discretas
- d_hdiâmetro hidráulico
- \bar{d}_pdiâmetro médio do propante
- D_sintensidade de saturação = altura / espaçamento
- E.....módulo de elasticidade ou módulo de Young, psi
- E'.....Módulo planar de deformação, psi
- Embedment*.....endentação do folhelho na partícula do AS
- EOJ.....*End Of Job*, momento do desligamento do bombeio
- erfc*função erro
- EUA.....Estados Unidos da América
- FH.....fraturamento hidráulico
- ffator de fricção de Darcy
- ftsímbolo de pé (*foot*)
- gal.....galões
- HC.....hidrocarbonetos
- h_f , aaltura de Fratura

hp.....altura de fratura sustentada
HPHT.....*high pressure high temperature*
ht.....altura total de fratura
HVHF.....*high volume hydraulic fracturing*
 IEA.....International Energy Agency
 ICF.....índice de complexidade de fratura
ISIP.....*Instantaneous Shut In Pressure*
Jdmax.....máximo índice de produtividade
k.....permeabilidade na formação
k'.....índice de consistência de fluidos (Pa.sⁿ)
kf.....permeabilidade na fratura
 KGD.....modelo de simulação criado por Khristianovich, Zheltov's e Daneshy
L ou *xf*.....comprimento de uma asa de fratura
 lb/ft.....libra massa por pé
liner.....tipo de revestimento que ancora o topo num revestimento mais externo e não na cabeça de poço
Lp.....comprimento de fratura sustentada
Lt.....comprimento de fratura total
 MFrac.....módulo do pacote Meyer para simulação de fraturamentos convencionais
 MShale.....módulo do pacote Meyer para simulação de fraturamentos não convencionais
 mm.....milímetros
M_f.....massa de propante na fratura principal
M_{DFN} ou *M_t*.....massa total de propante injetado
 MNpv.....módulo do pacote Meyer para análise do valor presente da operação
 MProd.....módulo do pacote Meyer para análise da produção
M_s.....massa de propante nas fraturas secundárias
n'.....índice de comportamento do fluido
 nD.....Nano Darcy = 1×10^{-9} D
N_ζ.....número de fraturas paralelas

Nprop.....Número de propante
OECD.....*Organisation for Economic Co-operation and Developing*
Overburden.....Tensão vertical devido à sobrecarga das camadas superiores e lâmina d'água, se houver
P3D.....Pseudo Tridimensional - modelo de simulação simplificado para 3D
PDL.....*Pressure Dependent Leakoff* – aumento de filtração devido ao aumento de pressão
Pc.....pressão de fechamento de fratura
 $perim_f$perímetro da fratura
PESA.....Petrobras Energia S.A.
 P_ipressão inicial do reservatório
PKN.....modelo de simulação criado por Perkins & Kern, Geertsma & de Klerk e Nordgren
PLT.....*Production Logging Test* – Teste de Produção por Ferramenta de Perfilagem
Pnet.....*net pressure* – Pressão líquida
PPA.....*Pound per Added gallon* – libra por galão adicionado
 psi*pounds per square inch* – libras por pologada quadrada, unidade de pressão
 pwfpressão de fluxo na boca da fratura
 qvazão
QC (CQ).....qualidade da completção
QR (RQ).....qualidade do reservatório
 r, r_wraio do poço
R.....raio de uma fratura tipo “moeda”
Re.....número de Reynolds
RNC.....reservatórios não-convencionais
S.....espaçamento entre fraturas
Screen Out.....embuchamento da fratura
SDT.....*Step Down Test*
Slick water..... fluido constituído de água, redutor de fricção, bactericida e em alguns casos surfactantes.

Sp*Spurt loss* – filtrado inicial antes do reboco
 SRV*Stimulated Reservoir Volume* – volume de reservatório estimulado
 SwSaturação de água em porcentagem
 ttempo
 t_ctempo de fechamento
 t_Dtempo adimensional
Tight gasformação de arenito ou carbonato com baixa permeabilidade
 TOCteor de carbono total, teor orgânico total, %
 TSO*Tip Screen Out*, forma de fraturamento mais curto e mais largo
 uvelocidade
 \bar{u}velocidade média da frente de fluxo
 Vvolume
 V_{DFN}volume de rede de fraturas discretas
 V_fvolume de fratura principal
 V_{fp}volume de propante na formação
 V_ivolume de fluido injetado
 V_{loss}volume total efetivo de perda de fluido
 V_{is}volume de fluido injetado para as fraturas secundárias
 V_{pD}volume sustentado da rede de fraturas
 VPLValor Presente Líquido
 VRE, V_{SR}, V_{SRV}Volume de Reservatório Estimulado, volume microssísmico
 V_{sp}volume de *spurt loss*
 w, babertura de fratura
 w_pabertura de fratura sustentada
 x, y, zeixos principais
 $x-y, y-z, z-x$planos principais
 x_{Dw}, y_{Dw}, z_{Dw}coordenadas adimensionais poço/fraturas
 xf ou Lcomprimento de uma asa de fratura

Keep your eyes on the stars, and your feet on the ground.

The first requisite of a good citizen in this republic of ours is that he shall be able and willing to pull his own weight.

The most important single ingredient in the formula of success is knowing how to get along with people.

In any moment of decision, the best thing you can do is the right thing, the next best thing is the wrong thing, and the worst thing you can do is nothing.

Theodore Roosevelt

1 Introdução

A primeira operação de fraturamento hidráulico (FH) realizada no mundo ocorreu em 1947 no campo de gás de Hugoton em Kansas, EUA (Gridely *et al.*, 1989). Este FH não trouxe ganho de produção significativo. Entretanto, até 1964 já haviam sido realizados mais de 40.000 FH nos EUA demonstrando o sucesso desta operação de estimulação da produção de óleo e gás. Até 1981 o acumulado atingiu 800.000 tratamentos, ultrapassando um milhão de FH em 1988. Nesta ocasião, de 25% a 30% das reservas de óleo e gás no mundo o eram graças ao FH e 35% a 40% dos novos poços perfurados eram completados com FH (Veath, *et al.*, 2001). O processo de FH e as fraturas resultantes serão apresentados no Capítulo 2, a seguir.

Houve grande ampliação da aplicação de FH ao longo de sua história. Do início com pequenos tratamentos para ultrapassar regiões danificadas próximas ao poço, expandiu para FH de maiores volumes (*true stimulation*), FH massivos de enormes volumes, FH associado à contenção de areia (*frac-packs*) e mais recentemente múltiplos fraturamentos em poços horizontais de forma a viabilizar o desenvolvimento de campos de gás/óleo de folhelho. A descrição e principais propriedades de gás de folhelho e óleo de folhelho serão apresentadas no Capítulo 3.

A associação entre poços horizontais e múltiplos FH (dezenas de fraturas e cada uma gerando ou ativando uma rede de fraturas/fissuras) no Folhelho de Barnett nos EUA em 2001 foi considerada a quebra de código para viabilizar a produção econômica de gás e óleo dos folhelhos.

O modelo aceito para explicar a produção significativa de gás e óleo de reservatórios em folhelhos com permeabilidade matricial tão baixa admite que cada FH cria ou ativa uma rede tridimensional de fraturas/fissuras, além de uma fratura planar dominante. Ora, até então o projeto de FH era feito com programas de computador (*softwares*) que resolviam o problema da criação de uma fratura planar com asas simétricas. Nos casos de FH por entrada limitada eram criadas várias fraturas, porém planares, independentes e proporcionais à fração do volume total de fluido bombeado que adentrava cada fratura. Assim, a academia e a indústria tiveram que desenvolver soluções para o projeto de FH com a criação/ativação de rede tridimensional de fraturas/fissuras. Para o projetista de

FH, na indústria do petróleo, os softwares desenvolvidos trouxeram, em relação ao convencional que praticavam, o desafio de conhecer as premissas do novo modelo, adquirir noções básicas sobre as equações e critérios adicionais, obter os dados de entrada adicionais relativos à rede de fraturas e adquirir conhecimento sobre as técnicas de avaliação de FH com rede de fraturas, a fim de avaliar cada poço estimulado e alimentar o processo empírico de aperfeiçoamento do projeto de FH. Estes desafios são maiores no Brasil por conta da falta de atividade em gás/óleo de folhelho no país. O autor desta dissertação teve a oportunidade de adquirir experiência em projetos de *tight gas*, gás/óleo de folhelho na Argentina. Justifica-se o interesse em *tight gas*, gás/óleo de folhelho por conta de sua importância nos EUA e Canadá e grande potencial em outras regiões no mundo, em particular em países vizinhos na América do Sul.

1.1 Objetivos

Esta dissertação tem por objetivo apresentar os principais diferenciais entre softwares comerciais de projeto de fraturamento hidráulico com desenvolvimento de rede de fraturas discretas tridimensional e softwares de projeto de fraturamento convencional. Busca-se facilitar o entendimento daqueles por projetistas na indústria e estimular o interesse da academia por este tema.

Para tal, serão apresentadas as premissas da modelagem, as equações adicionais em relação ao FH convencional, os critérios adotados para a solução destas equações, os dados de entrada adicionais relativos à rede de fraturas e uma ideia geral sobre as técnicas de avaliação de FH com rede de fraturas.

Uma vez que os dados de entrada adicionais são o maior desafio para os projetistas de FH, apresenta-se um estudo de caso, com dados reais de um fraturamento hidráulico em um poço vertical em óleo de folhelho, onde buscou-se verificar o grau de impacto da variação de valores destes dados nos resultados do projeto.

1.2 Organização do Texto

Esta introdução é seguida pelos capítulos que constituem a Revisão Bibliográfica quais sejam: Capítulo 2.1, Processo e resultados de um fraturamento hidráulico; Capítulo 2.2, Descrição e principais propriedades de gás/óleo de folhelho; Capítulo 2.3, Sistemas de fraturas naturais – Subsídios para a Modelagem de Fraturamento Hidráulico com Rede de Fraturas Ortogonais; Capítulo 2.4, Modelagem de Fratura Hidráulica Planar – Fundamentos; Capítulo 2.5, Equações Governantes de um Simulador Pseudo-tridimensional Convencional (P3D) e com Criação de Rede de Fraturas (MShale). A seguir vêm os capítulos que buscam cumprir os objetivos desta dissertação, Materiais e Métodos, quais sejam: Capítulo 3.1 apresenta os dados de entrada no simulador de fraturamento hidráulico com rede de fraturas MShale, sendo que na seção 3.1.3 são apresentados os dados de entrada do estudo de caso; Capítulo 3.2 sobre a saída de dados do simulador; Capítulo 4, Análise e Discussão, onde se fazem as análises de sensibilidade de parâmetros na rede de fraturas com base no estudo de caso e Capítulo 5 Considerações finais sobre o simulador.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Processo e Resultados de um Fraturamento Hidráulico

A descrição genérica da criação de uma fratura hidráulica convencional é a seguinte. Preenche-se o poço com fluido. A pressurização/injeção de fluido contra os canhoneados (ou *liner* perfurado, ou poço aberto) supera a resistência da rocha iniciando-se uma fratura. Esta fratura propaga-se através da injeção de fluido com controle de filtrado (fluido eficiente). O fluido de propagação é sucedido por um fluido com agente de sustentação (propante), de sorte que à medida que o fluido de propagação se perde, por filtração, nas paredes da fratura criada, a frente do fluido com agente de sustentação caminha em direção à extremidade da fratura. Quando desejado e programado um *TSO – Tip Screen Out*, o agente de sustentação atinge a extremidade da fratura, se acumulando, ocorrendo uma inflação da fratura, aumentando sua espessura e condutividade, à medida que a pressão se eleva em gradiente crescente, interrompendo-se o tratamento. Aguarda-se então a dissipação de pressão ou se permite o fluxo do poço a baixa vazão (1 a 2 bpm), ocorrendo o fechamento das paredes da fratura contra o pacote de agente de sustentação (Rodrigues, 2015).

O fraturamento hidráulico (FH) convencional, fratura planar, além de ultrapassar a região danificada em torno do poço, quando presente, cria um caminho preferencial de fluxo entre este e o reservatório (**Figura 2.1.1 e 2.1.2**), transformando as linhas de fluxo próximas do poço de convergentes para pseudo-paralelas, diminuindo a concorrência entre partículas de hidrocarboneto para chegar no poço.

Já no caso de FH com criação/ativação de rede de fraturas, além da propagação da fratura planar dominante, ocorre a criação e/ou ativação de uma rede tridimensional de fraturas/fissuras (**Figura 2.1.3**). Esta rede aumenta as probabilidades de produção das partículas de hidrocarboneto adjacentes ou de conexão com fraturas naturais possivelmente saturadas de hidrocarboneto.

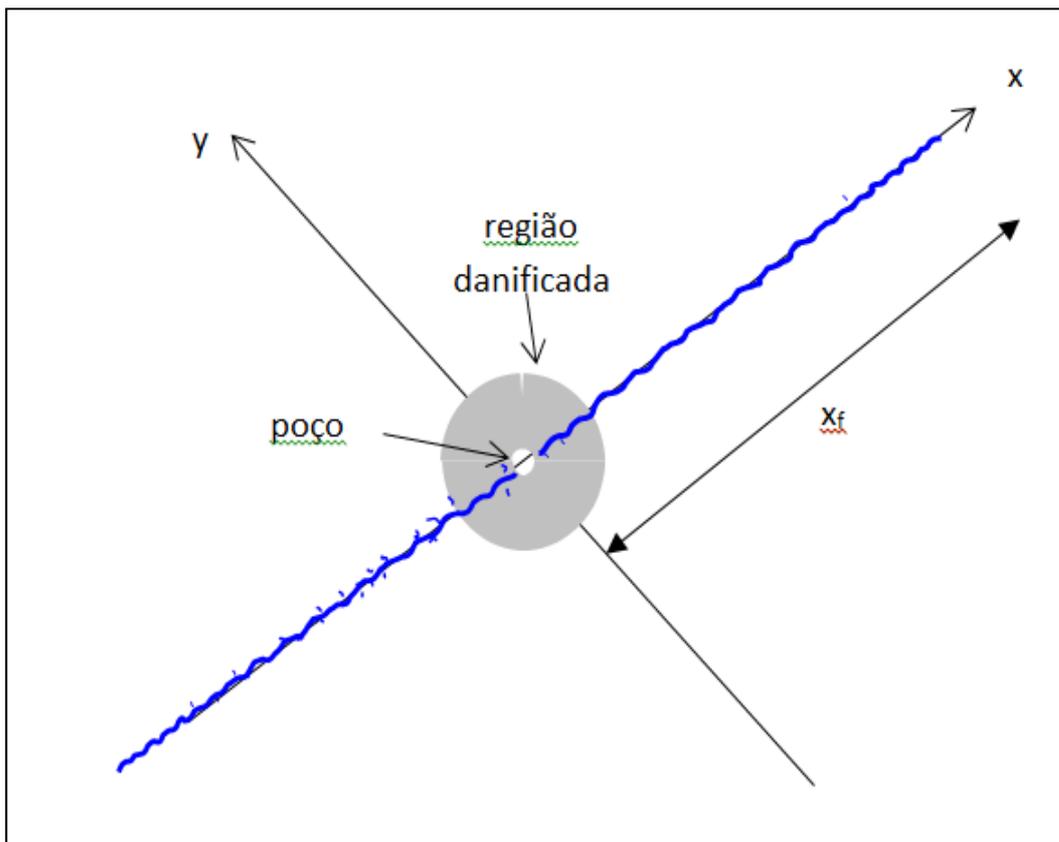


Figura 2.1.1 Visão em planta de uma fratura hidráulica, com o poço ao centro (fora de escala).

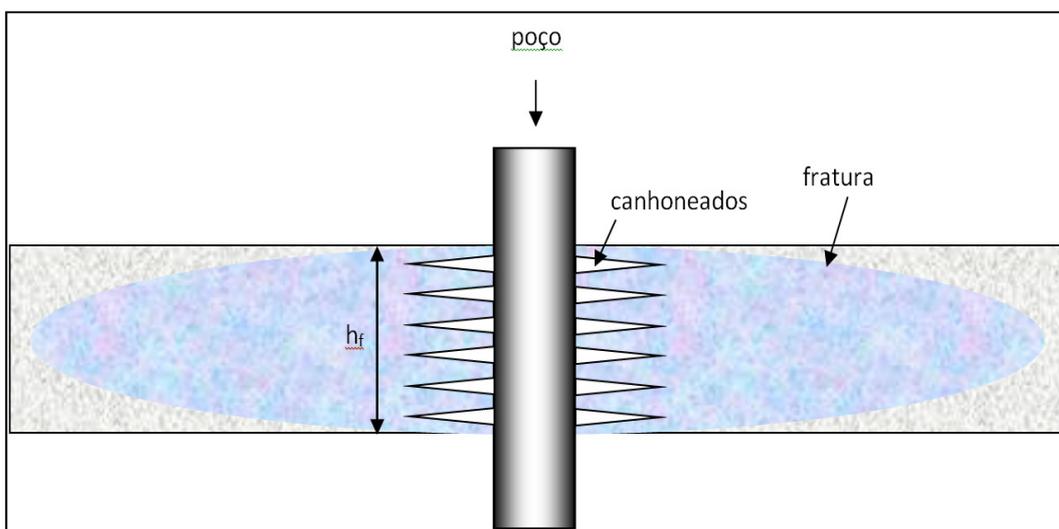


Figura 2.1.2 Vista em corte longitudinal do poço da Figura 2.1 (fora de escala).

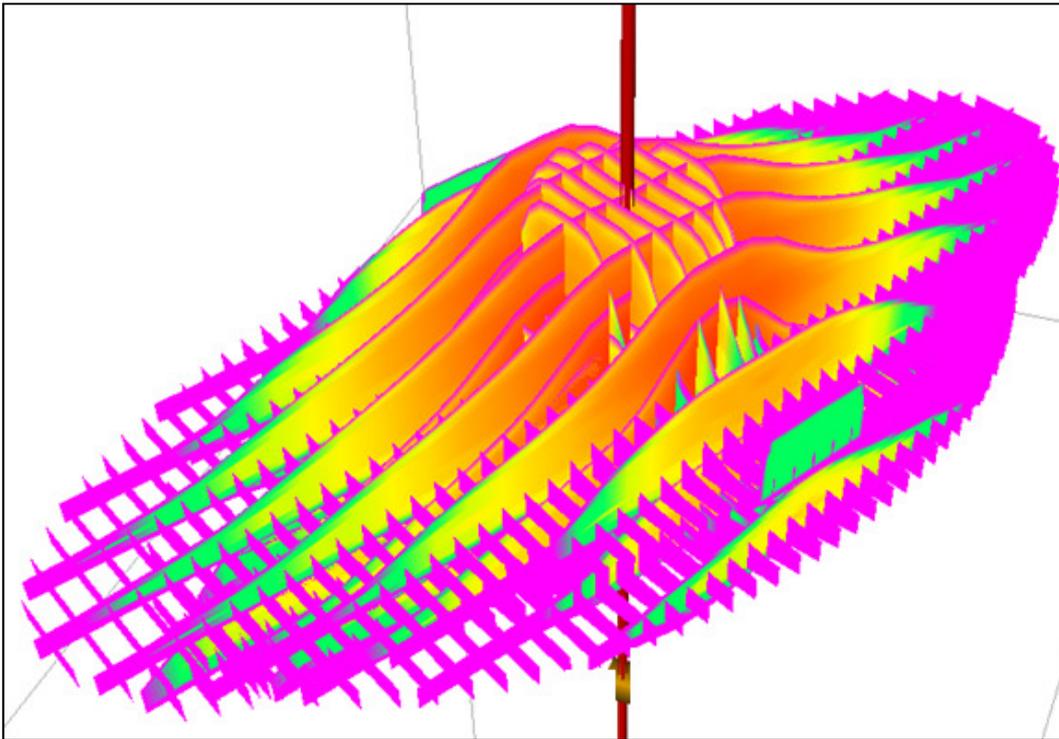


Figura 2.1.3 Rede de fraturas criadas/reactivadas hidráulicamente em poço vertical.

No projeto convencional de FH o projetista adota um comprimento de fratura e define um esquema de tratamento (colchão e estágios de fluido carreador com agente de sustentação) baseado em simulações ou na experiência. Variando o comprimento de fratura e os esquemas de tratamento busca-se a otimização do projeto. Para cada fratura, respectiva geometria e condutividade estima-se a produção do poço estimulado. Com os custos e o aumento da produção obtido calcula-se o resultado econômico. Finalmente, escolhe-se a fratura viável (levando-se em conta aspectos ambientais, de logística e riscos operacionais) de maior retorno econômico. Usando-se, por exemplo, o pacote de programas Meyer, o Mfrac gera as características da fratura com modelos 2D e 3D, o Mprod estima a produção do poço fraturado e o MNpv efetua a análise econômica do poço fraturado.

No projeto de FH unificado (Economides, Oligney e Valkó) considera-se o tamanho do tratamento, especificamente o volume de propante na formação produtora, V_{fp} , como a principal variável de decisão. Definido este volume, o comprimento e a abertura ótimos são determinados. Na geometria da fratura final, para uma altura de fratura (h_f) constante, a abertura sustentada (w_p) e o comprimento (x_f) competem pelo propante disponível. Busca-se então determinar

qual o comprimento e abertura de fratura ótimos. O primeiro valor assumido para V_{fp} é baseado na experiência, sendo seu ajuste baseado em indicadores econômicos, geralmente o valor presente líquido (VPL). Em geral o custo aumenta quase linearmente com o tamanho do tratamento, enquanto os ganhos de produção e ganhos financeiros aumentam mais lentamente, até atingir um ponto ótimo passando a cair. A chave para a otimização é estabelecer que a penetração da fratura ($2x_f$) e sua condutividade adimensional (CfD) se refiram a um mesmo recurso: o volume efetivo de propante (efetivo porque só deve ser computado o volume da fratura em frente à zona permeável).

O parâmetro mais importante neste procedimento é o número de propante adimensional, N_{prop} , o qual é uma relação ponderada entre o volume de fratura sustentada (considera as duas asas da fratura e inclui o volume poroso entre os grãos) e o volume do reservatório. O N_{prop} é a combinação de dois parâmetros adimensionais: a razão de penetração (comprimento da fratura dividido pelo comprimento do reservatório a ser drenado) e a condutividade adimensional da fratura (razão entre o produto permeabilidade e abertura da fratura pelo produto permeabilidade do reservatório e comprimento de asa de fratura).

No projeto unificado de FH adota-se a seguinte sequência: i) Especifica-se a quantidade de propante. ii) Assume-se uma eficiência volumétrica de propante e calcula-se o N_{prop} . Assim que os detalhes do tratamento forem obtidos, esta eficiência assumida em função da altura da fratura pode ser reformulada e o processo pode ser repetido de forma iterativa. iii) Através de correlações calcula-se o máximo índice de produtividade possível, J_{dmax} , e também a ótima condutividade adimensional da fratura, CfD_{opt} , para o número de propante. iv) Calcula-se o semicomprimento ótimo da fratura, x_f , usando-se o volume efetivo de propante (em frente à zona permeável) em cada asa, a permeabilidade do pacote de propante k_f , a condutividade de fratura ótima, a altura de fratura, h_f , e a permeabilidade do reservatório k . v) Calcula-se a abertura ótima de fratura, w_p com base nos mesmos parâmetros usados para calcular o semi-comprimento de fratura ótimo.

2.2 Descrição e Principais Propriedades de Óleo de Folhelho e Gás de Folhelho

Em termos gerais, os seguintes cenários podem ser considerados reservatórios não convencionais (RNC): arenitos/carbonatos fechados com gás (*tight gas sands/carbonates*), folhelhos produtores de gás (*shale gas*) ou óleo (*shale oil*), metano de camadas de carvão (*coalbed methane*), depósitos de hidrato de gás (*gas hydrate deposits*), óleo pesado (*heavy oil*), areias com tar (*tar sands*) e reservatórios com alta pressão e alta temperatura (*HPHT reservoirs*) (Rodrigues et.al. 2012).

O Fraturamento Hidráulico (FH) com criação/ativação de rede de fraturas (DFN) estudado nesta dissertação tem sido intensamente aplicado em gás/óleo de folhelho e metano de camadas de carvão, havendo uma tendência recente de aplicação também em arenitos/carbonatos fechados.

Adotamos na informalidade, a terminologia em Inglês, *shale gas* e *shale oil* para evitar confusões, uma vez que no Brasil e outros países da América do Sul houve a infeliz tradução de *shale gas* para gás de xisto. O termo gás de xisto é equivocado, posto que a rocha seria um lamito e não xisto. O óleo de xisto como produzido no Brasil na Unidade de Xisto da PETROBRAS, SIX, em São Mateus do Sul-PR, corresponde ao *oil shale* ou *kerogen-rich shale*, totalmente diferente de *shale oil*. Portanto, *shale oil* (o equivalente líquido de *shale gas*) é diferente de *oil shale* ou *kerogen-rich shale*. Notemos que querogênio não é óleo.



Figura 2.2.1 Esquerda – Unidade de Xisto da PETROBRAS, SIX em São Mateus do Sul-PR (Fonte: Agência Petrobras), mineração a céu aberto. Direita – Operação de Fraturamento hidráulico em poço de óleo/gás de folhelho (Fonte: Oil & Gas Financial Journal).

Gás/óleo de folhelho são reservatórios de baixíssima permeabilidade matricial, na ordem de nanoDarcy, ainda mais fechados do que *tight gas*. A rocha

que interessa como potencial não é exatamente folhelho em si, pois o teor de argila nos gás/óleo de folhelho é, em geral, inferior a 40%, acima deste valor perde-se qualidade de estimulação. Na maioria dos casos, o gás/óleo de folhelho é a própria rocha fonte de reservatórios convencionais.

Os gás/óleo de folhelho se diferenciam dos reservatórios convencionais e até dos *tight gas* em termos de geração, armazenamento e fluxo do gás. O gás de folhelho se estende por áreas geográficas bem maiores do que os reservatórios de gás convencionais. Como exemplo, o folhelho de Marcellus cobre uma área de 250.000 km², que é dez vezes maior do que a área ocupada por Hugoton, no Kansas, a maior área de gás convencional dos EUA (OECD/IEA, 2012). A permeabilidade da matriz é tão baixa que valores superiores a 100 nD (0,1 μD) são um bom indicador do potencial de produção do gás de folhelho. É necessário um grande número de poços para a drenagem econômica das acumulações de gás/óleo de folhelho.

Uma das maneiras de se estudar um gás/óleo de folhelho para fins de completação de um poço divide o estudo em qualidade de reservatório e qualidade de completação.

Entre os estudos e propriedades referentes à qualidade de reservatório temos: descrição geológica, análise petrográfica, descrição mineralógica (teores de quartzo, argila e carbonato), existência de fraturas naturais, potencial de gás adsorvido, gás livre, teor de carbono orgânico (*TOC*), teor de argila, conteúdo de querogênio, avaliação da pirólise, reflectância, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos. As qualidades de completação são: análise de fratura, perfis de tensões, suas direções, módulo de Young, Poison, anisotropia, testes de resistência a compressão, tração e cisalhamento, punção dos grãos de propante (*embedment*), reações fluido-formação, ductilidade (*fracability*).

2.3 Sistemas de Fraturas Naturais – Subsídios para a Modelagem de Fraturamento Hidráulico com Rede de Fraturas Ortogonais

Vários especialistas se interessam pelas fraturas em rochas tais como geofísicos, geoquímicos, geólogos estruturais, petrofísicos, sedimentologistas, especialistas em mecânica de rocha e engenheiros. Os geofísicos buscam identificar aspectos relevantes em uma escala na ordem de 20 m. Em geral, esta escala é grande para uso direto em projetos de estimulação de reservatórios. Os petrofísicos trabalham em uma escala menor fazendo uso de perfilagens em poços que fornecem estimativas de tensões e propriedades de rochas (módulos de elasticidade, resistência, fragilidade) com aplicação direta nos projetos de estimulação. Os sedimentologias/estratígrafos podem indicar fraturas na escala de reservatório a partir de litotipos e mapeamento a partir de perfilagens e testemunhagem (John McLennan 2011).

Os diferentes especialistas têm distintas visões das microfraturas. Os engenheiros de perfuração se preocupam com a trajetória do poço, a perda de fluido excessiva durante a perfuração, a instalação e cimentação de revestimentos e com dano de formação. Os engenheiros de completação se preocupam com o isolamento entre zonas, com a prevenção e remoção de dano de formação e com o papel das fraturas naturais na estimulação de poços. Já os engenheiros de reservatório consideram as fraturas naturais na permeabilidade equivalente do meio.

Os sistemas de fraturas naturais são constituídos por pacotes altamente anisotrópicos. A densidade de fraturas naturais pode variar de umas poucas aberturas em uma grande área até fraturas separadas entre si por apenas milímetros. Análises laboratoriais indicam que as fraturas naturais possuem abertura inferior a 0,05 mm ($\sim 0,002''$) (King 2010). Estes sistemas podem se apresentar com densidade baixa ou alta de micro fraturas abertas, com micro fraturas parcialmente fechadas ou com micro fraturas fechadas ou mineralizadas e tamponadas.

Os sistemas de micro fraturas naturais são raramente produtivos até que sejam abertos e conectados através de FH. O potencial de produção comercial com o concurso de FH aumenta em folhelhos frágeis (alto módulo de elasticidade e baixa razão de Poisson), pois incorre uma alta densidade de fraturas abertas,

com seções fraturadas horizontais e verticais (*gas chimneys*) (Engelder e Lash, 2008).

No outro extremo, as fraturas fechadas ou mineralizadas e tamponadas constituem apenas planos de fraqueza na rocha que facilitam a iniciação de fraturas e a criação de uma rede de fraturas condutivas (Jacobi, 2008; Gale, 2008, apud King 2010).

Em geral as microfraturas naturais determinam as fraturas induzidas, especialmente se a anisotropia das tensões *in-situ* for baixa. Como condutos para o fluido de fraturamento em alta pressão, elas permitem deslocamento relativo entre as faces das fraturas, por cisalhamento, aumentando a abertura e a condutividade das fraturas. Assim, em função da densidade das microfraturas naturais, o FH pode gerar desde a clássica fratura planar com asas simétricas (ausência de microfraturas naturais) até uma rede tridimensional de fraturas (**Figura 2.3.1**).

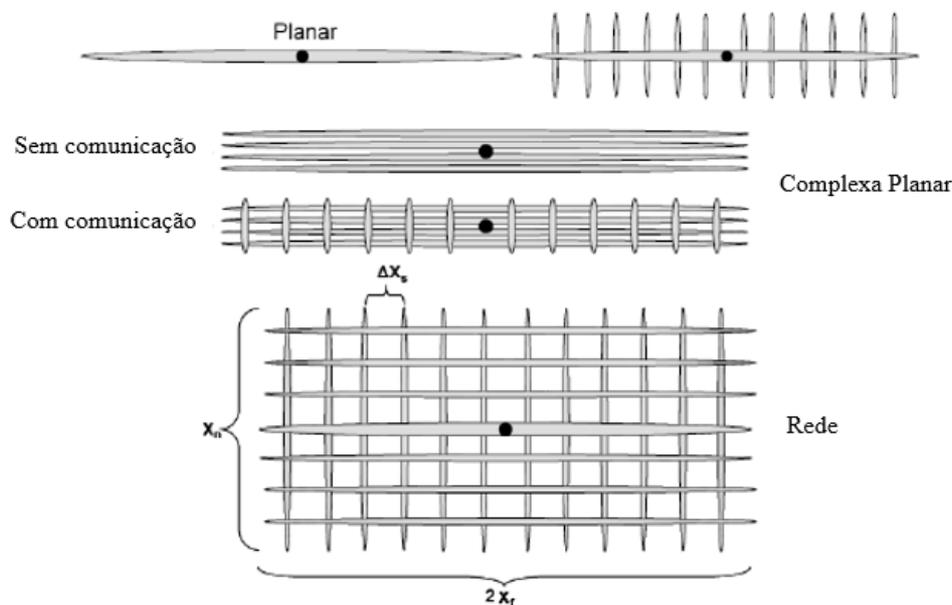


Figura 2.3.1 Cenários de complexidade de fraturas hidráulicas (adaptado de Cipolla *et al.* 2010).

Dahi-Taleghani e Olson (2009) concluíram que a interação entre fraturas naturais pré-existent e as fraturas hidráulicas em iniciação e propagação eram um fator chave para a ocorrência de padrões complexos de fraturas, tornando o modelo de fratura planar com duas asas simétricas inadequado para o projeto de FH nestes ambientes.

A capacidade de detectar, abrir e manter abertas as fraturas naturais primárias e secundárias são aspectos chave na produção de gás/óleo de folhelho (King 2010).

Quanto ao padrão de fraturas naturais ortogonal existem evidências deste na observação direta da natureza e em monitoração e avaliação de FH.

Warren e Root (1963) estudaram o comportamento produtivo de reservatórios naturalmente fraturados, observando que estes continham regiões que contribuíssem significativamente para o volume poroso e muito pouco para a capacidade de fluxo. Criaram um modelo de dupla porosidade onde a porosidade primária era intergranular e a porosidade secundária formada por fraturas ou juntas. Nesta modelagem associaram a heterogeneidade dos reservatórios naturalmente fraturados com um conjunto de células ortogonais (**Figura 2.3.2**)

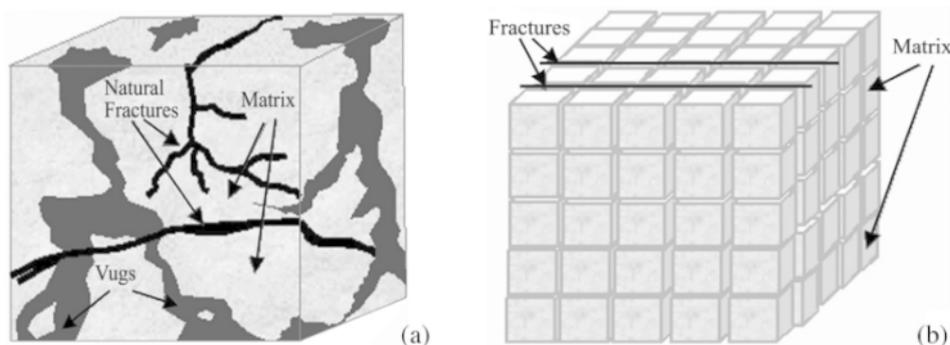


Figura 2.3.2 Modelo de dupla porosidade de Warren e Root.

Padrões de fraturas de cisalhamento (característicos da abertura de fraturas naturais ortogonais) têm sido vistos em monitoração de fraturamentos com fraturamento em muitos folhelhos (King 2010).

Um mapeamento extensivo de padrões de fraturas naturais em afloramentos do folhelho de Marcellus indicou um conjunto principal de fraturas naturais (F_{n1}) e um conjunto secundário (F_{n2}), ortogonal ao principal (Engelder, Lash e Uzcategui 2009). Yeager *et al.* (2010) verificaram que os declínios de pressão imediatamente após fraturamentos indicavam duas pressões de fechamento de fratura (P_{cl1} e P_{cl2}), consistente com a existência dos conjuntos de fraturas naturais F_{n1} e F_{n2} . P_{cl1} e P_{cl2} corresponderiam às tensões horizontais *in-situ* máxima e mínima, respectivamente.

Em termos de observação de afloramentos Olson (2008-2010) publicou fotos de afloramentos muito ilustrativas (**Figuras 2.3.3 e 2.3.4**).



Figura 2.3.3 Foto de cima de fraturas ortogonais em afloramento de arenito (Olson).

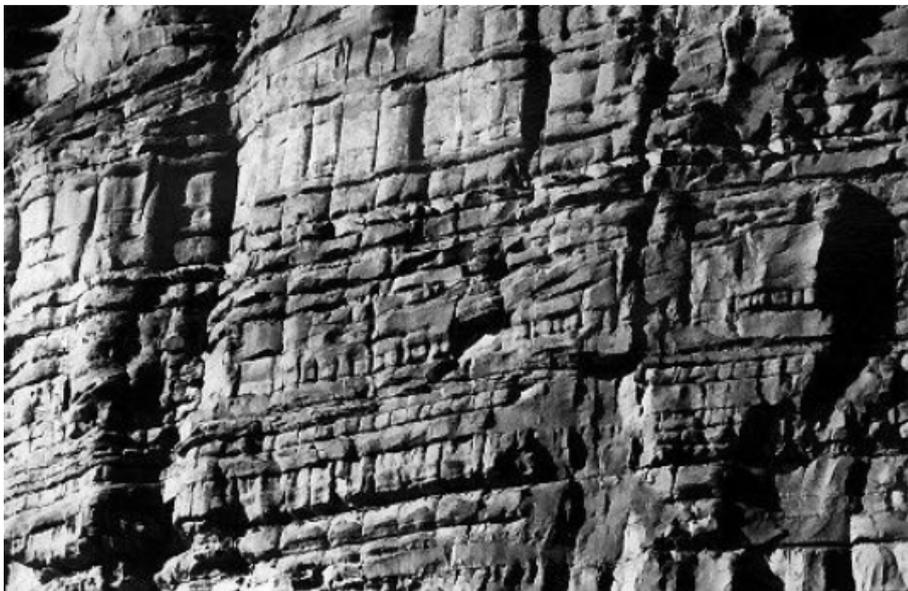


Figura 2.3.4 Foto frontal de fraturas ortogonais em afloramento de arenito (Olson).

A Figura 2.3.4 refere-se ao arenito Frontier Sandstone em Oil Mountain, Wyoming, EUA.

Estudos indicaram que fraturas paralelas ou juntas em camadas constituem estruturas comuns na natureza. Há evidências de que o espaçamento médio entre

as juntas (S) varia linearmente com a espessura das camadas, h (Adda-Bedia e Amar 2000; Peidro 2009). Modelagem elaborada por Sagy e Reches (2006) indicou que rochas estratificadas com juntas apresentam intensidade de saturação ($D_s = h/S$) na faixa de 0,75 a 3,0 (*i.e.*, $h/S = 3/4$ a $4/3$). Costuma-se usar quatro classes de intensidade de saturação: i) não saturada para $D_s < 1,0$; ii) saturada para $1 < D_s < 3,0$; iii) super saturada para $D_s > 3,0$; iv) ilhada (*clustered*) com intensidade irregular onde D_s local $> 3,0$ e D_s média $< 3,0$;

Peidro (2009) concluiu que apenas o módulo de elasticidade da camada e sua espessura têm influência na propagação de uma fratura hidráulica em um conjunto de fraturas naturais. Assim, a intensidade de propagação decresce quando a rigidez decresce e a espessura da camada cresce.

Portanto, pode-se concluir que há fortes evidências da importância dos sistemas de micro fraturas naturais na propagação de uma rede de fraturas hidráulicas discretas. Encontra-se também bem justificada a adoção de um modelo ortogonal para a rede de fraturas ativadas ou criadas.

2.4 Modelagem de Fratura Hidráulica Planar - Fundamentos

2.4.1 Equação de Carter

O projeto de fraturamento hidráulico (FH) deve calcular a geometria da fratura (altura, abertura e comprimento) até o final do bombeio dos fluidos e após o fechamento da fratura, sua posição no espaço (azimute) e a condutividade da fratura final. Com isto os engenheiros de reservatório poderão incluir os efeitos desta fratura artificial em nível de poço e reservatório.

Em abril de 1957 George C. Howard e C. R. Fast apresentaram em um evento em Tulsa, Oklahoma, o *paper Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension*. Este *paper* continha o apêndice *Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fractured Area* elaborado por R. D. Carter, que consideramos o apêndice mais importante da história de petróleo e gás (Howard e Fast, 1957). Apresentamos o desenvolvimento da equação da área de fratura de Carter com todas suas premissas simplificadoras para ilustrar a complexidade do assunto e mostrar porque as soluções numéricas e respectivos *softwares* se tornaram obrigatórios para aproximar a modelagem da realidade.

Carter apresentou ensaios de laboratório mostrando que a velocidade da perda de filtrado nas paredes da fratura deveria ser igual a uma constante (coeficiente de filtrado) dividida pela raiz do tempo.

Carter derivou uma expressão para a área da fratura em qualquer tempo usando conceitos básicos e assumindo as seguintes hipóteses:

- i. A fratura possui abertura (W) uniforme e constante.
- ii. O fluxo de fluido da fratura para a formação (q_l) é linear e a direção de fluxo perpendicular às faces da fratura.
- iii. A velocidade de fluxo de fluido para a formação em qualquer ponto nas faces da fratura é função do tempo de exposição do ponto ao fluxo.
- iv. A função velocidade $u = f(t)$ é a mesma para qualquer ponto na formação, mas o tempo zero para qualquer ponto é definido pelo instante em que o fluido de fraturamento atinge este ponto.
- v. A pressão na fratura é igual à pressão de injeção na entrada da fratura (*sandface*), que é constante.

A **Figura 2.4.1** ilustra o modelo de Carter. Durante o processo de fraturamento hidráulico o fluido é bombeado via a cabeça de fraturamento a uma vazão constante q_i . Parte desta vazão filtra através das paredes da fratura, em face do diferencial de pressão entre o interior da fratura e o limite de contorno externo. O restante da vazão (q_f) prossegue aumentando a área da fratura.

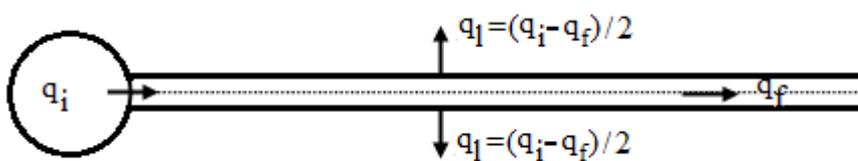


Figura 2.4.1 Esquema de uma asa da fratura de Carter com abertura constante.

A taxa de filtração de fluido nas duas faces da fratura é relacionada à velocidade u e à área de uma face da fratura pela seguinte equação:

$$q_l(t) = 2 \int_0^{A(t)} u_l(t) dA \quad (\text{Eq. 2.1})$$

onde

q_l = vazão de fluido filtrado para a formação

u_l = velocidade de fluxo perpendicular ao plano de fratura

A = área da face da fratura

Como a extensão da fratura cresce com o tempo, a área da fratura é função do tempo. Para um dado elemento de área dA formado no tempo δ , a velocidade de fluxo através do elemento é dada por $u_l(t - \delta)$ conforme hipótese iv. Como A também é uma função do tempo, pode-se escrever:

$$dA = \left(\frac{dA}{d\delta}\right) d\delta \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Daí a Eq. 2.1 pode ser reescrita como:

$$q_l(t) = 2 \int_0^t u_l(t - \delta) \left(\frac{dA}{d\delta}\right) d\delta \quad \text{ou}$$

$$q_l(t) = 2 \int_0^t \left(\frac{dA}{d\delta}\right) u_l(t - \delta) d\delta \quad (\text{Eq. 2.3})$$

A taxa de aumento do volume de fratura é dada por:

$$q_f = \frac{dV}{dt} = \frac{WdA}{dt} + \frac{AdW}{dt} = W \cdot \frac{dA}{dt}. \quad \text{Pois } W = \text{cte.} \quad (\text{Eq. 2.4})$$

A vazão injetada no fraturamento (q_i) é dividida em vazão de fluido filtrado para a formação (q_l) e vazão que gera o volume da fratura (q_f).

$$q_i = q_l + q_f \quad (\text{Eq. 2.5})$$

Substituindo as Eq. 2.3 e 2.4 em Eq. 2.5 obtém-se:

$$q_i(t) = \left[2 \int_0^t \left(\frac{dA}{d\delta}\right) u_l(t - \delta) d\delta \right] + W \frac{dA}{dt} \quad (\text{Eq. 2.6})$$

onde,

q_i = vazão constante de injeção durante a extensão da fratura;

t = tempo total de bombeio;

δ = tempo requerido para o fluido de fraturamento chegar a um dado ponto;

$t - \delta$ = intervalo de tempo durante o qual o fluido de fraturamento filtrou em um dado ponto;

$u(t - \delta)$ = velocidade de fluido da fratura para a formação em um dado ponto;

A = área superficial total de uma face da fratura em qualquer tempo de injeção;

W = abertura da fratura.

A Eq. 2.6 pode ser resolvida para uma área de fratura em um tempo qualquer $A(t)$ através de transformada de Laplace, desde que a vazão de injeção seja constante e a equação $u(t)$ seja conhecida.

A filtração é governada por três mecanismos – viscosidade do fluido de faturamento, propriedades do reservatório e formação de reboco – onde para todos os mecanismos a velocidade de filtração é dada por:

$$u_l(t - \delta) = \frac{C}{\sqrt{t - \delta}} \quad (\text{Eq. 2.7})$$

Sendo C uma constante específica para cada mecanismo.

Para a solução da Eq. 2.6 através de transformada de Laplace vamos relembrar sua definição e algumas propriedades no Anexo A ao final de dissertação.

Chegamos à:

$$A(t) = \frac{q_i(t)W}{4\pi C^2} \left[e^{\left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}\right)^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}\right) + \frac{4C\sqrt{t}}{W} - 1 \right] \quad \text{ou}$$

$$A(t) = \frac{q_i(t)W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2.8), \text{ onde}$$

$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$$

$A(t)$ é a área superficial de uma face da fratura no tempo t .

A função erro de x , $\operatorname{erfc}(x)$ é dada por:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt = 1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \left[1 - \frac{x^2}{1!2} + \frac{x^4}{2!5} - \frac{x^6}{3!7} \dots \right] \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Portanto, assumindo uma abertura de fratura constante W pode-se calcular a área A como função do tempo. Se assumirmos uma altura constante obteremos o comprimento da fratura em função do tempo.

Notemos que na equação de Carter a fratura assume sua abertura constante e final W em um salto no início do bombeio, contrariando a realidade do início de fratura, até que uma abertura média possa ser considerada representativa.

Se a solução analítica do problema do FH com uma modelagem com tantas simplificações exigiu um esforço matemático significativo, a solução analítica das equações governantes, que são modelos mais próximos da realidade, não é possível, exigindo soluções numéricas com sofisticados programas de computador.

2.4.2 Modelagem Básica de Fratura hidráulica.

Sneddon (1946) e Sneddon e Elliot (1946) desenvolveram as soluções para tensões no campo e pressões associadas com fraturas pressurizadas estáticas. Eles mostraram que a abertura de uma fratura estática com formato de moeda (isto é, circular) de raio R sob pressão constante é dado pela expressão:

$$w(r) = \frac{8P_{net}R(1-\nu^2)}{\pi E} \sqrt{(1-(r/R)^2)}, \text{ (Eq. 2.10)}$$

que descreve uma elipsoide, e o volume da fratura V por

$$V = \frac{16(1-\nu^2)R^3}{3E} P_{net}, \text{ (Eq. 2.11)}$$

onde a P_{NET} , pressão líquida, é definida como a pressão na fratura menos a tensão pela qual esta se propaga (tensão horizontal mínima), ν é o coeficiente de Poisson, e E é o módulo de Young. Sack (1946) mostrou que a pressão necessária para estender a fratura de raio R sob pressão é dada pela

$$P_{net} = \sqrt{\frac{\pi\gamma_F E}{2(1-\nu^2)R}}, \text{ (Eq. 2.12)}$$

onde γ_F é a energia específica de superfície de fratura. Equações 2.10 e 2.11 são derivadas usando a teoria da elasticidade linear e Eq. 2.12 é derivado usando mecânica da fratura elástica linear. A base da Eq. 2.12 é que a energia necessária para criar a área de superfície quando uma fenda se propaga deve ser igual ao trabalho realizado pela pressão na fenda para ocorrer a abertura adicional.

Combinando as Equações. 2.11 e 2.12, Perkins e Kern (1961) mostraram que a pressão para a propagação de uma fratura radial é

$$P_{net} = \left(\frac{2\pi^3 \gamma_F^3 E^2}{3(1-\nu^2)^2 V} \right)^{1/5}, \text{ (Eq. 2.13)}$$

Assim, se o volume de fratura é conhecido, P_{NET} pode ser calculada e a Eq. 2.11 usada para determinar R . Por exemplo, se a velocidade de injeção q_i é constante, o atrito do fluido na fratura é insignificante, e não há *leakoff*, a Eq. 2.13 pode ser substituída na Eq. 2.11 com o volume V substituído por $q_i t$ como

$$q_i t = \frac{16(1-\nu^2)R^3}{3E} \left(\frac{2\pi^3 \gamma_F^3 E^2}{3(1-\nu^2)^2 q_i t} \right)^{1/5}, \text{ (Eq. 2.14)}$$

onde t é o tempo. Reorganizando e resolvendo para R ,

$$R = \left[\frac{9E q_i^2 t^2}{128\pi \gamma_F (1-\nu^2)} \right]^{1/5}, \text{ (Eq. 2.15)}$$

Sneddon e Elliot (1946) também mostraram que para as fraturas de uma h_f altura fixa e extensão infinita (isto é, deformação plana), a abertura máxima é de

$$w = \frac{2P_{net} h_f (1-\nu^2)}{E}, \text{ (Eq. 2.16)}$$

e a forma da fratura é elíptica, de modo que a abertura média $\bar{w} = (\pi/4) w_{max}$. O termo $E/(1-\nu^2)$ aparece tão comumente nas equações de fratura hidráulica que é conveniente para definir o módulo planar de deformação de E' como

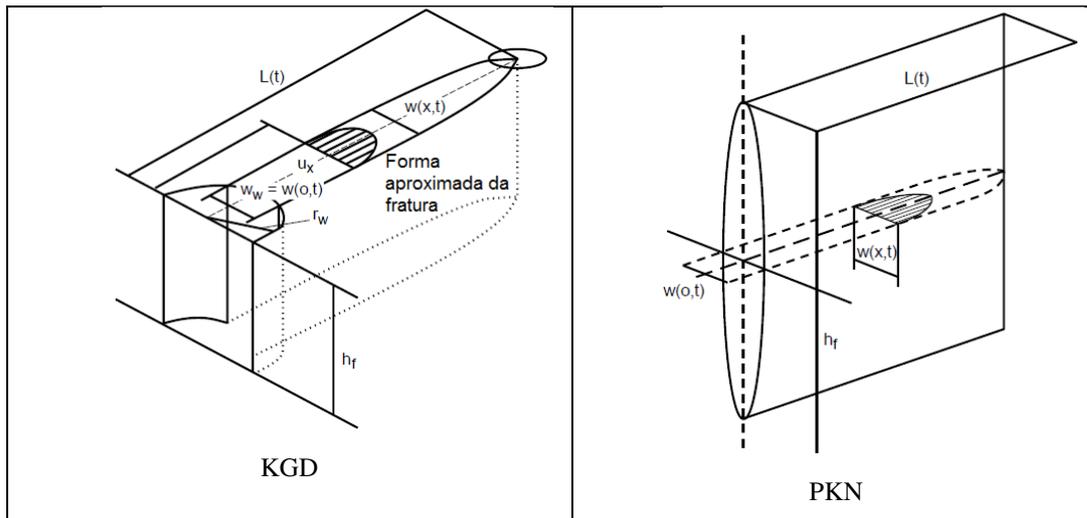
$$E' = \frac{E}{1-\nu^2}, \text{ (Eq. 2.17)}$$

o qual é utilizado em várias literaturas. O estado plano de deformação é aquele em que os planos que eram paralelos antes da deformação permanecem paralelos depois. Esta é geralmente uma boa hipótese para fraturas em que uma dimensão [comprimento ou altura] é muito maior do que a outra.

2.4.3 Modelagem KGD e PKN.

2.4.3.1 Introdução

A abordagem de Carter foi complementada pelos estudos realizados por Khristianovich, Zheltov's e Daneshy e modelos desenvolvidos por Perkins & Kern e Geertsma & de Klerk (1969) e Nordgren (1972). Estes dois modelos básicos, geralmente conhecidos como os modelos KGD e PKN foram os primeiros a incluir tanto o equilíbrio do volume quanto a mecânica dos sólidos. Ambos são aplicáveis apenas em fraturas totalmente confinadas em altura e se caracterizam por um grande pressuposto: a maneira pela qual eles convertem um sólido tridimensional (3D) com um problema de fratura mecânica em um problema bidimensional (2D) (i.e. , deformação plana). Khristianovich e Zheltov's assumiram o plano de deformação no sentido horizontal; ou seja, todas as seções transversais horizontais atuam de forma independente ou de modo equivalente, e todas as seções são idênticas (**Figura 2.4.2**, esquerda), é análogo assumir que a abertura da fratura se modifica de forma muito mais lenta verticalmente ao longo da face da fratura a partir de qualquer ponto sobre a face, do que quando se modifica horizontalmente. Na prática, isso é verdade se a altura da fratura for muito maior do que o comprimento ou quando o deslizamento completo ocorre nos limites da zona de interesse (*pay zone*). Perkins e Kern, por outro lado, partem do princípio de que cada seção transversal vertical age de forma independente (Figura 2.4.2, direita), é análogo a assumir que a pressão em qualquer seção é dominada pela altura desta seção em vez do comprimento da fratura. Isto é verdade quando o comprimento é muito maior do que a altura. Esta diferença de hipótese básica dos modelos leva a duas maneiras diferentes de solucionar o problema e também podem conduzir a diferentes previsões geométricas de fratura. No caso do modelo de PKN, a mecânica da fratura e o efeito de fratura na sua extremidade não são considerados; o foco é sobre o efeito do fluxo de fluido na fratura e os gradientes de pressão correspondentes. No modelo de KGD, no entanto, a região da extremidade desempenha um papel muito mais importante, e os gradientes de pressão do fluido na fratura podem ser aproximados.



Figuras 2.4.2 Derivação do modelo Perkins e Kern de uma fratura vertical.

Perkins e Kern (1961) assumiram que uma fratura vertical com altura fixa propaga-se de forma confinada em uma zona da formação de interesse; isto é, as tensões nas camadas acima e abaixo da zona de interesse são suficientemente grandes para impedir o crescimento de fratura para fora desta. Eles assumiram ainda mais as condições da Eq. 2.16, como mostrado na Figura 2.4.2 da direita, que a secção transversal da fratura é elíptica e com a abertura máxima de cada secção transversal proporcional à pressão naquele ponto e independente da abertura em qualquer outro ponto (isto é, estado plano de deformação no perfil vertical). Embora Perkins e Kern tenham desenvolvido a sua solução para fluidos não newtonianos e incluído o fluxo turbulento, assume-se aqui que a vazão do fluido é regulada pela equação fundamental para o fluxo de um fluido newtoniano, numa secção elíptica (Lamb, 1932):

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{64q\mu}{\pi h_f w^3}, \quad (\text{Eq. 2.18})$$

onde P é a pressão, x é a distância ao longo da fratura, e μ é a viscosidade do fluido. Substituindo a Eq. 2.16 na Eq. 2.18, substituindo a Q por um fluxo de metade da taxa de injeção ($Qi / 2$) e assumindo que a vazão é constante ao longo do comprimento da fratura (o que implica que tanto o *leakoff* quanto o armazenamento na fratura, resultante do aumento da abertura, são negligenciadas) obtém-se

$$p_{net}^3 dp_{net} = -\frac{4}{\pi} \frac{\mu q_i E'^3}{h_f^4} dx, \quad (\text{Eq. 2.19})$$

Integrando esta expressão ao longo da metade do comprimento da fratura L obtém-se, com $P_{net} = 0$ na extremidade da fratura,

$$P_{net} = \left[\frac{16\mu q_i E'^3}{\pi h_f^4} L \right]^{1/4}, \text{ (Eq. 2.20)}$$

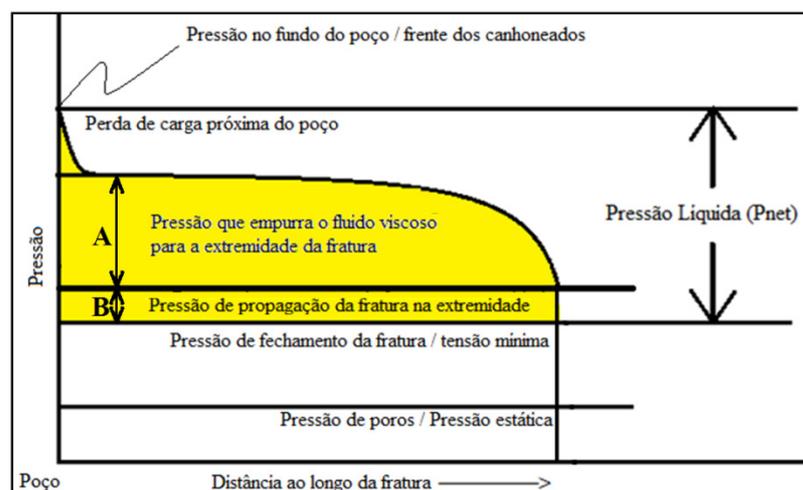
a partir do qual a Eq. 2.16 que implica

$$w(x) = 3 \left[\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right]^{1/4}, \text{ (Eq. 2.21)}$$

em unidades físicas da indústria do petróleo (com q_i em bbl / min e W em pol.), A abertura do poço ($x = 0$) é

$$w_w = 0.38 \left(\frac{q_i \mu L}{E'} \right)^{1/4}, \text{ (Eq. 2.22).}$$

Para este modelo, a abertura média da fratura é $\pi/4$ (cerca de 80%) da abertura máxima da fratura no poço. Para um fluido newtoniano, a abertura do modelo é independente da altura da fratura. Perkins e Kern (1961) observaram que a pressão líquida (P_{net}) média na fratura seria muito superior à pressão mínima necessária para sua propagação, calculada por uma equação semelhante à Eq. 2.13, a menos que a vazão do fluido fosse extremamente pequena ou o fluido tivesse uma viscosidade excessivamente baixa. Assim, sob condições típicas da operação de FH, como mostra a **Figura 2.4.3**, a pressão resultante do escoamento do fluido (**A**) é muito maior do que a pressão mínima necessária para estender uma fratura estacionária (**B**). Isto justifica a negligência dos efeitos de mecânica na extremidade da fratura no modelo PKN.



Figuras 2.4.3 Pressão durante propagação da fratura (adaptado de Smith M. B. & Montgomery C. T. – Hydraulic Fracturing, 2015)

Além disso, assinalaram que a fratura vai continuar a crescer após a parada das bombas, até que haja excesso de *leakoff* para ocorrer ou até ser atingida a pressão mínima para a propagação da fratura. Várias observações importantes dizem respeito a esta solução:

- Assumir que o comportamento do plano de deformação segue o sentido vertical;
- Demonstrar de que a resistência à fratura pode ser negligenciada, porque a energia necessária para fraturá-la foi significativamente menor do que a requerida para permitir o fluxo de fluido ao longo do comprimento da fratura;
- Supor que o *leakoff* e o armazenamento ou a mudança de volume na fratura poderiam ser desprezadas;
- Assumir a altura fixa;
- Não considerar imediatamente o comprimento de fratura como parte da solução.

2.4.3.2 A Inclusão do *Leakoff*.

Embora Perkins e Kern (1961) tenham sugerido que o seu trabalho pudesse ser usado em aplicações práticas, mesmo negligenciando o *leakoff* e o volume armazenado de fluido na fratura, eles assumiram que outro método poderia ser utilizado para calcular o comprimento da fratura, tal como o proposto por Carter (1957).

Harrington e Hannah (1975) mostraram uma aproximação para a equação de Carter para o *Leakoff* tal que a Eq. 2.8 poderia ser simplificada com pequena perda de precisão

$$A_f = \frac{q_i t}{\bar{w} + 2C_L \sqrt{2t}} \quad (\text{Eq. 2.23})$$

que é muito mais fácil trabalhar com a cálculos simples. (Equação 2.23 foi derivada assumindo que o tempo de exposição, δ , na Eq. 2.7 é igual a $t/2$, para as quais a integração dá o volume perdido por unidade de área da face como fratura).

Iterações foram realizadas entre a técnica de Carter obtendo o comprimento de fratura em função do tempo (Eq. 2.8) e o modelo Perkins e Kern para

determinar a abertura (Eq. 2.22) e a solução encontrada, Eq. 2.20, foi em seguida utilizada para determinar a pressão.

Nordgren (1972) acrescentou o *leakoff* e o acúmulo dentro da fratura (resultado do aumento de abertura) ao modelo de Perkins e Kern, derivando o que é conhecido agora como o modelo PKN. Para adicionar o acúmulo de *leakoff*, a equação de continuidade (conservação da massa) é adicionada ao conjunto de equações (2.16 e 2.18) utilizadas por Perkins e Kern:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_L + \frac{\partial A}{\partial t} = 0, \text{ (Eq. 2.24)}$$

onde q é a taxa de fluxo (vazão) de volume através de uma seção transversal, A é a área da seção transversal da fratura ($\pi w h_f / 4$ para o modelo PKN), e q_L é a variação de volume de *leakoff* por unidade de comprimento:

$$q_L = 2h_f u_L, \text{ (Eq. 2.25)}$$

onde u_L é tirada da Eq. 2.7. A área da seção transversal A difere de A_f que é a área da face da fratura. Substituindo pela pressão em termos de abertura, semelhante ao método de Perkins e Kern, a Eq. 2.24 pode ser escrita como

$$\frac{E'}{128\mu h_f} \frac{\partial^2 w^4}{\partial x^2} = \frac{8C_L}{\pi\sqrt{t - \delta(x)}} + \frac{\partial w}{\partial t}, \text{ (Eq. 2.26).}$$

Nordgren resolveu esta equação numericamente numa forma adimensional para obter a abertura e o comprimento em função do tempo. O tempo adimensional t_D utilizado na solução é definido por

$$t_D = \left[\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right]^{2/3} t, \text{ (Eq. 2.27).}$$

O tempo adimensional t_D é uma função mais influenciada pelo coeficiente de *leakoff* ($C^{10/3}$) do que o tempo t .

Pelo fato da solução de Nordgren ter sido finalmente obtida numericamente, não é possível exprimi-la analiticamente. No entanto, algumas aproximações úteis para a geometria da fratura para os casos limites de alta e baixa eficiência podem ser obtidas.

Estas expressões fornecem uma visão física útil sobre o comportamento das fraturas. Por exemplo, a equação para o comprimento quando o *leakoff* é elevado

(isto é, baixa eficiência) indica que o comprimento é determinado simplesmente por um balanço de massas entre o *leakoff* e o fluxo para dentro da fratura; isto é, o comprimento aumenta de forma rápida, no valor suficiente para a variação do *leakoff* equilibrar o fluxo de entrada. Pode-se obter as extensões analíticas do modelo PKN que incluem fluidos de lei de potência e considerações explícitas da eficiência entre os valores limites 0 e 1.

É importante enfatizar que, mesmo para fraturas contidas, a solução PKN é válida apenas quando o comprimento da fratura é muito maior do que a altura. Tipicamente, se a altura é inferior a cerca de um terço do total (ponta a ponta) de comprimento da fratura, o erro resultante do plano de deformação pressuposto é desprezível.

2.4.3.3 Derivação do Modelo Khristianovich-Geertsma-de Klerk

Khristianovich e Zheltov (1955) derivaram a solução para a propagação de uma fratura hidráulica assumindo que a abertura da fratura a qualquer distância do poço é independente da sua posição vertical (isto é, uma seção transversal retangular com deslizamento nos limites superiores e inferiores), o que é uma suposição razoável para uma fratura com altura muito maior que o comprimento. A solução inclui os aspectos de mecânica da fratura na sua extremidade. Eles reconheceram que, para resolver este problema analiticamente foi necessário simplificar a solução. Fizeram isso assumindo que a vazão na fratura é constante, e que a pressão na fratura pode ser aproximada por uma pressão constante na maior parte do volume de fratura, com exceção de uma pequena região próxima à sua extremidade, sem penetração do fluido, e portanto, nenhuma pressão de fluido. Esta assunção pode ser feita porque o gradiente de pressão causado pelo fluxo de fluido é altamente sensível à abertura de fratura e, por conseguinte, ocorre principalmente na região da ponta. O conceito de retardo do fluido continua a ser um elemento importante da mecânica na extremidade da fratura e foi validada em escala de campo (Warpinski, 1985). Eles mostraram que esta região seca é bastante pequena (uma pequena percentagem do comprimento total), a pressão no corpo principal da fratura é quase igual à pressão no poço na maior parte do comprimento, com uma diminuição acentuada perto da extremidade.

Usando o resultado do Khristianovich e Zheltov's de que a região da extremidade é muito pequena, Geertsma e de Klerk (1969) deram origem a uma solução muito mais simples para o mesmo problema. A sua derivação é descrita a seguir.

Para uma secção retangular transversal, o equivalente da Eq. 2.18 é

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{12q\mu}{h_f w^3}, \text{ (Eq. 2.28)}$$

que pode ser escrita na forma integral como

$$P_{net} = \frac{6\mu q_i}{h_f} \int_0^L \frac{dx}{w^3}, \text{ (Eq. 2.29)}$$

Pode ser mostrado que a aplicação de condição de extremidade de Barenblatt (que exige que a ponta de fratura deve fechar suavemente, como ilustrado na **Figura 2.4.4.**) implica que o fator de intensidade de tensão é zero:

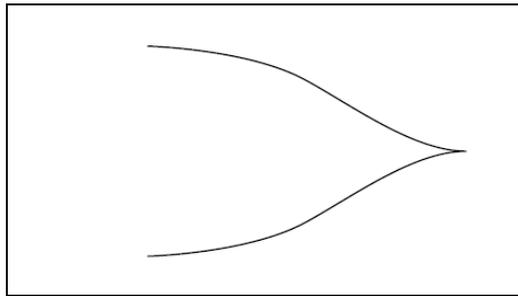


Figura 2.4.4 Condição de extremidade de Barenblatt.

$$\int_0^L \frac{P_{net}(x) dx}{\sqrt{1-(x/L)^2}} = 0, \text{ (Eq. 2.30)}$$

O perfil de abertura com uma pequena região da extremidade sem pressão é próximo a aquele obtido para uma pressão líquida constante em toda a fratura, o que é equivalente à Eq. 2.16 com h_f substituído por $2L$:

$$w_w = \frac{4}{E'} L P_{net}, \text{ (Eq. 2.31)}$$

Resolvendo a equação 2.28 através da 2.30, eles encontraram expressões da forma dada por Perkins e Kern (1961):

$$P_{net,w} \approx \left[\frac{21\mu q_i}{64\pi h_f L^2} E'^3 \right]^{1/4}, \text{ (Eq. 2.32)}$$

com a abertura do furo de poço dada por

$$w_w = \left[\frac{84 \mu q_i L^2}{\pi E' h_f} \right]^{1/4}, \text{ (Eq. 2.33)}$$

Sem considerar o *leakoff*, as equações podem ser resolvidas para o comprimento e abertura, respectivamente:

$$L(t) = 0.38 \left[\frac{E' q_i^3}{\mu h_f^3} \right]^{1/6} t^{2/3}, \text{ (Eq. 2.34)}$$

$$w_w = 1.48 \left[\frac{\mu q_i^3}{E' h_f^3} \right]^{1/6} t^{1/3}, \text{ (Eq. 2.35)}$$

A solução para um *leakoff* alto no modelo PKN,

$$L(t) = \frac{q_i t^{1/2}}{2\pi C_L h_t} \text{ (Eq. 2.36)}$$

também se aplica para o modelo KGD, mas Geertsma e de Klerk não proporcionaram uma relação explícita da abertura para o modelo de KGD no caso de *leakoff* alto.

Geertsma e de Klerk também estenderam o modelo para incluir o *leakoff*, seguindo o método de Carter (1957). A perda de fluido é incorporada assumindo que não provocará efeito sobre a forma da fratura ou na distribuição da pressão. O volume das duas asas de fratura KGD é

$$V_f = \frac{\pi}{2} h_f L w_w, \text{ (Eq. 2.37)}$$

Realizando um equilíbrio de volume e um procedimento para solução semelhante ao de Carter, obtiveram

$$L = \frac{q_i w_w}{64 C_L^2 h_f} \left(e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} x - 1 \right), \text{ (Eq. 2.38)}$$

onde

$$x = \frac{8 C_L \sqrt{\pi t}}{\pi w_w}, \text{ (Eq. 2.39)}$$

Para incluir os efeitos de *spurt loss* de S_p , w_w deve ser substituído por $w_w + (8 / \pi) S_p$, que é equivalente à relação de Carter com w substituído por $\bar{W} + 2S_p$ e $\bar{W} = \pi w / 4$.

2.4.3.4 Hipóteses dos modelos PKN e KGD

Ambos os modelos PKN e KGD contêm uma série de premissas. Assumindo que a fratura é planar (isto é, que se propaga numa determinada direção, perpendicular à tensão mínima). Considera-se também que o fluxo de fluido é unidimensional (1D) ao longo do comprimento da fratura. No caso dos modelos descritos, eles assumem fluidos newtonianos (embora Perkins e Kern também tenham fornecido soluções para fluidos de lei de potência), e o comportamento do *leakoff* é governado por uma expressão simples derivada da teoria de filtração (Eq. 2.7). Assume-se a rocha como contínua, homogênea, sólida, elástica, isotrópica, linear; a fratura é considerada com altura fixa ou completamente confinada numa dada camada e uma das duas considerações é feita em relação ao comprimento e à altura da fratura, isto é, se a altura é grande (KGD) ou pequena (PKN) em relação ao comprimento. Finalmente, o modelo KGD inclui a suposição de que os processos na extremidade da fratura dominam a propagação desta, enquanto o modelo PKN negligencia a mecânica da fratura por completo.

Uma vez que estes modelos foram desenvolvidos, inúmeros adendos foram feitos que relaxaram estas suposições, sendo a mais importante das quais, as soluções para fluidos de lei de potência. Estes dois modelos são usados para desenvolver tratamentos e geralmente são válidos como opções para os simuladores.

2.5 Equações Governantes de um Simulador Pseudo-tridimensional convencional (P3D) e com criação de rede de fraturas (MShale)

2.5.1 Introdução

Os cinco principais fenômenos físicos que determinam a iniciação e propagação de uma fratura hidráulica são: i) fluxo de fluido pelas tubulações e fratura; ii) filtração de fluido nas paredes da fratura; iii) deformação elástica da

rocha; iv) propagação da fratura e v) transporte de agente de sustentação (propante) no interior da fratura.

A propagação de fratura é descrita por três relações básicas: movimento de fluido na fratura (Quantidade de movimento linear), continuidade ou balanço de massa e deformação elástica da rocha (abertura da fratura).

A primeira equação de área de fratura (ou crescimento de fratura) foi a de Carter apresentada no capítulo 2.4.

No caso de fraturamento hidráulico (FH) com criação/ativação de rede de fraturas discretas, o tamanho e forma da rede de fraturas dependem de vários fatores como vazão de fluido injetado nestas, seus espaçamentos, propriedades mecânicas das rochas e campo de tensões. A interação mecânica entre as fraturas, os fluidos injetados e as paredes das fraturas deve ser considerada. No caso de gás/óleo de folhelho temos perda de filtrado muito baixa nas paredes das fraturas. Assumindo filtrado nulo e fluxo de fluido incompressível em regime pseudo-permanente, através de canais com seção transversal elíptica em todas as fraturas da rede, pode-se modelar matematicamente o fraturamento através de um conjunto de equações algébricas em termos da vazão total de injeção, tempo de injeção, viscosidade do fluido, pressão de injeção na profundidade das fraturas, módulo de elasticidade ou de Young, diferencial entre as tensões horizontais *in-situ*, volume de reservatório estimulado com sua altura, abertura, comprimento e espaçamento entre as fraturas, como feito por Xu et al. (2010). Os cinco primeiros parâmetros nestas equações são conhecidos ou estimados. Os demais seis parâmetros são divididos em dois grupos, onde dados três de um grupo pode-se obter os outros três. Assim, entrando-se com a geometria do reservatório estimulado, obtido, por exemplo, por microssísmica em um poço correlato, pode-se obter o espaçamento entre as fraturas (dx e dy) e o diferencial de tensões *in-situ*. Por outro lado, se assumirmos o espaçamento entre as fraturas (dx e dy) e o diferencial de tensões *in-situ* (obtido da análise de perfis) obteremos o volume de reservatório estimulado.

Portanto, tem-se um sistema de três equações com seis incógnitas onde os valores de três incógnitas terão que ser admitidos para a solução do sistema.

A experiência do autor desta dissertação é com a assunção do espaçamento entre as fraturas (dx e dy), baseada na experiência local, e a estimativa das tensões horizontais *in situ*, através de correlações usando perfis em poço aberto. Daí, para

cada esquema de tratamento (volumes das várias fases de fluidos, vazões, características dos fluidos e concentração e características do propante), usando determinada coluna de operação e capacidade de bombeio, o software MShale fornece a geometria e condutividade de cada uma das fraturas criadas e daí calcula-se o volume de reservatório estimulado. Variando-se os esquemas de tratamento escolhe-se o mais adequado, considerando-se as questões de logística, segurança, meio ambiente e economia.

Daqui em diante neste capítulo usa-se como referência o Guia do Usuário (*Meyer User's Guide Eighth Edition*) do MShale.

2.5.2 Principais Hipóteses Assumidas na Modelagem do MShale

Os softwares de FH convencionais admitem a propagação de uma fratura planar com duas asas simétricas, processo que requer menos energia do que outras configurações. Entretanto, podem existir sistemas de fissuras/fraturas naturais cujas condições de contorno permitem propagar rede de fraturas discretas (*DFN*) que requerem ainda menos energia.

No software MShale as equações fundamentais de *DFN* de primeira ordem de conservação de massa e quantidade de movimento linear são baseadas em uma metodologia de solução auto-simétrica. A formulação utiliza uma abordagem elipsoidal pseudotridimensional (P3D). As principais hipóteses assumidas nesta modelagem são:

1. A fratura dominante ou principal se situa no plano $x-z$ e se propaga perpendicularmente à tensão horizontal mínima σ_3 . Os planos de fraturas $y-z$ e $x-y$ se propagam perpendicularmente à σ_2 e σ_1 , respectivamente (**Figura 2.5.1**).
2. A rede de fraturas discretas pode ser composta de fraturas secundárias em todos os três planos principais. Os espaçamentos nos planos $x-z$, $y-z$, e $x-y$ são Δy , Δx , e Δz , respectivamente.
3. As condições de contorno são tais que o sistema de fraturas naturais pode dar início a múltiplas fraturas hidráulicas. Isto é semelhante à criação de múltiplas fraturas em um poço vertical altamente desviado com um longo intervalo canhoneado. Isso força a condição para propagação de múltiplas fraturas em

vários planos em vez da propagação de uma única fratura dominante com duas asas, como é típico nos projetos de fraturamento convencional.

4. Só serão propagadas fraturas nos planos $y-z$ e $y-x$ se a pressão de fratura for maior do que a correspondente tensão mínima em cada um destes planos.
5. Fraturas no plano $x-z$ (paralelo à fratura dominante) não serão abertas a menos que uma rede de fraturas seja estabelecida no plano $y-z$ para a fratura se propagar (isto é, na *DFN* as fraturas devem ser conectadas.). Estes pressupostos não são aplicáveis nas opções do MShale de fraturas múltiplas ou tipo cluster.
6. A solução numérica será baseada em equações auto similares elipsoidais. Isto é, o volume do reservatório estimulado por fraturamento será elipsoidal assim como as distribuições geométricas. Os perfis da abertura e altura de fratura são, entretanto, calculados a partir das relações de pressão- abertura -altura do software P3D.
7. Considera-se a interação de fratura em termos de rigidez e fluido filtrado.
8. Assume-se a mesma altura de fraturas nos planos $x-z$ e $y-z$.
9. Ignora-se a dilatância nas interseções das fraturas que interagem entre si.
10. A extensão da rede de fraturas (com a exceção da fratura dominante) pode ser limitada a uma extensão finita de fraturas em cada plano, ou seja, os planos de fratura ficam confinados no volume elipsoidal. .

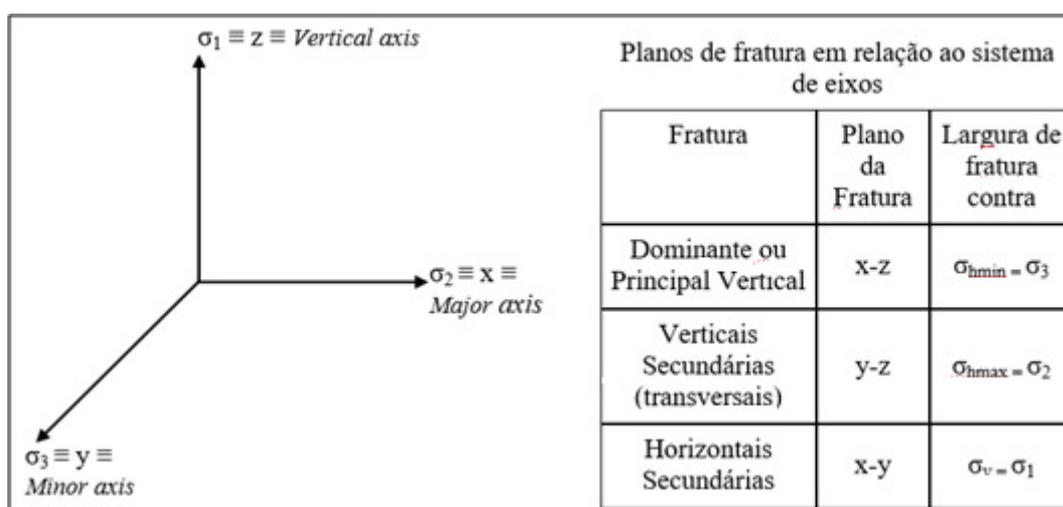


Figura 2.5.1 Sistema de eixos e tipos de fraturas por planos.

As fraturas discretas criadas no plano $x-y$ são assumidas como horizontais, com a mesma razão de aspecto das fraturas no plano $y-z$.

As equações governantes de massa, de momento, de energia e suas relações constitutivas são apresentadas em seguida.

2.5.3 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Fratura Planar no MShale

Esta seção apresenta as equações de quantidade de movimento linear (perda de carga) para fluxo de fluido em uma fratura (canal) para regime laminar (fluido Newtoniano e não-Newtoniano) e turbulento. Inicialmente, apresentam-se as equações para fratura com seção transversal retangular (placas paralelas) e a seguir para seção transversal elipsoidal.

2.5.3.1 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Placas Paralelas e Fluxo Laminar

Seja a fratura um canal com seção transversal retangular, com distância entre duas paredes (abertura da fratura) $2b$ e altura do canal $2a$ (**Figura 2.5.2**).

Para fluido Newtoniano com viscosidade μ o gradiente de pressão (dp/dx) em termos da velocidade média (v) é dado por:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{3\mu \langle \bar{v} \rangle}{b^2} \quad (\text{Eq. 2.40})$$

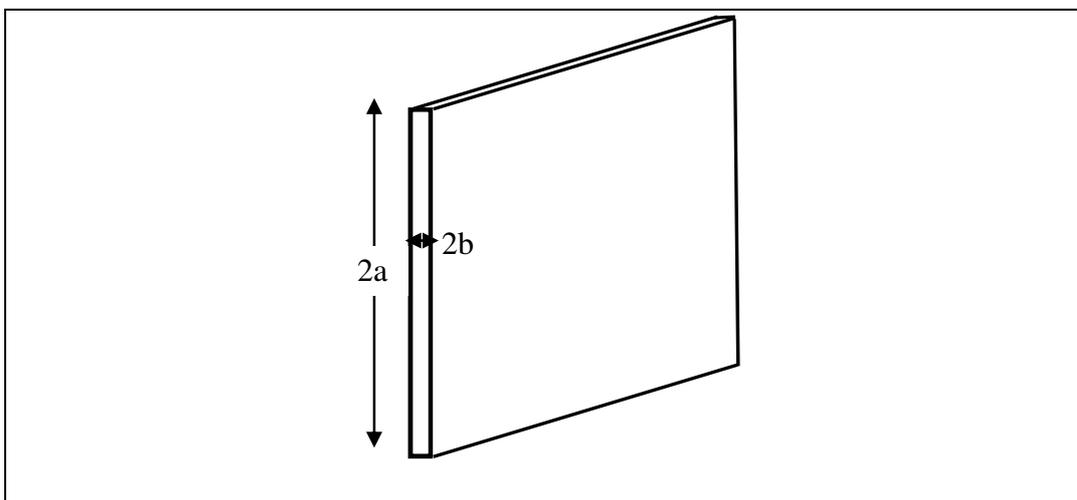


Figura 2.5.2 Desenho esquemático de meia asa de fratura planar com seção retangular.

O diâmetro hidráulico para fluxo entre placas é dado por:

$$d_h \equiv 4A/P_f = \frac{4(2a2b)}{2(2a + 2b)} \cong 4b \quad (\text{Eq. 2.41})$$

onde $2a$ é a altura da ranhura e $a/b \gg 1$. Rearranjando a Eq. 2.40, em termos do diâmetro hidráulico, obtém-se:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{48\mu\langle\bar{u}\rangle}{d_h^2} \quad (\text{Eq.2.42})$$

O número de Reynolds do fluxo de um fluido Newtoniano entre placas é dado por:

$$Re = \frac{\rho\langle\bar{u}\rangle d_h}{\mu} \quad (\text{Eq.2.43})$$

O gradiente de pressão em termos do fator de fricção de Darcy com base na velocidade do fluxo médio é:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{f\rho\langle\bar{u}\rangle^2}{2 d_h} \quad (\text{Eq.2.44})$$

Obtém-se o fator de fricção de Darcy em termos do número de Reynolds (Eq. 2.43) igualando-se a Eq. 2.42 com a Eq. 2.44 e resolvendo para f :

$$f = \frac{96\mu}{\rho\langle\bar{u}\rangle d_h} = \frac{96}{Re} \quad (\text{Eq. 2.45})$$

Para o mesmo canal com seção transversal retangular, mas agora com fluxo de fluido que segue o modelo da lei de potência (n' e k'), as equações anteriores assume as seguintes formas:

$$\frac{dp}{dx} = -\left(\frac{2n'+1}{n'}\right)^{n'} \frac{k'\langle\bar{u}\rangle^{n'}}{b^{n'+1}} = -4^{n'+1} \left(\frac{2n'+1}{n'}\right)^{n'} \frac{k'\langle\bar{u}\rangle^{n'}}{d_h^{n'+1}} \quad (\text{Eq. 2.46})$$

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{f\rho\langle\bar{u}\rangle^2}{2 d_h} \quad (\text{Eq. 2.47})$$

$$f = \frac{96}{Re} \quad (\text{Eq. 2.48})$$

$$Re = \frac{\rho\langle\bar{u}\rangle^{2-n'} d_h^{n'}}{12^{n'-1} \left(\frac{2n'+1}{3n'}\right)^{n'} k'} \quad (\text{Eq. 2.49})$$

As equações para lei de potência acima podem ser simplificadas para fluido Newtoniano, adotando-se $n' = 1$.

2.5.3.2 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Canal com Seção Transversal Elipsoidal, Fluxo Laminar

As equações da quantidade de movimento linear para fluxo laminar, permanente, de fluido incompressível em um canal com seção transversal elipsoidal, com eixo maior a e eixo menor b , são dadas a seguir (Figura 2.5.3).

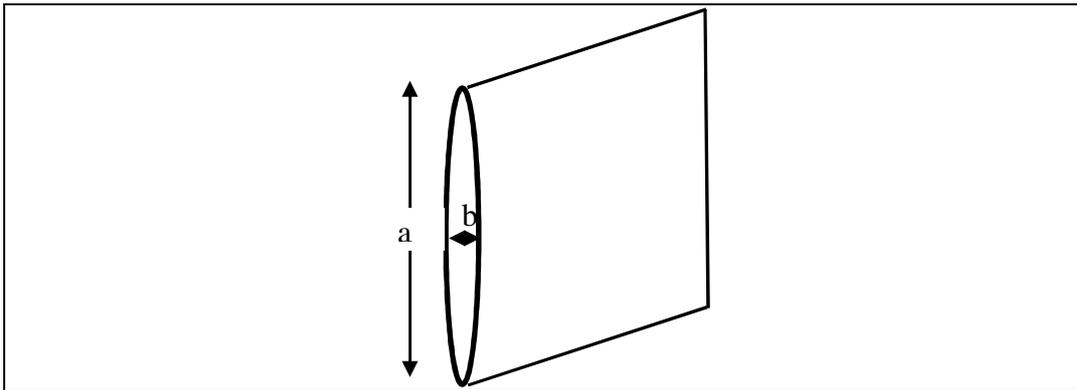


Figura 2.5.3 Desenho esquemático de meia asa de fratura planar com seção elipsoidal.

Para fluido Newtoniano temos:

$$\frac{dp}{dx} = -4 \left(\frac{3\pi/16}{\Phi} \right) \mu \langle \bar{u} \rangle \left(\frac{a^2 + b^2}{a^2 b^2} \right) = -4 \mu \langle \bar{u} \rangle \left(\frac{a^2 + b^2}{a^2 b^2} \right) \quad (\text{Eq. 2.50})$$

onde a função Φ , parâmetro de filtrado, é dada por:

$$\Phi = \int_0^1 (1 - \bar{z}^2)^{3/2} d\bar{z} = \frac{1 \Gamma(1/2) \Gamma(5/2)}{2 \Gamma(3)} = \frac{3\pi}{16} \quad (\text{Eq. 2.51})$$

e corresponde à integração do perfil de velocidade na direção z . Este parâmetro, Φ , representa a razão entre o perfil da velocidade média ao longo da altura do canal e a velocidade média na seção média. A forma geral da integral na Eq. 2.51 é dada por:

$$\int_0^1 (1 - \bar{z}^2)^{\mu-1} d\bar{z} = \frac{1}{2} B(1/2, \mu) = \frac{1 \Gamma(1/2) \Gamma(\mu)}{2 \Gamma(\mu + 1/2)} \quad (\text{Eq. 2.52})$$

A perda de pressão, em termos da vazão ($q = \mu \pi a b$) é dada por:

$$\frac{dp}{dx} = - \left(\frac{3}{4\Phi} \right) \mu q \left(\frac{a^2 + b^2}{a^3 b^3} \right) = - \frac{4}{\pi} \mu q \left(\frac{a^2 + b^2}{a^3 b^3} \right) \quad (\text{Eq. 2.53})$$

Como $a \gg b$, seção elipsoide estreita, a Eq. 2.53 se torna para este caso:

$$\frac{dp}{dx} = -\left(\frac{3}{4\Phi}\right)\mu\left(\frac{q}{ab^3}\right) = -\frac{4}{\pi}\mu\left(\frac{q}{ab^3}\right) \quad (\text{Eq. 2.54})$$

A queda de pressão em uma seção elipsoidal corresponde a $1/\Phi$ vezes o fluxo entre placas paralelas (ver Eq. 2.40).

O diâmetro hidráulico para uma seção elipsoidal ($a \gg b$) é dado por:

$$d_h \equiv 4A / \text{perim}_f \cong \frac{4(\pi ab)}{2(2a)} = \pi b \quad (\text{Eq. 2.55})$$

A perda de carga em termos do fator de fricção de Darcy é dada por:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{f\rho\langle\bar{u}\rangle^2}{2d_h} \quad (\text{Eq. 2.56})$$

onde a partir de Eq. 2.45, f é dado por:

$$f = \frac{8\pi^2}{Re} \quad (\text{Eq. 2.57})$$

Para o mesmo canal com seção elipsoidal, mas agora com fluxo de fluido que segue o **modelo da lei de potência** (n' e k') a equação da quantidade de movimento linear para fluxo laminar permanente através de um seção transversal elipsoidal estreita ($a \gg b$), dada por:

$$\frac{dp}{dx} = -\left(\frac{2n'+1}{n'}\right)^{n'} \frac{k'\langle\bar{u}(z)\rangle^{n'}}{b(z)^{n'+1}} \quad (\text{Eq. 2.58})$$

Uma vez que o gradiente de pressão em qualquer seção vertical deve ser constante, verifica-se que:

$$\begin{aligned} \langle u(z) \rangle &= \langle u(z=0) \rangle \left[\frac{b(z)}{b(z=0)} \right]^{\frac{n'+1}{n'}} \\ &= \langle u(z=0) \rangle (1 - \bar{z}^2)^{\frac{n'+1}{2n'}} \end{aligned} \quad (\text{Eq. 2.59})$$

A velocidade média na seção transversal ao longo de todo o comprimento do canal (fratura) é dada por:

$$\begin{aligned}
\langle \bar{u} \rangle &= \int_0^a \langle u(z) \rangle b(z) dz / \int_0^a b(z) dz \\
&= \frac{4}{\pi} \langle u(z=0) \rangle \int_0^1 (1-\bar{z}^2)^{\frac{2n'+1}{2n'}} d\bar{z} \\
&= \frac{4\Phi(n')}{\pi} \langle u(z=0) \rangle
\end{aligned} \tag{Eq. 2.60}$$

onde

$$\Phi(n') = \int_0^1 (1-\bar{z}^2)^{\mu-1} d\bar{z} = \frac{1}{2} B(1/2, \mu) = \frac{1}{2} \frac{\Gamma(1/2)\Gamma(\mu)}{\Gamma(\mu+1/2)} \tag{Eq. 2.61}$$

e

$$\mu - 1 = \frac{2n'+1}{2n'} \quad \text{ou} \quad \mu = \frac{4n'+1}{2n'}$$

O gradiente de pressão em termos da velocidade média entre placas é dado por:

$$\begin{aligned}
\frac{dp}{dx} &= - \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \frac{k' \langle \bar{u}(z=0) \rangle^{n'}}{b(z=0)^{n'+1}} \\
&= - \left(\frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} \frac{k' \left(\langle \bar{u} \rangle / \frac{4\Phi(n')}{\pi} \right)^{n'}}{b^{n'+1}} \\
&= - \left(\frac{2n'+1}{4n'} \right)^{n'} \frac{k' (\pi \langle \bar{u} \rangle)^{n'}}{\Phi(n')^{n'} b^{n'+1}}
\end{aligned} \tag{Eq. 2.62}$$

A perda de carga em termos da vazão ($q = \langle \bar{u} \rangle \pi ab$) é dada por:

$$\frac{dp}{dx} = - \left(\frac{2n'+1}{4n'} \right)^{n'} \frac{k' (q/a)^{n'}}{\Phi(n')^{n'} b^{2n'+1}} \tag{Eq. 2.63}$$

Reconsiderando a queda de pressão em um canal com seção transversal elipsoidal e a perda entre canal com placas paralelas ser equivalente a $l/\Phi^{n'}$, como já dito para fluidos newtonianos. Perkins e Kern (1961) assumiram o valor de $l/\Phi^{n'} \approx 16/3\pi$ tanto para fluidos newtonianos quanto para fluidos não newtonianos.

O gradiente de pressão em termos de velocidade média e diâmetro hidráulico é dado por:

$$\begin{aligned}\frac{dp}{dx} &= -\left(\frac{2n'+1}{4n'}\right)^{n'} \frac{k' \langle \pi \bar{u} \rangle^{n'}}{\Phi(n')^{n'} b^{n'+1}} \\ &= -\frac{\pi^{2n'+1}}{\Phi(n')^{n'}} \left(\frac{2n'+1}{4n'}\right)^{n'} \frac{k' \langle \bar{u} \rangle^{n'}}{d_h^{n'+1}}\end{aligned}\quad (\text{Eq. 2.64})$$

A perda de pressão em termos de fator de fricção de Darcy é dada pela Eq. 2.44 e o fator f pela Eq. 2.57.

O número de Reynolds para fluido de lei de potência num fluxo de seção elipsoidal é, portanto, definido como:

$$Re = \frac{\left(\frac{3\pi}{16\Phi}\right)^{n'} \rho \langle \bar{u} \rangle^{2-n'} d_h^{n'}}{(4\pi)^{n'-1} \left(\frac{2n'+1}{3n'}\right)^{n'} k'} \quad (\text{Eq. 2.65})$$

As equações para fluidos de lei de potência acima se simplificam para as equações para fluidos Newtonianos adotando-se $n' = 1$.

2.5.3.3 Fluxo Turbulento

O gradiente de pressão em um duto fechado como função da tensão de cisalhamento média nas paredes é dado por:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{4\tau_w}{d_h} \quad (\text{Eq. 2.66})$$

onde d_h , diâmetro hidráulico, é dado por $d_h = 4AP_f$.

A perda de pressão em termos do fator de fricção de Darcy é dada por:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{f \rho \langle \bar{u} \rangle^2}{2 d_h} \quad (\text{Eq. 2.67})$$

onde o fator de fricção de Darcy f , para um duto não circular pode ser escrito como:

$$f = \frac{8\tau_w}{\rho \langle \bar{u} \rangle^2} = \frac{2d_h(-dp/dx)}{\rho \langle \bar{u} \rangle^2} \quad (\text{Eq. 2.68})$$

sendo f uma função do número de Reynolds (Re).

2.5.4 Equação de Quantidade de Movimento Linear para Rede de Fraturas Discretas no MShale

A metodologia fundamental de fraturamento com rede de fraturas discretas, *DFN*, baseia-se nas equações de quantidade de movimento linear e conservação da massa. Assume-se que as fraturas terão seção transversal elíptica e que o fluido de fraturamento segue a lei de potência. Para fluidos Newtonianos bastará fazer $n' = 1$.

2.5.4.1 Fluxo Laminar

O gradiente de pressão em termos da vazão ($q = \langle \bar{u} \rangle \pi ab$) em uma fratura com seção transversal elíptica é dado por (Eq. 2.63):

$$\frac{dp}{dx} = -\left(\frac{2n'+1}{4n'}\right)^{n'} \frac{k'(q/a)^{n'}}{\Phi(n')^{n'} b^{2n'+1}} \quad (\text{Eq. 2.69})$$

Rearranjando a Eq. 2.69, obtém-se a equação da vazão:

$$q = \left(\frac{4n'}{2n'+1}\right) \frac{\Phi(n') ab^{2+1/n'}}{(k')^{1/n'}} \left(\frac{\Delta p}{L}\right)^{\frac{1}{n'}} \quad (\text{Eq. 2.70})$$

A partir de conservação de massa o volume do fraturamento em termos das dimensões é dado por:

$$V = \pi abL \quad (\text{Eq. 2.71})$$

onde L é o comprimento da frente de fluido na fratura com seção elíptica.

A vazão, q , assumindo uma seção transversal de área constante (πab) é dada por:

$$q = \pi ab \frac{\Delta L}{\Delta t} \quad (\text{Eq. 2.72})$$

Substituindo a Eq. 2.72 na Eq. 2.70, encontramos:

$$\frac{\Delta L}{\Delta t} = \left(\frac{4n'}{2n'+1}\right) \frac{\Phi(n') b^{1+1/n'}}{\pi (k')^{1/n'}} \left(\frac{\Delta p}{L}\right)^{\frac{1}{n'}} \quad (\text{Eq. 2.73})$$

onde ΔL representa a mudança na posição da frente de fluido no intervalo de tempo Δt .

A relação que governa a frente de fluido em termos da abertura da seção (2b) e diferencial de pressão (perda de pressão) é:

$$\Delta L \cdot L^{1/n'} = \left(\frac{4n'}{2n' + 1} \cdot \frac{\Phi(n')}{\pi} \right) \frac{\Delta t}{(k')^{1/n'}} b^{1+1/n'} (\Delta p)^{\frac{1}{n'}} \quad (\text{Eq. 2.74})$$

As posições da frente de fluido para diferentes aberturas de seção e quedas de pressão, a partir da Eq. 2.74 são dadas por:

$$\Delta L_2 \cdot L_2^{1/n'} = \Psi \cdot \Delta L_1 \cdot L_1^{1/n'} \quad (\text{Eq. 2.75})$$

onde,

$$\Psi = \left[\left(\frac{b_2}{b_1} \right)^{1+n'} \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} \right]^{\frac{1}{n'}} \quad (\text{Eq. 2.76})$$

2.5.4.2 Fluxo Turbulento

A perda de pressão em termos do fator de fricção de Darcy, a partir da Eq. 2.67, substituindo velocidade média e diâmetro hidráulico é dada por:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{f \rho \langle \bar{u} \rangle^2}{2 d_h} = -\frac{f \rho q^2}{2 \pi^3 a^2 b^3} \quad (\text{Eq. 2.77})$$

onde $\langle \bar{u} \rangle = q/ab\pi$ e $dh = \pi ab$.

A vazão a partir da Eq. 2.77 é dada por:

$$q = \left(\frac{2\pi^3 a^2 b^3 \Delta p}{f \rho L} \right)^{1/2} \quad (\text{Eq. 2.78})$$

Substituindo a vazão da Eq. 2.72 na Eq. 2.78, obtém-se:

$$\Delta L \cdot L^{1/2} = \left(\frac{2\pi}{f \rho} b \Delta p \right)^{1/2} \Delta t \quad (\text{Eq. 2.79})$$

As posições da frente de fluidos para diferentes aberturas da fratura e quedas de pressão a partir da Eq. 2.79 são dadas por:

$$\Delta L_2 \cdot L_2^{1/2} = \Psi \cdot \Delta L_1 \cdot L_1^{1/2} \quad (\text{Eq. 2.80})$$

onde,

$$\Psi = \left(\frac{b_2 \Delta p_2}{b_1 \Delta p_1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Eq. 2.81})$$

Área da Seção Transversal dependente do tempo.

As equações anteriores podem ser modificadas para área de seção transversal elipsoidal dependente do tempo. O comportamento da lei de potência para a propagação de fratura pseudo permanente 2-D e 3-D é da seguinte forma:

$$L(t) = L(\delta) \left(\frac{t}{\delta} \right)^{\alpha_L} \quad a(t) = a(\delta) \left(\frac{t}{\delta} \right)^{\alpha_a} \quad b(t) = b(\delta) \left(\frac{t}{\delta} \right)^{\alpha_b} \quad (\text{Eq. 2.82})$$

onde,

$$\alpha_L \equiv \frac{t}{L(t)} \frac{dL(t)}{dt} \quad ; \quad \alpha_a = \beta_a \alpha_L \quad \text{e} \quad \alpha_b = \beta_b \alpha_L \quad (\text{Eq. 2.83})$$

α_L – Parâmetro de propagação do comprimento.

A vazão para área de seção transversal dependente do tempo é dada por:

$$q = \pi a b \frac{\Delta L}{\Delta t} (1 + \beta_a + \beta_b) \quad (\text{Eq. 2.84})$$

As Eq. 2.76 e 2.80 ainda são válidas para uma dada abertura ($2b$) e queda de pressão (Δp) no tempo t .

2.5.5 Características da Rede de Fraturas Discretas no MShale

As equações fundamentais de primeira ordem de conservação da massa na rede DFN serão baseadas em uma metodologia de solução auto similar. A propagação de fratura em cada plano é governada pela quantidade de movimento linear e balanço de massa. As equações de conservação de massa para uma dada rede DFN são apresentadas a seguir.

2.5.5.1 Rede de Fratura

O número de fraturas da rede, o comprimento total da rede de fratura, a área, a perda de fluido e o volume da rede de fraturas serão apresentados a seguir.

A localização do poço e dos canhoneados em uma dada malha é definida pelas coordenadas adimensionais (X_{Dw}, Y_{Dw}, Z_{Dw}) , onde:

$$x_{Dw} = \frac{2x_w}{\Delta x}, y_{Dw} = \frac{2y_w}{\Delta y}, z_{Dw} = \frac{2z_w}{\Delta z} \quad (\text{Eq. 2.85})$$

A localização do poço e canhoneados a partir do centro da malha DFN são dadas por x_w, y_w e z_w . A localização adimensional do poço varia de -1 a $+1$. A localização do centro do bloco é $(0,0,0)$.

A extensão máxima estimulada pelas fraturas na direção y (plano $y-z$) é dada por:

$$b = \lambda a \quad (\text{Eq. 2.86})$$

onde $\lambda = f(\Psi)$ é a razão de aspecto do volume do reservatório estimulado, b é o eixo menor na direção y e a é a extensão de fratura (comprimento da fratura dominante) na direção x .

2.5.5.2 Número de Fraturas Discretas

O número de fraturas discretas para cada uma das três direções de tensões principais é dado por:

$$n_\zeta = \sum_{\zeta_D^+(i=0)}^{\zeta_D^+(i) < \zeta_D^+|_{max}} + \sum_{\zeta_D^-(i=0)}^{\zeta_D^-(i) < \zeta_D^-|_{max}} \quad (\text{Eq. 2.87})$$

onde a posição adimensional, ζ_D , nas direções coordenadas positiva e negativa, ζ_D^+ e ζ_D^- são dadas por:

$$\zeta_D^+(i=0) = (1 - \zeta_{Dw})\Delta\zeta / (2\zeta)$$

$$\zeta_D^-(i=0) = (1 + \zeta_{Dw})\Delta\zeta / (2\zeta)$$

e ζ é a extensão máxima da rede de fraturas (metade do comprimento) na direção ζ . A posição adimensional é dada por:

$$\zeta_D(i) = \zeta_D(i=0) + (\Delta\zeta \cdot i) / \zeta,$$

onde $0 \leq \zeta_D \leq 1$.

O número total de fraturas inteiras nos planos $x-z$, $y-z$ e $x-y$ são dados por:

$$\begin{aligned}
 N_x &= n_x \\
 N_y &= 1 + n_y \\
 N_z &= n_z \quad (\text{Eq. 2.88})
 \end{aligned}$$

Para ilustrar o uso das equações acima consideremos um sistema de *DFN* com espaçamento entre as fraturas discretas nos planos *x-z* e *y-z* de $\Delta x = 100$ e $\Delta y = 50$ com uma razão de aspecto no plano *xy* de $\lambda = b/a = 1/2$, onde $a = xf = 1000$ é a metade do comprimento da fratura dominante. Vamos supor também que não existem fraturas horizontais discretas no plano *x-y*. Note-se que todas as unidades de medida devem ser consistentes. Suponhamos também que o poço e o intervalo canhoneado estão localizados no centro da malha de simulação ($x_{Dw}=0$, $y_{Dw}=0$, $z_{Dw}=0$).

Assim, o número de fraturas na direção *x* (plano *x-z*) é dado por:

$$\begin{aligned}
 n_y &= \frac{(b - \Delta y/2)}{\Delta y} + 1 + \frac{(b - \Delta y/2)}{\Delta y} + 1 \\
 n_y &= 10 + 10 = 20
 \end{aligned}$$

e $N_y = 1 + n_y = 21$

O número de fraturas na direção *y* (plano *y-z*) é dado por:

e $N_x = n_x = 20$.

2.5.5.3 Características Geométricas da Rede *DFN*

O comprimento total, a área e o volume da rede *DFN* são dados por:

$$\begin{aligned}
 \bar{w}_{DFN} &= V_{DFN}/A_{DFN} \\
 L_{DFN} &= \sum_{\zeta=x,y,z} \left\{ \sum_{j=1}^{N_{\zeta}} L_{\zeta}(j) \right\} \\
 A_{DFN} &= \sum_{\zeta=x,y,z} \left\{ \sum_{j=1}^{N_{\zeta}} A_{\zeta}(j) \right\} \\
 V_{DFN} &= \sum_{\zeta=x,y,z} \left\{ \sum_{j=1}^{N_{\zeta}} V_{\zeta}(j) \right\} \quad (\text{Eq. 2.89})
 \end{aligned}$$

onde

$$\begin{aligned} L_\zeta &= \int d\xi \\ A_\zeta &= \int h_\zeta(\xi) d\xi \\ V_\zeta &= \int w_\zeta(\xi) h_\zeta(\xi) d\xi \\ \bar{w}_\zeta &= V_\zeta / A_\zeta \end{aligned} \quad (\text{Eq. 2.90})$$

A distribuição do comprimento e abertura de fratura para cada rede de fraturas perpendicular à direção ζ é dada por:

$$\begin{aligned} L_D &= (1 - \zeta_D^2)^{1/2} \\ w_D &= (1 - \zeta_D^2)^{1/2} \end{aligned} \quad (\text{Eq. 2.91})$$

onde $L_D = L/L_\zeta$ e $w_D = w/w_\zeta$.

O perfil de altura da fratura no plano secundário é assumida ser auto similar à fratura principal, como dado por:

$$h_D = f(\zeta_D) \quad (\text{Eq. 2.92})$$

onde $h_D = h/h_\zeta$ e para um perfil elíptico $h_D = (1 - \zeta_D^2)^{1/2}$.

A fratura no plano x - y é horizontal com uma forma elipsoidal e perfil de abertura. Esta configuração permite propagar fratura com geometria “ T ”.

As razões das características DFN (comprimento, área e volume) em relação à fratura principal ou dominante são dadas por:

$$\begin{aligned} \lambda_L &= L_{DFN} / L \\ \lambda_A &= A_{DFN} / A \\ \lambda_V &= V_{DFN} / V \end{aligned} \quad (\text{Eq. 2.93})$$

onde, L , A e V são o comprimento, área e volume da fratura principal ou dominante.

2.5.5.4 Volume de Reservatório Estimado

O volume de reservatório estimulado é definido como:

$$V_{SR} = \int_A h(\zeta) d\zeta = \pi ab \bar{h} \quad (\text{Eq. 2.94})$$

onde h representa a altura de fratura média estimulada e πab é a área elipsoidal da rede de fraturas. O meio comprimento (asa) da fratura principal (direção x) é a e a extensão da rede na direção y ou eixo menor é b . A área projetada estimulada é a área no plano x - y como se observa na direção z (nota: $\pi ab = \pi \lambda a^2$ onde λ é a razão de aspecto elipsoidal DFN).

2.5.5.5 Características Específicas DFN

As características específicas do reservatório estimulado são definidas como as razões das características DFN em relação ao volume de reservatório estimulado como dadas por:

$$\begin{aligned}\gamma_L &= L_{DFN}/V_{SRV} \\ \gamma_A &= A_{DFN}/V_{SRV} \\ \gamma_V &= V_{DFN}/V_{SRV} \\ \gamma_{V_t} &= V_t/V_{SRV} \quad (\text{Eq. 2.95})\end{aligned}$$

onde V_t é volume total injetado.

2.5.5.6 Razões de Volume de Reservatório Estimulado

As razões de reservatório estimulado são definidas como as razões entre o volume do reservatório e as características DFN .

$$\begin{aligned}\omega_L &= L_{DFN}/V_{SRV} = 1/\gamma_L \\ \omega_A &= A_{DFN}/V_{SRV} = 1/\gamma_A \\ \omega_V &= V_{DFN}/V_{SRV} = 1/\gamma_V \\ \omega_{V_t} &= V_t/V_{SRV} = 1/\gamma_{V_t} \quad (\text{Eq. 2.96})\end{aligned}$$

As razões de volume de reservatório estimulado são o inverso das características específicas do reservatório.

2.5.6 Conservação da Massa na Rede de Fraturas Discretas no MShale

A equação de conservação de massa para a rede de fraturas discretas DFN é:

$$\int_0^t q(\delta) d\delta - V_l(t) - V_{sp}(t) = V_f(t) \quad (\text{Eq. 2.97})$$

onde

$$\begin{aligned} V_l(t) &= 2 \int_0^t \int_0^{A_{DFN}} v(a, \delta) da d\delta \\ V_{sp}(t) &= 2 \int_0^{A_{DFN}} S_p(a) da \\ V_f(t) &= V_{DFN} = \int_0^{L_{DFN}} w(\xi) h(\xi) d\xi \end{aligned} \quad (\text{Eq. 2.98})$$

A equação de conservação da massa acima é resolvida numericamente, integrando sobre cada camada para cada rede fratura discreta em todos os planos. A eficiência de fraturamento para a rede de fraturas é dada por:

$$\eta_{DFN} = V_{DFN} / \int_0^t q(\delta) d\delta = \frac{1}{1 + (V_l + V_{sp}) / V_f} \quad (\text{Eq. 2.99})$$

A eficiência de fraturamento para uma única fratura dominante com coeficientes de filtrado (*leakoff*) e *spurt loss* constantes, a partir das equações 2.97 e 2.98 é dada por:

$$\eta = \frac{1}{1 + (\pi c A_l \sqrt{t} \Phi + 2 S_p A_l) / (\bar{w} A)} \quad (\text{Eq. 2.100})$$

onde A_l é a área de filtrado (*leakoff*), A é a área de fratura, e \bar{w} representa a abertura média da fratura dominante.

2.5.7 Interações Entre as Fraturas na Rede no MShale

São consideradas as interações entre perda de fluido e rigidez na rede de fraturas discretas (*DFN*).

A **interação de perda de fluido** leva em conta a redução de filtrado para múltiplas fraturas. O multiplicador de perda de fluido, γ_c , é definido como:

$$\gamma_c = (A / A_{DFN} - 1) \Phi_l + 1 \quad (\text{Eq. 2.101})$$

onde Φ_l é o fator de interação perda de fluido. Se $\Phi_l = 0$, não existe interação, $\gamma_c = 1$, e para $\Phi_l = 1$ há interação entre todas as fraturas, $\gamma_c = A / A_{DFN}$. Um multiplicador mínimo, γ_{cmin} também pode ser especificado de tal forma que $\gamma_c \geq \gamma_{cmin}$.

Incorporando o multiplicador de perda de fluido na Eq. 2.98 obtém-se:

$$V_l(t) = 2 \int_0^t \gamma_c \int_0^{A_{DFN}} v(a, \delta) da d\delta \quad (\text{Eq.2.102})$$

Esta equação deve ser resolvida numericamente uma vez que $\gamma_c = A/A_{DFN}$ é para um tempo geral dependente para uma rede DFN se $\Phi l > 0$.

Para uma fratura com interação total $\gamma_c = A/A_{DFN}$, Eq. (2.102) torna-se:

$$V_l(t) = 2 \int_0^t \int_0^A v(a, \delta) da d\delta \quad (\text{Eq.2.103})$$

Esta equação representa a perda de fluido na fratura principal ou dominante.

2.5.7.1 Interação de Rigidez

Ocorre interação de rigidez quando as fraturas estão suficientemente próximas umas das outras para serem afetadas pelo campo de tensões das fraturas adjacentes. O fator de rigidez, γ_E , para cada plano é definido como:

$$\gamma_E|_{\zeta} = (N_{\zeta} - 1)\Phi_E \quad (\text{Eq.2.104})$$

onde Φ_E é o fator de interação elástica e N_{ζ} é o número de fraturas paralelas nesse plano que interagem entre si. Se $\Phi_E = 0$, não existe interação e o fator de rigidez é zero, e para $\Phi_E = 1$ as fraturas interagem totalmente e o fator de rigidez é, $\gamma_E = N_{\zeta} - 1$. Um fator máxima rigidez $\gamma_{E \max}$, também pode ser especificado de modo a que $\gamma_E < \gamma_{E \max}$.

O multiplicador de rigidez é definido como:

$$\Psi_{\zeta} = \gamma_E|_{\zeta} + 1 \quad (\text{Eq.2.105})$$

O módulo efetivo na direção ζ é então definido como:

$$E_{\zeta} = \Psi_{\zeta} E \quad (\text{Eq.2.106})$$

2.5.7.2 Correlação Empírica

O fator de interação de rigidez é também referido como um fator de influência elástica, sendo dependente do espaçamento entre as fraturas e da altura

das fraturas. Uma correlação empírica para o fator de influência 3D, Φ_{ij} , é dada por:

$$\Phi_{ij} = 1 - 1 / \left[1 + \left(\frac{h}{2d_{ij}} \right)^2 \right]^{3/2} \quad (\text{Eq.2.107})$$

onde h representa a altura da fratura e d_{ij} é a distância entre fraturas paralelas i e j .

O fator de rigidez médio para N_ζ fraturas paralelas é dado por:

$$\gamma_E |_\zeta = \sum_{i=1}^{N_\zeta} \sum_{j=1}^{N_\zeta} \Phi_{ij} / N_\zeta \quad (\text{Eq.2.108})$$

2.5.8 Distribuição de Propante na Rede de Fraturas Discretas no MShale

A distribuição de agente de sustentação (propante) em uma rede de fraturas discretas (*DFN*) é um problema muito complicado. O propante pode obstruir a propagação de uma fratura ou de algumas fraturas secundárias, enquanto outras fraturas prosseguem se propagando. A distribuição da vazão do fluido de fraturamento com propante varia com o tempo e a distribuição da concentração de propante depende da perda de fluido e da extensão das fraturas secundárias. A solução adotada usa a eficiência de fraturamento da fratura dominante para determinar o transporte e a distribuição de propante. O programa oferece as opções limites de distribuição de propante uniforme, dominante (todo o propante na fratura dominante) e especificada pelo usuário.

A alocação de distribuição de propante é definida por:

$$\chi_p = M_f / M_{DFN} \cong V_f / V_{DFN} \quad (\text{Eq.2.109})$$

onde M_f é a massa de propante na fratura principal e $M_{DFN} = M_t$ é a massa total de propante injetada (ou massa no sistema *DFN*).

Esta solução de distribuição de propante é uma metodologia para determinar a perda de fluido e a distribuição de propante da fratura principal ou dominante baseada na eficiência do fluido de fraturamento. Mesmo sem filtração de fluido o propante pode não penetrar nas fraturas secundárias se estas não oferecerem condições de transporte para este. O conjunto de equações é resolvido para a rede

de fraturas discretas (*DFN*) gerando a distribuição e concentração de propante nas fraturas primária e secundárias.

A conservação de massa é a mesma definida pelas Eq. 2.97, sendo $V_{f(t)} = V_{DFN}$ e Eq. 2.98.

2.5.8.1 Distribuição Uniforme de Propante

A opção Distribuição de propante uniforme (**Figura 2.5.4**) assume que o propante pode ser transportado uniformemente (concentrando-se apenas devido à perda de fluido e não pela dispersão nas fraturas secundárias ou obstrução nas interfaces da rede de fraturas), ao longo de toda a rede de fraturas. Isto é, tanto o propante como o fluido são transportados no interior da rede de fraturas a partir da fratura dominante como uma pasta.

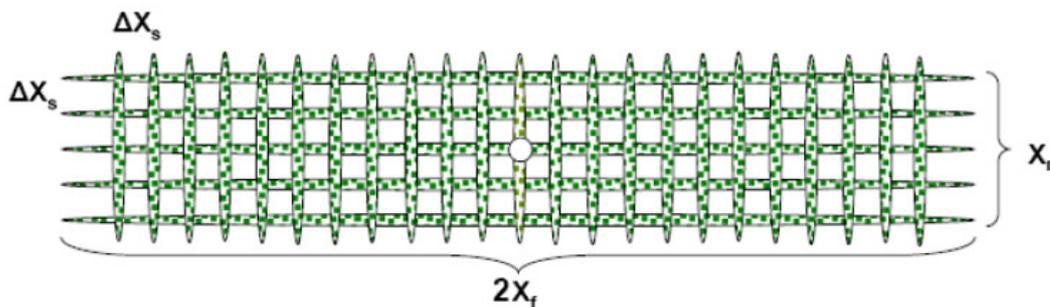


Figura 2.5.4 Distribuição de propante uniforme.

A alocação de distribuição de propante para uma distribuição uniforme é dada pela equação 2.109, onde M_f é a massa de propante na fratura principal e M_{DFN} é a massa total de propante injetado (ou massa no sistema de rede de fraturas discretas). Assim, assume-se que a massa (e volume) de propante é distribuída com base no volume da rede de fraturas.

Esta opção também assume que a eficiência do sistema *DFN* (η_{DFN}) é um valor representativo que pode ser utilizado em toda a rede para o transporte de propante e a concentração deste na rede de fraturas e na fratura principal. A eficiência na distribuição uniforme de propante é calculada com a seguinte equação:

$$\eta_{DFN} = V_{DFN} / \int_0^t q(\delta) d\delta \quad (\text{Eq.2.110})$$

2.5.8.2 Distribuição de Propante na Fratura Dominante.

A opção Distribuição de Propante na Fratura Dominante (**Figura 2.5.5**) assume que todo o AS permanece na fratura principal ou dominante e que nenhum agente entra na rede de fraturas secundárias. Daí, durante o fraturamento as fraturas secundárias (*proppantless*) atuam principalmente como condutos de perda de fluido da fratura principal.

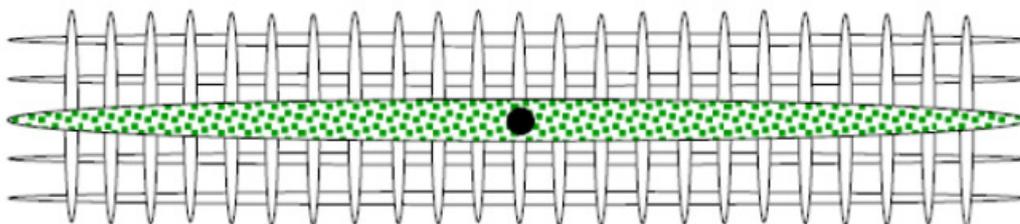


Figura 2.5.5 Distribuição de propante na fratura dominante.

A alocação de distribuição propante para esta distribuição é dada por:

$$\chi_p = M_f / M_{DFN} = M_f / M_t = 1 \quad (\text{Eq.2.111})$$

onde M_f é a massa de propante na fratura principal e M_t é a massa total de propante injetado.

A equação de conservação de massa em termos da fratura principal é:

$$\int_0^t q(\delta) d\delta - V_l(t) - V_{sp}(t) - (V_{DFN} - V_f) = V_f \quad (\text{Eq.2.112})$$

onde,

$$V_l(t) = 2 \int_0^t \int_0^{A_{DFN}} v(a, \delta) da d\delta$$

$$V_{sp}(t) = 2 \int_0^{A_{DFN}} S_p(a) da$$

$$V_{DFN} = \int_0^{L_{DFN}} w(\xi) h(\xi) d\xi$$

$$V_f(t) = \int_0^L w(\xi) h(\xi) d\xi \quad (\text{Eq.2.113})$$

A equação de conservação da massa acima também pode ser escrita como:

$$\left(\int_0^t q(\delta) d\delta - \int_0^t q_s(\delta) d\delta \right) - V_l(t) - V_{sp}(t) = V_f \quad (\text{Eq.2.114})$$

onde pela fratura principal temos:

$$\begin{aligned}
 V_l(t) &= 2 \int_0^t \int_0^A v(a, \delta) da d\delta \\
 V_{sp}(t) &= 2 \int_0^A S_p(a) da \\
 V_f(t) &= \int_0^L w(\xi) h(\xi) d\xi
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 2.115}$$

e q_s é a taxa de perda de fluido para as fraturas secundárias (isto é, DFN menos a fratura principal ou dominante). O volume de perda de fluido para as fraturas secundárias, V_{ls} , é dado por:

$$V_{ls} = \int_0^t q_s(\delta) d\delta = \Delta V_l|_{DFN} + \Delta V_{DFN}
 \tag{Eq. 2.116}$$

onde $\Delta V_l|_{DFN}$ é a perda de fluidos e ΔV_{DFN} é o volume de fratura das fraturas secundárias (isto é, DFN menos a fratura dominante).

A eficiência da fratura dominante, η , para todo o propante remanescente nesta fratura é dada por:

$$\eta = V_f / \int_0^t q(\delta) d\delta = \eta_{DFN} \cdot V_f / V_{DFN}
 \tag{Eq. 2.117}$$

O volume total efetivo de perda de fluido, V_{loss} , na fratura principal é:

$$V_{loss}(t) = [1 - \eta(t)] \cdot \int_0^t q(\delta) d\delta
 \tag{Eq. 2.118}$$

2.5.8.3 Distribuição de Propante Especificada pelo Usuário:

Esta opção permite que o usuário especifique a alocação mínima de propante na fratura principal, χ_p min, com o restante de propante distribuído na rede de fraturas secundárias. Daí a fração máxima de propante na rede de fraturas será $1 - \chi_p$ min. Se a alocação mínima de propante especificada for inferior à distribuição uniforme pelo volume da rede de fraturas discretas, a alocação mínima será estabelecida como a razão entre o volume da fratura principal e o volume da rede de fraturas, Isto é,

$$\chi_p|_{min} \geq V_f / V_{DFN}$$

A alocação da distribuição de propante é definida como:

$$\chi_p = M_f / M_{DFN} = M_f / M_t \quad (\text{Eq. 2.119})$$

onde M_f é a massa de propante na fratura principal e M_t é a massa total de propante injetado (ou massa no sistema DFN). A massa nas fraturas secundárias, M_s é dada por:

$$M_s = M_t - M_f = M_t(1 - \chi_p) \quad (\text{Eq. 2.120})$$

A concentração média de pasta na fratura principal e na rede de fraturas secundárias é dada, respectivamente por:

$$\bar{c}_f = M_f / V_f = \chi_p M_t / V_f \quad (\text{Eq. 2.121})$$

e

$$\bar{c}_s = M_s / V_s = (1 - \chi_p) M_t / (V_{DFN} - V_f) \quad (\text{Eq. 2.122})$$

A Eq. 2.119 pode ser escrita como:

$$\chi_p = \frac{\bar{c}_f V_f}{\bar{c} V_{DFN}} = \frac{\bar{c}_{in}(V_f / \eta)}{\bar{c}_{in}(V_{DFN} / \eta_{DFN})} = \frac{\eta_{DFN} V_f}{\eta V_{DFN}} \quad (\text{Eq. 2.123})$$

Definimos agora um volume efetivo de alocação de propante como:

$$V_{pD} = \eta V_t = V_f / \chi_p \quad (\text{Eq. 2.124})$$

onde $V_t = V_{DFN} / \eta_{DFN}$ é o volume total injetado.

A equação de conservação de massa a partir da Eq. 2.97 e Eq. 2.98 em termos de volume efetivo DFN alocação propante, V_{pD} é

$$\int_0^t q(\delta) d\delta - V_l(t) - V_{sp}(t) - (V_{DFN} - V_{pD}) = V_{pD} \quad (\text{Eq. 2.125})$$

ou,

$$\left[\int_0^t q(\delta) d\delta - V_l(t) - V_{sp}(t) - (V_{DFN} - V_{pD}) \right] \cdot \chi_p = V_f \quad (\text{Eq. 2.126})$$

onde,

$$\begin{aligned}
 V_l(t) &= 2 \int_0^t \int_0^{A_{DFN}} v(a, \delta) da d\delta \\
 V_{sp}(t) &= 2 \int_0^{A_{DFN}} S_p(a) da \\
 V_{DFN} &= \int_0^{L_{DFN}} w(\xi) h(\xi) d\xi \\
 V_{pD} &= V_f / \chi_p
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 2.127}$$

e V_{pD} é o volume da rede de fraturas que contém propante. Este volume é então usado para determinar a perda de líquido e a alocação de propante nas fraturas secundárias. A fração de distribuição de propante de $1 - \chi_p$ é então distribuído através das fraturas secundárias.

A equação de conservação da massa acima também pode ser escrita como:

$$\left(\int_0^t q(\delta) d\delta - \int_0^t q_s(\delta) d\delta \right) - V_l(t) - V_{sp}(t) = V_{pD}
 \tag{Eq. 2.128}$$

onde para a fratura principal temos:

$$\begin{aligned}
 V_l(t) &= 2 \int_0^t \int_0^{A_{pD}} v(a, \delta) da d\delta \\
 V_{sp}(t) &= 2 \int_0^{A_{pD}} S_p(a) da \\
 V_{pD} &= V_f / \chi_p
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 2.129}$$

e q_s é uma taxa de perda de fluido distribuída para as fraturas secundárias.

A eficiência da fratura dominante, η , para uma fração de propante χ_p remanescente na fratura principal é dada por:

$$\begin{aligned}
 \eta &= V_{pD} / \int_0^t q(\delta) d\delta \\
 &= \eta_{DFN} \cdot V_{pD} / V_{DFN} \\
 &= V_f / (\chi_p V_l)
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 2.130}$$

onde $\chi_p V_l$ é o volume equivalente de pasta injetada na fratura principal. O volume efetivo da rede de fraturas DFN contendo propante pode ser aproximado pela equação:

$$V_{pD} \cong \eta_{DFN}(t) \cdot \left(\int_0^t q(\delta) d\delta - \int_0^t q_s(\delta) d\delta \right) \quad (\text{Eq. 2.131})$$

O volume injetado secundário distribuído efetivo é aproximado por:

$$\begin{aligned} \int_0^t q_s(\delta) d\delta &= \int_0^t q(\delta) d\delta - V_{pD} / \eta_{DFN} \\ &= \int_0^t q(\delta) d\delta \cdot (1 - V_{pD} / V_{DFN}) \quad (\text{Eq. 2.132}) \end{aligned}$$

Os resultados numéricos das soluções das equações 2.132 e 2.128 são muito próximos.

3 Materiais e Métodos

3.1 Dados de Entrada no Simulador com Rede de Fraturas (MShale)

Este capítulo é baseado no guia do usuário do MShale, capítulo 11 (*Meyer User's Guide, 8th edition, 2010, p.p. 630-658*).

Este capítulo contém três seções. A primeira seção, 3.1.1, apresenta os dados gerais para projeto de fraturamento hidráulico (FH). A segunda seção, 3.1.2, apresenta os dados específicos para projeto de FH com criação de rede de fraturas discretas. A terceira seção, 3.1.3, mostra a entrada do caso estudado nesta dissertação de um projeto de FH com criação de rede de fraturas incluindo todas as telas de entrada de dados.

3.1.1 Dados Gerais para Projeto de Fraturamento Hidráulico

A entrada de dados em simuladores de FH é dividida em grupos de dados:

- a) Descrição;
- b) Hidráulica de poço;
- c) Zonas estimuladas;
- d) Esquema de tratamento;
- e) Propriedades das rochas;
- f) Propriedades dos fluidos de fraturamento, incluindo dados sobre perda de fluido;
- g) Dados sobre propante (agente de sustentação);
- h) Dados para modelagem termodinâmica.

Na descrição consta o nome da operadora e da companhia responsável pela estimulação, o nome do poço e sua localização, a data do projeto de FH em andamento, havendo ainda um espaço para comentários.

Os cálculos de hidráulica de poço permitem a obtenção da pressão de superfície e pressão de fundo no poço, pressão da coluna hidrostática, perda de carga por fricção e potência hidráulica para o tratamento. Para tal é necessário informar se o tratamento será por dentro do revestimento, pela coluna de operação, pelo anular revestimento-coluna, ou ainda pela coluna e anular

simultaneamente. A seguir deve-se fornecer dados referentes à geometria do poço, incluindo seu perfil de direcional, dados sobre o revestimento e a coluna de operação, incluindo possíveis restrições e a máxima pressão admissível na superfície e no fundo durante o tratamento.

As zonas ativas (onde pode ser propagada uma fratura) e inativas devem ser informadas com seus nomes e profundidades. Deve-se distinguir as zonas produtoras (*pay zones*) das demais. A seguir vem dados sobre os canhoneados como profundidades dos intervalos canhoneados, número e diâmetro de entrada dos canhoneados por intervalo e dados para cálculo da perda de carga e erosão nos canhoneados. A **Figura 3.1.1.1** apresenta um exemplo de dados sobre os canhoneados com informações para o cálculo de erosão. Para ativar o cálculo da erosão deve-se selecionar a opção “Especificado pelo Usuário” na caixa de opções relativas ao propante.

The screenshot shows a software window titled "Zone Data" with a tree view on the left and a main data entry area on the right. The tree view includes "Perforations", "Pay Zone", "Fracture Network Options" (expanded), "Characteristics", "Interaction", "Proppant Distribution", and "Near Wellbore". The main area is for "Zone: 1 Zone 1" and contains the following fields and options:

- Number: 5
- Diameter: 0.39 (in.)
- Perforation Erosion section:
 - Calculate:
 - Intercept
 - Final Discharge Coefficient
 - Initial Discharge Coefficient: 0.6
 - Final Discharge Coefficient: 0.83
 - Perforation Erosion Rate: 0.004 (in./1000 lbm)
 - Intercept: 0.331 (in.)
 - Critical Proppant Mass: 5000 (lbm)

A "Plot" button is located to the right of the "Calculate" options.

Figura 3.1.1.1 Tela de dados para cálculo de erosão nos canhoneados.

O esquema de tratamento é especificado pela vazão de bombeio, volume de cada estágio (pré-colchão, colchão, fluido carreador com vários estágios de concentração de propante), tipo de fluido por estágio, tipo e concentração de propante por estágio e fator de dano do pacote de propante. O tratamento é geralmente projetado em função de um volume total ou massa total de propante

assumido. Adotando diferentes volumes ou massas gera-se um elenco de tratamentos escolhendo-se o que fornecer melhor resultado econômico com viabilidade operacional. Para alguns campos com número significativo de fraturamentos em folhelhos há correlação empírica entre o volume (elipsoidal) de reservatório estimulado desejado e o volume total de tratamento (Chong *et al.*, 2010). O **Quadro 3.1.3.1** apresenta um exemplo de esquema de tratamento.

As propriedades das rochas devem ser fornecidas ao longo da profundidade (perfil), incluindo o nome da zona, a litologia, as profundidades verticais e medidas, o gradiente de tensão *in-situ* ou a tensão, o módulo de elasticidade ou de Young, a razão de Poisson e o fator de intensidade de tensão crítica, K_{ic} , ou resistência ou tenacidade à fratura (*fracture toughness*). O simulador possui um banco de dados com valores típicos das propriedades de rochas para cada litologia. Além disto, oferece recurso para importar os perfis destas propriedades de softwares de geologia e geomecânica.

Geralmente, adota-se o modelo de perda de fluido constante, o qual exige a entrada do coeficiente total de perda de fluido (*total leakoff*) e o valor da perda instantânea (*spurt*) por camada ou zona. Para fazer uso do modelo de perda de fluido dinâmico ou harmônico deve-se entrar em cada camada ou zona com o gradiente ou pressão do reservatório, compressibilidade total, permeabilidade, porosidade, viscosidade do fluido do reservatório, coeficiente de reboco de filtrado e parada instantânea. Neste caso o programa calcula o coeficiente total de perda de fluido. Há ainda opções para se considerar perda de fluido dependente do tempo, da pressão ou dependente do tipo de fluido. O simulador possui um banco de dados com valores das propriedades para cada fluido de fraturamento conforme denominação de cada fabricante. O software assume coeficiente de filtrado total único para todos os fluidos usados em cada FH, o que parece aceitável para reservatórios de baixíssima permeabilidade.

Os critérios de propante incluem a definição do número mínimo de camadas de grãos que possam causar obstrução (*bridging*), da concentração em área mínima para a fratura ser considerada sustentada (*propped*) e da pressão de confinamento sobre o propante. Se a abertura da fratura for menor do que a espessura do número mínimo de camadas de propante ocorrerá embuchamento (*screen-out*), ou seja, sendo \bar{d}_p o diâmetro médio dos grãos de propante,

$$w > \{\overline{d_p} [1 + (n - 1) \text{sen}60^0]\} \quad (\text{Eq. 3.1}).$$

O simulador possui um banco de dados com valores das propriedades para cada tipo de propante conforme denominação de cada fabricante.

Há opções de se considerar efeitos de fluxo não-Darcyano ou não. Em caso positivo deve-se informar o valor do coeficiente beta da equação de Forchheimer.

O simulador possui um modelo analítico de transferência de calor que combina convecção térmica na fratura com condução transiente e convecção no reservatório. A simulação da troca de calor entre o fluido o poço permite a modelagem termodinâmica completa do sistema. Para realizar a modelagem termodinâmica deve-se informar o tipo do fluido base (água, óleo, gás) do tratamento, o tipo de fluido do reservatório (óleo, óleo leve, ou gás), a porosidade média, a temperatura média da formação e a temperatura do fluido de tratamento na superfície. O simulador possui uma base de dados com valores de densidade e condutividade do fluido de fraturamento, coeficiente de filtrado, número de Nusselt, capacidade calorífica do fluido e da pasta com propante, condutividade e capacidade calorífica das rochas e dos fluidos contidos.

Cumprе ressaltar, que o MShale possui um guia de usuário rico em informações o que o torna uma boa opção para licenças educativas. As bases de dados internas, que podem ser suplementadas pelo usuário, na medida em que este inclui dados ao elaborar seus projetos, constituem outro ponto forte deste simulador.

3.1.2 Dados Específicos para Projeto de Fraturamento Hidráulico com Criação de Rede de Fraturas Discretas

Esta seção apresenta os dados de entrada específicos para fraturamento hidráulico (FH) com a criação/ativação de rede de fraturas. Apresenta apenas as entradas que são diferentes ou adicionais ao projeto de FH convencional. A seção 3.1.3 apresenta um exemplo de entrada de todos os dados.

A primeira diferença significativa em relação ao projeto de FH convencional aparece na entrada de dados das zonas. Ao acessar a tela *Data – Zones* e clicar em *Zone-Data* aparece uma tela com as caixas de diálogo de *Perforation*, *Pay Zone*, *Fracture* e *Near Wellbore* semelhantes às dos simuladores

convencionais. Além destas, em vez das telas de *Multiple Fractures* de FH convencional aparecem as caixas de diálogo *Fracture Network Options* e *Mid-field Fracture Complexity*. A tela referente às Opções de Rede de Fraturas Discretas (*Fracture Network Options*) e seus desdobramentos permitem ao usuário especificar o tipo de fraturas discretas a serem modeladas. A tela referente à Complexidade a Meia Distância (*Mid-field Fracture Complexity*), permite incluir, além da complexidade próxima do poço, a complexidade mais afastada do poço, fenômeno que tem sido observado em reservatórios não-convencionais.

Há quatro opções na tela Rede de Fraturas Discretas (**Figura 3.1.2.1**): Fraturas Múltiplas, Fraturas Complexas ou Ilhas e duas opções de Rede de Fraturas Discretas, a Especificada pelo Usuário e a Determinística.

Apresenta-se cada uma das opções, com seus desdobramentos em outras caixas de diálogo, a seguir.

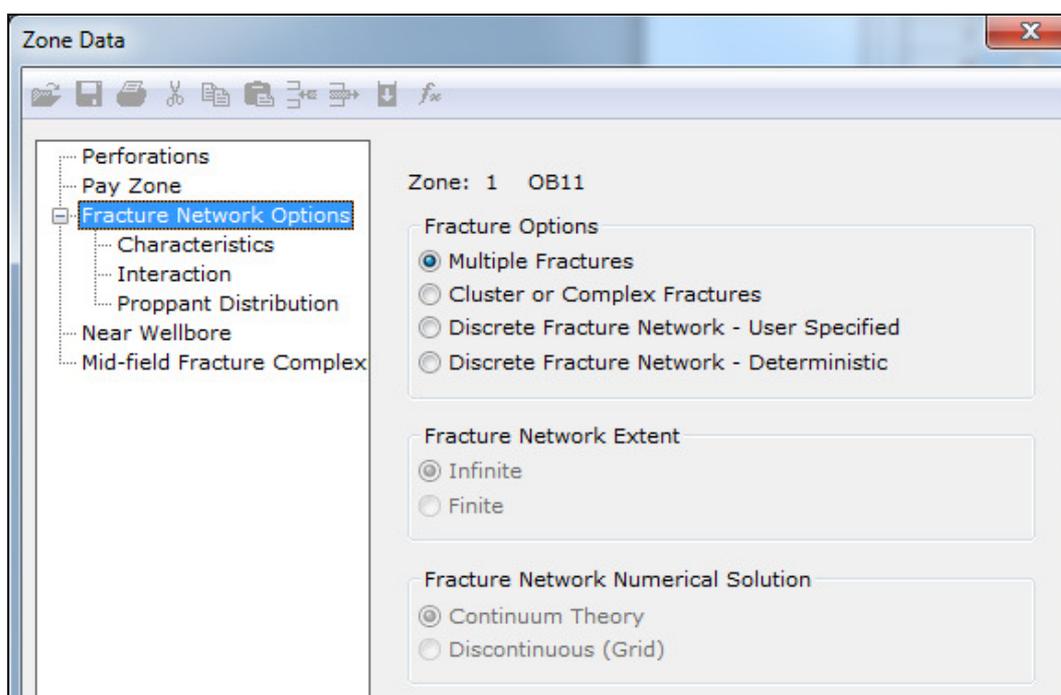


Figura 3.1.2.1 Telas para múltiplas fraturas.

3.1.2.1 Primeira opção: Fraturas Múltiplas (*Multiple Fractures*)

Neste item desdobra-se a entrada de dados para a opção fraturas múltiplas (**Figura 3.1.2.2**) e nos itens seguintes as outras três opções da Figura 3.1.2.1.

Múltiplas fraturas referem-se às fraturas a certa distância do poço (*far field*) e não na interface com o poço.

Estas fraturas podem interagir entre si ou não e podem ser paralelas ou dendríticas (ramificadas).

As múltiplas fraturas possuem a mesma geometria, *i.e.*, comprimento, altura e abertura.

Nas telas de Características e Interação o usuário deve especificar o número de múltiplas fraturas, o espaçamento entre estas e o grau de interação em um intervalo (*layer*) específico. Isto é diferente de múltiplos intervalos sendo fraturados simultaneamente ou entrada limitada.

A Figura 3.1.2.2 mostra a tela Fracture Network Options para Múltiplas Fraturas. Ao selecionar a opção de múltiplas fraturas ocorre a desativação das opções *Fracture Network Extent* e *Fracture Network Numerical Solution*. Isto se dá porque a opção de Múltiplas Fraturas assume que a rede de fraturas é auto similar, com as mesmas características e extensão.

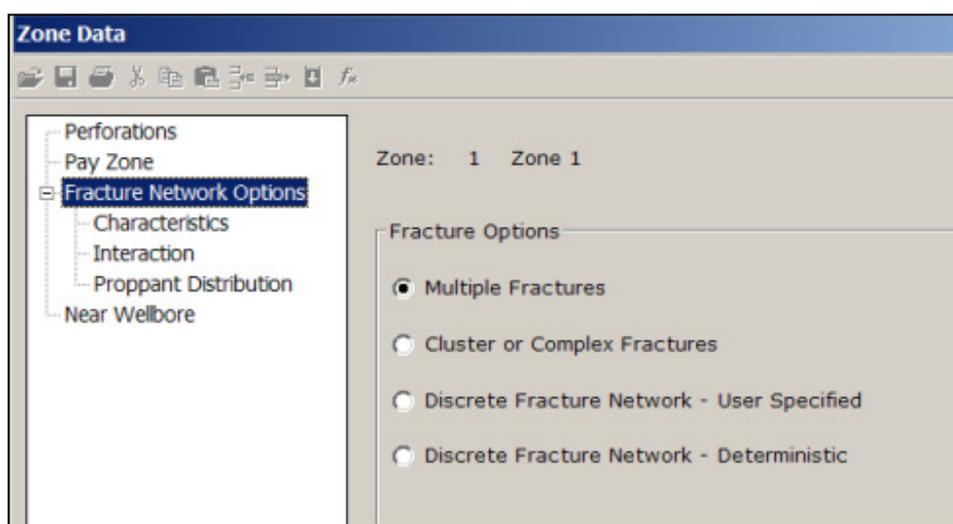


Figura 3.1.2.2 Tela para múltiplas fraturas.

A **Figura 3.1.2.3** apresenta a tela das Características das Múltiplas Fraturas com dois dados de entrada, o número de fraturas verticais no eixo principal e o espaçamento entre estas fraturas.

As Múltiplas fraturas nesta opção são assumidas no plano de propagação da fratura dominante x - z (vide Figura 2.5.1 no capítulo 2.5), perpendicular à tensão horizontal mínima. Devem ser fornecidos o número de fraturas e o espaçamento entre estas fraturas. O espaçamento é usado no cálculo do fator de influência da rigidez empírica e no traçado dos gráficos.

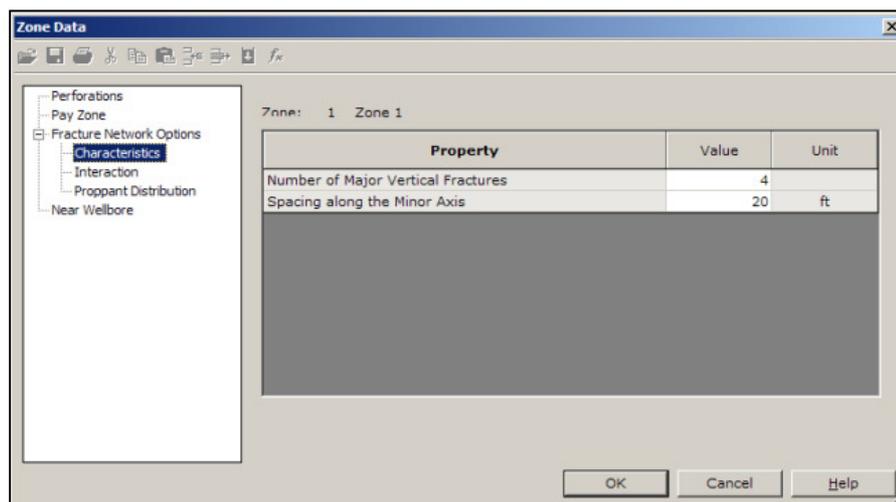


Figura 3.1.2.3 Características da opção Múltiplas fraturas (*Multiple Fractures Characteristics*).

O Número de Fraturas Verticais Principais (*Number of Major Vertical Fractures*) é o número de fraturas múltiplas (duas asas) a serem modeladas em determinado intervalo/zona. Deve conter no mínimo uma fratura (simples com duas asas), que seria a principal ou dominante, correspondente ao valor 1, que é o *default*.

Após a tela de Características vem a tela de Interação entre as Fraturas (*Fracture Interaction*). Há quatro opções de interação: Nenhuma (*None*), Total (*Full*), Especificada pelo Usuário (*User Specified*) ou Empírica (*Empirical*).

No caso de Nenhuma (nenhuma interação de rigidez e perda de fluido entre as fraturas) ou Total (100% de interação), nada mais há a preencher.

No caso de interação Especificada pelo Usuário ou Empírica deve-se fornecer os dados das telas a seguir (**Figura 3.1.2.4** e **Figura 3.1.2.5**), respectivamente.

Assume-se que a interação de rigidez ocorre apenas nas fraturas de um mesmo plano (paralelos). Já a perda de fluido pode ocorrer entre planos não paralelos.

Na opção Empírica a Interação de Rigidez é calculada com uma correlação interna, sendo a Interação de Perda de Fluido especificada pelo usuário. Neste caso deve ser fornecido o Fator de Rigidez Máximo (*Maximum Stiffness Factor*), o qual varia de 0 (sem interação) até o número de fraturas no plano (N_{ζ}) menos um ($\gamma_{E|\zeta} = N_{\zeta} - 1$). O valor deste fator limitará o número de fraturas em interação em cada plano.

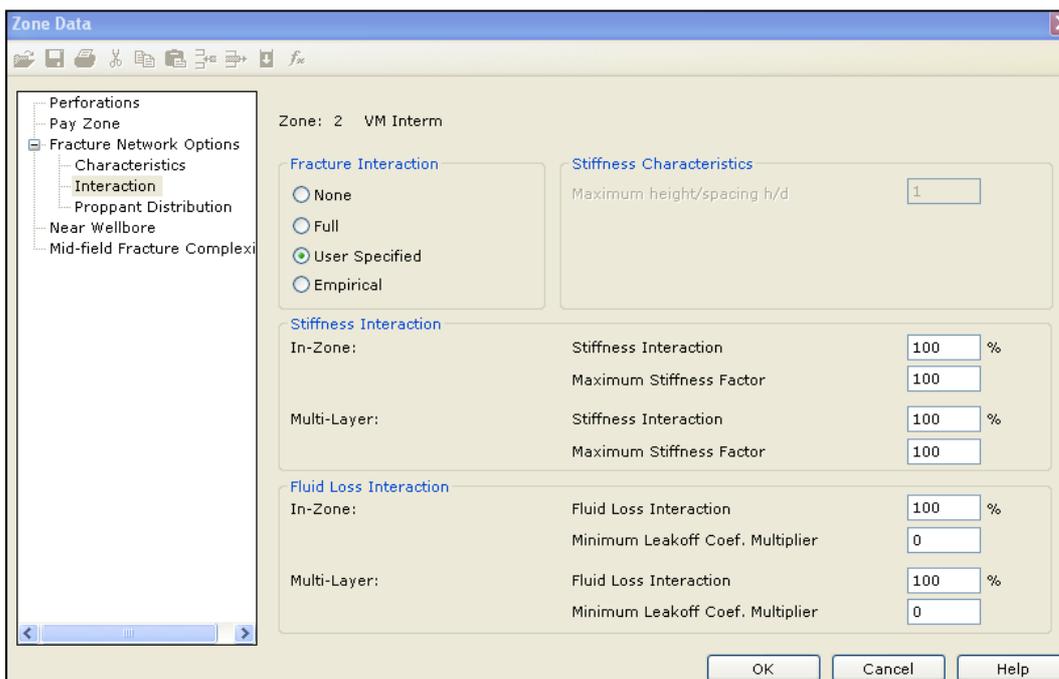


Figura 3.1.2.4 Tela de Interação para a opção Especificada pelo Usuário.

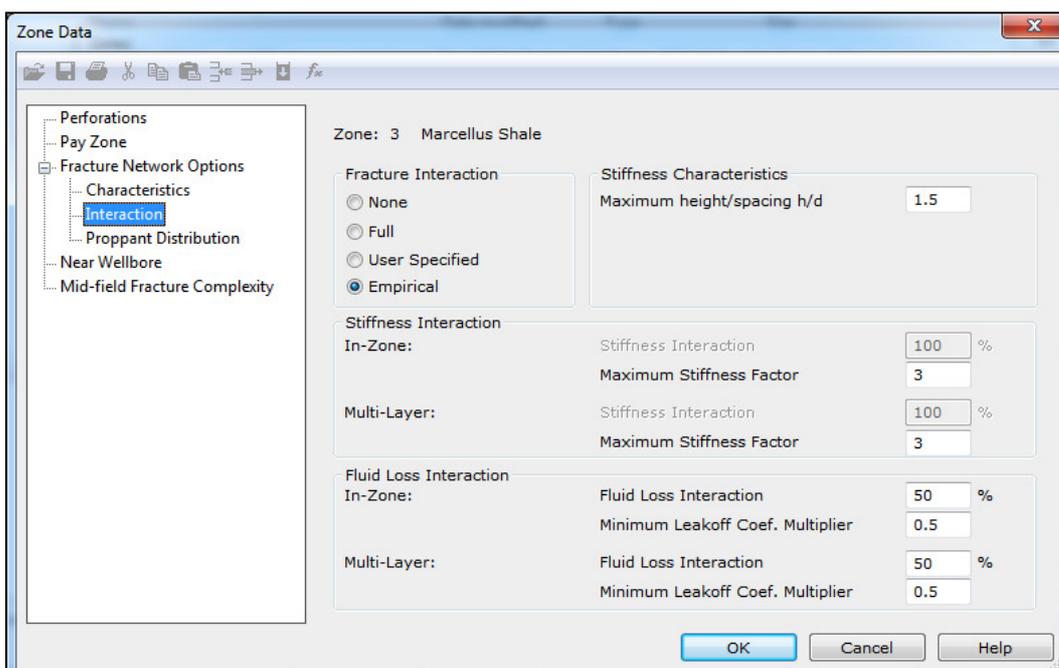


Figura 3.1.2.5 Tela de Interação para a opção Empírica.

No espaço Características de Rigidez (*Stiffness Characteristics*) deve ser fornecida a razão entre a altura máxima (*maximum height*) e o espaçamento (*spacing*). Tipicamente adota-se o valor 1, uma vez que o espaçamento é aproximadamente a altura do intervalo (Britt e Smith 2009).

A Interação de Rigidez (*Stiffness Interaction*) representa o percentual de interação de rigidez no sistema de fraturas. O valor deste parâmetro varia de 0%

(sem interação) até 100% (interação total). Para fraturas dentríticas este valor é negligenciável. Note-se que a interação de rigidez ocorre quando as fraturas estão próximas o bastante para que seus campos de tensão interfiram uns nos outros.

Interação de Perda de Fluido (*Fluid Loss Interaction*): representa o percentual de perda de fluido no sistema de múltiplas fraturas. Seu valor varia de 0% (sem interação) a 100% (interação total). Dependendo das propriedades do reservatório e vizinhanças do sistema de fratura, a interação de perda de fluido pode ser diferente da interação de rigidez. Nos casos de interação Especificada pelo Usuário ou Empírica o Multiplicador do Coeficiente de Filtrado Mínimo (*Minimum Leakoff Coefficient Multiplier*) pode ser fornecido, tanto na zona (*In-Zone*) fraturada como entre as multi-camadas (*Multi-Layer*). Neste caso se o multiplicador do coeficiente de filtrado calculado for menor do que o atribuído na caixa de diálogo será usado o valor atribuído. Por exemplo, se houver 10 múltiplas fraturas com interação total o multiplicador de filtrado deveria ser 0,1. Entretanto, se foi atribuído o valor de 0,5 o coeficiente de filtrado total de cada fratura seria multiplicado por 0,5. O fator de multiplicação igual a 1 significa interação nula.

Finalmente, vem a Tela de Distribuição de Agente de Sustentação – *Proppant Distribution* (**Figura 3.1.2.6**):

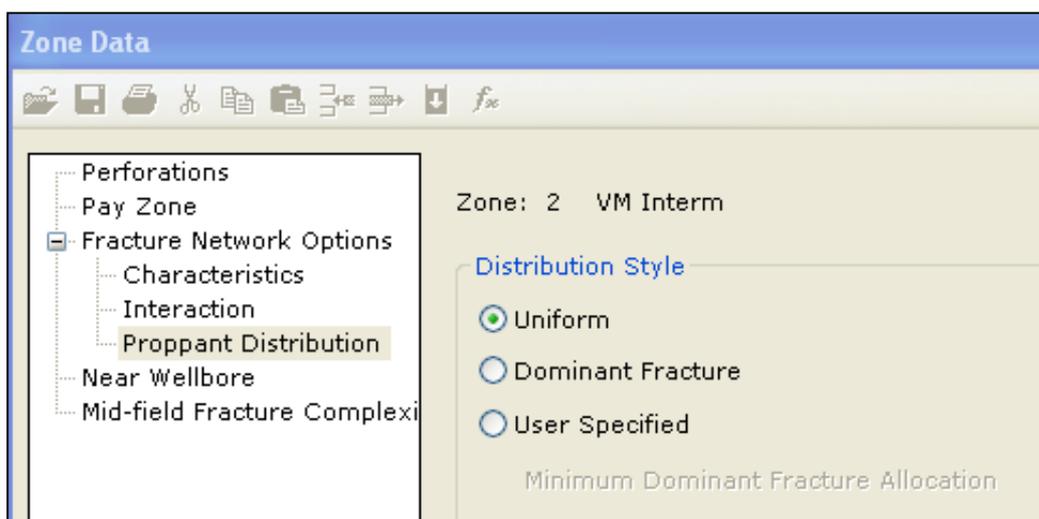


Figura 3.1.2.6 Tela sobre a distribuição do *proppant*.

Há três opções de distribuição de agente: Uniforme, Apenas na Fratura Dominante e Especificada pelo Usuário (**Figura 3.1.2.7**).

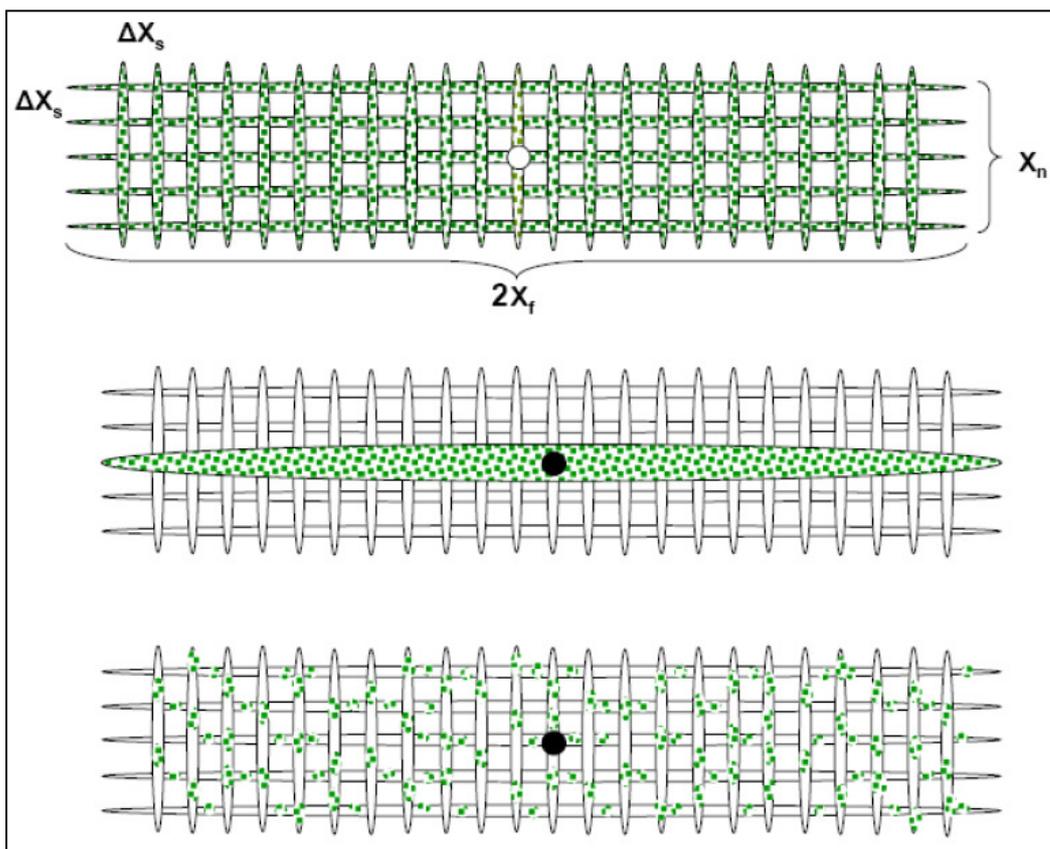


Figura 3.1.2.7 Opções de distribuição de AS.

Na Figura 3.1.2.7 a rede superior representa a distribuição uniforme, a intermediária a distribuição na fratura dominante e a inferior seria uma distribuição em pilares especificada pelo usuário.

A distribuição Uniforme assume que o AS pode ser transportado uniformemente, *i.e.*, admite que a concentração deste é aumentada apenas pela perda de filtrado e não pela dispersão nas fraturas secundárias ou obturação nas interfaces da rede de fraturas. Em outras palavras, as fraturas secundárias recebem fluido e agente da fratura dominante.

Na distribuição Apenas na Fratura Dominante, apenas a fratura principal ou dominante recebe a pasta de gel e AS. As fraturas secundárias atuam apenas como dutos de perda de fluido em relação à fratura principal.

A opção Especificada pelo Usuário permite ao projetista especificar a alocação mínima de agente para a fratura dominante, de sorte que o restante da pasta seguirá para as fraturas secundárias. Se a alocação mínima for inferior à que seria obtida na opção Distribuição Uniforme, o simulador assumirá a razão entre o volume da fratura primária e o volume da rede de fraturas discretas.

3.1.2.2 Segunda opção: Ilhas de Fraturas (*Cluster Fractures*)

Diferentemente da opção de Múltiplas Fraturas, a opção de Fraturas Complexas ou em Ilhas, permite que as fraturas se propaguem nos três planos principais. Assume-se que as ilhas sejam auto similares, mas podem ser de extensão finita. Na tela de Características o usuário pode especificar o número de fraturas, o espaçamento entre elas, as razões de abertura de fratura e a razão de aspecto. A **Figura 3.1.2.8** mostra a tela de Opções de Rede de Fratura para Fraturas Complexas ou Ilhas (*Cluster Fractures*).

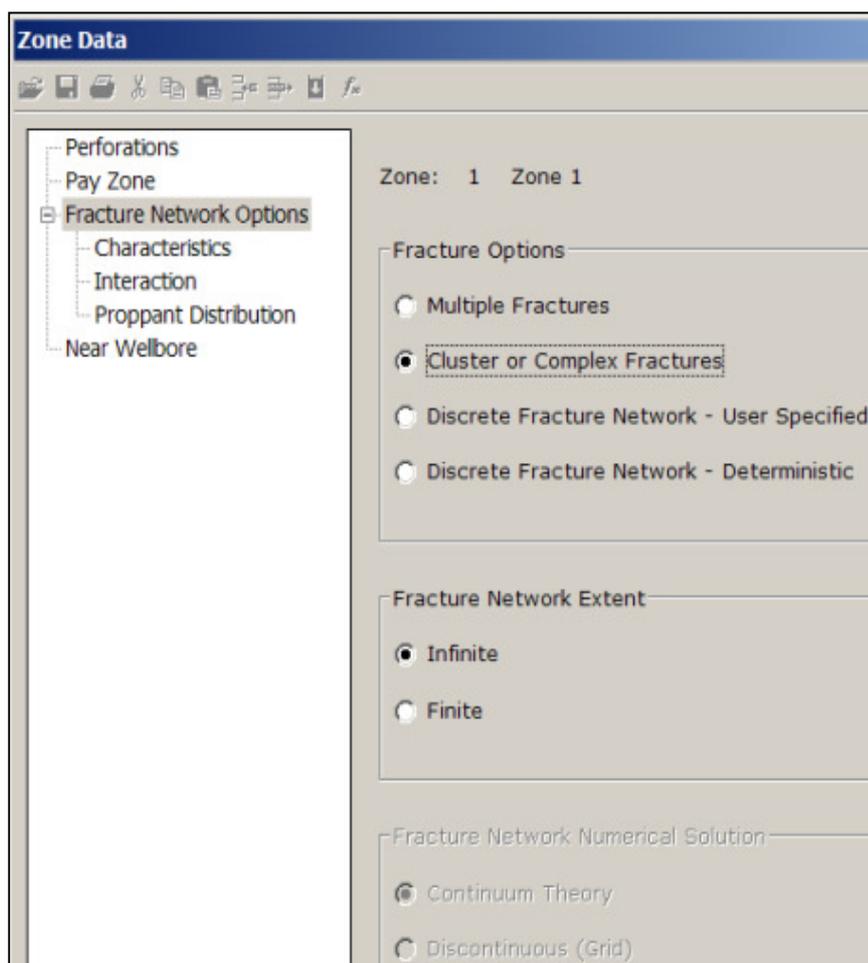
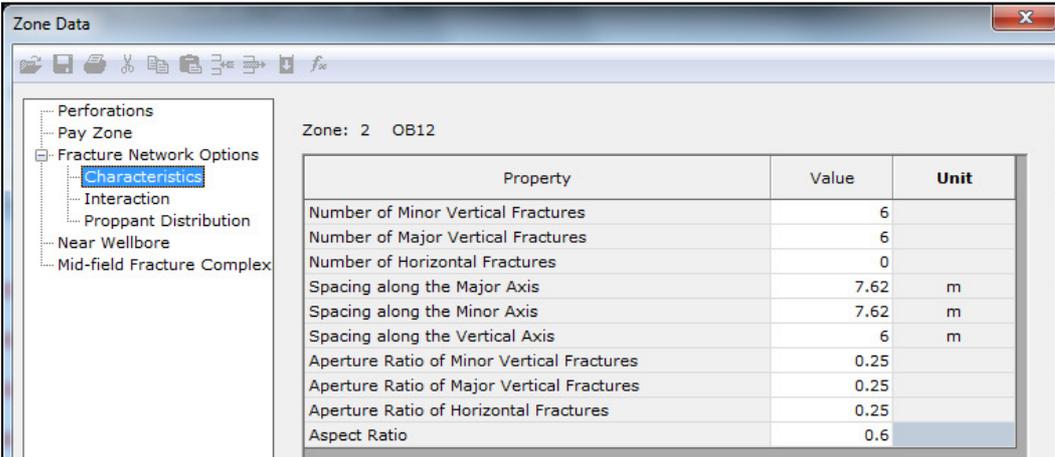


Figura 3.1.2.8 Tela de opção para fraturas em ilhas ou complexas.

Como ilustrado a seleção da opção Cluster desabilita a opção de *Fracture Network Numerical Solution*. O **Quadro 3.1.2.1** mostra os dados requeridos para as opções de rede Infinita e rede Finita na tela de características. Estas se diferenciam apenas por ter a Finita, opções de máxima extensão ao longo de cada um dos três eixos como mostrado a frente nas **Figuras 3.1.2.11 e 3.1.2.12**.

A Quadro 3.1.2.1 Compara as opções das Características para *Cluster Fractures*.

Infinita:	Finita:
<i>Number of Minor Vertical Fractures</i>	<i>Number of Minor Vertical Fractures</i>
<i>Number of Major Vertical Fractures</i>	<i>Number of Major Vertical Fractures</i>
<i>Number of Horizontal Fractures</i>	<i>Number of Horizontal Fractures</i>
<i>Spacing along the Major Axis</i>	<i>Spacing along the Major Axis</i>
<i>Spacing along the Minor Axis</i>	<i>Spacing along the Minor Axis</i>
<i>Spacing along the Vertical Axis</i>	<i>Spacing along the Vertical Axis</i>
<i>Aperture Ratio of Minor Vertical Fractures</i>	<i>Maximum Extent along the Major Axis</i>
<i>Aperture Ratio of Major Vertical Fractures</i>	<i>Maximum Extent along the Minor Axis</i>
<i>Aperture Ratio of Horizontal Fractures</i>	<i>Maximum Extent along the Vertical Axis</i>
<i>Aspect Ratio</i>	<i>Aperture Ratio of Minor Vertical Fractures</i>
	<i>Aperture Ratio of Major Vertical Fractures</i>
	<i>Aperture Ratio of Horizontal Fractures</i>
	<i>Aspect Ratio</i>



Property	Value	Unit
Number of Minor Vertical Fractures	6	
Number of Major Vertical Fractures	6	
Number of Horizontal Fractures	0	
Spacing along the Major Axis	7.62	m
Spacing along the Minor Axis	7.62	m
Spacing along the Vertical Axis	6	m
Aperture Ratio of Minor Vertical Fractures	0.25	
Aperture Ratio of Major Vertical Fractures	0.25	
Aperture Ratio of Horizontal Fractures	0.25	
Aspect Ratio	0.6	

Figura 3.1.2.9 Características para Ilhas de Fraturas (*Cluster Fractures*), extensão finita.

Número de fraturas (*Number of Minor, Major, and Horizontal Fractures*): os números de fraturas nos três planos, x - y , y - z e x - z devem ser fornecidos. Se não houver propagação de fraturas secundárias em determinado plano, atribua o valor zero para este. Deverá ser especificada pelo menos uma fratura no plano x - z (plano da fratura dominante ou principal).

O Espaçamento (*Spacing*): refere-se à distância entre as fraturas nos planos x - z , x - y e y - z . Quanto mais próximas as fraturas maiores serão os fatores e graus de interação. Assume-se interação apenas entre as fraturas em um mesmo plano. A dilatância (na rocha se refere à expansão volumétrica na situação próximo da falha) na interface é ignorada. A faixa de valores vai de 0.3048 m a

3048 m. O eixo principal (*major*) é o x, o secundário (*minor*) é o y e o vertical é o z.

Máxima Extensão (*Maximum Extent*): na opção Finita deve ser fornecida a extensão das fraturas secundárias nos três eixos. A fratura dominante no plano x-z não é limitada.

Razão entre Aberturas ou Abertura (*Aperture Ratio*) é a razão entre a abertura das fraturas secundárias e a abertura da fratura principal ou dominante. Note que as fraturas secundárias são assumidas como simétricas em geometria, comprimento, altura e abertura. A fratura principal ou dominante pode ter comprimento e abertura diferentes das fraturas secundárias.

Razão de Aspecto (*Aspect Ratio*) é definida como a razão entre a extensão da rede de fraturas transversais, no plano y-z (eixo menor), e a extensão da fratura principal no plano x-z (eixo maior). Uma razão de aspecto de 0,5 descreve uma rede de fraturas com metade da extensão (comprimento) da fratura principal. A razão de aspecto varia de 0 a 1. O valor 0 significa que não haverá abertura de fraturas secundárias. O valor 1 significa que a rede de fraturas secundárias tem o mesmo comprimento da fratura principal.

As telas de Interação entre as Fraturas (*Fracture Interaction*) e Distribuição de agente de sustentação (*Proppant Distribution*) seguem o que foi apresentado na Primeira Opção.

3.1.2.3 Terceira Opção: Rede de Fraturas Discretas Especificada pelo Usuário e Determinística

Uma rede de fraturas discretas é um conjunto de fraturas com características discretas nos três planos principais. A **Figura 3.1.2.10** mostra a tela de Opções de Redes de Fraturas (*Fracture Network Options*) para Rede de Fraturas Discretas – Especificada pelo Usuário (*Discrete Fracture Network – User Specified*).

Na opção **Especificação pelo Usuário** este tem a possibilidade de selecionar a extensão da rede de fratura (finita ou infinita) e a opção da solução numérica (teoria contínua ou descontínua, *i.e.*, uso de malha de simulação) a serem aplicadas. Especifica ainda as características das fraturas secundárias em relação às características da fratura principal.

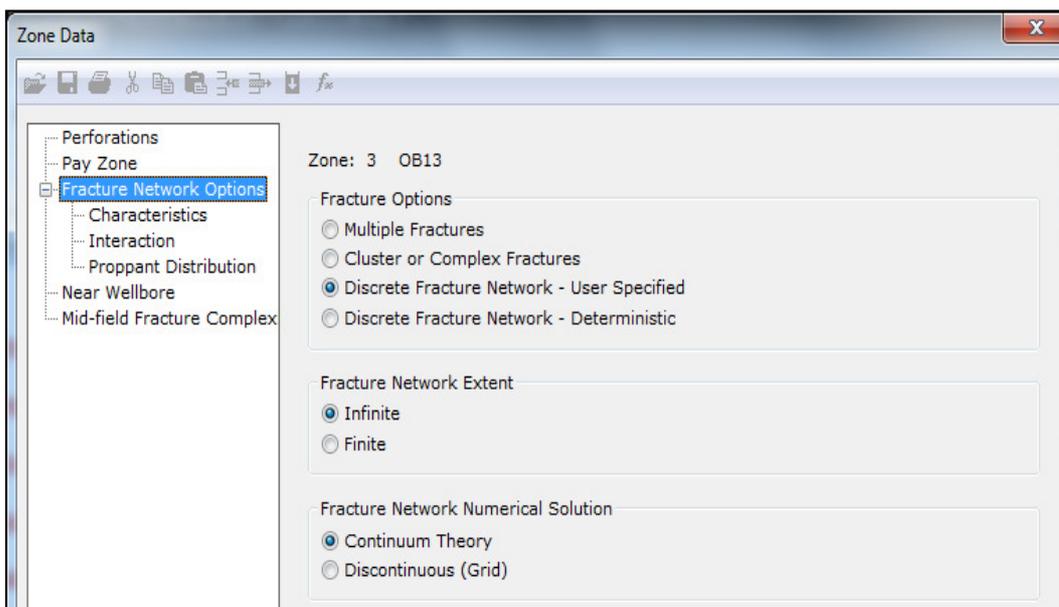


Figura 3.1.2.10 Tela de Opções para Rede de Fraturas Discretas.

Na opção determinística o usuário introduz também as propriedades da formação nos planos principais ($x-z$ e $y-z$) e o código calcula a extensão e propagação das fraturas secundárias. Este cálculo considera as equações de massa, quantidade de movimento linear e propagação de fratura em cada plano.

Se os contrastes de tensões principais ($\sigma_2 - \sigma_3$ e $\sigma_1 - \sigma_3$) forem desconhecidos selecione a opção *User Specified* e forneça as razões de abertura de fratura e razão de aspecto da propagação nos planos. Esta opção é conveniente quando o engenheiro tem uma boa ideia da extensão da rede de fraturas e foi a adotada pelo autor desta dissertação em projetos na Argentina.

Na alimentação dos dados da tela Extensão da Rede de Fraturas (*Fracture Network Extent*) que especifica a extensão das fraturas nos vários planos, a fratura principal ou dominante, a qual se desenvolve no plano $x-z$, não é incluída, mas apenas as fraturas secundárias. Na opção Infinita as fraturas secundárias não tem limite para sua extensão. Já na opção Finita deve ser informada a extensão máxima permitida nos três planos ($x-z$, $y-z$ e $x-y$). A **Figura 3.1.2.11** apresenta um exemplo para extensões de fraturas finitas na opção especificada pelo usuário. Deve-se especificar a locação do poço, o espaçamento ao longo dos três eixos, as extensões máximas admissíveis, as razões de abertura e a razão de aspecto.

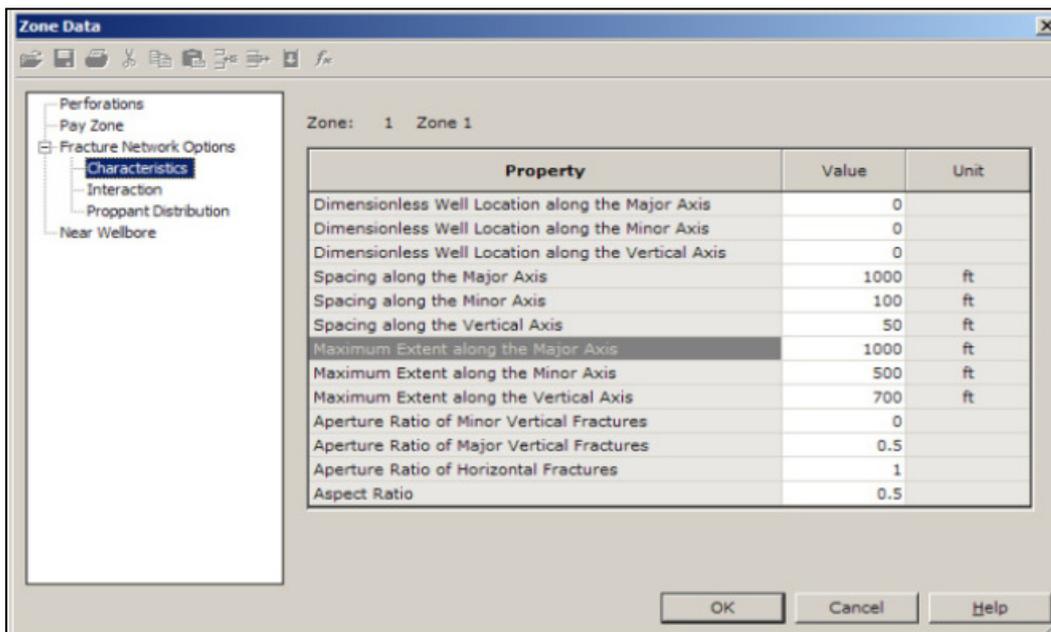


Figura 3.1.2.11 Tela para extensões de fraturas finitas na opção especificada pelo usuário.

A **Figura 3.1.2.12** apresenta um exemplo para a opção extensões finitas na opção determinística.

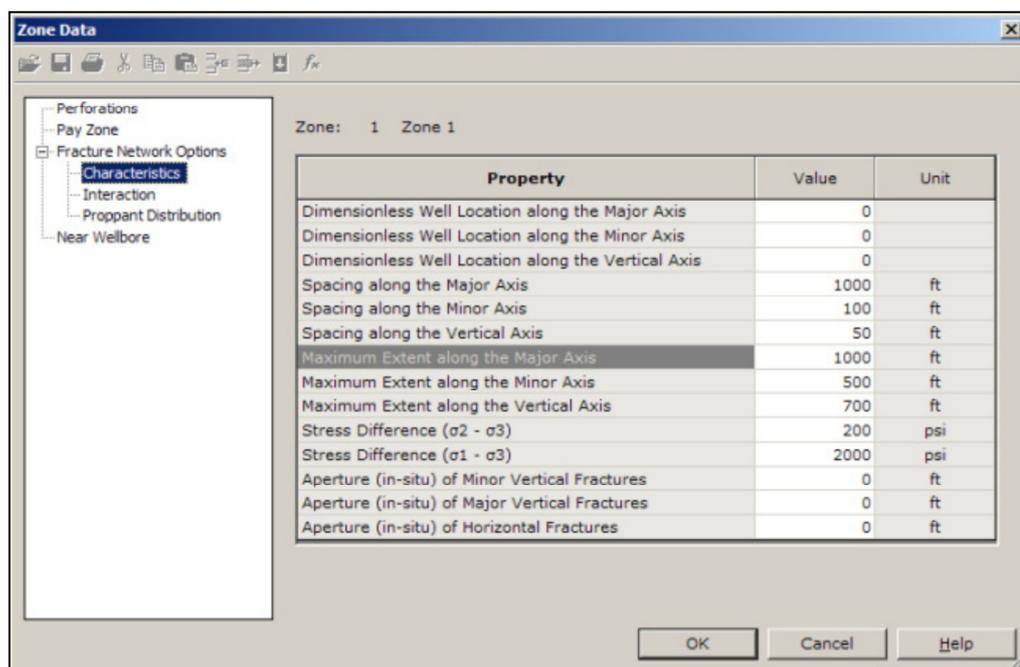


Figura 3.1.2.12 Tela para extensões de fraturas finitas na opção determinística.

Seleção da Solução Numérica da Rede de Fraturas (*Fracture Network Numerical Solution*).

As opções de rede de fraturas especificada pelo usuário e determinística são as únicas que exigem a escolha entre os métodos de solução contínuo e descontínuo, como aparece na Figura 3.1.2.10.

Na Teoria Contínua as fraturas discretas são modeladas com espaçamento randômico com um valor médio. A criação de novas fraturas secundárias é mais gradual ou contínua. O processo é semelhante a subir uma escada onde os pés se movem horizontalmente e verticalmente e parece que o corpo tem um movimento contínuo. Embora use um sistema de malhas, como a teoria descontínua, nesta teoria a intersecção de fraturas naturais é mais gradual.

Já a Teoria Descontínua assume que o processo de propagação de fraturas secundárias é descontínuo, *i.e.*, novas fraturas secundárias só são iniciadas quando a extensão da fratura em propagação, em diferentes planos, atinge uma localização precisa na malha de simulação. Assim, o número de fraturas cresce de tempos em tempos.

Neste caso as fraturas secundárias não se propagam todas simultaneamente como nas opções de Fraturas Múltiplas e Ilhas. As fraturas secundárias só se iniciam quando a propagação da fratura em um dado plano atinge a malha no plano adjacente. Isto é, uma fratura no plano $x-z$ não pode se iniciar até que uma fratura no plano $y-z$ atinja a próxima malha no plano $x-z$.

O Número de fraturas (*Number of Minor, Major, and Horizontal Fractures*), Espaçamento (*Spacing*), Máxima Extensão (*Maximum Extent*), Razão entre Abertura (*Aperture Ratio*) e Razão de Aspecto (*Aspect Ratio*) seguem o apresentado na opção Ilhas de Fraturas (*Cluster Fractures*) anterior.

A Abertura *in-situ* (*Aperture in-situ*) é uma abertura de fratura pré-existente (*in-situ*) nas fraturas naturais secundárias. Normalmente, as fraturas naturais encontram-se fechadas nas condições *in-situ*. Este parâmetro varia de 0 a 0.3048 m

As telas de Interação entre as Fraturas (*Fracture Interaction*) e Distribuição de Agente de Sustentação (*Proppant Distribution*) seguem o que foi apresentado na opção do item 3.1.2.1.

Nesta opção, quando se escolhe extensão infinita (*Fracture Network Extend – Infinite*) deve-se fornecer os dados sobre a **Posição Adimensional do Poço** (*Dimensionless Well Location*). A posição do poço e dos canhoneados em uma dada malha de simulação é dada pelas coordenadas adimensionais (x_{Dw} , y_{Dw} , z_{Dw}) dadas por:

$$x_{Dw} = \frac{2x_w}{\Delta x}, y_{Dw} = \frac{2y_w}{\Delta y}, z_{Dw} = \frac{2z_w}{\Delta z}$$

(Equação apresentada no capítulo 2.5 – Eq. 2.78) cujos valores variam de -1 a +1. A posição no centro do bloco de simulação é dada por (0,0,0).

A fratura principal no plano x - z é orientada com respeito a esta posição. As fraturas discretas são assumidas simétricas em relação ao bloco central da malha (0,0,0). A posição da fratura principal em relação às fraturas secundárias (malha) é especificada pela posição adimensional do poço, com valores variando de -1,0 a 1,0 em cada eixo.

Tortuosidade

O processo de iniciação de fraturas pode se dar através da criação de múltiplas fraturas bem próximo do poço, que a seguir se coalescem em uma fratura dominante (**Figura 3.1.2.13**).

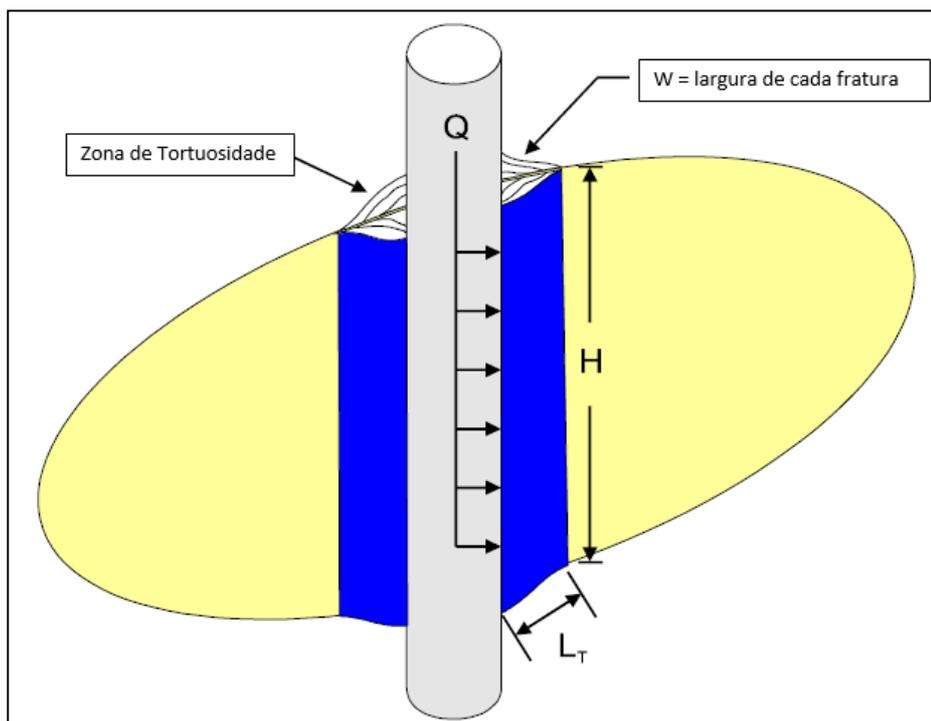


Figura 3.1.2.13 Tortuosidade devido a múltiplas fraturas próximo do poço.

Tabela de Pressão Próximo do Poço (*Near Wellbore Pressure Table*): O MShale tem capacidade de modelar a queda de pressão próximo do poço em função do tempo e vazão para cada fratura. Esta queda de pressão pode representar qualquer efeito nas vizinhanças do poço tais como, tortuosidade,

erosão de canhoneados, múltiplas fraturas, etc. Para tal deve ser preenchida uma tabela, ilustrada na **Figura 3.1.2.14**.

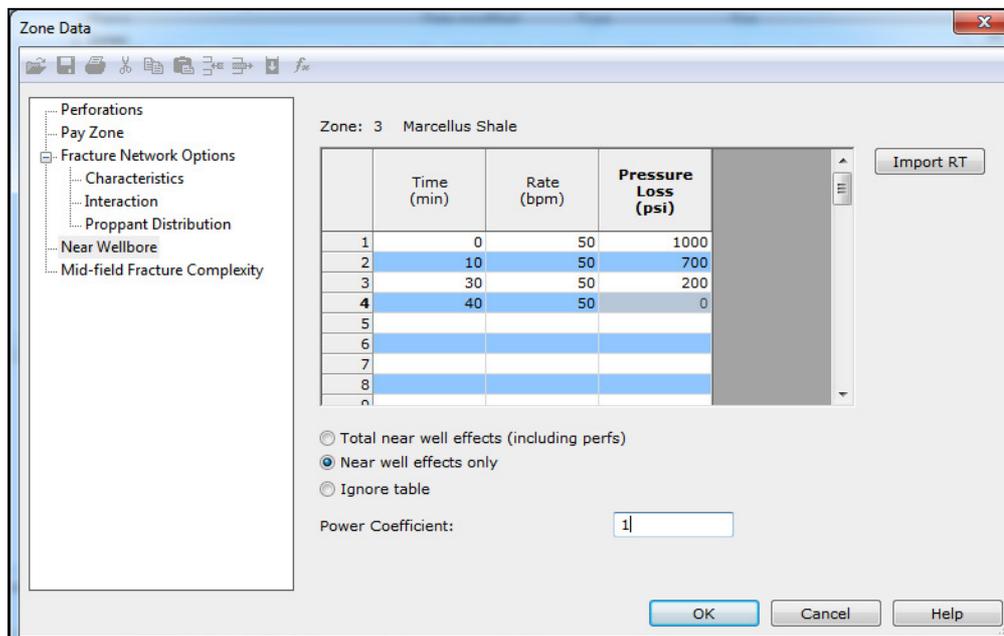


Figura 3.1.2.14 Tabela de Pressão Próximo do Poço.

A tabela admite até 50 linhas de dados.

Complexidade da Fratura à Meia Distância do Poço (*Mid-Field Fracture Complexity*): o MShale tem a capacidade de modelar o declínio de pressão, dependente do tempo, à meia distância do poço, para a rede de fraturas. Têm sido observadas em fraturamentos em poços de alto desvio ou horizontais (ex: Weijers *et al.* 2002; Weng 1993; Jacot *et al.* 2010) elevadas pressões, que não diminuem instantaneamente com a cessação do bombeio, como ocorre com as perdas de carga próximas do poço. O gradiente de fratura durante o bombeio pode ser maior do que a tensão litostática sem a criação de fraturas horizontais. Este fenômeno tem sido atribuído à reorientação de fraturas complexas, que a certa distância do poço, assumem direção perpendicular ao plano da tensão mínima (**Figura 3.1.2.15**).

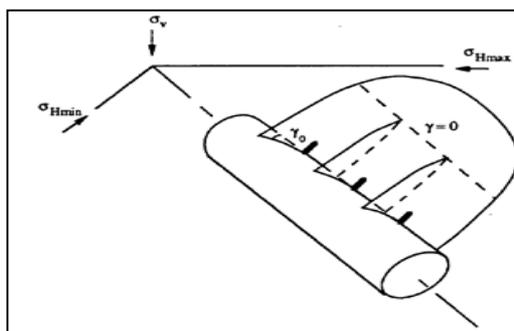


Figura 3.1.2.15 Reorientação de múltiplas fraturas à meia distância do poço.

A **Figura 3.1.2.16** mostra a tela de Complexidade da Fratura a Meia Distância do Poço.

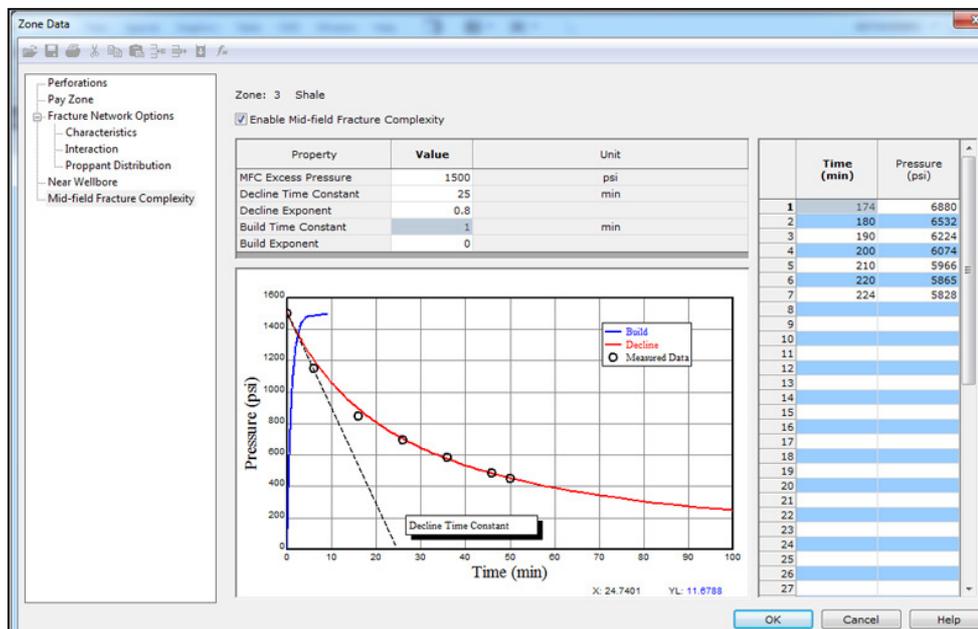


Figura 3.1.2.16 Tela de Complexidade da Fratura a Meia Distância do Poço.

Para preencher a tabela à direita na tela deve-se dispor de dados de declínio de pressão que indiquem a ocorrência de perda de carga excessiva à meia distância do poço. Há espaço para até 50 linhas de dados. O programa ajusta uma curva aos dados na forma de equação de Arps.

Como considerações finais desta seção verifica-se que os principais diferenciais entre a entrada de dados de projeto de FH com criação/ativação de uma rede de fraturas e a entrada de dados em FH convencional são a assunção de valores de geometria da rede de fraturas (comprimento de fraturas, espaçamento entre estas, razão entre as aberturas das fraturas principal e secundárias, razão de aspecto entre o eixo maior e o eixo menor da rede como um todo) e a consideração de complexidade a meia distância.

Adotaremos a opção de rede de fraturas especificadas pelo usuário no estudo de caso porque esta representa melhor as respostas de FH em poços de gás/óleo de folhelho, seja pelo retorno em produção ou por monitoramento com microsísmica. Cumpre ressaltar, que várias corridas com a opção de *Cluster Fractures* em outros projetos revelaram resultados irrealistas.

3.1.3 Entrada de Dados do Estudo de Caso em Um Projeto de Fraturamento Hidráulico com Criação de Redes de Fratura em Poço Vertical

O projeto de fraturamento hidráulico (FH) em um campo de óleo de folhelho começa com a seleção inicial dos intervalos mais adequados à estimulação baseada nos conceitos de qualidade do reservatório (RQ) e qualidade da completação (CQ), os quais não abordamos nesta dissertação. Para a RQ foram considerados os seguintes *cut-offs*: $TOC \geq 2\%$; Porosidade $\geq 4\%$; $S_w \leq 35\%$ e permeabilidade matricial ≥ 100 nD.

O projeto prosseguiu com as simulações de FH variando a posição e extensão dos canhoneados, uma vez estes parâmetros têm influência na propagação vertical da fratura, assim como o perfil de tensão principal mínima (fator mais importante) e as propriedades elásticas das rochas.

Este estudo de caso apresenta os dados de entrada para o intervalo canhoneado definido através de várias corridas anteriores do simulador.

Trata-se da primeira operação de FH (2673,8 – 2675,8) m de um total de quatro que foram executados em situação real, no poço RDA-X1001, no bloco Rincón de Aranda, na bacia de Neuquén, na Argentina, o qual é chamado aqui pelo nome de poço Leme em homenagem ao prédio de engenharia da PUC-Rio.

Dados de Hidráulica do Poço

São os dados referentes aos volumes do sistema poço superfície, diâmetros e pressão total de fundo. Também se insere direcional e os pesos dos tubos e revestimentos.

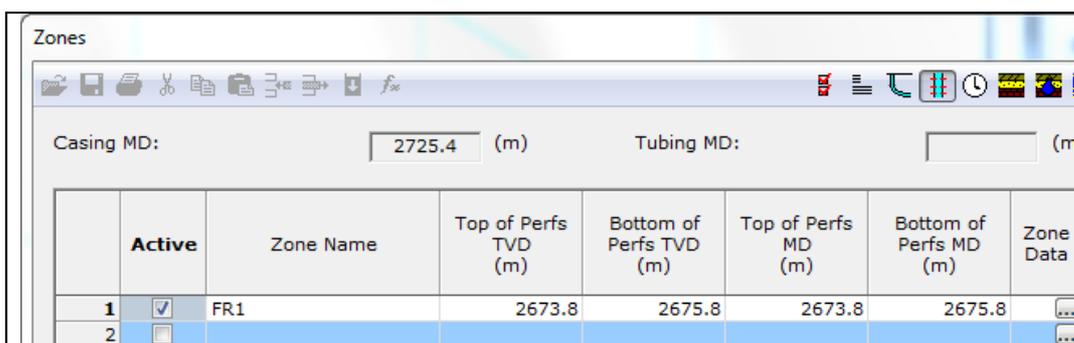
	Measured Depth (m)	Section Length (m)	OD (in.)	Weight (lbf/ft)	ID (in.)
1	1856	1856	5.5	23	4.67
2	2725.36	869.36	4.5	13.5	3.92
3					

Figura 3.1.3.1 Tela de informações sobre o poço – tratamento pelo casing (sem coluna no poço).

Note que o revestimento de produção (cimentado) é 5 1/2" 23 lb/ft Q125 – TBL da superfície até 1856,0 m e de 4 1/2" 13.5 lb/ft – P-110 – TBL de 1856,0 m até 2.725,36 m (869,36 m).

Zonas

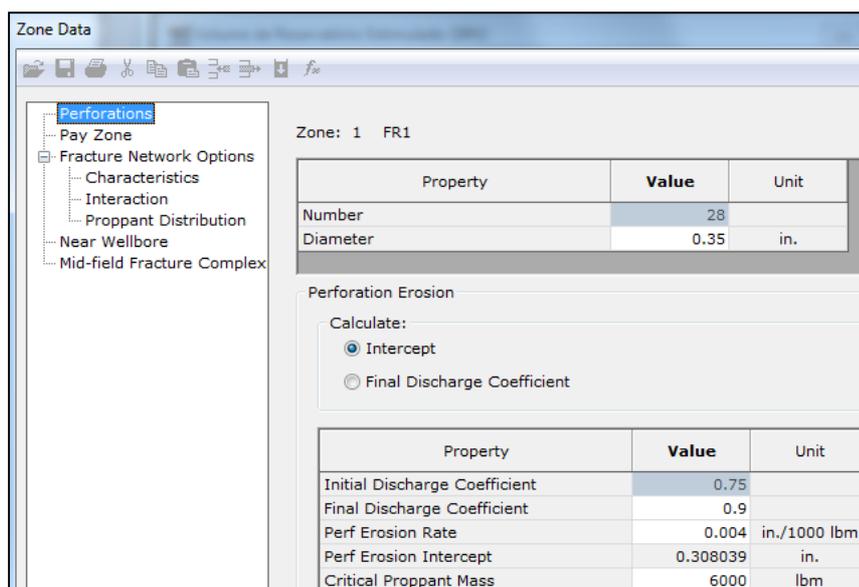
Neste espaço se marcam as profundidades de canhoneio e as principais informações da geometria da rede de fraturas.



	Active	Zone Name	Top of Perfs TVD (m)	Bottom of Perfs TVD (m)	Top of Perfs MD (m)	Bottom of Perfs MD (m)	Zone Data
1	<input checked="" type="checkbox"/>	FR1	2673.8	2675.8	2673.8	2675.8	...
2	<input type="checkbox"/>						...

Figura 3.1.3.2 Primeira tela de dados sobre as zonas a serem fraturadas.

Como há apenas uma ilha de canhoneados (2,0 m de extensão) por fraturamento denominamos a zona FR1. Para o segundo fraturamento, com duas ilhas de canhoneados, denominaríamos FR21 (ilha superior) e FR22 (ilha inferior) e assim por diante. Note que estas ilhas de canhoneado nada têm a ver com a opção de *cluster fractures*.



Property	Value	Unit
Number	28	
Diameter	0.35	in.

Property	Value	Unit
Initial Discharge Coefficient	0.75	
Final Discharge Coefficient	0.9	
Perf Erosion Rate	0.004	in./1000 lbm
Perf Erosion Intercept	0.308039	in.
Critical Proppant Mass	6000	lbm

Figura 3.1.3.3 Segunda tela de dados sobre as zonas – canhoneados.

O número de canhoneados e respectivos diâmetros de entrada têm grande influência nas perdas de carga próxima ao poço (*near wellbore pressure loss*) e daí na *Pnet* e geometria das fraturas. Os valores dos coeficientes de descarga dos canhoneados são também significativos.

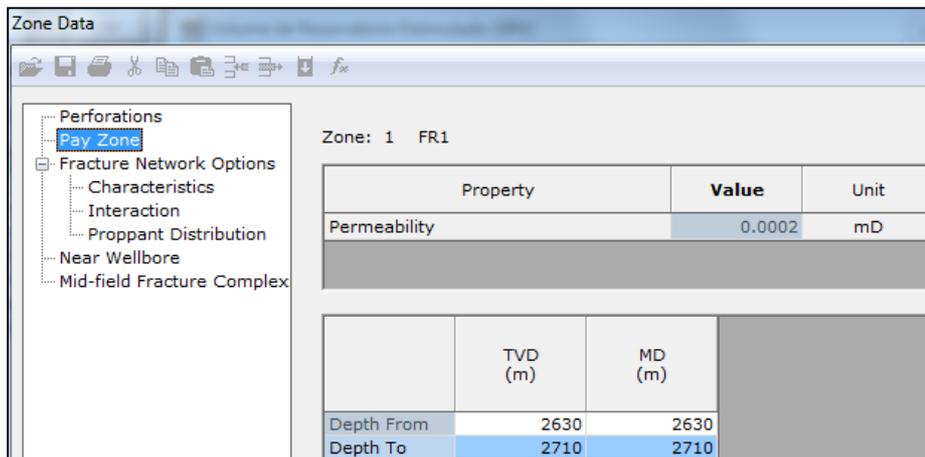


Figura 3.1.3.4 Terceira tela de dados sobre as zonas – permeabilidade, topo e base.

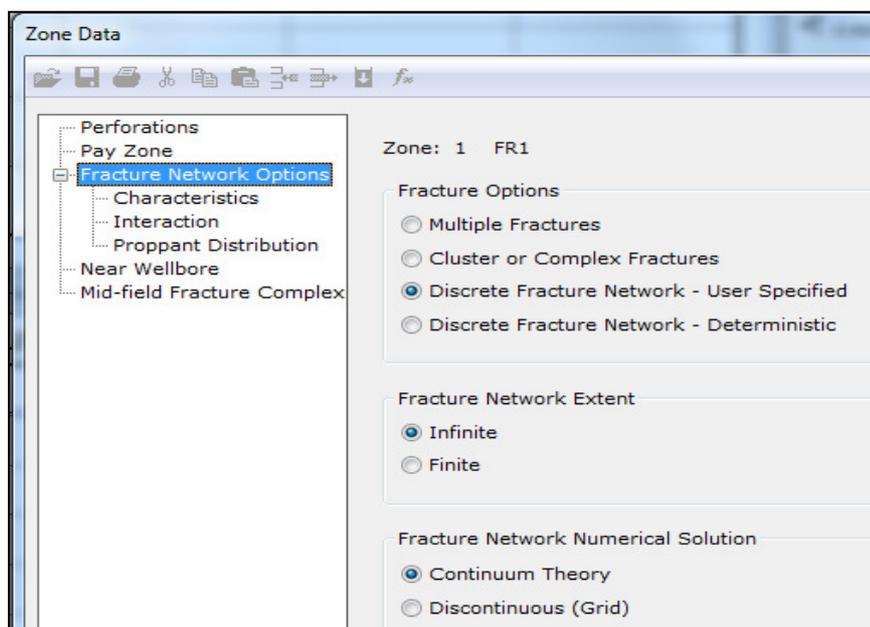


Figura 3.1.3.5 Quarta tela de dados sobre as zonas – opções para a rede de fraturas.

Optamos pela especificação da rede de fraturas discretas a ser criada/reativada. Quando dispusermos dos perfis de tensões confiáveis, incluindo a tensão máxima, poderemos usar a opção Determinística em vez de *User Specified*. Adotamos extensão da rede infinita (sem limites impostos) e solução numérica pela teoria do meio contínuo para a rede de fratura.

Property	Value	Unit
Spacing along the Major Axis	15	m
Spacing along the Minor Axis	15	m
Spacing along the Vertical Axis	120	m
Aperture Ratio of Minor Vertical Fractures	0.25	
Aperture Ratio of Major Vertical Fractures	0.5	
Aperture Ratio of Horizontal Fractures	0.25	
Aspect Ratio	0.5	

Figura 3.1.3.6 Quinta tela de dados sobre as zonas – características da rede de fraturas especificadas pelo usuário.

Adotamos espaçamento de 15 m entre as fraturas, tanto no eixo principal quanto no eixo transversal (baseados na empresa com maior experiência em fraturamentos hidráulicos em folhelho na Argentina em 2014). Espaçamento maior contraria o fenômeno de coalescência entre múltiplas fraturas gerando fraturas preferenciais. Espaçamento menor gera volume de reservatório estimulado (*SRV*) muito baixo.

A razão de abertura de fratura adotada foi 0,5 para as fraturas secundárias longitudinais (paralelas à fratura dominante) e de 0,25 para as fraturas transversais. Portanto, as fraturas secundárias longitudinais deverão ter a metade da abertura da respectiva fratura dominante e as secundárias transversais um quarto da abertura daquela.

A razão de aspecto foi 0,5, portanto, largura da rede igual à metade do comprimento da fratura dominante. Este valor pode ser calibrado com microsísmica.

- Interação de Rigidez nas Multicamadas:
- Interação de Rigidez: 50%
- Fator de Rigidez Máximo (*Maximum Stiffness Factor*): 10 (número de fraturas – 1 = 10). Com o resultado pode-se fazer iteração.
- Interação de Rigidez na Zona: adotados os mesmos valores da zona.
- Interação da Perda de Filtrado (*Fluid Loss Interaction*): Adotados 50% de perda de filtrado na interação entre as múltiplas fraturas e fator de multiplicação do coeficiente de filtrado de 0,5 tanto nas múltiplas camadas quanto na zona. Chegamos a estes valores através de dezenas de simuações em projetos anteriores e verificação neste projeto.

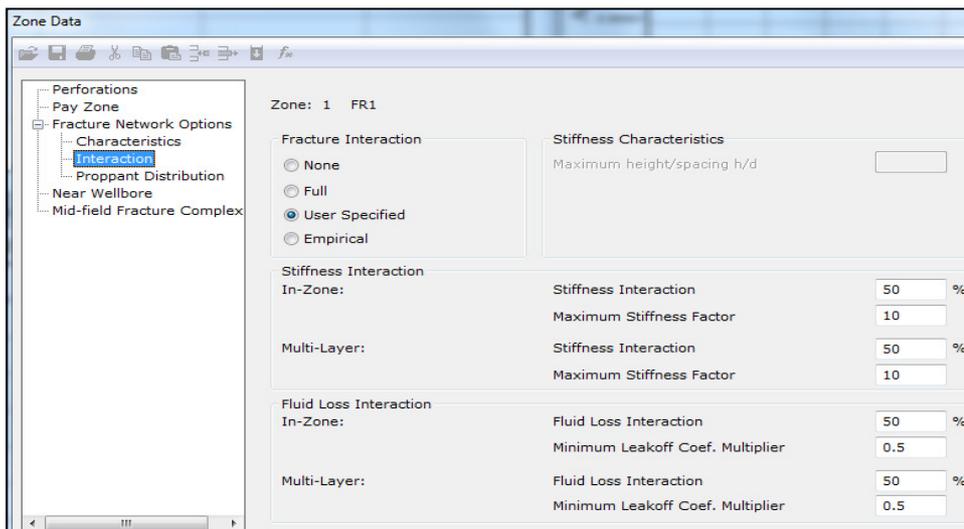


Figura 3.1.3.7 Sexta tela de dados sobre as zonas – interações na rede de fraturas.

Distribuição de Agente de Sustentação (*proppant*) e propriedades dos fluidos de fraturamento

Ainda dentro dos dados de Zona se insere estas informações abaixo nas quais se define a massa de AS que vai para a fratura dominante e para a rede de fraturas. Optamos por distribuição uniforme, a qual assume que a pasta de AS e fluido é transportada uniformemente (controlada apenas pela perda de fluido) na fratura dominante e fraturas secundárias. Paralelamente, após observar conforme item 3.2.1.4 adiante, que apresentou indícios de *Tip Screen Out* aos 70 minutos de bombeio é possível que o AS não tenha se deslocado para as fraturas secundárias. Devido a isto será rodada e comentada no cap. 4 uma simulação com distribuição de propante somente na fratura dominante.

Não dispúnhamos de dados para preencher os quadros *Near Wellbore* e *Mid-Field Fracture Complex*, que podem ser relevantes em fraturamento em gás/óleo de folhelho. Não dispúnhamos de pressão de fraturamento e declínio de pressão para caracterizar a perda de carga próxima e à meia distância do poço.

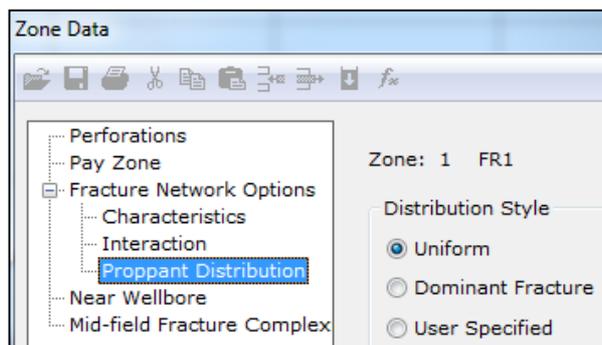


Figura 3.1.3.8 Sétima tela de dados sobre as zonas – distribuição de AS nas fraturas.

O **Quadro 3.1.3.1** apresenta o esquema de tratamento (*Treatment Schedule*) projetado (*design*). Chegamos a este esquema a partir da experiência de companhias de serviço nos EUA e Argentina e de várias simulações anteriores, onde variávamos o esquema e analisávamos os resultados, principalmente com base no *SRV* e no risco de *screen-out*. Note que para óleo de folhelho recomenda-se fraturamento híbrido, iniciando com *slick water* e prosseguindo com gel linear e depois gel reticulado. Em face da viscosidade do óleo (5 cp no caso) as fraturas devem apresentar condutividades maiores do que nos casos de gás de folhelho.

Quadro 3.1.3.1 Esquema de tratamento planejado.

Vazão (bpm)	Fluido	Volume fluido (gal)	AS (Propante)	Conc. AS (PPA)	Massa AS (lb)	Volume pasta (bbl)	Tempo bombeio (min)
5	HCl 15%	2000	Nenhum	0	0	47,6	9,5
45	<i>Slickwater</i>	35000	Nenhum	0	0	833,3	18,5
45	<i>Slickwater</i>	10000	Bauxita 50/150	0,3	3000	241,3	5,4
45	<i>Slickwater</i>	10000	Bauxita 50/150	0,6	6000	244,5	5,4
45	Gel linear125	10000	Nenhum	0	0	238,	5,3
45	Gel linear125	10000	Bauxita 50/150	0,9	9000	247,8	5,5
45	Gel linear125	10000	Bauxita 30-60	0,9	9000	245,9	5,5
45	Gel linear125	8000	Bauxita 30-60	1,2	9600	198,9	4,4
45	Gel linear125	8000	Bauxita 30-60	1,5	12000	200,9	4,5
45	Gel linear125	8000	Bauxita 30-60	1,75	14000	202,7	4,5
45	Gel linear125	8000	Bauxita 30-60	2,1	16800	205,2	4,5
45	Gel linear125	10000	Nenhum	0	0	238,1	5,3
45	Gel reticulado	11500	Bauxita 30-60	2,4	27600	297,9	6,6
45	Gel reticulado	13000	Bauxita 30-60	2,7	35100	340,2	7,5
45	Gel reticulado	15000	Bauxita 30-60	3	45000	396,5	8,8
45	Gel reticulado	9000	Bauxita 20/40	3	27000	237,6	5,3
45	Gel reticulado	9000	Bauxita 20/40	3,3	27000	239,9	5,3
45	Gel reticulado	8000	Bauxita 20/40	3,5	28000	214,7	4,8
45	Gel reticulado	8000	Bauxita 20/40	4	32000	218,1	4,8
45	Gel reticulado	7000	Bauxita 20/40	4,5	31500	193,9	4,3
45	Gel reticulado	6200	Bauxita 20/40	5	31000	174,4	3,9
45	Gel reticulado	6200	Bauxita 20/40	5,5	34100	177,1	3,9
45	<i>Slickwater</i>	7000	Nenhum	0	0		3,8

A seguir apresentamos (**Figuras 3.1.3.9 a 3.1.3.14**) os dados dos fluidos e agentes de sustentação (propantes) usados.

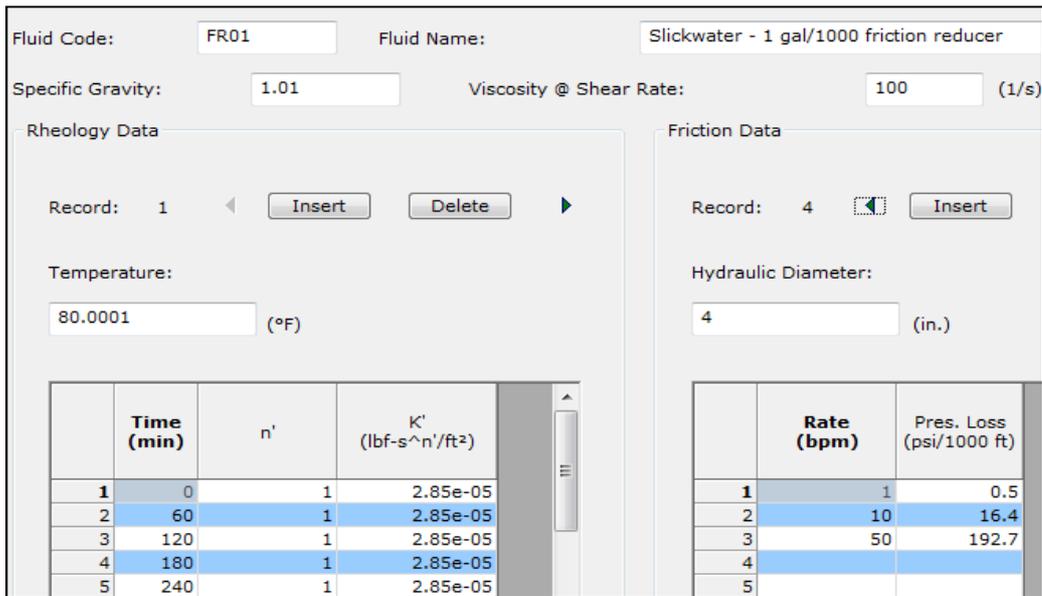


Figura 3.1.3.9 Reologia e perda de carga do slickwater.

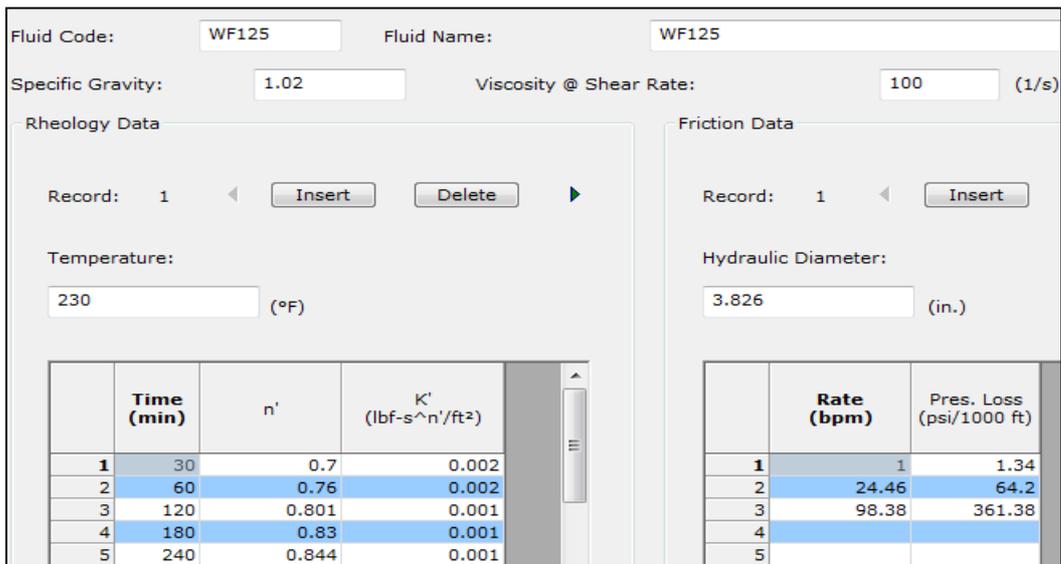


Figura 3.1.3.10 Reologia e perda de carga do gel linear.

Prop Code:

Description:

Specific Gravity: Average Diameter: (in.)

	Concentration (lbm/ft ²)	Closure Pressure (psi)	Permeability (darcy)	Width (in.)	Conductivity (mD-ft)	Porosity (fraction)
1	2	2000	21	0.213714	374	0.483085
2		4000	18	0.197333	296	0.440175
3		6000	14	0.193714	226	0.429716
4		8000	10	0.1884	157	0.41363
5		10000	7	0.185143	108	0.403314

Figura 3.1.3.11 Dados sobre a bauxita 50/150 mesh.

Prop Code:

Description:

Specific Gravity: Average Diameter: (in.)

	Concentration (lbm/ft ²)	Closure Pressure (psi)	Permeability (darcy)	Width (in.)	Conductivity (mD-ft)	Porosity (fraction)	
1	2	1	2000	220	0.180273	3305	0.345839
		2	4000	188	0.176553	2766	0.332058
		3	6000	134	0.169343	1891	0.30362
		4	8000	91	0.161143	1222	0.268181
		5	10000	64	0.159	848	0.258319
		6	12000	42	0.150286	526	0.215312

Figura 3.1.3.12 Dados sobre a bauxita 30/60 mesh.

Prop Code:

Description:

Specific Gravity: Average Diameter: (in.)

	Concentration (lbm/ft ²)	Closure Pressure (psi)	Permeability (darcy)	Width (in.)	Conductivity (mD-ft)	Embedment Concentration (lbm/ft ²)	Porosity (fraction)	
1	2	1	2000	600	0.19606	9803	0	0.392928
		2	4000	471	0.190471	7476	0	0.375115
		3	6000	338	0.181704	5118	0	0.344965
		4	8000	238	0.173294	3437	0	0.313176
		5	10000	145	0.165848	2004	0	0.28234
		6	12000	102	0.160706	1366	0	0.259376

Figura 3.1.3.13 Dados sobre a bauxita 20/40 mesh.

Fluid Code: Fluid Name:

Specific Gravity: Viscosity @ Shear Rate: (1)

Rheology Data

Record: 1 ◀ ▶

Temperature: (°F)

Friction Data

Record: 1 ◀

Hydraulic Diameter: (in.)

	Time (min)	n'	K' (lb ^{n'} -s ^{n'} /ft ²)
1	30	0.52	0.1
2	60	0.56	0.08
3	90	0.57	0.06
4	120	0.67	0.05

	Rate (bpm)	Pres. Loss (psi/1000 ft)
1	1	47.09
2	13.66	62.79
3	98.35	362.8
4		

Figura 3.1.3.14 Reologia e perda de carga do gel reticulado

Propriedades das rochas

Usamos os perfis de propriedades das rochas fornecidos pela companhia de estimulação após correção com os resultados dos ensaios de amostras de testemunhos. Em face da limitação do número de linhas de entrada de dados no MShale foi tirada a média dos valores, resumidos em 458 linhas, e depois ajustados os máximos e mínimos. A **Figura 3.1.3.15** apresenta um excerto das propriedades das rochas usadas.

	Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Fracture Toughness (psi-in ^{1/2})
60		Siltstone	2501.06	2501.06	0.851555	6987.5	4.6959e+06	0.200964	1000
61		Siltstone	2501.52	2501.52	0.837048	6869.72	4.1924e+06	0.216661	2000
62		Shale	2501.97	2501.97	0.831242	6823.32	2.8809e+06	0.222525	2000
63		Shale	2502.43	2502.43	0.833685	6844.62	2.385e+06	0.219433	2000
64		Shale	2502.89	2502.89	0.833591	6845.1	2.5953e+06	0.220492	2000
65		Shale	2503.35	2503.35	0.830058	6817.34	2.5011e+06	0.224666	2000
66		Shale	2503.8	2503.8	0.830068	6818.66	2.145e+06	0.226	2000
67		Shale	2504.26	2504.26	0.83633	6871.35	2.0359e+06	0.221621	2000
68		Shale	2504.72	2504.72	0.842993	6927.36	2.4072e+06	0.218026	2000
69		Shale	2505.18	2505.18	0.844639	6942.16	2.7467e+06	0.21701	2000
70		Shale	2505.63	2505.63	0.844181	6939.65	2.8316e+06	0.218813	2000
71		Shale	2506.09	2506.09	0.844403	6942.75	2.6914e+06	0.21826	2000
72		Shale	2506.55	2506.55	0.844458	6944.47	2.7229e+06	0.218979	2000
73		Shale	2507	2507	0.84645	6962.1	2.6664e+06	0.217974	2000
74		Shale	2507.46	2507.46	0.848354	6979.05	2.7623e+06	0.215828	2000
75		Shale	2507.92	2507.92	0.843674	6941.82	2.9332e+06	0.220625	2000
76		Shale	2508.38	2508.38	0.838748	6902.54	2.5173e+06	0.224119	2000
77		Shale	2508.83	2508.83	0.866983	7136.21	2.1923e+06	0.215773	2000
78		Shale	2509.29	2509.29	0.898885	7400.14	3.2957e+06	0.177556	2000
79		Shale	2509.75	2509.75	0.875182	7206.32	6.7098e+06	0.203126	2000
80		Shale	2510.2	2510.2	0.844807	6957.47	4.3398e+06	0.22652	2000
81		Shale	2510.66	2510.66	0.847119	6977.78	2.1073e+06	0.222422	2000
82		Shale	2511.12	2511.12	0.862844	7108.61	2.3887e+06	0.202868	2000
83		Shale	2511.58	2511.58	0.865105	7128.53	3.8853e+06	0.204787	2000
84		Shale	2512.03	2512.03	0.856438	7058.4	3.8409e+06	0.210303	2000
85		Shale	2512.49	2512.49	0.846739	6979.74	3.3205e+06	0.219811	2000
86		Shale	2512.95	2512.95	0.841811	6940.38	2.5521e+06	0.222773	2000
87		Shale	2513.4	2513.4	0.843283	6953.77	2.308e+06	0.222231	2000
88		Shale	2513.86	2513.86	0.848145	6995.15	2.399e+06	0.217879	2000
89		Shale	2514.32	2514.32	0.849764	7009.77	2.7603e+06	0.214682	2000
90		Shale	2514.78	2514.78	0.843491	6959.29	2.9875e+06	0.222712	2000
91		Shale	2515.23	2515.23	0.839858	6930.57	2.3858e+06	0.224549	2000
92		Shale	2515.69	2515.69	0.844815	6972.74	2.2128e+06	0.220976	2000

Figura 3.1.3.15 Excerto de propriedades das rochas.

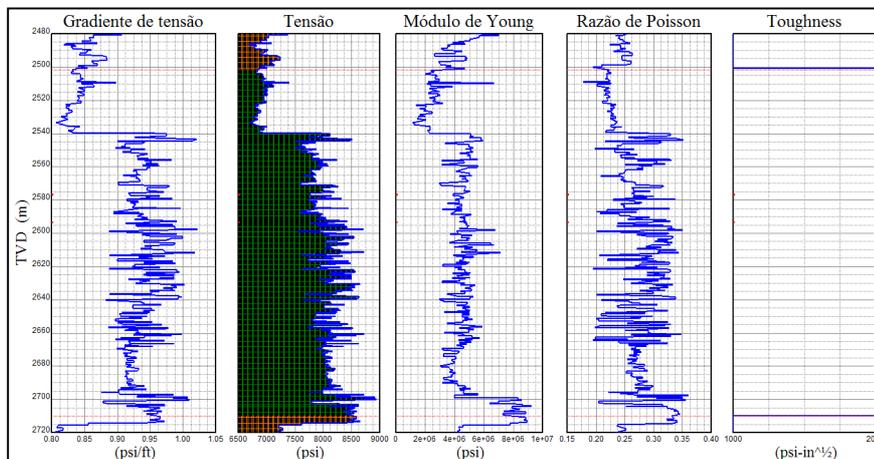


Figura 3.1.3.16 Perfis de tensão mínima e propriedades elásticas das rochas.

Efetuamos simulações com valores de coeficiente de filtrado total de $C_t=5 \times 10^{-5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ até $C_t = 1 \times 10^{-3} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. Acreditamos que os resultados mais prováveis se encontram próximos de $4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. A experiência de projetos anteriores revelou que, assim como em FH convencional, o C_t é um parâmetro determinante da rede de fraturas em gás/óleo de folhelho.

A **Figura 3.1.3.17** mostra excerto da tela de Perda de Filtrado para o caso de $C_t = 4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ na formação estimulada, ao longo da profundidade e respectivas litologias.

	Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Leakoff Coef. (ft/min ^{1/2})	Spurt Loss (gal/ft ²)
58	[Symbol]	Siltstone	2500.15	2500.15	0.0006	0
59	[Symbol]	Siltstone	2500.6	2500.6	0.0006	0
60	[Symbol]	Siltstone	2501.06	2501.06	0.0006	0
61	[Symbol]	Siltstone	2501.52	2501.52	0.0006	0
62	[Symbol]	Shale	2501.97	2501.97	0.0004	0
63	[Symbol]	Shale	2502.43	2502.43	0.0004	0
64	[Symbol]	Shale	2502.89	2502.89	0.0004	0
65	[Symbol]	Shale	2503.35	2503.35	0.0004	0
66	[Symbol]	Shale	2503.8	2503.8	0.0004	0
67	[Symbol]	Shale	2504.26	2504.26	0.0004	0
68	[Symbol]	Shale	2504.72	2504.72	0.0004	0
69	[Symbol]	Shale	2505.18	2505.18	0.0004	0
70	[Symbol]	Shale	2505.63	2505.63	0.0004	0
71	[Symbol]	Shale	2506.09	2506.09	0.0004	0
72	[Symbol]	Shale	2506.55	2506.55	0.0004	0
73	[Symbol]	Shale	2507	2507	0.0004	0
74	[Symbol]	Shale	2507.46	2507.46	0.0004	0
75	[Symbol]	Shale	2507.92	2507.92	0.0004	0

Figura 3.1.3.17 Coeficiente de perda de filtrado total.

Nos critérios para AS (**Figura 3.1.3.18**) foi adotada concentração mínima baixa ($0,2 \text{ lbm}/\text{ft}^2$) para aparecer nas figuras de condutividade mesmo valores bem baixos desta.

A **Figura 3.1.3.19** mostra os valores de parâmetros de transferência de calor. A temperatura tem grande importância para o comportamento dos fluidos, principalmente o gel reticulado, que deve trabalhar em sincronia com toda a operação de fraturamento.

Proppant Criteria

Property	Value	Unit
Min. Number of Proppant Layers to Prevent Bridging	1	
Min. Concentration/Area for Propped Fracture	0.2	lbm/ft ²
Embedment Concentration/Area	0.1	lbm/ft ²
Closure Pressure on Proppant	6500	psi

Non-Darcy Effects

Darcy only
 Input Beta Coef
 User DB, Beta Coef

Property	Value	Unit
Beta	0	atm-s ² /gm

Beta Correlation: Ergun, General Correlation - see also Meyer & Kutasov

$$\beta = \frac{a}{k_f^b \phi^c}$$

Property	Value	Unit
a	0.0014195	[atm-s ² /gm][darcy ^b][fraction
b	0.5	
c	1.5	

Figura 3.1.3.18 Critérios para o agente de sustentação.

Heat Transfer

Fluid Inlet

Surface
 Bottomhole

Property	Value	Unit
Base Fluid Type	Water	
Reservoir Lithology	Shale	
In-situ Fluid Type	Light Oil	
Average Porosity	0.08	fraction
Mean Formation Temperature	220	°F
Injection Fluid Inlet Temperature	80	°F

Figura 3.1.3.19 Valores de parâmetros de transferência de calor.

3.2 Dados de Saída do Simulador com Rede de Fraturas (MShale)

Os recursos de saída de dados incluem relatórios, gráficos e figuras. Os relatórios apresentam valores físicos variando com o tempo, e momentos congelados. Os gráficos retratam o que o relatório apresenta na forma cartesiana onde o eixo dos x pode ser o tempo ou a posição em relação à origem, que seria o poço. As figuras são fotografias que dependendo da vontade do usuário, podem ser nos dois principais momentos chave do fraturamento. Nas figuras se tem uma melhor ideia dos valores físicos pois estes são posicionados e validados nas respectivas posições geométricas que representam a rede de fraturas discretas. Os dois principais momentos chave, citados anteriormente, de uma operação de fraturamento são o *shut in* (desligamento das bombas) chamado também de *EOJ* (*End Of Job*) e após cessar os fluxos e pressões de trabalho, onde o sistema poço-formação volta a sua situação estática.

Abaixo se podem observar alguns exemplos de valores do relatório do simulador após uma rodada. Devido ao tamanho dos quadros, estes foram diminuídos, subtraindo a parte do meio dos valores para economizar espaço, é onde se observam as linhas tracejadas.

Quadro 3.2.1.1 Valores de superfície do tratamento bombeado.

SURFACE TREATMENT SCHEDULE PUMPED										
Stage No.	Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (U.S. gal)	Slurry Volume (U.S. gal)	Total Slurry Volume (U.S. gal)	Total Time (min)	Fluid Type	Prop Type	Conc. From (lbm/gal)	Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
1	5	2000	2000	2000	9.5238	HC15	0000	0	0	0
2	45	35000	35000	37000	28.042	FR01	0000	0	0	0
3	45	10000	10103	47103	33.388	FR01	ISP0150	0.3	0.3	3000
4	45	10000	10207	57310	38.788	FR01	ISP0150	0.6	0.6	6000
5	45	10000	10000	67310	44.079	WF125	0000	0	0	0
6	45	10000	10310	77620	49.534	WF125	ISP0150	0.9	0.9	9000
7	45	10000	10331	87951	55	WF125	ISP3060	0.9	0.9	9000
8	45	8000	8352.9	96303	59.42	WF125	ISP3060	1.2	1.2	9600
9	45	8000	8441.1	1.0474e+05	63.886	WF125	ISP3060	1.5	1.5	12000
10	45	8000	8514.6	1.1326e+05	68.391	WF125	ISP3060	1.75	1.75	14000
11	45	8000	8617.5	1.2188e+05	72.951	WF125	ISP3060	2.1	2.1	16800
12	45	10000	10000	1.3188e+05	78.242	WF125	0000	0	0	0
13	45	11500	12514	1.4439e+05	84.863	YF125HT	ISP3060	2.4	2.4	27600
14	45	13000	14290	1.5868e+05	92.424	YF125HT	ISP3060	2.7	2.7	35100
15	45	15000	16654	1.7534e+05	101.24	YF125HT	ISP3060	3	3	45000
16	45	9000	10002	1.8534e+05	106.53	YF125HT	ISP2040	3	3	27000
17	45	9000	10102	1.9544e+05	111.87	YF125HT	ISP2040	3.3	3.3	29700
18	45	8000	9038.7	2.0448e+05	116.65	YF125HT	ISP2040	3.5	3.5	28000
19	45	8000	9187.1	2.1366e+05	121.52	YF125HT	ISP2040	4	4	32000
20	45	7000	8168.6	2.2183e+05	125.84	YF125HT	ISP2040	4.5	4.5	31500
21	45	6200	7350	2.2918e+05	129.73	YF125HT	ISP2040	5	5	31000
22	45	6200	7465	2.3665e+05	133.68	YF125HT	ISP2040	5.5	5.5	34100
23	45	7000	7000	2.4365e+05	137.38	FR01	0000	0	0	0
Total Slurry Volume				2.4365e+05		(U.S. gal)				
Total Liquid Volume				2.289e+05		(U.S. gal)				
Total Proppant Mass				4.004e+05		(lbm)				

O **Quadro 3.2.1.2** apresenta a perda de carga por fricção, a pressão da coluna hidrostática, a pressão no fundo do poço, a pressão de bombeio na superfície e a potência hidráulica.

Quadro 3.2.1.2 Valores de perda de carga hidráulico.

WELLBORE HYDRAULICS SOLUTION					
Time (min)	ΔP Friction (psi)	ΔP Gravity (psi)	BHTP (psi)	Surface Pressure (psi)	Hydraulic Power (hhp)
1	59.712	4347.8	8037.7	3749.6	459.33
6	59.249	4290.5	8039.8	3808.6	466.56
11.771	2257.3	3864.6	8922.5	7315.2	8065
16.771	2180.9	3709.2	8879.3	7351	8104.4
21.771	2180.9	3709.2	8882	7353.7	8107.5
26.771	2180.9	3709.2	8876.5	7348.2	8101.4
32.042	2235.5	3802	8871.6	7305.1	8053.8
37.388	2288.9	3892.9	8854.2	7250.2	7993.4
42.788	1340.6	3746	8769.6	6364.3	7016.6
48.079	1437.8	4017.5	8830.6	6250.9	6891.6
53.534	1434.9	4009.4	8846.7	6272.2	6915.1
58.71	1465	4093.5	8864.5	6236	6875.2
63.886	1494.5	4175.8	8889.1	6207.7	6844
69.391	1524.9	4266.3	8894.4	6153.1	6783.7
.....					
419.76	0	3709.2	8142.3	4433.1	0
426.61	0	3709.2	8132.2	4422.9	0
433.47	0	3709.2	8122.1	4412.9	0
440.32	0	3709.2	8112.2	4402.9	0
447.17	0	3709.2	8102.3	4393.1	0
454.03	0	3709.2	8092.5	4383.3	0
460.88	0	3709.2	8082.8	4373.5	0
467.73	0	3709.2	8073.1	4363.9	0
474.59	0	3709.2	8063.6	4354.3	0
480.08	0	3709.2	8056	4346.7	0

A seguir o **Quadro 3.2.1.3** é quase uma repetição do Quadro 3.2.1.1 de sequência de tratamento de superfície, mas agora com uma visão do ambiente na fratura.

Quadro 3.2.1.3 Valores dos volumes injetados na fratura.

FRACTURE TREATMENT SCHEDULE								
Stage No.	Avg Slurry Rate (bpm)	Liquid Volume (U.S. gal)	Slurry Volume (U.S. gal)	Total Volume (U.S. gal)	Total Time (min)	Prop Conc. From (lbm/gal)	Prop Conc. To (lbm/gal)	Prop. Stage Mass (lbm)
Well	13.832	7100.4	7100.4	7100.4	12.222	0	0	0
1	45	2000	2000	9100.4	13.281	0	0	0
2	45	35000	35000	44100	31.799	0	0	0
3	45	10000	10103	54204	37.145	0.3	0.3	3000
4	45	10000	10207	64410	42.545	0.6	0.6	6000
5	45	10000	10000	74410	47.836	0	0	0
6	45	10000	10310	84720	53.291	0.9	0.9	9000
7	45	10000	10331	95051	58.757	0.9	0.9	9000
8	45	8000	8352.9	1.034e+05	63.177	1.2	1.2	9600
9	45	8000	8441.1	1.1184e+05	67.643	1.5	1.5	12000
10	45	8000	8514.6	1.2036e+05	72.148	1.75	1.75	14000
11	45	8000	8617.5	1.2898e+05	76.707	2.1	2.1	16800
12	45	10000	10000	1.3898e+05	81.998	0	0	0
13	45	11500	12514	1.5149e+05	88.62	2.4	2.4	27600
14	45	13000	14290	1.6578e+05	96.181	2.7	2.7	35100
15	45	15000	16654	1.8244e+05	104.99	3	3	45000
16	45	9000	10002	1.9244e+05	110.28	3	3	27000
17	45	9000	10102	2.0254e+05	115.63	3.3	3.3	29700
18	45	8000	9038.7	2.1158e+05	120.41	3.5	3.5	28000
19	45	8000	9187.1	2.2077e+05	125.27	4	4	32000
20	45	7000	8168.6	2.2893e+05	129.59	4.5	4.5	31500
21	45	6200	7350	2.3628e+05	133.48	5	5	31000
22	45	6116.7	7364.7	2.4365e+05	137.38	5.5	5.5	33642
Total Slurry Volume				2.4365e+05	(U.S. gal)			
Total Liquid Volume				2.2892e+05	(U.S. gal)			
Total Proppant Mass				3.9994e+05	(lbm)			

O **Quadro 3.2.1.4** apresenta os principais resultados de uma simulação, as distâncias geométricas da fratura, a eficiência do fluido, a pressão líquida, pressão no poço a frente dos canhoneados e o volume total injetado. Observa-se que no início a eficiência do fluido de fraturamento é alta: 76% do fluido está gerando geometria de fratura, no final do fraturamento, devido a fatores como a perda de

carga para o fluido injetado permear pela rede de fraturas e a grande área de parede de fratura faceando com o fluido, este permeia deixando somente 10% do fluido ainda gerando geometria de fraturas.

A eficiência da fratura efetiva dominante ou primária é fortemente afetada pelo transporte de AS nas fraturas secundárias. Se todo o AS permanece na fratura dominante, então as fraturas secundárias comportam-se como fontes de perda de fluido da fratura dominante. Assim, à medida que a eficiência da fratura diminui, a fração de colchão deve ser aumentada para evitar um embuchamento (Meyer e Bazan, 2011).

Na figura abaixo, este fato é confirmado pelos valores das dimensões principais da rede de fraturas, com aumento no início, durante o *slick water*, verificando-se uma parada na variação de altura e comprimento de fraturas, durante o gel linear. No entanto a abertura máxima de fratura ainda se mantém aumentando devido ao gel reticulado que continua alimentando e “engordando” as fraturas com propante. E esta manutenção da geometria das fraturas com aumento de pressão é indicativo de *Tip Screen Out*.

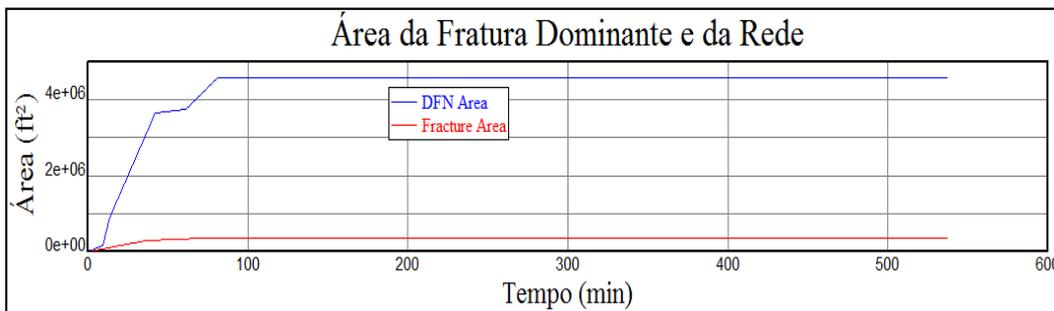


Figura 3.2.1.1 Gráfico da área de fratura principal e de rede em relação ao tempo de operação de fraturamento.

No Quadro 3.2.1.4 observamos a pressão líquida (*net pressure*), que neste caso, e na maioria das vezes tem uma ascendência mais ou menos constante, chegando a um valor máximo, voltando a cair. Neste exemplo todo o bombeio principal durou 375 minutos, o valor máximo da pressão líquida ocorreu aos 137 minutos de bombeio. Como desde o primeiro minuto temos um valor de *net pressure* não nulo, verificamos que a fratura se inicia simultaneamente com o processo de bombeio no fraturamento.

O **Quadro 3.2.1.5** apresenta para o final da operação, na parte superior, os valores de fluido e pasta bombeados, fluido perdido para a formação, a eficiência

do fraturamento, a geometria da fratura dominante. Na parte inferior apresenta a geometria da rede de fraturas criada.

Quadro 3.2.1.4 Valores de resultado de fraturamento com relação aos volumes, pressões, comprimentos, aberturas, alturas e eficiência dos fluidos.

RESULTADO DA PROPAGAÇÃO DA FRATURA								
Tempo (min)	Volume Total (U.S. gal)	P _{net} (psi)	Pressão no Fundo do Poço (psi)	Comprimento da Fratura (m)	Largura Média da Fratura (in.)	Maior Altura (m)	Menor Altura (m)	Eficiência da Fratura
0.55643	116.85	86.929	8185	13.491	0.018981	8.4789	17.301	0.75852
1	210	87.081	8185.2	18.993	0.020423	8.4789	18.526	0.73051
4	840	86.448	8184.1	37.813	0.023303	8.4919	22.686	0.61886
8	1680	92.901	8190.5	54.561	0.02345	8.5646	22.768	0.54454
12.771	8136.9	143.4	8237.9	131.81	0.022415	13.993	23.912	0.56876
16.771	15697	184.95	8275.2	154.11	0.026329	20.663	24.36	0.53662
20.771	23257	187.4	8277.6	164.64	0.028492	27.711	24.776	0.5118
24.771	30817	183.71	8274.9	173.36	0.029551	33.854	24.858	0.4892
28.042	37000	184.12	8274.6	180.87	0.029808	37.623	24.894	0.47102
32.715	45832	192.15	8278.9	192.39	0.029571	41.471	24.974	0.44776
36.388	52773	200.23	8285.9	202.95	0.029473	42.262	25.1	0.43341
37.388	54663	202.31	8287.8	205.73	0.029458	42.348	25.135	0.42962
38.088	55987	203.74	8289.1	207.65	0.029445	42.401	25.159	0.42703
38.788	57310	205.1	8290.4	209.55	0.029431	42.45	25.179	0.42451
40.788	61090	208.64	8293.8	214.82	0.029396	42.582	25.23	0.41761
44.079	67310	221.79	8306.7	217.29	0.031248	42.689	25.27	0.41212
48.807	76245	248.66	8333.2	217.29	0.035528	43.002	25.454	0.4163
52.534	83290	274.87	8359.2	217.21	0.039319	43.086	25.507	0.42316
56	89841	296.87	8381.2	217.29	0.043175	43.113	25.526	0.43126
60.42	98193	320.72	8404.3	218.34	0.046846	43.753	26.108	0.43883
64.886	1.0663e+05	335.51	8417.3	220.37	0.048571	44.631	27.941	0.44229
68.391	1.1326e+05	343.53	8423.8	221.5	0.049763	45.559	29.13	0.44276
72.951	1.2188e+05	359.52	8438.3	222.31	0.052043	46.368	30.045	0.44303
76.951	1.2944e+05	376.58	8454.8	222.64	0.054949	46.728	30.401	0.44571
80.242	1.3566e+05	393	8471	222.76	0.057806	46.86	30.516	0.44919
84.863	1.4439e+05	419.82	8497.8	222.77	0.062383	46.876	30.53	0.45556
88.863	1.5195e+05	444.4	8522.3	222.77	0.066544	46.876	30.53	0.46181
92.424	1.5868e+05	466.71	8544.7	222.77	0.07038	46.876	30.53	0.4676
96.424	1.6624e+05	492.59	8570.5	222.77	0.074769	46.876	30.53	0.47421
100.33	1.7362e+05	518.26	8596.2	222.77	0.079163	46.876	30.53	0.48068
104.24	1.8101e+05	544.44	8622.4	222.77	0.083628	46.876	30.53	0.48708
108.53	1.8912e+05	573.62	8651.6	222.77	0.088623	46.876	30.53	0.49401
112.87	1.9733e+05	603.62	8681.6	222.77	0.093759	46.876	30.53	0.50087
116.65	2.0448e+05	630.12	8708.1	222.77	0.098296	46.876	30.53	0.5067
120.59	2.1191e+05	657.98	8735.9	222.77	0.10306	46.876	30.53	0.51262
145.6	2.4365e+05	756.46	8834.4	222.77	0.12021	46.876	30.53	0.51997
173.02	2.4365e+05	684.7	8762.7	222.77	0.10881	46.876	30.53	0.47064
200.44	2.4365e+05	620.11	8698.1	222.77	0.098541	46.876	30.53	0.42625
234.7	2.4365e+05	546.55	8624.5	222.77	0.086852	46.876	30.53	0.37568
262.12	2.4365e+05	492.12	8570.1	222.77	0.078202	46.876	30.53	0.33827
296.39	2.4365e+05	428.46	8506.4	222.77	0.068085	46.876	30.53	0.29451
330.66	2.4365e+05	368.78	8446.7	222.77	0.058603	46.876	30.53	0.25349
364.93	2.4365e+05	312.42	8390.4	222.77	0.049646	46.876	30.53	0.21475
399.2	2.4365e+05	258.87	8336.8	222.77	0.041136	46.876	30.53	0.17794
433.47	2.4365e+05	207.74	8285.7	222.77	0.033011	46.876	30.53	0.14279
460.88	2.4365e+05	168.37	8246.3	222.77	0.026756	46.876	30.53	0.11573
480.08	2.4365e+05	141.56	8219.5	222.77	0.022494	46.876	30.53	0.097301

O **Quadro 3.2.1.6** apresenta os principais valores das dimensões geométricas da rede de fraturas, volumes injetados, áreas, razões e relações geométricas e valores específicos relativos aos seus tempos em minutos com foco na rede de fraturas.

O **Quadro 3.2.1.7** apresenta as perdas de carga em *psi* nos canhoneados, próximo aos canhoneados, no poço e o somatório.

Quadro 3.2.1.5 Valores calculados ao final do trabalho.

<i>Calculated Values at End of Treatment</i>			
	Fracture		
Slurry Volume Injected	2.4365e+05	(U.S. gal)	
Liquid Volume Injected	2.2892e+05	(U.S. gal)	
Fluid Loss Volume	1.1302e+05	(U.S. gal)	
Frac Fluid Efficiency	0.53614		
Net Frac Pressure	779.98	(psi)	
Length (one wing)	222.77	(m)	
Upper Frac Height	46.876	(m)	
Lower Frac Height	30.53	(m)	
Upper Frac Height (TVD)	2627.9	(m)	
Lower Frac Height (TVD)	2705.3	(m)	
Center of Perfs (TVD)	2674.8	(m)	
Total Frac Height	77.406	(m)	
Max. Frac Width at Perfs	0.2119	(in.)	
Avg. Hydraulic Frac Width	0.12395	(in.)	
<i>DFN Values at End of Treatment</i>			
	Fracture	DFN	Secondary
Fracture Volume	24016	1.3118e+05	1.0717e+05 (U.S. gal)
Fracture Efficiency	0.53614	0.53614	0.53614
Length	445.54	5177.9	4732.4 (m)
Frac Height - Avg.	64.813	64.308	64.261 (m)
Area	3.1083e+05	3.5842e+06	3.2734e+06 (ft ²)
Max. Frac Width at Perfs	0.2119	0.10038	0.089785 (in.)
Avg. Wellbore Width	0.16433	0.077843	0.06963 (in.)
Avg. Hydraulic Frac Width	0.12395	0.058713	0.052518 (in.)

Quadro 3.2.1.6 Geometria da rede de fraturas ao longo do tempo.

<i>Discrete Fracture Network</i>										
Time (min)	Total Volume (U.S. gal)	Total Number of Fractures	DFN Length (m)	Fracture Length (m)	DFN Area (ft ²)	Fracture Area (ft ²)	DFN Volume (U.S. gal)	Fracture Volume (U.S. gal)	Average DFN Width (in.)	Average Fracture Width (in.)
0.55643	116.85	3.6742	53.194	26.982	9680.9	5920.8	88.941	70.057	0.014738	0.018981
1	210	4.607	84.722	37.988	16735	8797.1	154.88	112	0.014847	0.020423
2	420	5.9472	137.03	52.188	31455	13834	294.2	190.98	0.015004	0.022145
3	630	6.839	184.66	64.491	44456	17530	412.92	250	0.0149	0.022878
4	840	7.7486	234.75	75.626	58108	20720	531.38	300.99	0.01467	0.023303
Time (min)	Total Volume (U.S. gal)	DFN/ Fracture Length Ratio	DFN/ Fracture Area Ratio	DFN/ Fracture Volume Ratio	DFN Major Axis (m)	DFN Minor Axis (m)	DFN Aspect Ratio	Aperture Ratio (Major Axis)	Aperture Ratio (Minor Axis)	Aperture Ratio (Vertical Axis)
0.55643	116.85	1.9714	1.6351	1.2695	26.982	5.3965	0.2	0.5	0.5	0.5
1	210	2.2304	1.9023	1.3829	37.988	7.5971	0.2	0.5	0.5	0.5
2	420	2.6258	2.2737	1.5405	52.188	10.438	0.2	0.5	0.5	0.5
3	630	2.8633	2.536	1.6517	64.491	12.898	0.2	0.5	0.5	0.5
4	840	3.1041	2.8044	1.7654	75.626	15.125	0.2	0.5	0.5	0.5
5	1050	3.3063	3.0293	1.8608	85.254	17.051	0.2	0.5	0.5	0.5
6	1260	3.4837	3.227	1.9445	93.861	18.772	0.2	0.5	0.5	0.5
Time (min)	Total Volume (U.S. gal)	Stimulated Reservoir Volume (U.S. gal)	Specific DFN Length (1/ft ²)	Specific DFN Area (1/ft)	Specific DFN Volume	Specific Injected Volume	SRV per DFN Length (ft ²)	SRV per DFN Area (m)	SRV per DFN Volume	SRV per Injected Volume
0.55643	116.85	6.1601e+05	0.0021193	0.11756	0.00014438	0.00018969	471.86	2.5927	6926.1	5271.8
1	210	1.2884e+06	0.0016138	0.097161	0.00012021	0.00016299	619.65	3.1371	8318.7	6135.4
2	420	2.7836e+06	0.0012082	0.084531	0.00010569	0.00015088	827.68	3.6058	9461.6	6627.6
3	630	4.3587e+06	0.0010397	0.076296	9.4734e-05	0.00014454	961.78	3.995	10556	6918.6
4	840	6.0415e+06	0.00095364	0.071949	8.7956e-05	0.00013904	1048.6	4.2363	11389	7192.3
5	1050	7.7282e+06	0.00089515	0.068944	8.303e-05	0.00013587	1117.1	4.421	12044	7360.2

O **Quadro 3.2.1.8** apresenta a solução do transporte de propante ao longo do tempo, a partir do 4º estágio.

O **Quadro 3.2.1.9** apresenta o resumo das características das fraturas sustentadas considerando o final do trabalho (bombeio) e o final das tensões

aplicadas pelo fraturamento (fechamento). Analisando a rede *DFN*, fratura principal e fraturas secundárias.

Quadro 3.2.1.7 Perda carga nos canhoneados e vizinhanças do poço.

FRACTURE WELLBORE HYDRAULICS SOLUTION					
Time (min)	ΔP Perfs (psi)	ΔP Near Wellbore (psi)	ΔP Near Wellbore Total (psi)	BHFP (psi)	BHTP Well (psi)
0.55643	8.8651	0	8.8651	8185	8193.9
1	8.8651	0	8.8651	8185.2	8194.1
2	8.8651	0	8.8651	8181.6	8190.4
3	8.8651	0	8.8651	8182.3	8191.1
4	8.8651	0	8.8651	8184.1	8193
5	8.8651	0	8.8651	8185.8	8194.7
6	8.8651	0	8.8651	8187.5	8196.3
7	8.8651	0	8.8651	8189	8197.9
8	8.8651	0	8.8651	8190.5	8199.4
8.7619	8.8651	0	8.8651	8191.6	8200.5
9.5238	8.8651	0	8.8651	8192.7	8201.5
10.027	718.07	0	718.07	8211.8	8929.8
10.771	718.07	0	718.07	8214.7	8932.8
11.771	718.07	0	718.07	8223	8941.1
.....					
412.9	0	0	0	8316.1	8316.1
419.76	0	0	0	8305.9	8305.9
426.61	0	0	0	8295.7	8295.7
433.47	0	0	0	8285.7	8285.7
440.32	0	0	0	8275.7	8275.7
447.17	0	0	0	8265.8	8265.8
454.03	0	0	0	8256	8256
460.88	0	0	0	8246.3	8246.3
467.73	0	0	0	8236.7	8236.7
474.59	0	0	0	8227.1	8227.1
480.08	0	0	0	8219.5	8219.5

Quadro 3.2.1.8 Informações relativas ao propante por tempo.

PROPPANT TRANSPORT SOLUTION											
Distance (m)	Pay Width (in.)	Inlet Conc. (lbm/gal)	EOJ Conc. (lbm/gal)	Total Height (m)	Susp. Height (m)	Bank Height (m)	Closure Time (min)	Prop Height (m)	Pay Cond. (mD-ft)	Prop Width (in.)	Conc/Area (lbm/ft ²)
STAGE 4											
222.77	0	0	31.076	0	0	0	0	0	0	0	0
222.76	0.0017788	0	31.076	8.57	8.57	0	0	8.57	0	0	0
222.38	0.012524	0	31.076	21.824	21.824	0	4.679e-06	21.824	1.434	0.0016546	0.017203
221.67	0.019359	0	31.076	26.839	26.839	0	5.831e-06	26.839	6.766	0.0078069	0.081171
STAGE 5											
220.8	0.024749	0	36.083	30.152	30.152	0	0.0002483	30.152	1.0875	0.013049	0.11154
219.82	0.029304	0	36.083	32.662	32.662	0	0.0002483	32.662	1.467	0.017604	0.15047
219.82	0.029304	0.9	36.083	32.662	14.952	0	0.0002483	14.952	1.467	0.017604	0.15047
STAGE 6											
218.75	0.033414	0.9	4.8626	34.754	7.7626	0.095244	17.939	6.5497	16.613	0.019169	0.1993
217.62	0.03709	0.9	4.3022	36.513	9.8854	0.16744	23.726	7.7382	19.011	0.021936	0.22808
216.44	0.040437	0.9	3.8891	38.036	11.768	0.2262	29.131	8.6442	21.134	0.024385	0.25354
.....											
20.614	0.16261	5	5.0617	75.919	75.919	3.1875	299.24	75.919	687.76	0.034363	0.38262
STAGE 22											
20.614	0.16261	5.5	5.5689	75.919	75.919	3.1875	287.71	75.919	936.51	0.037447	0.41686
19.396	0.16292	5.5	5.5618	76.01	76.01	3.1826	287.87	76.01	937.48	0.037483	0.41726
18.13	0.16323	5.5	5.5547	76.104	76.104	3.1784	288.03	76.104	938.55	0.037523	0.41771
16.805	0.16356	5.5	5.5476	76.203	76.203	3.175	288.19	76.203	939.72	0.037567	0.41821
15.409	0.1639	5.5	5.5407	76.305	76.305	3.1716	288.34	76.305	941.01	0.037611	0.41875
13.921	0.16427	5.5	5.5338	76.415	76.415	3.1683	288.5	76.415	942.43	0.037671	0.41936
12.311	0.16466	5.5	5.5269	76.532	76.532	3.165	288.65	76.532	944.04	0.037732	0.42004
10.526	0.16508	5.5	5.5201	76.661	76.661	3.1618	288.8	76.661	945.91	0.037804	0.42085
8.4671	0.16557	5.5	5.5133	76.809	76.809	3.1585	288.95	76.809	948.2	0.037893	0.42184
5.8734	0.16617	5.5	5.5066	76.994	76.994	3.1554	289.1	76.994	951.31	0.038014	0.42319
0	0.1675	5.5	5.5	77.406	77.406	3.1523	289.25	77.406	959.48	0.038336	0.42677

Quadro 3.2.1.9 Geometria e concentrações ao desligar as bombas (EOJ – End Of Job).

Proppant Design Summary	Fracture	DFN	Secondary	
	Frac Length - Created	445.54	5177.9	4732.4
Frac Length - Propped	243.76	2833	2589.2	(m)
Frac Area	1.381e+05	1.5925e+06	1.4544e+06	(ft ²)
Frac Height - Avg.	52.633	52.223	52.185	(m)
Propped Height (Pay Zone) - Avg.	71.948	71.388	71.335	(m)
Max Width at Perfs - EOJ	0.2119	0.10038	0.089785	(in.)
Propped Width (Well) - Avg.	0.038336	0.018159	0.016244	(in.)
Propped Width (Pay Zone) - Avg.	0.023883	0.011313	0.01012	(in.)
Conc./Area (Frac) - Avg. at EOJ	0.23661	0.11208	0.10026	(lbm/ft ²)
Conc./Area (Pay Zone) - Avg. at Closure	0.26752	0.12672	0.11335	(lbm/ft ²)
Frac Conductivity (Pay Zone) - Avg. at Closure	448.98	212.68	190.24	(mD-ft)
Dimensionless Frac Conductivity (Pay Zone)	5613.9	2659.3	2378.7	
Beta	0	0	0	(atm-s ² /gm)
Avg. Fracture Permeability	205.93	205.93	205.93	(darcy)
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0.18149	0.18149	0.18149	
Closure Time	342.69	342.69	342.69	(min)
Screen-Out Time	0	0	0	(min)

O **Quadro 3.2.1.10** apresenta as posições de deposição dos agentes de sustentação – propante, especificando por estágio e mostrando a distância de deposição em relação ao poço. Este quadro ajuda a revisar o volume de material do estágio.

Quadro 3.2.1.10 Posições de deposição do AS.

Proppant Displacement & Location					
Sch #	Screen-out	Distance From (m)	Distance to (m)	Screen-out From (m)	Screen-out to (m)
22	No	0	20.614		
21	No	20.614	31.221		
20	No	31.221	41.445		
19	No	41.445	52.191		
18	No	52.191	62.467		
17	No	62.467	73.885		
16	No	73.885	85.282		
15	No	85.282	104.69		
14	No	104.69	121.88		
13	No	121.88	137.37		
12	No	137.37	150.02		
11	No	150.02	161.09		
10	No	161.09	172.16		
9	No	172.16	183.23		
8	No	183.23	194.21		
7	No	194.21	207.61		
6	No	207.61	219.15		
5	No	219.15	221.44		
4	No	221.44	222.77		
3	No	222.77	222.77		
2	No	222.77	222.77		
1	No	222.77	222.77		
0	No	222.77	222.77		

For a banking fluid, the Screen-out distance only represents the propped pack volume (distance).

O **Quadro 3.2.1.11** mostra as vazões de filtração do fluido de fraturamento pela formação, calculando e relacionando com o tempo as propriedades físicas variantes do fluido.

Quadro 3.2.1.11 Valores físicos das propriedades dos fluidos no decorrer da operação.

FLUID LEAKOFF OUTPUT							
Time (min)	Inj. Rate (bpm)	Leakoff Rate (bpm)	n' Inlet	K' Inlet (lbf-s ⁿ /ft ²)	Apparent Viscosity (cp)	Wall Shear Rate (1/s)	Reynolds Number
0.55643	5	1.338	1	5.8441e-06	0.27649	5195.4	868.58
1	5	1.5231	1	5.8986e-06	0.27652	3936.5	761.11
2	5	1.8413	1	6.0231e-06	0.27658	2657.1	603.32
3	5	2.1698	1	6.147e-06	0.27662	2281.3	552.58
4	5	2.2643	1	6.2702e-06	0.27666	2054.3	516.14
5	5	2.4337	1	6.4011e-06	0.27669	1909	488.83
6	5	2.591	1	6.6031e-06	0.27672	1812.3	467.14
7	5	2.7274	1	6.804e-06	0.27675	1747.4	448.92
8	5	2.8434	1	7.004e-06	0.27677	1702.8	433.06
8.7619	5	2.9161	1	7.1556e-06	0.27679	1674.8	422.19
9.5238	5	2.9955	1	7.3066e-06	0.27681	1654.5	412.25

412.9	0	6.0011	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
419.76	0	5.9479	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
426.61	0	5.896	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
433.47	0	5.8455	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
440.32	0	5.7963	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
447.17	0	5.7483	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
454.03	0	5.7014	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
460.88	0	5.6558	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
467.73	0	5.6112	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
474.59	0	5.5676	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105
480.08	0	5.5239	0.52	0.1	254.84	80.089	0.60105

O **Quadro 3.2.1.12** mostra a temperatura no fundo do poço e a temperatura média na fratura dominante ao longo do tempo.

Quadro 3.2.1.12 Temperaturas no fundo do poço e média na fratura.

HEAT TRANSFER SOLUTION			
Time (min)	BHTT at Inlet (°F)	Mean Temp. in Fracture (°F)	Dim. Mean Temp.
0.55643	217.67	219.77	0.99836
1	215.87	219.6	0.99712
2	211.77	219.28	0.99486
3	207.68	218.97	0.99266
4	203.62	218.68	0.99059
5	199.58	218.4	0.98859
6	195.56	218.14	0.98672
7	191.56	217.9	0.98498
8	187.58	217.67	0.98335
8.7619	184.57	217.5	0.98211

129.73	81.335	205.54	0.89673
130.73	81.334	205.48	0.89632
131.73	81.332	205.42	0.89589
132.7	81.331	205.37	0.89547
133.68	81.33	205.31	0.89505
134.68	81.329	205.25	0.89463
135.68	81.327	205.19	0.89421
136.53	81.326	205.13	0.89382
137.38	81.325	205.08	0.89343

No **Quadro 3.2.1.13** a tabela apresenta as temperaturas da mistura bombeada em relação às posições dimensionais e adimensionais.

Quadro 3.2.1.13 Temperaturas do fluido de fraturamento em relação à posição.

TEMPERATURE vs POSITION (End of Pumping)				
Dim. Fracture Position	Fracture Position (m)	Dim. Temp. at XD	Temp. at XD (°F)	Inlet Temp. (°F)
0	0	1.5543e-15	81.325	81.325
0.05	11.138	0.43889	142.19	81.332
0.1	22.277	0.74411	184.52	81.34
0.15	33.415	0.90862	207.33	81.347
0.2	44.554	0.97451	216.47	81.354
0.25	55.692	0.99468	219.26	81.362
0.3	66.83	0.99922	219.89	81.37
0.35	77.969	0.99992	219.99	81.379
0.4	89.107	0.99999	220	81.389
0.45	100.25	1	220	81.4
0.5	111.38	1	220	81.411
0.55	122.52	1	220	81.424
0.6	133.66	1	220	81.437
0.65	144.8	1	220	81.452
0.7	155.94	1	220	81.469
0.75	167.08	1	220	81.487
0.8	178.21	1	220	81.507
0.85	189.35	1	220	81.529
0.9	200.49	1	220	81.555
0.95	211.63	1	220	81.583
1	222.77	1	220	81.617

Além dos quadros apresentados, o simulador oferece figuras e gráficos de representação das soluções. Estas representações gráficas serão demonstradas e apresentadas no capítulo 4 a seguir. Seguindo o estudo de caso

4 Análise de Sensibilidade de Parâmetros na Rede de Fraturas com Base no Estudo de Caso.

4.1 Análise dos Efeitos da Variação do Coeficiente de Filtrado Total

O coeficiente de filtrado total (C_t ou C_L) é uma variável usada para representar um conjunto de interações de outras propriedades físicas como porosidade, permeabilidade ao fluido da formação, permeabilidade ao fluido de fraturamento, viscosidade do fluido da formação, viscosidade do fluido de fraturamento, diferencial de pressão, entre outros.. O coeficiente de filtração total tem dimensão $[L]/[\sqrt{T}]$, sendo que a unidade usual utilizada neste trabalho é $\text{ft}/\sqrt{\text{min}}$. Não existe maneira de se medir o C_t em laboratório, apenas ele pode ser calculado usando as variáveis citadas acima. Geralmente ele é estimado pela interpretação do declínio de pressão de um bombeio (teste de injetividade, minifrac, etc.). Ou pode ser estimado baseado em trabalhos anteriores por correlação.

O projeto executivo deste fraturamento foi elaborado por empresa terceirizada, na qual já tinha valores de C_t baseados em poços de correlação da região. Para se determinar o coeficiente de filtrado em operações de fraturamento híbrido (slick water + gel linear + gel reticulado), seria necessária a execução de um minifrac para cada fluido utilizado, tornando estas operações desinteressantes. Ao mesmo tempo, o *SDT* que foi usado para estudo das perdas de carga próximas ao canhoneado, ficou justificado pelo resultado positivo do colchão ácido injetado a frente da operação ao diminuir estas perdas, este *SDT* também foi usado para estimar o C_t para o fluido, no caso o *slick water*.

O C_t impacta diretamente nas dimensões da fratura, para um volume fixo de fluido de fraturamento, baixos C_t s geram uma fratura de maior dimensão e um elevado C_t gera fratura de menor dimensão, como será demonstrado nas simulações a frente. O C_t , é um parâmetro determinante nos fraturamentos hidráulicos (FH) em gás/óleo de folhelho. Com isso se verifica a importância de se usar um simulador para avaliar o impacto que a variação do C_t trás.

Após um período inicial de análise e prática com o MShale foram definidas as faixas de variação dos valores fisicamente razoáveis do C_t , mantendo constante todos os outros parâmetros de entrada e avaliadas as saídas do

simulador em termos de figuras e relatórios. As cjas de serviço usam uma faixa estreita de valores de C_t entre 4×10^{-4} e $6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. Para este estudo de caso ampliamos esta faixa de valores para verificar um leque maior de seus efeitos nos principais parâmetros operacionais e resultados das fraturas.

Efetuamos simulações com valores de coeficiente de filtrado total de $C_t = 5 \times 10^{-5} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ até $C_t = 1 \times 10^{-3} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. Mostramos apenas os resultados referentes a C_t de 1×10^{-4} , 4×10^{-4} e $6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. Apresentamos os resultados através das figuras do *Plot*, ilustradas com informações obtidas do *Report* do MShale.

Será analisado um fraturamento onde o volume de líquido injetado foi de 227.290 gal e 411900 libras de AS, perfazendo um total de 242.530 gal.

O ajuste ou a aproximação (*matching*) entre a pressão simulada e a pressão medida é um indicador do valor mais provável do coeficiente de filtrado total, valendo destacar que ajuste de pressões é um típico problema que admite múltiplas soluções (*non unique*).

A **Figura 4.1.1** apresenta a pressão de fraturamento na superfície prevista (curva em azul) e a realizada (curva em vermelho). Note que houve um *Step Down Test (SDT)* antes do fraturamento, de ~27 min até ~37 min.

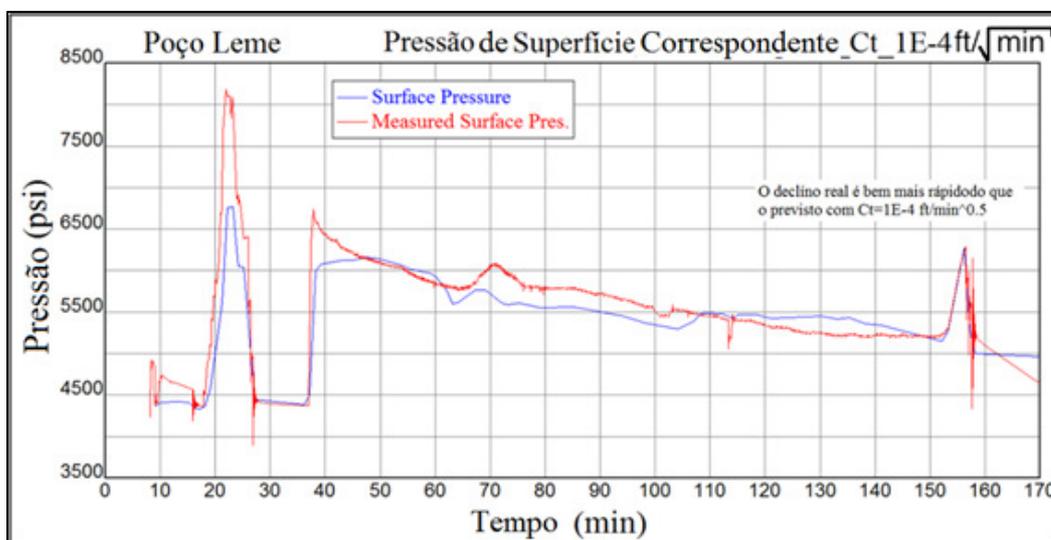


Figura 4.1.1 Pressão medida (real) e prevista pelo simulador.

A **Figura 4.1.2** apresenta um arranjo dos gráficos de declínio de pressão após o *SDT* (curva deslocada para o mesmo tempo inicial do declínio após o fraturamento) e após o fraturamento.

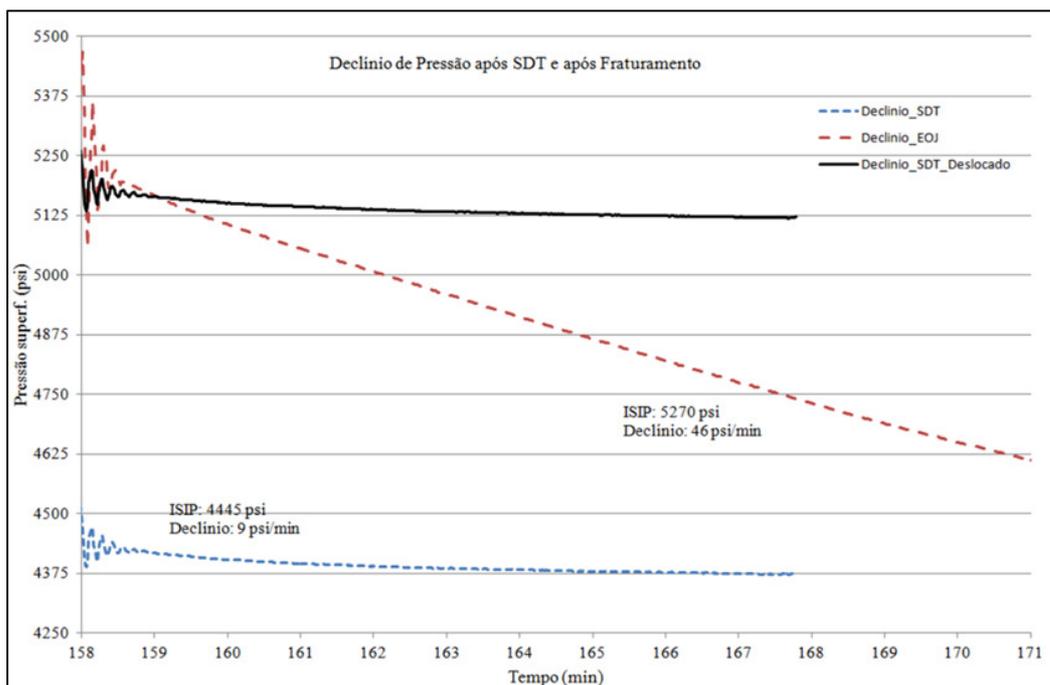


Figura 4.1.2 Declínios de pressão após o SDT e ao final do 1º fraturamento sincronizados.

Os valores de *ISIP* (*Instantaneous Shut In Pressure*) são da pressão na entrada da fratura uma vez cessadas as perdas de carga por fricção nas linhas e revestimento de produção.

Como o registro de ambos os declínios, após o *SDT* e ao final do fraturamento, foram curtos, pode-se fazer apenas análise qualitativa. Percebe-se que o declínio de pressão após o fraturamento (~ 46 psi/min) é cinco vezes mais rápido do que o anterior, após o *SDT* (~ 9 psi/min). Isto indicaria a efetividade do fraturamento na criação/ativação de uma rede de fraturas, aumentando a transmissibilidade do meio. O que também explicaria a diferença no *ISIP* após o *SDT* e o *ISIP* do fraturamento. Isto pode indicar complexidade à meia distância do poço (*mid-field fracture network*) oriunda da rede de fraturas (Weijers *et al.* 2002).

A **Figura 4.1.3** mostra a eficiência do fraturamento ao longo do tempo da operação para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

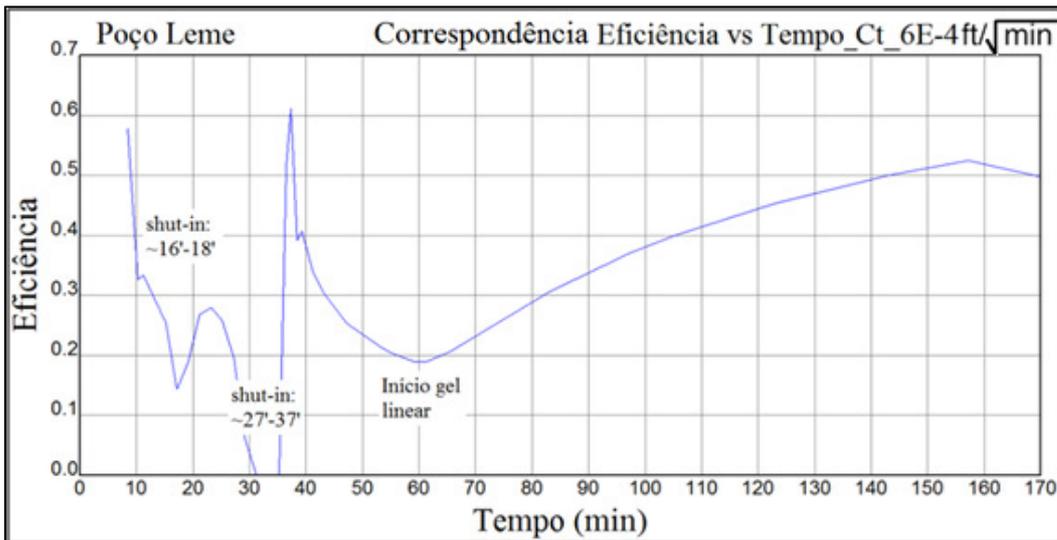


Figura 4.1.3 Eficiência do fraturamento para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

A **Figura 4.1.4** apresenta a mesma figura, mas agora para $Ct = 1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$, seis vezes menor do que o anterior

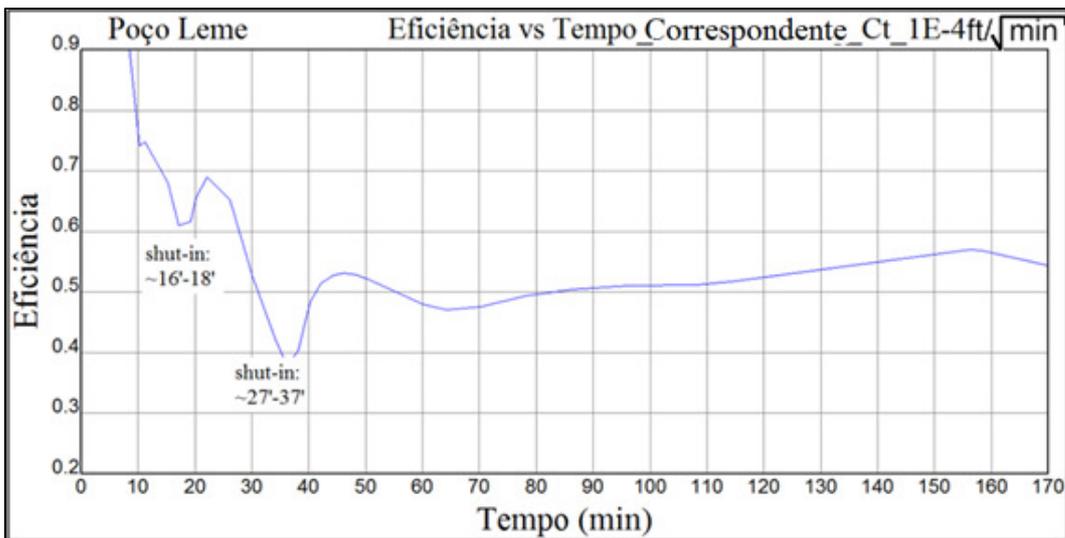


Figura 4.1.4 Eficiência do fraturamento para $Ct = 1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Para Ct seis vezes inferior ao da figura anterior o efeito do *shut-in* é minimizado. Como era de se esperar quanto maior o Ct mais rápido é o declínio de pressão.

A **Figura 4.1.5** apresenta a pressão líquida de fratura (*net pressure*) ao longo da operação para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ e a **Figura 4.1.6** para $Ct = 1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$

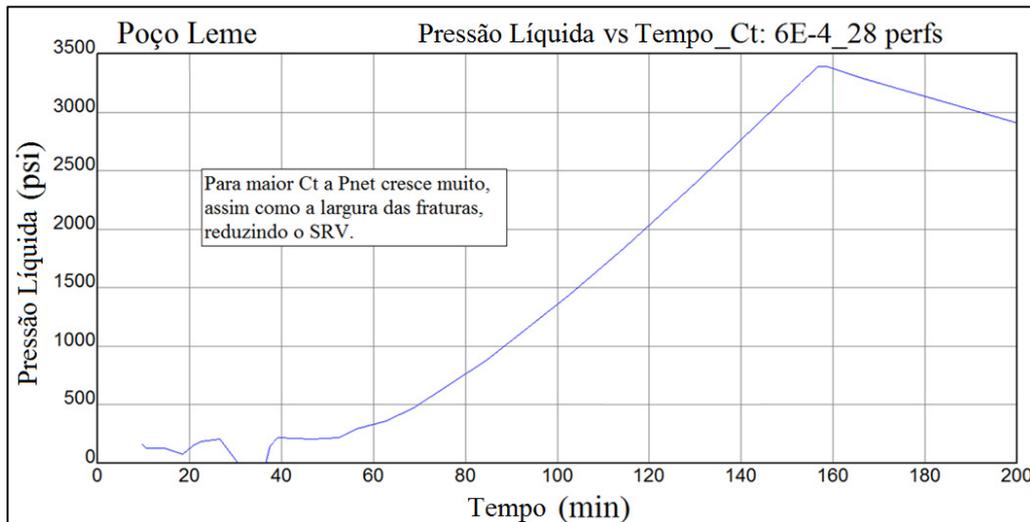


Figura 4.1.5 *Net pressure* para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Os valores de *net pressure* são muito altos, irrealistas, para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

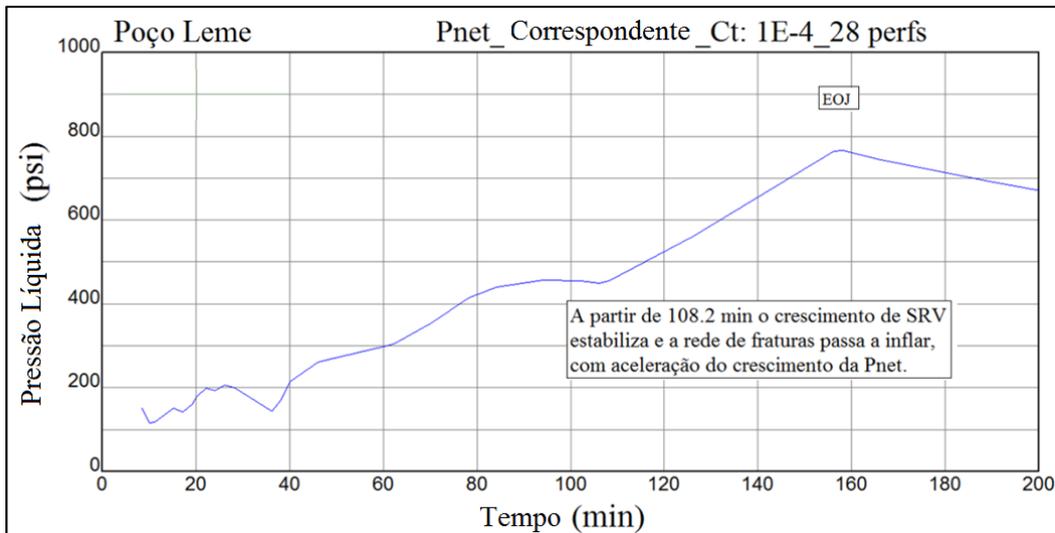


Figura 4.1.6 *Net pressure* para $Ct = 1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Os valores de *net pressure* são razoáveis para $Ct = 1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Quando as perdas de carga nas fraturas crescem, a pressão de fraturamento nestas cresce, resultando em aumento da *Pnet*. Daí passa a haver aumento das aberturas das fraturas, cessando o crescimento da rede (o *SRV* estabiliza).

A **Figura 4.1.7** apresenta as perdas de carga próximo do poço para $Ct = 6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ e intervalo com 28 canhoneados.

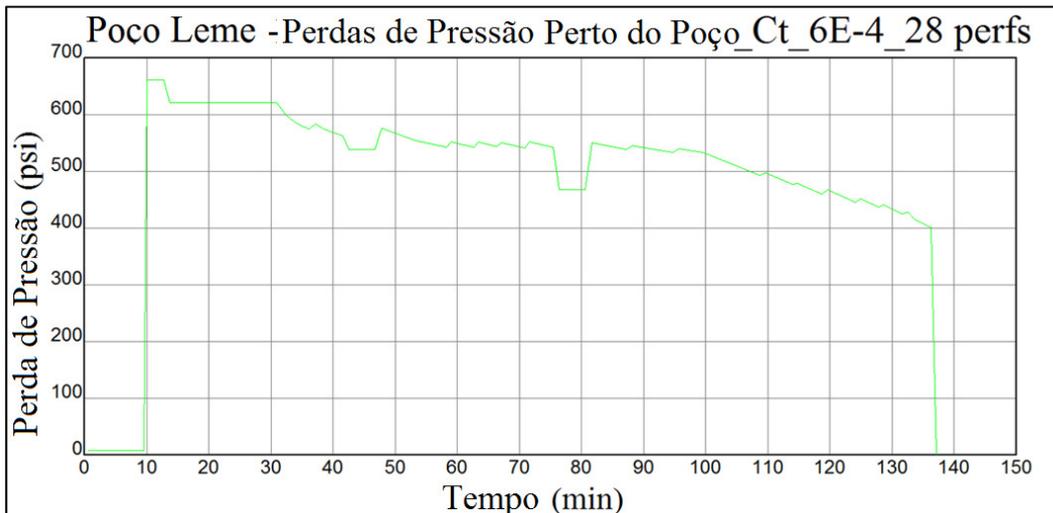


Figura 4.1.7 Perdas de carga próximo do poço para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

As **Figuras 4.1.8, 4.1.9 e 4.1.10** ilustram o volume de reservatório estimulado (SRV) na envoltória em azul e a fratura dominante ou principal sustentada (*propped*) na legenda de cores de condutividade para valores de Ct de $6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$, $4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ e $1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. Nestas L_t é o comprimento de fratura total criado (ou dinâmico), L_p o comprimento total sustentado (*propped*) e h_t e h_p as respectivas alturas e t_c o tempo de fechamento de fraturas.

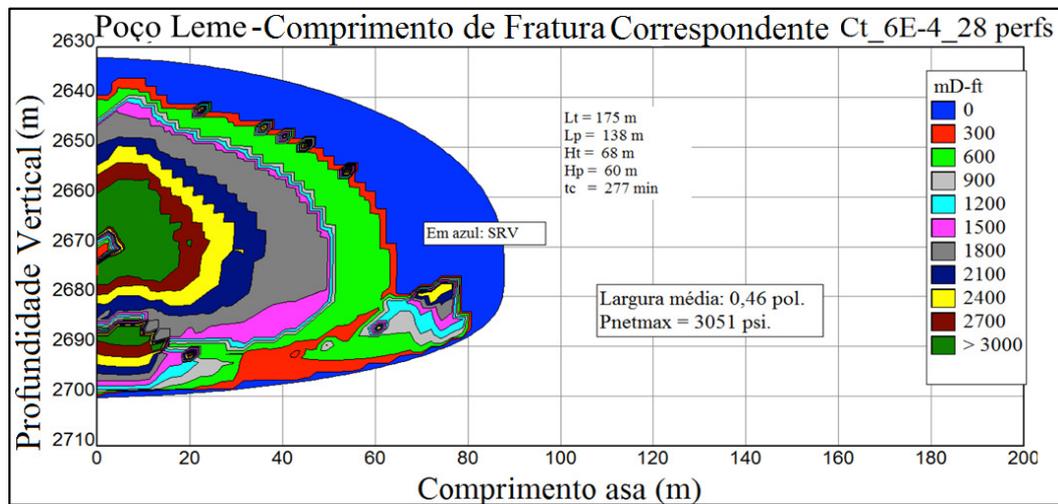


Figura 4.1.8 Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Para o menor valor de Ct ($1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$) teríamos uma abertura de fratura dinâmica média baixa, que poderia levar a *screen-out* e um tempo de fechamento de fratura, que poderia levar à decantação de AS. Para o maior valor de Ct ($6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$) teríamos abertura de fratura dinâmica média alta (atípica para formações de baixa permeabilidade) e P_{net} muito alta.

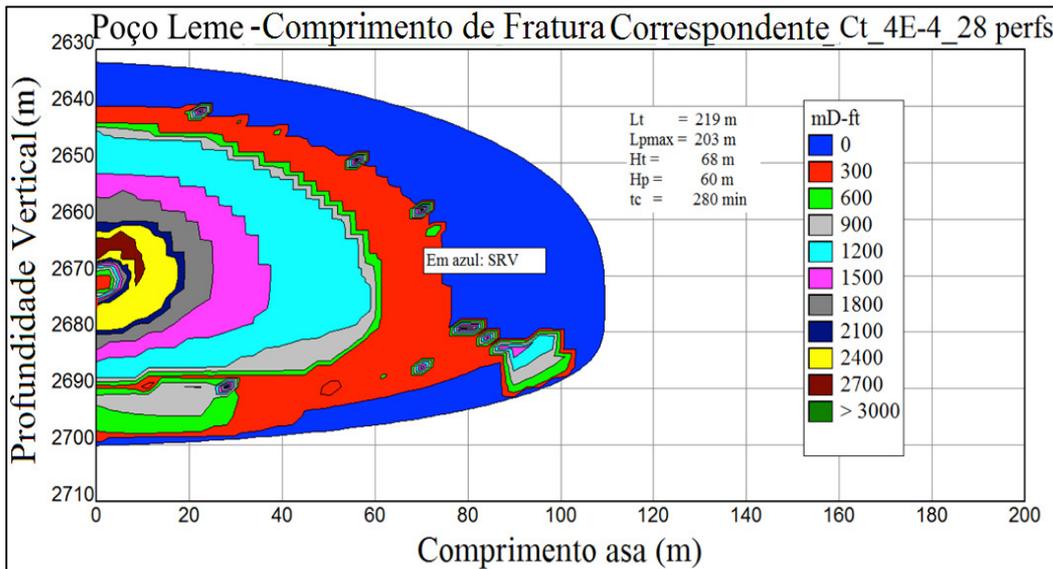


Figura 4.1.9 Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 4E-4$ ft/ $\sqrt{\text{min}}$.

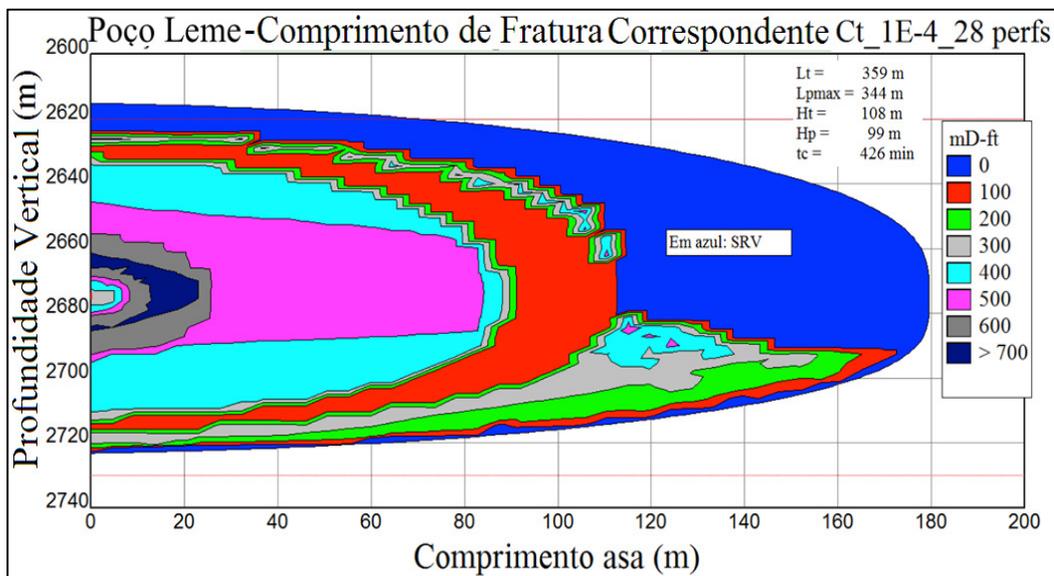


Figura 4.1.10 Geometria fratura dominante (uma asa) para $Ct = 1E-4$ ft/ $\sqrt{\text{min}}$.

As **Figuras 4.1.11, 4.1.12 e 4.1.13** apresentam o volume de reservatório estimulado para valores de Ct de 6×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$, 4×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$ e 1×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$, respectivamente,

As figuras e o *report* de volume de reservatório estimulado (SRV) mostram que este varia de 160,62 milhões de galões (608.000 m^3) a 1,175 bilhão de galões ($4.448.900 \text{ m}^3$) para os Ct de 6×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$ e 1×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$, respectivamente.

As **Figuras 4.1.14, 4.1.15 e 4.1.16** apresentam as aberturas das fraturas na rede para valores de Ct de 6×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$, 4×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$ e 1×10^{-4} ft/ $\sqrt{\text{min}}$, respectivamente

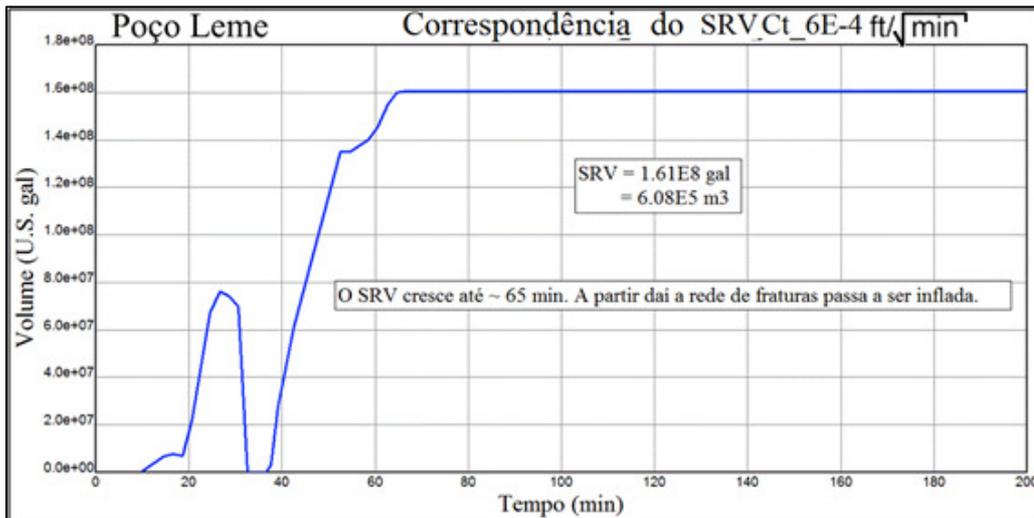


Figura 4.1.11 Volume reservatório estimulado para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

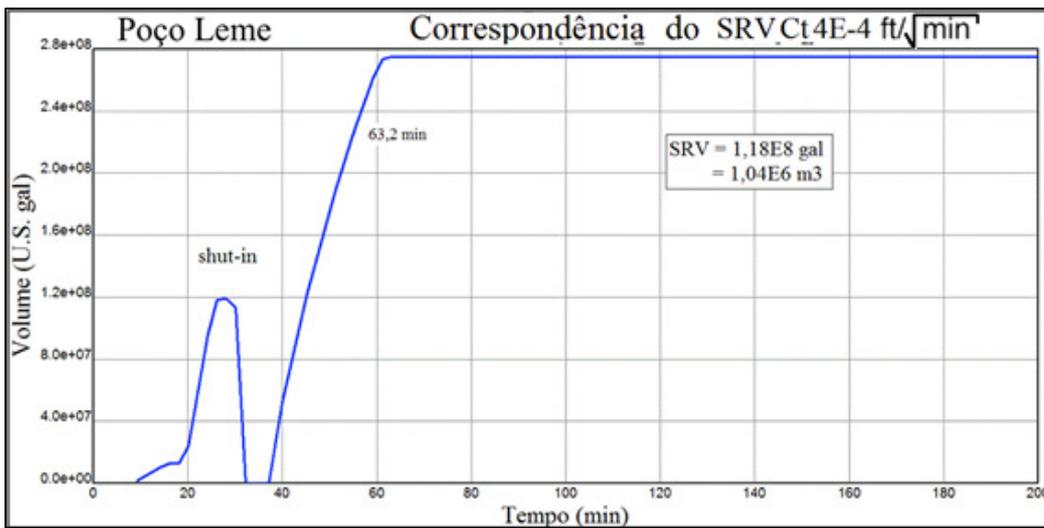


Figura 4.1.12 Volume reservatório estimulado para $Ct = 4E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

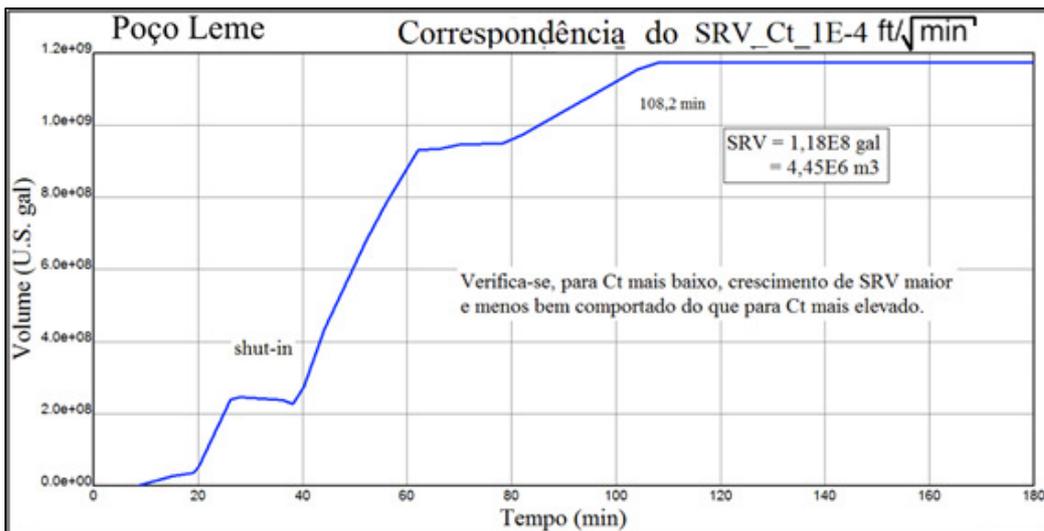


Figura 4.1.13 Volume reservatório estimulado para $Ct = 1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

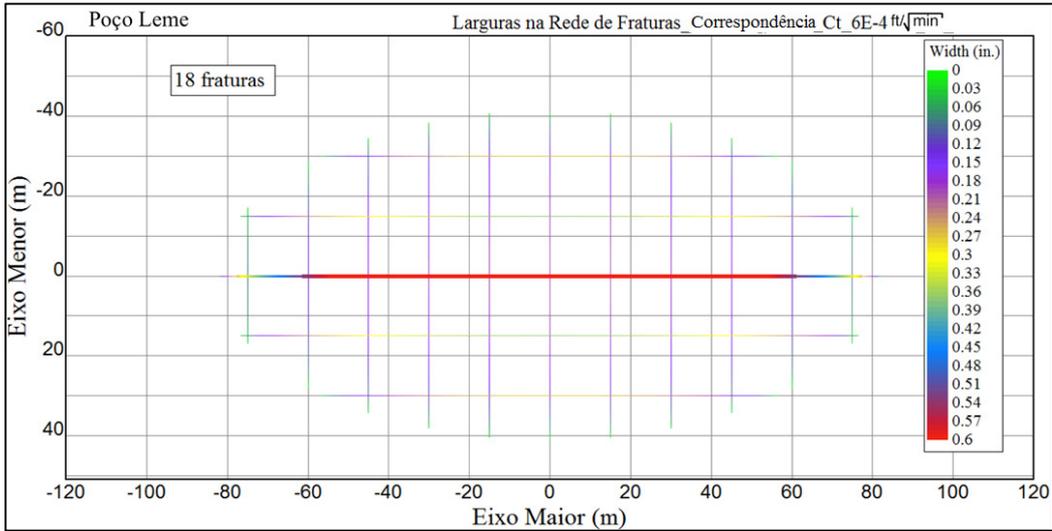


Figura 4.1.14 Aberturas na rede para $Ct = 6E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

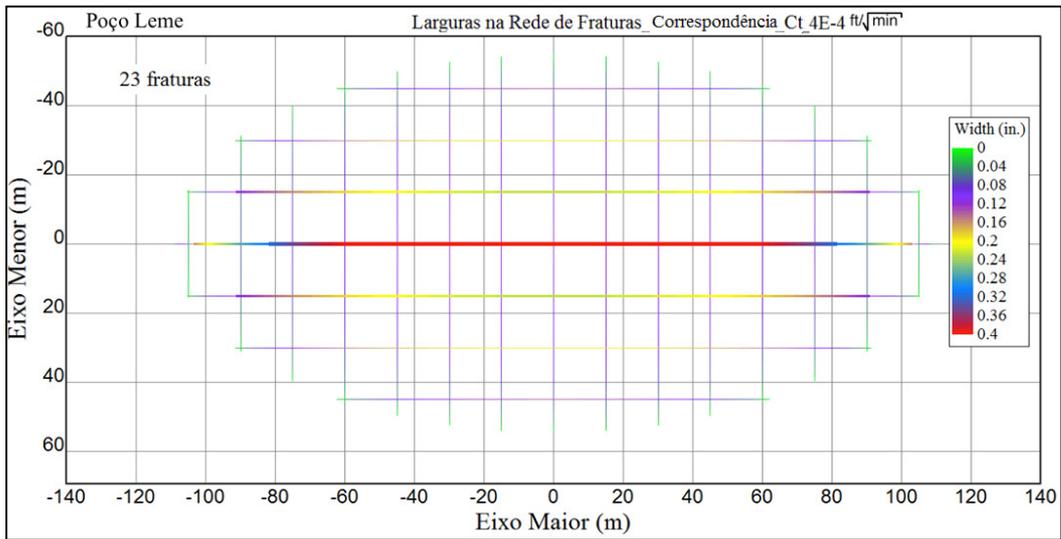


Figura 4.1.15 Aberturas na rede para $Ct = 4E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

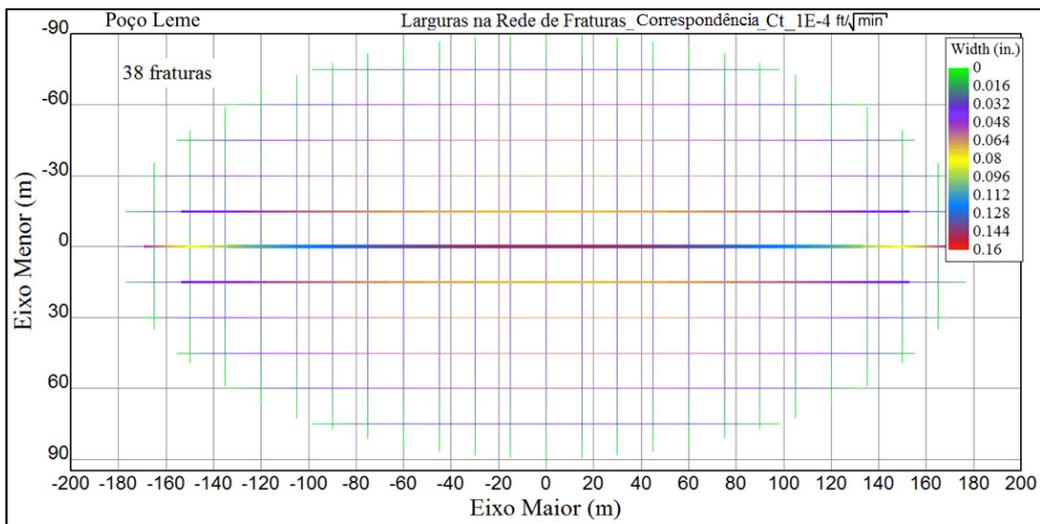


Figura 4.1.16 Aberturas na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

O Quadro 4.1.1 apresenta um resumo de resultados para o 1º faturamento (estudo de caso). Consideramos os valores para $Ct = 4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ os mais prováveis e sugerimos que toda a faixa de valores seja considerada para análise integrada com ajuste de produção, microsísmica, perfis de produção e traçadores.

Quadro 4.1.1 Resumo de resultados – 1º Fraturamento

Ct	$1 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$	$4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$	$6 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$
<i>Lt</i>	359 m	219 m	175 m
<i>Lp</i>	344 m	203 m	138 m
<i>ht</i>	108 m	68 m	68 m
<i>hp</i>	99 m	60 m	60 m
<i>w_{avg} EOJ</i>	0,09 pol	0,31 pol	0,46 pol
<i>P_{net max}</i>	766 psi	2360 psi	3051 psi
<i>tc</i>	426 min	280 min	277 min
<i>SRV</i>	4,45E6 m ³	1,04E6 m ³	0,608E6 m ³
Nº fraturas	38	25	18

As simulações com distribuição de AS uniforme apresentaram ocorrência de *tip screen out* (área de fratura constante e *Pnet* crescente) até o fechamento das operações, independente das razões de abertura e das sequencias de injeção. Verificou-se então a necessidade de se rodar as simulações considerando a distribuição de AS somente na fratura principal para averiguar os resultados no comportamento das fraturas. Observa-se na Figura 4.1.17 que se alcançou uma fratura mais homogênea, sustentada e empacotada na opção com AS somente na fratura principal, contra uma fratura não sustentada e mal distribuída, quando a opção é com AS uniformemente distribuído, inclusive com a operação terminando com *tip screen out*. Nota-se que que em ambos os casos a malha acusa sustentação nas fraturas secundárias.

Foram rodadas várias tentativas, variando razão de abertura, sequência de bombeio com suas concentrações, espaçamento entre fraturas secundárias, não se conseguindo em nenhuma simulação com AS uniformemente distribuído, alcançar uma fratura com sustentação bem distribuída e empacotamento ao final da operação.

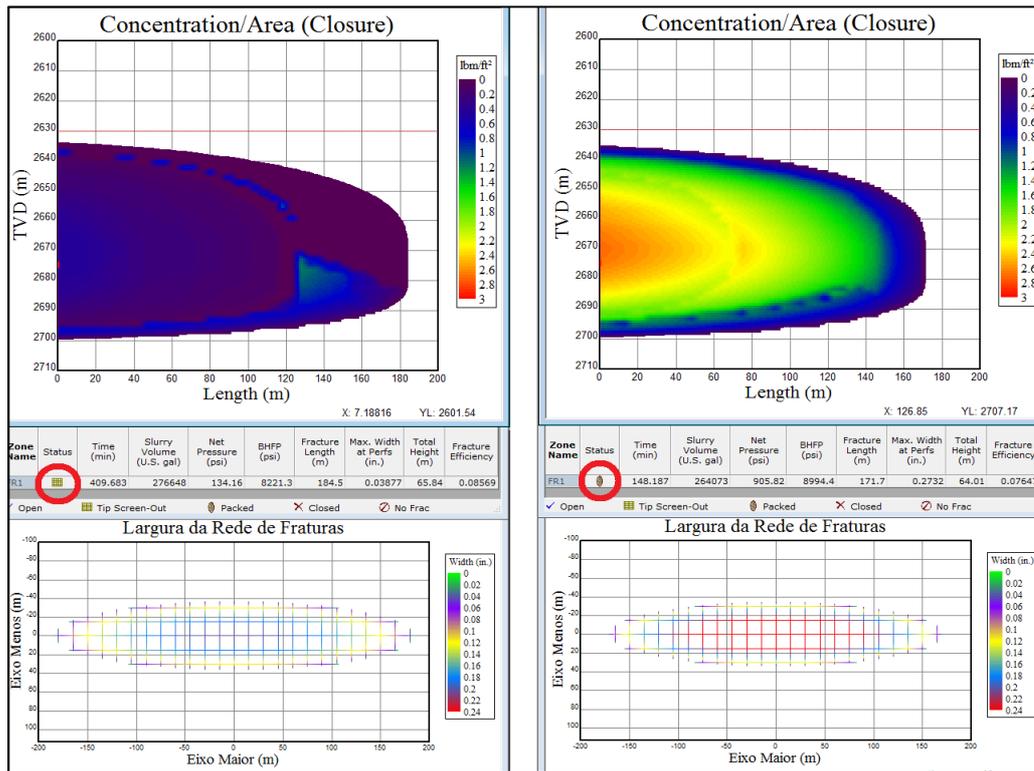


Figura 4.1.17 Simulação com AS distribuído uniformemente e com AS somente na fratura principal. A seguir são apresentadas algumas figuras da rede de fraturas em 3D.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1521291/CA

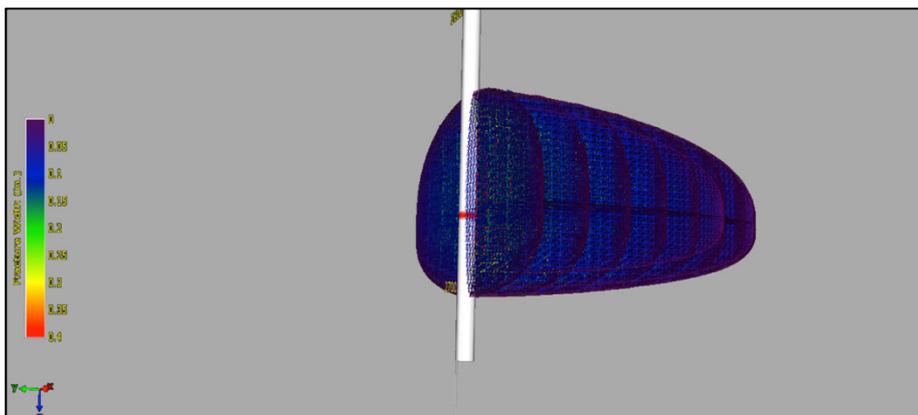


Figura 4.1.18 Abertura das fraturas na rede para $Ct = 6E-4 \text{ ft}^3/\text{min}$.

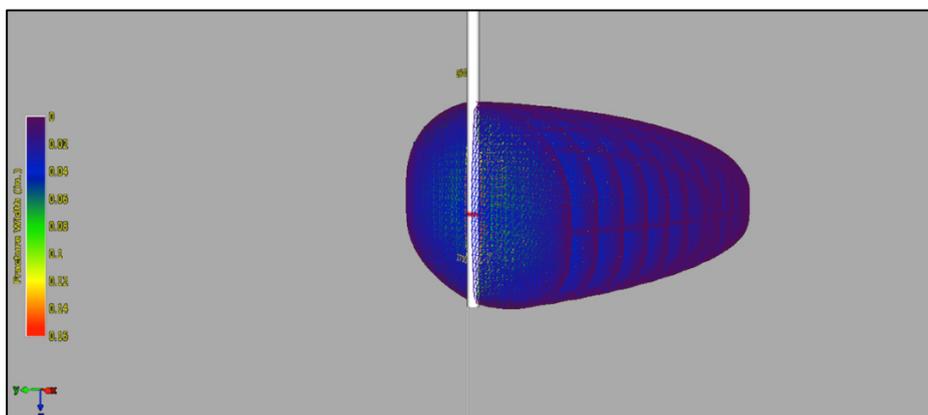


Figura 4.1.19 Abertura das fraturas na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}^3/\text{min}$.

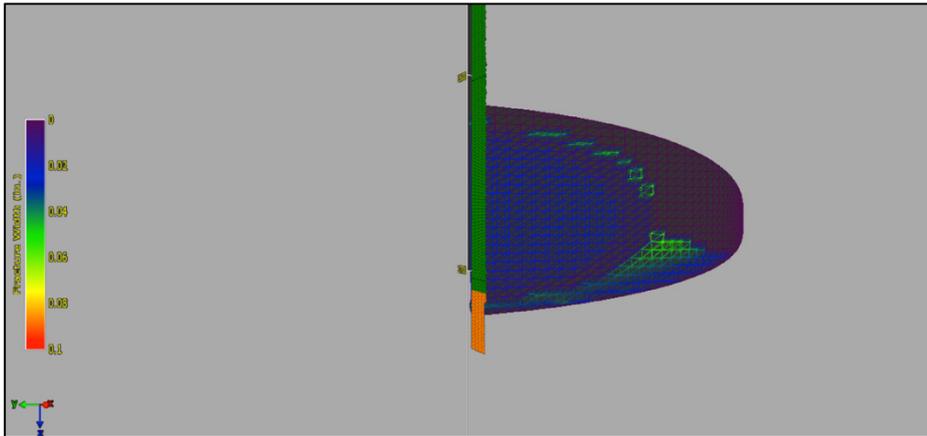


Figura 4.1.20 Condutividade das fraturas na rede para $Ct = 1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

Cumprе ressaltar que este estudo de caso focou o primeiro e mais profundo de uma série de quatro fraturamentos realizados em sequência no mesmo poço. A **Figura 4.1.21** apresenta um desenho esquemático das sete fraturas principais ou dominantes dos quatro fraturamentos para $Ct=1E-4 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$. A simula o não considera interferência entre os fraturamentos, mas apenas entre as múltiplas fraturas em cada fraturamento. Esta representa o visa principalmente servir de referência para compara o com a micross smica, pois espelha o máximo de extensão vertical das fraturas.

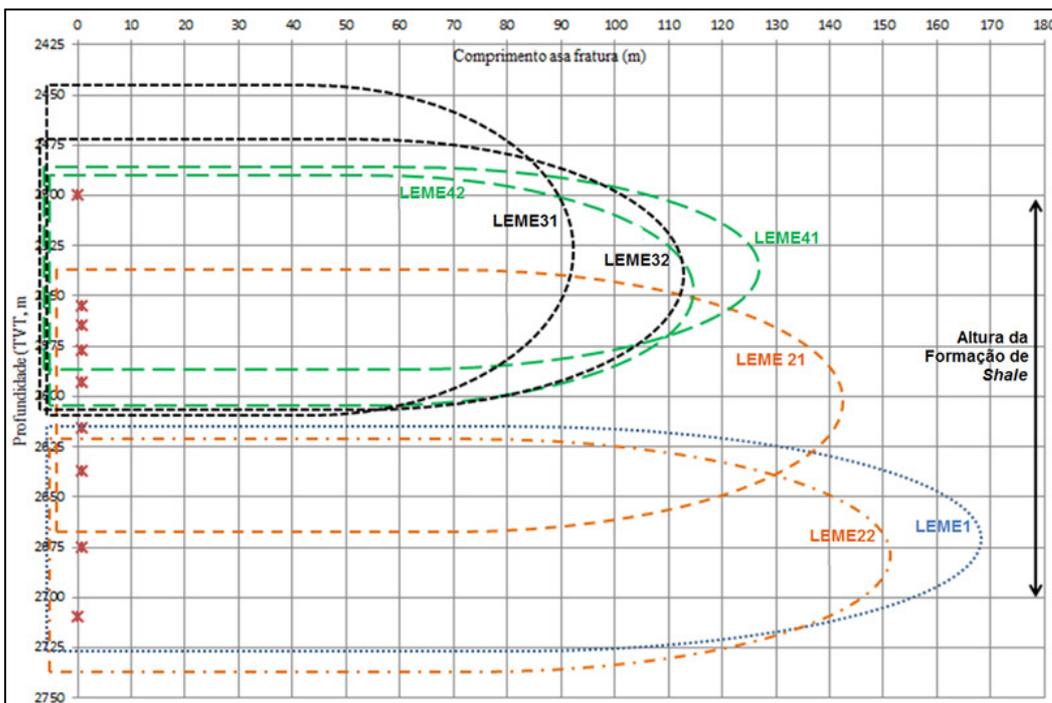


Figura 4.1.21 Desenho esquemático das sete fraturas principais no poço Leme

Verifica-se grande sobreposi o de fraturas principais. Em termos de volume de reservatório estimulado (*SRV*) seria frágil a justificativa de realiza o

das fraturas LEME22, LEME32 e LEME41 e LEME42. As mesmas poderiam contribuir para a geração de maior permeabilidade média do meio.

4.2 Análise de Sensibilidade para Variações de Ct .

A Pressão Líquida cresce linearmente com o crescimento do Coeficiente de Filtrado Total. Acima de 1000 psi a pressão líquida se torna irreal para os valores de operação, criando-se, assim, uma linha de corte para definição do Ct utilizado nas simulações. Comparando a **Figura 4.2.1** com o Gráfico de altura média DFN (**Figura 4.2.2**), cumpre ressaltar, a relação entre altura de fratura maior para menores valores de P_{net} , o que é o oposto do usual em fratura planar convencional.

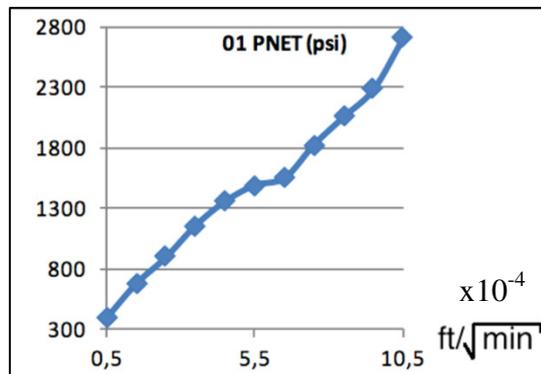


Figura 4.2.1 Gráfico de Pressão Líquida (P_{net}) por Coeficiente de Filtrado Total.

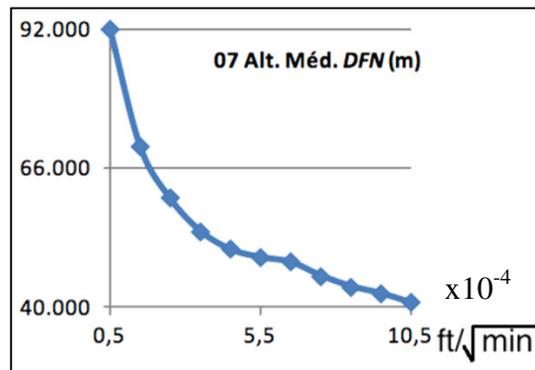


Figura 4.2.2 Gráfico de Altura média DFN por variação de Ct .

A diminuição de Ct implica maior comprimento (**Figura 4.2.3**) e altura (Figura 4.2.2) e menor abertura de cada fratura dominante (tanto ao final do bombeio, quanto após o fechamento das fraturas); os maiores comprimento e altura geram maior volume de reservatório estimulado (SRV) e, portanto, maior volume drenado pelo poço. Como o simulador nos força a fixar o espaçamento entre planos de fraturas discretas, o maior volume de SRV com mesmo

espaçamento, resultará num maior numero de fraturas secundárias. Lembrando que o *SRV* não leva em conta o volume criado por abertura de fratura e sim pelas dimensões de altura e comprimentos nas duas direções principais.

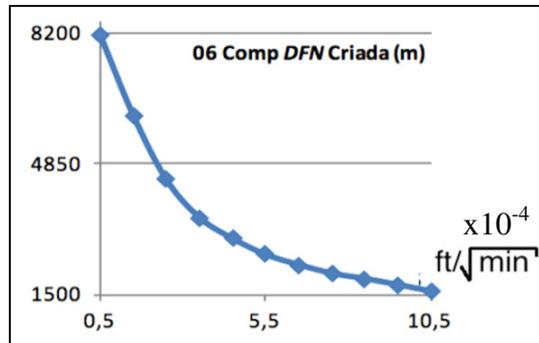


Figura 4.2.3 Gráfico de Comprimento de *DFN* por variação de *Ct*.

Os menores valores de abertura, associada a menor pressão líquida de fraturamento, *Pnet*, pode levar ao embuchamento das fraturas, i.e., ao impedimento do transporte de agentes de sustentação no interior das fraturas em direção as suas extremidades, sendo este também um critério para definirmos a faixa de valores aceitáveis para o *Ct*. Observamos isto comparando a Figura 4.2.1 com as Figuras 4.2.4 e 4.2.5.

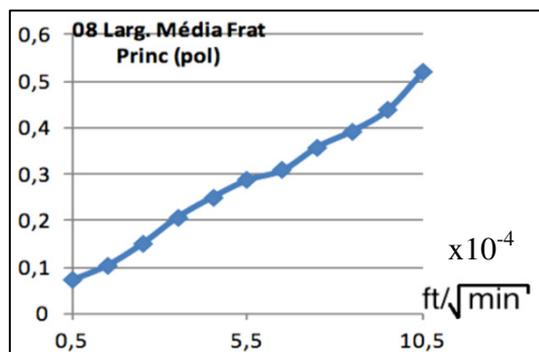


Figura 4.2.4 Gráfico de Abertura Média da Fratura Principal por variação de *Ct*.

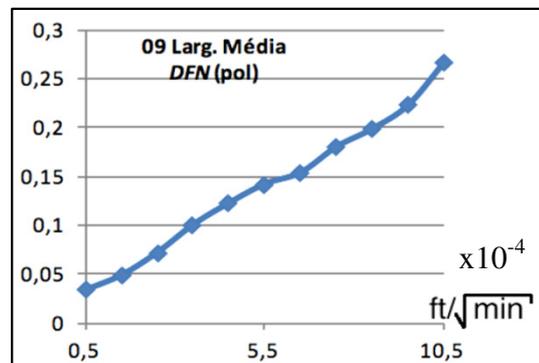


Figura 4.2.5 Gráfico de Abertura Média de *DFN* por variação de *Ct*.

Comparando as Figuras 4.2.4 e 4.2.5 com a Figura 4.2.6, Concentração/Área média da rede *DFN*, observamos a criticidade de termos ao

final da operação (*EOJ*), uma abertura de fratura com tendências de “*embedment*”, propriedade da formação de fechar a fratura mesmo com deposicionamento de AS, onde este penetra na formação por punção.

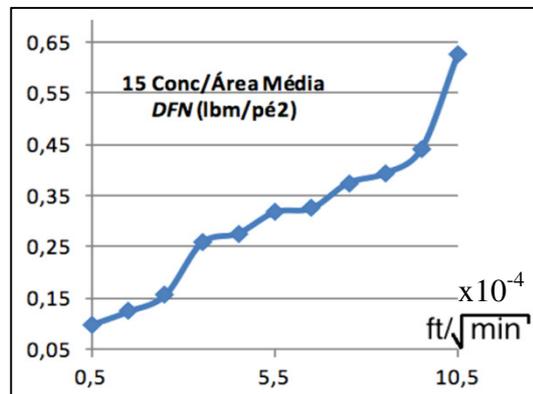


Figura 4.2.6 Gráfico de Concentração por Área Média de DFN por variação de Ct.

Comparando o gráfico de volume sustentado de rede DFN (**Figura 4.2.7**) com volume sustentado da fratura principal (**Figuras 4.2.8**), observamos que um Ct mais elevado garante a sustentação da fratura principal pelo propante em detrimento das secundárias, chamando a atenção que para os *Cts* maiores encontramos uma estabilização da variação do volume de fratura sustentada secundária. No Ct mais baixo há uma melhor distribuição de AS entre a fratura principal e as fraturas secundárias. Importante observar que o gráfico de volume de DFN tem escala 7 vezes maior que o gráfico de volume da fratura principal (a curva do volume de fratura principal na escala do gráfico de volume DFN seria quase uma reta horizontal).

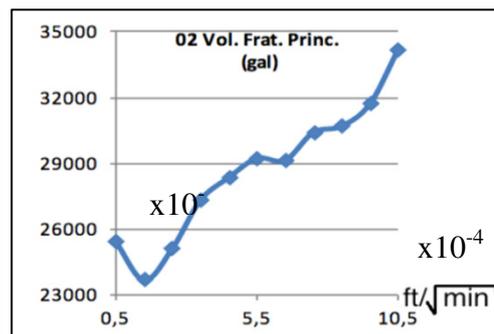
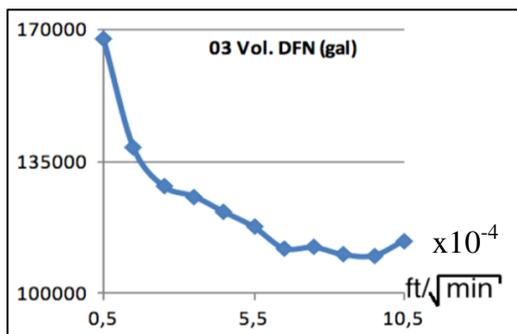


Figura 4.2.7 Gráfico de Volume de DFN por variação de Ct

Figura 4.2.8 Gráfico de Volume da fratura principal por variação de Ct.

Nas formações de baixa permeabilidade buscamos o maior valor de *SRV* possível (desde que não extrapole a formação de interesse). Qualquer permeabilidade mínima na fratura, comparada com a permeabilidade da formação é suficiente para produzir da formação sem criar pontos de limitação de fluxo,

diferente do considerado no fraturamento convencional que usa o mínimo de 0,2 lb/ft² de concentração de AS para considerar uma fratura condutiva. A Figura 4.2.2, altura média de *DFN* e Figura 4.2.3, comprimento *DFN* criado, são os principais objetivos de uma estimulação em formação não convencional. O volume *DFN* (Figura 4.2.7) e o volume da fratura principal (Figura 4.2.8) não gera preocupação nos valores mais baixos, desde que se mantenham acima do limite de concentração mínima (Figura 4.2.6), tendo os valores mais altos desperdício de material.

As **Figuras 4.2.9 e 4.2.10**, confirmam que para maiores valores de *Ct*, ocorre menores comprimentos de fratura principal e comprimento total (somatório) de *DFN*. No entanto valores baixos de *Ct*s, apesar de gerar fraturas de maior comprimento, ocorre uma baixa deposição de AS forçando os gráficos de comprimento de fratura sustentada para valores mais baixos. Temos então uma região de valores máximos destacados para *Ct*s entre $1,5 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$ e $5,5 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

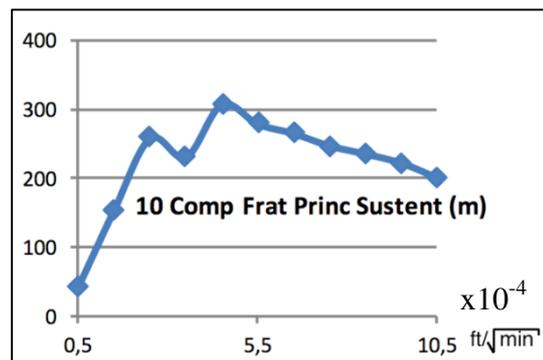


Figura 4.2.9 Gráfico de Comprimento de Fratura Principal Sustentada por variação de *Ct*.

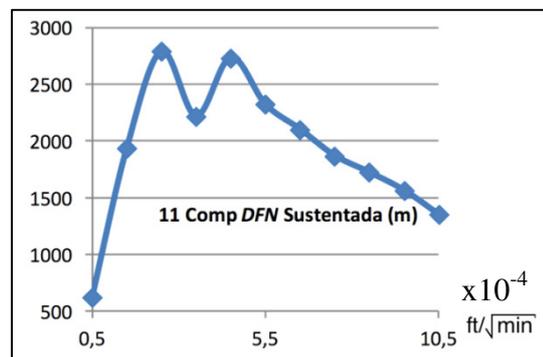


Figura 4.2.10 Gráfico de Comprimento de *DFN* Sustentada por variação de *Ct*.

O simulador MShale, considera área de fratura, quando se obtém sustentação, conforme se verifica na **Figura 4.2.11**, pois está desprezando a área de fratura não sustentada, conforme acompanha o gráfico da Figura 4.2.10. Porém

se observa que algumas fraturas mesmo não sustentadas, criam uma permeabilidade devido ao deslocamento relativo entre faces da fratura, que ao se fecharem não se encaixam na forma original, deixando espaços permeáveis ao fluxo.

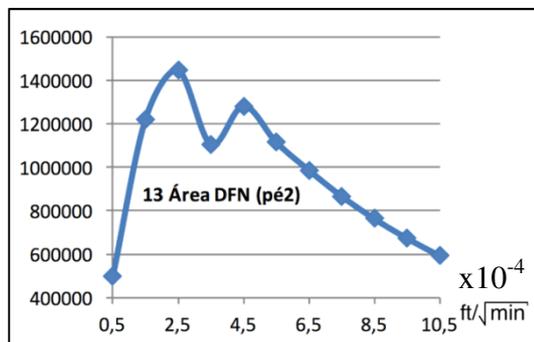


Figura 4.2.11 Gráfico de Área DFN por variação de Ct.

4.3 Análise de Sensibilidade para Variações de Espaçamento entre Planos de Fratura.

O espaçamento ou a distância perpendicular entre fraturas do conjunto nos planos x - y , y - z e x - z foram introduzidos no capítulo 3.1. Quanto mais próximas as fraturas em qualquer plano dado, maiores os fatores de interação de fratura. Somente as fraturas no mesmo plano supostamente interagem. A dilatância na interface é ignorada, ou seja, na interseção dos planos de fratura que se cruzam de forma perpendicular devido a discricção, não sofrem interferência uma da outra.

O valor utilizado no espaçamento do estudo do **Item 4.1** foi o valor de referência de 15 m. Agora nesta análise foram feitas simulações variando o espaçamento entre 1 e 20 m, observando os resultados para Pressão líquida (P_{net}), Eficiência de fluido e a geometria final (comprimento, abertura e altura) da DFN no instante final (EOJ), utilizando o coeficiente de filtrado total com valor de $4 \times 10^{-4} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$.

A Razão de Aspecto é definida no item 3.1.2.2. Estamos usando uma razão de aspecto de 0,5. Conforme a **Figura 4.3.1**, se verifica um aumento de abertura e comprimento de rede de fratura discreta para espaçamentos maiores. Com espaçamento de 1 metro entre planos de fratura, a DFN apresentou um comprimento total de 100 metros e com 20 metros de espaçamento um comprimento total de 360 metros.

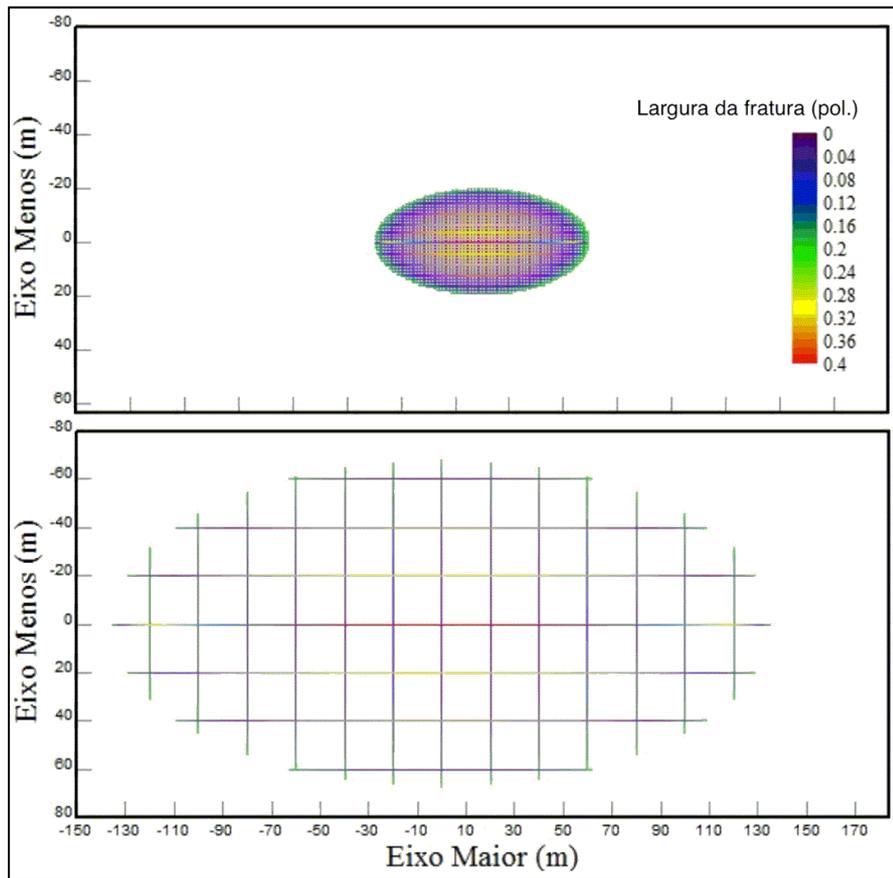


Figura 4.3.1 Geometrias das DFNs em vista superior para espaçamentos de 1 m e 20 m.

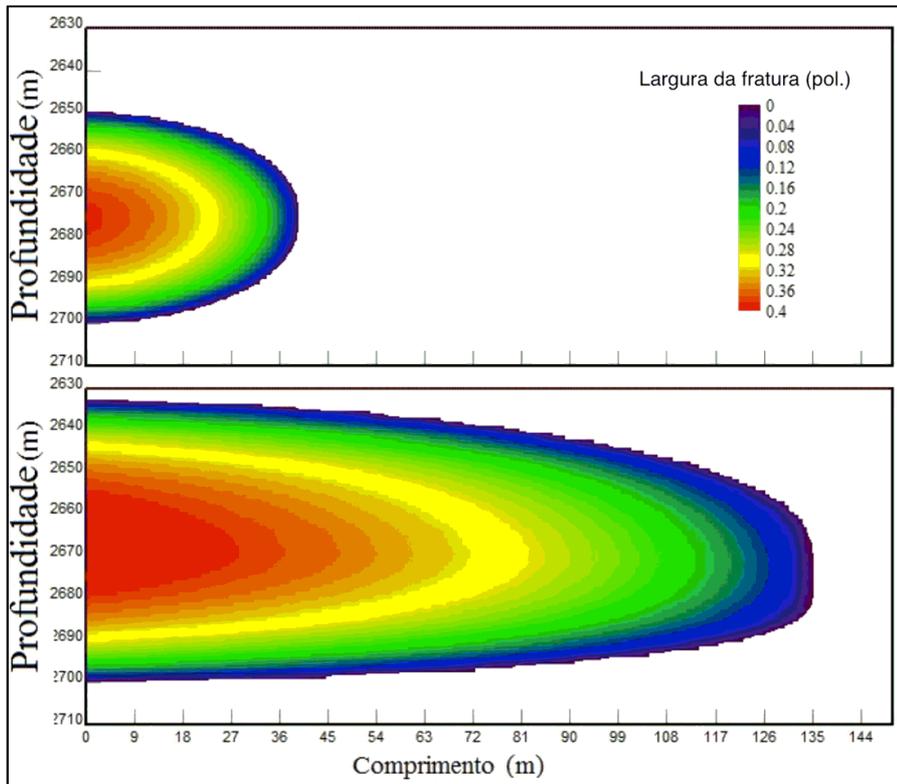


Figura 4.3.2 Geometria das fraturas principais para espaçamentos de 1 m e 20 m

A eficiência apresentou diferença no início, tendo depois se aproximado a valores semelhantes, com picos de 0,45 e 0,46, respectivamente ao menor e maior espaçamento (**Figura 4.3.3**).

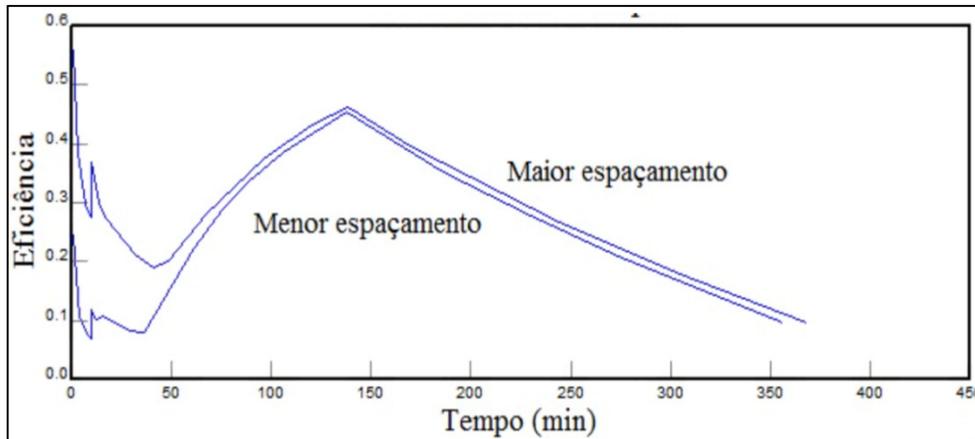


Figura 4.3.3 Gráfico de Eficiência x tempo para espaçamentos de 1m e 20m.

A pressão líquida também apresentou diferença, alcançando 7551 *psi* no espaçamento de 1 metro e 1766 *psi* para o afastamento de 20 metros (**Figura 4.3.4**).

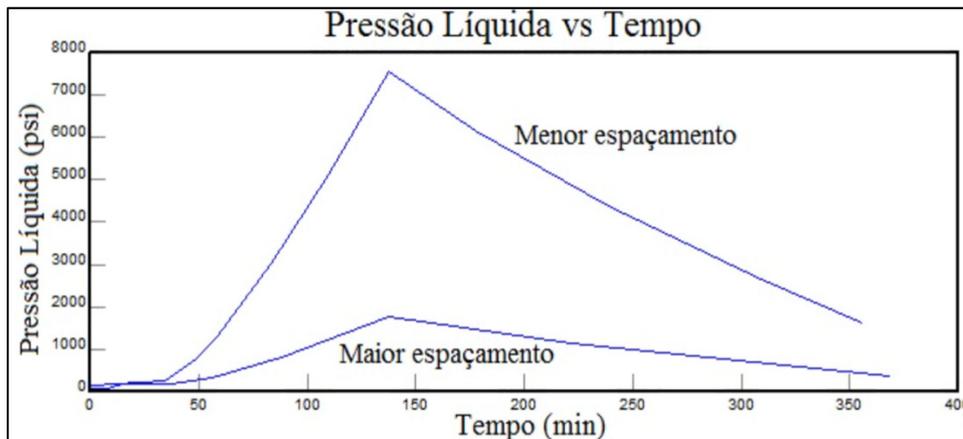


Figura 4.3.4 Gráfico de Pressão Líquida x Tempo para espaçamentos de 1 m e 20 m.

Vale lembrar que pressões liquidadas acima de 1500 *psi* se tornam irreais para operação. Cabe informar também que todas as variações de P_{net} , geometrias e eficiência seguiram uma linearidade em relação à variação dos espaçamentos de 1m para 20m, de 1 em 1 metro.

Podemos ver que até os 100 minutos (1^{os} dois terços da operação) as eficiências são diferentes, após este período a eficiência quase se iguala nos dois casos com espaçamentos entre planos diferentes. A pressão líquida muito maior na simulação com espaçamento menor, demonstra uma maior interação entre

planos próximos dificultando a abertura das fraturas. Estas diferenças de eficiência e Pressão líquida nos faz concluir que o simulador considera a interação entre planos de fratura próximos para as propriedades elásticas da formação. A **Figura 4.3.5** ilustra a interação entre planos de fratura, tendo as fraturas mais próximas, maior resistência à abertura.

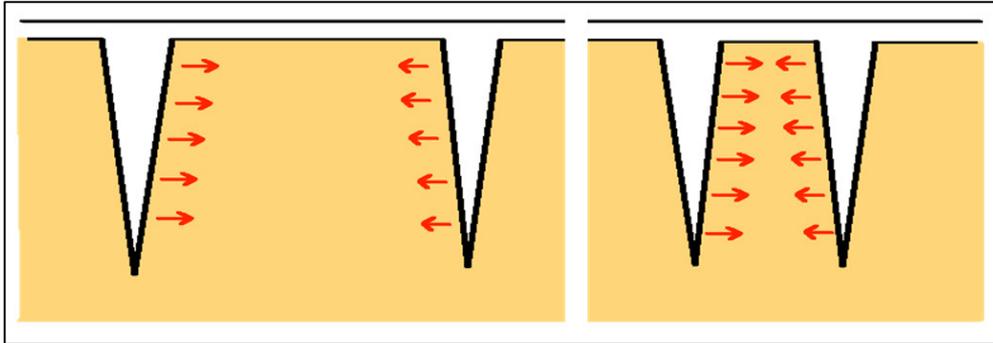


Figura 4.3.5 Comparando interações entre planos de fraturamento com espaçamento diferente.

A **Figura 4.3.6** apresenta o Fator de interação de influência elástica, apresentado pelo Guia do Usuário do MShale onde mostra a relação entre espaçamento, altura e interação entre planos de fratura.

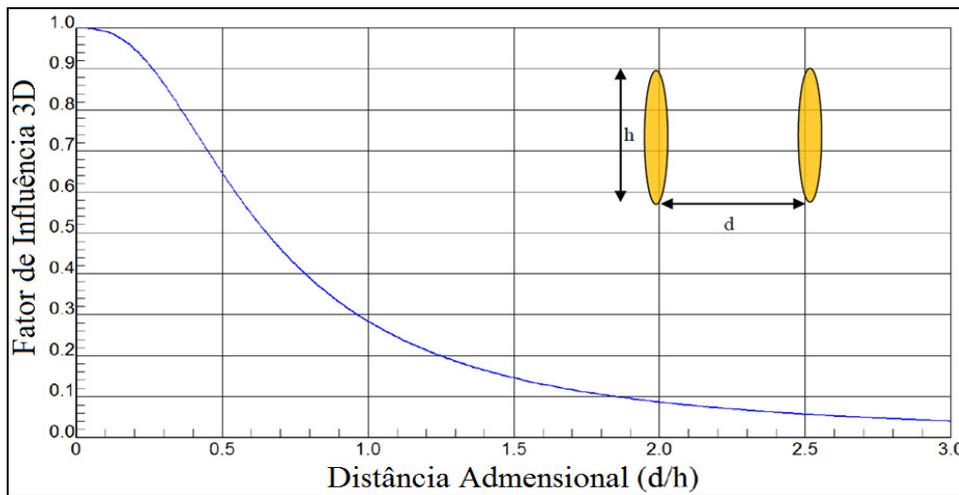


Figura 4.3.6 Fator de interação de influência elástica versus distância adimensional (Adaptado de Meyer et al. 2011).

Confirmando então pelo gráfico de eficiência e pelo gráfico de pressão líquida, a relatividade da interação entre fraturas mais próximas.

5 Conclusões, Recomendações e Sugestões sobre o Simulador

i) O uso de software convencional para projeto de fraturamento, como o MFrac da mesma suíte desenvolvedora, em gás/óleo de folhelho é atrativo por sua rapidez. Entretanto, quando se adota simplesmente uma fratura planar por ilha de canhoneados estes softwares geram geometria de fratura irrealista, com grandes comprimentos de fratura. Além do que, quando se faz uso da opção de múltiplas fraturas em paralelo ou ramificação os resultados são insatisfatórios pela incapacidade do software em considerar toda a rede de fraturas. Portanto, o uso de software convencional é inadequado para gás/óleo de folhelho.

ii) Nos projetos de fraturamento hidráulico com o software MShale e similares é necessário assumir três características da rede de fratura a ser criada para se resolver, numericamente, um conjunto de três equações com seis incógnitas. Assumimos o espaçamento entre as fraturas secundárias (15 m), a razão de aspecto de 0,5 (comprimento do elipsoide estimulado igual ao dobro de sua largura), e valores para outros parâmetros como detalhado no corpo do trabalho. Por isto os projetos devem ser calibrados empiricamente com os resultados das operações e da produção dos poços em cada área específica. A abordagem empírica requer monitoração cuidadosa das operações (registro de pressão, vazão, volumes e massas e realização de microsísmica) e da produção do poço (*PLT*, traçadores, histórico de produção).

iii) No caso real estudado, apesar do ajuste da pressão de bombeio estar razoável, o declínio após o bombeio está desajustado. A calibração do C_t pelo declínio de pressão está limitado a uma análise qualitativa pelo motivo de termos um registro curto. Percebe-se que o declínio de pressão após o fraturamento indica efetividade do fraturamento na criação/ativação de uma rede de fraturas, aumentando a transmissibilidade do meio. Um ajuste de C_t , usando o declínio após bombeio, para considerar uma formação mais fechada, começa a entrar em conflito com os resultados de simulação com valores de pressão líquida muito altas e irrealis. É importante manter os registros da operação em tempo suficiente para se ter melhores ajustes.

iv) A diferença no *ISIP* após o *SDT* e o *ISIP* do fraturamento, pode indicar complexidade à meia distância do poço (*mid-field fracture network*) oriunda da rede de fraturas.

v) Em um fraturamento híbrido, o primeiro colchão, o *slickwater*, é o gerador dos comprimentos e alturas das redes de fraturas. E os géis lineares e reticulados os responsáveis pelo aumento das larguras finais das fraturas sustentadas. O interesse do projetista de fraturamento é criar a maior rede de fraturas sustentadas possíveis. O simulador oferece liberdade de adotar razão de abertura (*Aperture Ratio*) entre os três planos principais. O valor colocado se refere à proporção da abertura das fraturas secundárias nos três planos em relação à abertura da fratura principal. Em grandes profundidades podemos considerar o plano horizontal nulo devido ao alto valor de *overburden*. Em todos os casos simulados foi considerada distribuição uniforme de AS por toda a rede. Porém, independente das razões de abertura utilizadas, todas as tentativas de simulação com distribuição de AS uniforme, resultou em fechamento de operação com *tip screen out* (volume de reservatório estimulado constante com *Pnet* crescente), como se o AS não tivesse entrando nas fraturas secundárias, mesmo variando o programa de bombeio. Em seguida, feita a simulação considerando AS somente na fratura principal (variando *Aperture Ratio*), o final de operação acusou empacotamento das fraturas, mesmo com os gráficos de *Pnet* e *SRV* acusando *tip screen out* durante a operação.

Os gráficos de abertura/concentração de AS apontaram fraturas secundárias sustentadas após fechamento em ambas as opções (AS uniforme e AS somente na fratura principal). Ficou então uma questão a se estudar referente à efetividade da mobilidade de AS para as fraturas secundárias.

Seria necessário um estudo mais aprofundado para se esclarecer o motivo desta incongruência.

vi) O MShale permite variar o *Ct* como função do tempo ou como função da pressão. Não foi habilitada a variação do *Ct* com o tempo mesmo para fluidos com propriedades diferentes, principalmente viscosidades muito diferentes, pela assunção de que o *Ct* é invariável e indiferente à natureza do fluido em formações de baixíssima permeabilidade.

Não foi habilitada a opção de variação do C_t com a pressão, pois não há evidências diretas de atuação de mecanismos do tipo *PDL (Pressure Dependent Leakoff)*.

O MShale não apresenta a opção de se considerar, para cada fluido utilizado, o seu respectivo coeficiente de filtrado total, opção que aparece no simulador MFrac do mesmo pacote do Meyer.

É sugerida, entretanto, a verificação da análise dos declínios de pressão para corroborar a não utilização da opção de variação de C_t como função da pressão.

viii) Os simuladores no caso de folhelho somente se preocupam com a parte mineral da rocha, desconsiderando a parte maceral (querogênio no folhelho e carvão). Com isso, toda a parte de produção e econômica fica comprometida (Rosolen, M. A.; comentário pessoal).

6 Referências bibliográficas

- Adda-Bedia, M. and Amar, Ben M.; **Fracture Spacing in Layered Materials**, The American Physical Society, Vol. 86, No. 25, June 2001.
- Britt, L.K. and Smith, M. B.; **Horizontal Well Completion, Stimulation Optimization, and Risk Mitigation**, SPE 125526, September 2009.
- Cipolla C., Maxwell S., Mack M.; **Engineering Guide to the Application of Microseismic Interpretations**, SPE 152165, February 2012.
- Cipolla, C. L.; Warpinski, N. R.; Mayerhofer, M. J.; Lolon, E. P.; Vicent, M. C.; **The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties and Fracture-treatment Design**. SPE 115769, September 2010.
- Economides, **Reservoir Stimulation**, Chapter 6 – Mechanics of Hydraulic Fracturing, Mack e Warpinski,
- Economides, M.; Oligney, R.; Jacó, P.; – **Unified Fracture Design**; Alvin, Texas, 2002.
- Engelder, T.; Lash, G.G.; **Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Causing Big Stir in Appalachia**, The American Oil and Gas Reporter, 2008.
- Engelder, T.; Lash, G.G.; Uzcátegui, R. S.; **Joints sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin**, American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, V. 93, No. 7 Pg. 857-889, July 2009.
- Gidley, L. John; Holditch, A. Stephen, Nierode, Dale E.; Ralph, W. Veatch jr.; **Recent advances in hydraulic fracturing**, 1989.
- Howard, George C.; Fast, C. R.; **Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension** Presented by George C. Howard at the spring meeting of the Mid-Continent District , Divison of Production, Tulsa, Oklahoma, April 1957.
- Jacot, R.H.; Bazan, L.W. e Meyer, B. R.; **Technology Integration – A Methodology to Enhance Production and Maximize Economics in Horizontal Marcellus Shale Wells**, SPE 135262, Spetember 2010.
- King, George E.; **Thirty Years of as Shale Fracturing: What Have We Lernerd?**, SPE 133456, September 2010.

McLennan, John; **Modeling and Simulation in Tight Gas Sands with Different Fracture Orientation and Studying Impacts of Geo-Mechanical Properties in Tight Gas Sands**, AiChE Annual Meeting, 2011.

Meyer, Bruce R.; Bazan, Lucas W.; **A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures: Theory, Parametric and Case Studies.**, SPE 140514, January 2011.

Meyer User's Guide, 8th edition, 2010, p.p. 630-658.

OECD/IEA, **Gold Rules for a Golden Age of Gas**. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. International Energy Agency, 2012.

Olson, J.E.; **Spatial Organization of Natural Fractures: A Geomechanics Approach**, http://www.pe.utexas.edu/~jolson/utig-talk_files/v3_document.htm & **Natural Fracture Pattern Development**, <http://www.pe.utexas.edu/~jolson/nat.frac.html>, 2008-2010.

Olson, J.E. and Dahi-Taleghani, A.; **Modeling Simultaneous Growth of Multiple Hydraulic Fractures and Their Interaction with Natural Fracture**'. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 118-121, The Woodlands, 19-21 January 2009.

Peidro, F.; **The Relationship between Fracture Density and the Mechanical Layering of Rocks**, Norwegian University of Science and Technology, 2009.

Perkins, T.K. e Kern, L.R. 1961. Widths of Hydraulic Fractures, *Journal of Petroleum Technology*, September, 1961.

Rodrigues et al.; **Fraturamento Hidráulico em Poços Horizontais em Folhelhos Produtores de Gás, Shale Gas – Principais Indagações e Respostas Atuais**; IX Seminário de Engenharia de Poço - Petrobras; Natal, RN. Brasil; Agosto de 2012.

Rodrigues, V.; Fontes, L.; Loureiro, S.; **Riscos Ambientais em Poços em Reservatórios Tight Gas e Shale Gas/Oil com Ênfase em Fraturamento Hidráulico**, VI ENAHPE, 2015.

Sagy, A. and Reches, Z; 2006. **Joint intensity in layered rocks: The unsaturated, saturated, supersaturated, and clustered classes**. *Isr. J. Earth Sci.* 55: 33–42.

Sneddon, I.N; 1946. **The distribution of stress in the neighborhood of a crack in an elastic solid**. *Proc. Roy. Soc.* A187, 229±260.

Soliman, M. Y.; East, Loyd; Augustine, Jody; **Fracture Design Aimed at Fracture Complexity**, SPE 130043, June 2010.

Veatch, R. W., Moschovidis, Z. A., Fast, C. R., 2001: Chapter 1: An Overview of Hydraulic Fracturing” **Recent Advances in Hydraulic Fracturing** (eds. Gidley, Holditch, Nierode and Veatch)., SPE Monograph Series, vol. 12, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA.

Warren, J.E.; Root, P.J.; **The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs**; DOI, SPE-426-PA, Society of Petroleum Engineers, SPE Journal, Vol. 3, Setembro 1963

Weijers, L.G., Sugiyama, H., Shimamoto, T., Takada, S., Chong, J.M e Wright, C.A.; **The First Successful Fracture Campaign Conducted in Japan: Stimulation Challenges in a Deep Naturally Fractured Volcanic Rock**, SPE 77678, October 2002.

Weng, X; **Fracture Initiation and Propagation from Deviated Wellbores**, SPE 26597, October 1993.

Yeager, B.B. and Meyer, B.R.; **Injection/Fall-off Testing in the Marcellus Shale: Using Reservoir Knowledge to Improve Operational Efficiency**,” SPE 139067, Oct. 2010.

7 Anexos

A – Resolução da Equação de Carter pela Aplicação da Transformada de Laplace.

A transformada de Laplace de uma função $F(t)$ é definida como:

$$L\{F(t)\} = \int_0^{\infty} e^{-st} F(t) dt \quad (\text{Eq. A.1})$$

Verifica-se que:

$$L\{1\} = \frac{1}{s} \quad (\text{Eq. A.1.1})$$

$$L\left\{\frac{dF(t)}{dt}\right\} = L\{F(s)\} - F(0) \quad (\text{Eq. A.1.2})$$

A convolução de uma função $F(t)$ por uma função $G(t)$ é dada por:

$$F(t) * G(t) = \int_0^t F(\delta)G(t - \delta)dt \quad (\text{Eq. A.2})$$

Pode-se demonstrar que a transformada de Laplace da convolução é:

$$L\{F(t) * G(t)\} = L\{F(t)\}L\{G(t)\} \quad (\text{Eq. A.3})$$

Na Eq. 2.6 verifica-se que a integral corresponde à convolução $[dA/dt(t) * u_l(t)]$.

Daí,

$$L\{q_i(t)\} = 2 \left[L\left\{\frac{dA(t)}{dt}\right\} \cdot L\{u_l(t)\} \right] + WL\left\{\frac{dA(t)}{dt}\right\} \quad (\text{Eq. A.4})$$

Substituindo (5.7) em (A.4) obtém-se:

$$L\{q_i(t)\} = 2 \left[L\left\{\frac{dA(t)}{dt}\right\} \cdot L\left\{\frac{C}{\sqrt{t}}\right\} \right] + WL\left\{\frac{dA(t)}{dt}\right\} \quad (\text{Eq. A.5})$$

Aplicando $L\left\{\frac{dF(t)}{dt}\right\}$, considerando que $A(0) = 0$ e sabendo que

$$L\left\{\frac{C}{\sqrt{t}}\right\} = \sqrt{\pi}CL\left\{\frac{1}{\sqrt{\pi t}}\right\} = \sqrt{\pi}C \cdot \frac{1}{\sqrt{s}}$$

(da equação 29.3.4, pág 1022, Abramowitz e Stegun, 1964), obtemos:

$$\begin{aligned}\frac{q_i(t)}{s} &= 2 \left[sL\{A(t)\} \cdot \sqrt{\pi} C \cdot \frac{1}{\sqrt{s}} \right] + WsL\{A(t)\} \Rightarrow \\ q_i(t) &= 2\sqrt{\pi}(s)^{3/2} CL\{A(t)\} + Ws^2 L\{A(t)\} \Rightarrow \\ L\{A(t)\} &= \frac{q_i(t)}{2\sqrt{\pi}C(s)^{3/2} + Ws^2}\end{aligned}$$

Colocando q_i e W em evidência obtém-se:

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i(t)}{W} \frac{1}{(s)^{3/2} \left[\frac{2C\sqrt{\pi}}{W} + s^{1/2} \right]} \quad (\text{Eq. A.6})$$

Para obter a inversa da transformada de Laplace, façamos $b = \frac{2C\sqrt{\pi}}{W}$ para

facilitar a aplicação de frações parciais. Daí a Eq. A.5 fica:

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i(t)}{W} \frac{1}{(s)^{3/2} [b + s^{1/2}]}, \text{ que expandida em frações parciais fica:}$$

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i(t)}{W} \left[-\frac{1}{b^3 [b + s^{1/2}]} + \frac{1}{b^3 s^{1/2}} - \frac{1}{b^2 s} + \frac{1}{bs^{3/2}} \right]$$

Agrupando os dois primeiros termos do colchete e fatorando em $1/b^2$ obtém-se:

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i(t)}{Wb^2} \left[\frac{1}{s^{1/2} [b + s^{1/2}]} - \frac{1}{s} + \frac{b}{s^{3/2}} \right] \quad (\text{Eq. A.7})$$

Da tabela de transformadas de Laplace de Abramowitz e Stegun, 1964, obtemos:

$$L^{-1} \left\{ \frac{1}{s^{1/2} [b + s^{1/2}]} \right\} = e^{b^2 t} \operatorname{erfc}(b\sqrt{t}) \quad \text{Eq. 29.3.44, pag. 1024}$$

$$L^{-1}\left\{\frac{1}{s}\right\}=1 \quad \text{Eq. 29.3.1, pag. 1022}$$

$$L^{-1}\left\{\frac{b}{s^{3/2}}\right\}=2\sqrt{\frac{t}{\pi}}b \quad \text{Eq. 29.3.5, pag. 1022}$$

que aplicadas na Eq. A.6 resulta em:

$$A(t) = \frac{q_i(t)}{Wb^2} \left[e^{b^2 t} \operatorname{erfc}(b\sqrt{t}) + 2\sqrt{\frac{t}{\pi}}b - 1 \right] \quad (\text{Eq. A.8})$$

Substituindo $b = \frac{2C\sqrt{\pi}}{W}$ em (A.8) obtém-se:

$$A(t) = \frac{q_i(t)W}{4\pi C^2} \left[e^{\left(\frac{2C\sqrt{\pi}}{W}\right)^2 t} \operatorname{erfc}\left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}\right) + \frac{4C\sqrt{t}}{W} - 1 \right] \quad \text{ou}$$

$$A(t) = \frac{q_i(t)W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (\text{Eq. A.9 = 2.8}), \text{ onde}$$

$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$$

$A(t)$ é a área superficial de uma face da fratura no tempo t .

A função erro de x , $\operatorname{erfc}(x)$ é dada por:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt = 1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \left[1 - \frac{x^2}{1!2} + \frac{x^4}{2!5} - \frac{x^6}{3!7} \dots \right] \quad (\text{Eq. A.10 = 2.9})$$