



Fernando Bastos Fernandes

**Análise de Sensibilidade da Influência dos
Espaçamentos entre Fraturamentos na
Construção da Rede de Fraturas Complexas
para Exploração e Produção de Shale Gas/
Shale Oil**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Arthur Braga

Rio de Janeiro
Dezembro de 2018



Fernando Bastos Fernandes

**Análise de Sensibilidade da Influência dos
Espaçamentos entre Fraturamentos na
Construção da Rede de Fraturas Complexas
para Exploração e Produção de Shale Gas/
Shale Oil**

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

Prof. Arthur Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Wellington Campos

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Marcos Rosolen

Departamento de Engenharia de Petróleo – Unicamp

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico-Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 3 de Dezembro de 2018

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

Fernando Bastos Fernandes

Graduated and postgraduated in petroleum engineering by UFRJ, worked as a field specialist in drilling and completion fluids engineering at Halliburton, as and nowadays is dynamic positioning specialist at Petrobras.

Ficha Catalográfica

Bastos Fernandes, Fernando

Análise de Sensibilidade da Influência dos Espaçamentos entre Fraturamentos na Construção da Rede de Fraturas Complexas para Exploração e Produção de Shale Gas/ Shale Oil / Fernando Bastos Fernandes; orientador: Arthur Braga. – Rio de Janeiro: PUC-Rio , Departamento de Engenharia Mecânica, 2018.

v., 96 f: il. color. ; 30 cm

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

Inclui bibliografia

1. Termociências – Teses. 2. Engenharia de Petróleo;. 3. DFN;. 4. Fraturamento Hidráulico;. 5. shale gas;. 6. shale oil.. I. Braga, Arthur. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD: 004

Agradecimentos

Agradeço a Deus por sempre abençoar minha vida e me dar forças nos momentos em que mais precisei.

Ao meu pai Antônio Carlos Fernandes (*In Memoriam*), por ter sido meu melhor amigo, ter me amado e ajudado a planejar minha vida por meio de seus sábios conselhos.

À minha querida esposa Danielle Salles Sampaio e à nossa filha Meg, por todo amor, compreensão e companheirismo, durante o curso, construção deste trabalho e nos momentos mais importantes de minha vida.

À minha mãe Rosa Maria Bastos Fernandes e minha irmã Fernanda Bastos Fernandes, pelos valores transmitidos e pela orientação do caminho mais honesto a seguir.

Aos meus caros amigos Adriano, Anderson, Almir, Edrei, Gabriel, Hernan, Marcelo, Marcus, Monique, Paulo Sérgio, Péricles, Rafael, Robson, Rita por me incentivarem durante o curso.

Ao colega Luiz Carlos e ao professor Valdo Ferreira.

Aos professores Alfredo Carrasco, Armando da Costa, João Carlos Plácido, Luis Glauber, Marcelo Dreux e Nelson Moreira Júnior, pelas cartas de recomendação que me ajudaram a ingressar no curso.

Aos professores Angela Nieckele e Ivan Menezes por terem me aceitado no programa de Pós-Graduação.

Aos professores Antônio Cláudio Soares, Arthur Braga, Eurípedes Vargas, José Luiz de Paula e Wellington Campos por todo o apoio dado desde o momento da escolha do tema até a finalização do trabalho.

Ao professor Marcos Rosolen, por ter aceitado compor a banca para a apresentação deste trabalho.

À Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), pelo subsídio por meio de bolsa de estudos para realização deste curso.

Às secretárias do departamento de engenharia mecânica da PUC-Rio, Rosely Martins e Carina Beline, pelos esclarecimentos prestados.

Ao centro federal de educação tecnológica (CEFET Campos-UNED Macaé) pelo ensino de excelência que serviu de base para minha vida acadêmica.

À Petrobras, pela disponibilização de artigos científicos para a construção deste trabalho.

Resumo

Bastos Fernandes, Fernando; Braga, Arthur. **Análise de Sensibilidade da Influência dos Espaçamentos entre Fraturamentos na Construção da Rede de Fraturas Complexas para Exploração e Produção de Shale Gas/ Shale Oil**. Rio de Janeiro, 2018. 96p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Reservatórios de shale gas/shale oil possuem elevado grau de anisotropia devido à presença de fraturas naturais (NFs) e também da orientação dos estratos. Com isso as fraturas induzidas hidraulicamente (HFs) interagem com as NFs e geram uma rede de fraturas com morfologia complexa. A existência de NFs modifica o campo de tensões no folhelho e influencia diretamente o comportamento geomecânico das HFs durante a operação de fraturamento, gerando ramificações na fratura dominante e contribuindo para a formação da rede complexa de fraturas. A construção de uma rede de fraturas aumenta significativamente a condutividade da formação, pois conecta fraturas e poros que anteriormente encontravam-se isolados, incrementando assim o índice de produtividade dos poços e proporcionando maior viabilidade econômica nos projetos em reservatórios de shale gas/oil. Este trabalho apresenta uma análise de sensibilidade da influência do espaçamento entre fraturamentos na construção da rede de fraturas complexas gerada em shales, visando entender como este parâmetro modifica o volume de reservatório estimulado e a distribuição de propante na rede de fraturas, de maneira a evitar problemas nesta fase do projeto e assim, manter a sustentação da rede economicamente viável. A revisão de literatura contempla os principais trabalhos publicados sobre este tema e os modelos não-convencionais de fraturas (UFM) usados para a modelagem da rede de fraturas complexas. A análise de sensibilidade será realizada por meio do software MShale, que usa um método estocástico de rede de fraturas discretas (DFN) e resolve numericamente as equações de equilíbrio e da poroelasticidade para shales, em termos de tensões efetivas, além das equações de conservação de massa, momento linear e energia com dissipação viscosa para escoamento lento (creeping flow). Para a análise, os demais parâmetros que influenciam na construção da rede serão mantidos constantes e somente o espaçamento entre fraturamentos sofrerá variação.

Palavras-chave

Engenharia de Petróleo; DFN; Fraturamento Hidráulico; shale gas; shale oil.

Abstract

Bastos Fernandes, Fernando; Braga, Arthur (Advisor). **Sensitivity Analysis of the Influence of Spacing between Fractures in the Construction of Complex Fracture Network to Exploration and Production of Shale Gas/Shale Oil**. Rio de Janeiro, 2018. 96p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Shale gas/shale oil reservoirs have a high degree of anisotropy due to the presence of natural fractures (NFs) and also the orientation of beddings. Thus, hydraulically induced fractures (HFs) interact with NFs and generate a network of fractures with complex morphology. The existence of NFs modifies the stress field in the shale and directly influences the geomechanical behavior of the HFs during the fracturing operation, generating branches in the dominant fracture and contributing to the complex network of fractures. The construction of a network of fractures significantly increases the conductivity of the formation, as it connects previously isolated fractures and pores, thus increasing the productivity index of the wells and providing greater economic viability in the shale gas/oil reservoir designs. This work presents a sensitivity analysis of the influence of fracturing spacing in the construction of the network of complex fractures generated in shales, aiming to understand how this parameter modifies the volume of stimulated reservoir and the distribution of proppant in the network of fractures, in order to avoid problems in this step of the design and thus, maintain the economical viability of the network. The literature review includes the main published works on this subject and the non-conventional fracture models (UFM) used to model the network of complex fractures. Sensitivity analysis will be performed using the MShale software, which uses a stochastic of the discrete fracture network (DFN) method and numerically solves the equilibrium equations and poroelasticity for shales in terms of effective stresses, in addition to mass conservation equations, linear momentum and energy with viscous dissipation for creeping flow. For the analysis, the other parameters that influence the construction of the network will be kept constant and only the spacing between fracturings will suffer variation.

Keywords

Petroleum Engineering; DFN; hydraulic fracturing; shale gas; shale oil.

Sumário

1	Introdução	17
1.1	Motivação e Objetivo	22
1.2	Metodologia de Pesquisa	22
1.3	Estrutura da Dissertação	23
1.4	Definição do Problema	24
2	Revisão de Literatura	30
2.1	Principais Estudos Publicados Sobre o Tema	30
2.2	Modelos Não-Convencionais de Fraturas (UFM)	34
2.2.1	Modelos FLAC 2D e 3D (Fast Lagrangian Analysis of Continua)	34
2.2.2	Modelo de Rede de Fraturas Discretas (DFN) com uso do Software MShale	35
2.2.3	O Método dos Elementos Finitos Estendidos (XFEM)	36
2.2.4	O Método dos Elementos Discretos (DEM)	37
2.2.5	O Método de Descontinuidade por Deslocamento (DDM)	38
2.3	Parâmetros que Influenciam na Construção da Rede de Fraturas Complexas em Reservatórios Shale Gas/Shale Oil	38
2.3.1	Parâmetros do Fluido e de Projeto	38
2.3.1.1	Pressão Líquida	39
2.3.1.2	Viscosidade Dinâmica do Fluido de Fraturamento	39
2.3.1.3	Vazão de Bombeamento	41
2.3.2	Parâmetros da Rocha	41
2.3.2.1	Distribuição e Orientação das Fraturas Naturais	41
2.3.2.2	Direção dos Estratos	42
2.3.2.3	Campo de Tensões Horizontais	43
2.3.2.4	O Efeito Stress Shadowing	43
2.3.2.5	Composição Mineralógica, Módulo de Elasticidade e Coeficiente de Poisson	47
2.4	O Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatórios de Shale Gas/Shale Oil	48
2.4.1	Seleção do Fluido de Fraturamento	49
2.4.2	Definição da Vazão de Bombeamento do Fluido de Fraturamento	49
2.4.3	Seleção do Agente de Sustentação (AS)	49
2.4.4	Definição do Software de Fraturamento Hidráulico	50
2.4.5	Definição da Técnica de Multifraturamento.	50
2.5	Principais Problemas Para a Sustentação da Fratura	51
3	Formulações Matemáticas Para o Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatórios de Shale Gas/Oil	52
3.1	Formulação Matemática do Problema Mecânico	52
3.2	As Equações Constitutivas da Poroelasticidade Para Formações Anisotrópicas	57
3.3	Formulação Matemática do Problema Hidráulico Para Escoamento em Meios Porosos	60

3.3.1	A Equação de Conservação da Massa (Equação da Continuidade)	60
3.3.2	A Equação da Conservação do Momento Linear (Equação de Cauchy)	63
3.3.3	A Equação da Difusividade Hidráulica	64
3.3.4	Formulação Matemática Para o Transporte de Propante na Rede de Fraturas	65
3.4	Formulação Matemática do Problema Térmico (A Equação da Energia)	66
4	Simulação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório de Shale Gas/ Shale Oil em Diferentes Espaçamentos entre Fraturamentos	68
4.1	Formulação Numérica	68
4.2	Parâmetros de Projeto	69
4.3	Parâmetros do Fluido	69
4.4	Parâmetros da Rocha	70
4.5	Resultados Obtidos Para Diferentes Espaçamentos entre Fraturamento (S)	70
5	Conclusões e Sugestões de Trabalhos Futuros	75
5.1	Conclusões	75
5.2	Sugestões de Trabalhos Futuros	76
6	ANEXOS	88
6.1	As Equações para o Efeito Película (Skin)	88
6.1.1	Skin Devido à Operação de Perfuração (A Fórmula de Hawkins)	88
6.1.2	Skin Devido à Anisotropia da Formação	88
6.1.3	Skin Devido à Operação de Canhoneio	89
6.2	As Equações de Equilíbrio em Coordenadas Cilíndricas	89
6.3	A Equação da continuidade em Coordenadas Cilíndricas	90
6.4	As Equações da Conservação de Momento Linear em Coordenadas Cilíndricas	90
6.5	A Equação da Energia em Coordenadas Cilíndricas em Termos de Temperatura	90
6.6	A Função Dissipação Viscosa em Coordenadas Cilíndricas (Φ')	91
6.7	As Equações para Escoamento em Meios Porosos	91
6.7.1	A Lei de Darcy Para Meios Anisotrópicos	91
6.7.2	A Equação da Difusividade Hidráulica em Coordenadas Cilíndricas	92
6.7.2.1	Solução da Equação da Difusividade Hidráulica para Fluxo Linear	92
6.7.3	Variáveis Adimensionais Para Coordenadas Cartesianas	93
6.7.3.1	Solução da Equação da Difusividade Hidráulica para Fluxo Radial	94
6.7.4	Variáveis Adimensionais Para Coordenadas Cilíndricas	95

Lista de Figuras

Figura 1.1	Fluxo darcyano nas fraturas, (Petrobras, 2012).	18
Figura 1.2	Difusão de gás na matriz, (Petrobras, 2012)	18
Figura 1.3	Dessorção de gás do conteúdo orgânico, (Petrobras, 2012).	19
Figura 1.4	Operação de fraturamento hidráulico por meio da construção de um poço horizontal em um reservatório de shale gas, (Gao & You , 2017).	20
Figura 1.5	Triângulo de Fontes de Gás Natural no Mundo e as Respetivas Escalas de Permeabilidade (Imbt <i>et al.</i> , 1946).	20
Figura 1.6	Interação ente NFs e HFs em folhelhos. (Cipolla <i>et al.</i> , 2008)	21
Figura 1.7	Tipos de HFs construídas pela operação de fraturamento hidráulico em reservatórios convencionais e em reservatórios shale gas/shale oil, (Warpinski <i>et al.</i> , 2008).	24
Figura 1.8	Efeito do espaçamento entre as fraturas no VRE de um reservatório de shale gas, (Schofield, 2014).	25
Figura 1.9	Relação entre a produção acumulada de shale gas para diferentes valores de VRE ao longo do tempo, (Mayerhofer <i>et al.</i> , 2006).	26
Figura 1.10	Fratura principal e rede de fraturas complexas associada, mostrando a influência da fraturabilidade nas dimensões do VRE, (Chong <i>et al.</i> , 2010).	27
Figura 1.11	HF's com diversos tipos de interação com NFs em folhelhos, (Weng, 2014).	28
Figura 2.1	Padrão de comportamento da rede de fraturas complexas para $R_n = 1$ e $R_n = 2$, Olson & Dahi-Taleghani (2009).	39
Figura 2.2	Rede de fraturas geradas com uso de gel de fraturamento, (Warpinski <i>et al.</i> , 2005)	40
Figura 2.3	Rede de fraturas geradas com slickwater, (Warpinski <i>et al.</i> , 2005).	40
Figura 2.4	Relação entre aumento da vazão de bombeamento com a pressão de fraturamento em uma amostra de folhelho. (Gomaa <i>et al.</i> , 2014).	41
Figura 2.5	Comportamento da rede de fraturas complexas para diferentes ângulos de aproximação das fraturas naturais à vazão $q = 0,004 \text{ m}^3/\text{s}$, (Guo <i>et al.</i> , 2015).	42
Figura 2.6	Efeito da direção dos estratos na pressão de fraturamento e tempo de bombeamento, (Gomaa <i>et al.</i> , 2014).	42
Figura 2.7	Resultados Experimentais que Mostram Padrão de Comportamento da Fratura para Diferentes Diferenças de Tensões Horizontais. (Ren <i>et al.</i> , 2014).	43
Figura 2.8	Duas sequências de multifraturamentos: (a) Fraturamento consecutivo e (b) Fraturamento alternado, (Roussel & Sharma, 2011).	44

Figura 2.9	Comportamento das HFs em um meio sem presença de NFs em função do espaçamento de 10m, 20m e 40m, respectivamente, entre si. (Weng, 2015).	44
Figura 2.10	(a) Perturbação do estado de tensões in situ, devido à presença de uma HF. (b) Ângulos de reorientação das tensões in situ, (Roussel & Sharma, 2011).	45
Figura 2.11	Evolução do ângulo de desvio da trajetória ortogonal ao eixo do poço para diversas quantidades de HFs consecutivas, em função dos espaçamentos (S), (Roussel & Sharma, 2011).	46
Figura 2.12	variação da pressão líquida para diversas quantidades de HFs transversais consecutivas, em função dos espaçamentos (S), (Roussel & Sharma, 2011).	47
Figura 2.13	Influência do módulo de Young e coeficiente de Poisson no índice de fragilidade do folhelho. (Ren <i>et al.</i> , 2014).	48
Figura 4.1	Concentração de Propante e VRE para S=10m	70
Figura 4.2	Concentração de Propante e VRE para S=11m	71
Figura 4.3	Concentração de Propante e VRE para S=12m	71
Figura 4.4	Concentração de Propante e VRE para S=15m	72
Figura 4.5	Concentração de Propante e VRE para S=16m	72
Figura 4.6	Concentração de Propante e VRE para S=18m	73
Figura 4.7	Concentração de Propante e VRE para S=20m	73
Figura 4.8	Concentração de Propante e VRE para S=25m	74

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 TOC e porosidade de algumas acumulações de shale gas, (Glorioso & Rattia 2012).	18
---	----

Lista de Abreviaturas

AS – Agente de sustentação
CBM – coal bed methane
DFN – Método de rede de fraturas discretas
HF – Fraturas hidráulicas
ICF – Índice de complexidade de fratura
NF – Fraturas naturais
RC – Reservatórios convencionais
RNC – Reservatórios não-convencionais
ROP – Taxa de penetração
SRR – Rochas fonte-reservatório
TOC – Teor orgânico total
UFM – Modelos de fraturas não-convencionais
VRE – Volume de reservatório estimulado

Lista de Símbolos

∇	– Operador Nabla
∇^2	– Operador Laplaciano
$\nabla \bar{u}$	– Tensor gradiente de velocidades
∇T	– Vetor gradiente de temperatura
∂_i	– "De Round", Operador derivada parcial
$\frac{D}{Dt}$	– Operador derivada material
η	– Constante de difusividade hidráulica
δ_{ij}	– Tensor delta de Kronecker
$\delta(t - \tau)$	– Função delta de Dirac
$erfc(\xi)$	– Função erro complementar
$[R]_\theta$	– Matriz de rotação
A	– Matriz de flexibilidade da rocha
ψ	– Tensor de elasticidade no plano do estrato
$\bar{\bar{\psi}}^w$	– Tensor de elasticidade em coordenadas do poço
\bar{a}	– Raio do poço
σ_a	– Carregamento arbitrário uniformemente aplicado ao poço
ϕ_0	– Porosidade na superfície dos sedimentos
ρ_m	– Densidade da matriz rochosa
ρ_{mud}	– Densidade do fluido contido nos poros da rocha
λ	– 1ª constante de Lamé
G	– 2ª constante de Lamé
σ_{ij}	– Tensor das tensões de Cauchy
C_{ijkl}	– Matriz de rigidez
ε_{kl}	– Tensor das deformações
k	– Permeabilidade da rocha
ϕ	– Porosidade da rocha
g	– Aceleração da gravidade
μ	– Viscosidade cinemática
K_{cc}	– Coeficiente de Kozeny-Carman
D	– Diâmetro dos grãos da formação
p_{frac}	– Pressão de fraturamento da formação
σ_h	– Tensão horizontal mínima
σ_H	– Tensão horizontal máxima

- σ_r – Componente radial da tensão
 σ_θ – Componente azimutal da tensão
 σ_{ov} – Componente normal da tensão (tensão de overburden)
 Γ_{ij} – Deformações por cisalhamento nos planos ij
 θ – Ângulo de interseção entre a fratura natural e a fratura hidráulica
 T_0 – Tensão de resistência à ruptura por tração
 $\langle \sigma \rangle$ – Tensão média em volume
 t – tempo de bombeamento do fluido de fraturamento
 p_{net} – Pressão líquida
 k_{nf} – Permeabilidade da fratura natural
 ϕ_{nf} – Porosidade da fratura natural
 μ – Viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento
 C_t – Fator de compressibilidade da rocha
 $p_{n,h}$ – Pressão do fluido de fraturamento na interseção entre a NF e HF
 p_p – Pressão de poros
 L_n – Comprimento da fratura natural
 ν – Coeficiente de Poisson
 α – Coeficiente de poroelasticidade de Biot
 \mathbf{u} – Vetor deslocamento
 $N_i(x)$ – Funções de forma, *i.e.*, que dependem da geometria da malha
 \bar{u}_i – Vetores nodais de deslocamento
 $H(x)$ – Função de Heaviside
 \bar{a}_i – Vetores de enriquecimento de graus de liberdade
 \bar{b}_i^α – Vetores de enriquecimento de graus de liberdade
 $F_a(x)$ – Função assintótica usada para modelar a extremidade da fratura
 γ – Ângulo formado entre a direção normal aos estratos e o poço
 E_v – Módulo de elasticidade na direção vertical
 E_h – Módulo de elasticidade na direção horizontal
 ν_v – Coeficiente de Poisson da rocha quando solicitada verticalmente
 ν_h – Coeficiente de Poisson da rocha quando solicitada horizontalmente
 G_v – Módulo de rigidez no plano vertical
 G_h – Módulo de rigidez no plano horizontal
 $\sigma_{j,0}$, (j, l=x, y, z) – Componentes de tensões normais longe do poço
 $\tau_{jl,0}$, (j, l=x, y, z) – Componentes de tensões cisalhantes longe do poço
 σ_j – Componentes de tensões normais na parede do poço
 τ_{jl} – Componentes de tensões cisalhantes na parede do poço
 ρ – Densidade do fluido
 \bar{u} – Vetor campo de velocidades
 C_t – Coeficiente global de leak-off

$q_L(x, t)$ – Vazão de leak-off

u_L – Velocidade de leak-off

$\underline{\underline{\tau}}$ – Tensor extra-tensão, i.e. o termo viscoso do tensor das tensões

p – Pressão estática do fluido

$\underline{\underline{I}}$ – Matriz identidade

β — Coeficiente de expansão térmica do fluido

K – Condutividade térmica do fluido

h_f – Altura da fratura

$\langle w \rangle$ – Abertura média da fratura em volume

c_p – Calor específico à pressão constante

q_P – Vazão volumétrica da fase líquida

q_S – Vazão volumétrica da fase sólida

\bar{q} – Fluxo de calor

Φ' – Função dissipação viscosa

$\bar{\phi}$ – Concentração média normalizada de propante

$\text{curl}(\bar{u})$ – Rotacional do campo de velocidades (\bar{u})

$\underline{\underline{\tau}} : \bar{\nabla} \bar{u}$ – Duplo produto interno entre os tensores $\underline{\underline{\tau}}$ e $\bar{\nabla} \bar{u}$

$\bar{\nabla} \bullet \underline{\underline{\sigma}}$ – Divergência do campo tensorial $\underline{\underline{\sigma}}$

*A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém
viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou
sobre aquilo que todo mundo vê,
(Arthur Schopenhauer)*

1

Introdução

A geração de petróleo ocorre em bacias sedimentares, como lagos, oceanos, rios e pântanos, onde rochas sedimentares com grande quantidade de grãos finos, argila e silte são depositadas ao longo de milhões de anos e carregando um determinado volume de matéria orgânica acumulado no interior de seus poros, (Huc, 1995). Tais rochas são denominadas rochas geradoras, (Ulmishek & Klemme, 1990).

Após a maturação da matéria orgânica presente na rocha geradora, ocorre um fraturamento natural na mesma, devido às condições de pressão e temperatura elevadas, gerando a migração primária do hidrocarboneto para o seu posterior aprisionamento em uma rocha com altas propriedades permo-porosas, denominada rocha reservatório, (Halliburton, 2012).

A próxima etapa do mecanismo de geração de um sistema petrolífero convencional consiste em cercar o reservatório por meio trapas (armadilhas) e uma rocha selante, i.e., com baixa permeabilidade, e.g. evaporito (sal) ou o próprio shale, impedindo desta forma que o hidrocarboneto seja escoado para outras camadas, (Halliburton, 2012).

O sistema petrolífero de shale gas/shale oil é diferente dos reservatórios convencionais (RC) mencionados acima, pois os shales fazem parte de um grupo conhecido em literatura como reservatórios não-convencionais (RNC), pelo motivo da migração primária ainda não ter ocorrido e também, devido aos shales possuírem baixas propriedades permo-porosas. Com isso a operação de perfuração é feita diretamente na rocha geradora, assim os shales são classificados como rochas-fonte-reservatório (SRR), (Wang & Reed, 2009).

A estrutura dos shales é formada basicamente por rochas clásticas ou detríticas ¹, e.g. quartzo, calcário e feldspato, que possuem baixa granulometria, dificultando a exploração do shale gas/shale oil sem uso de técnicas de estimulação. Outra característica dos shales é possuir elevado teor orgânico total, TOC (Orangi *et al.*, 2011).

¹Rochas Clásticas ou Detríticas: São rochas sedimentares compostas por fragmentos de minerais derivados de outras rochas, e.g., siltitos, argilitos e folhelhos (shale). Sua formação é por meio do transporte por água ou ar. Tais rochas são compostas normalmente por sílica (ex: quartzo), combinada com outros minerais comuns, como feldspato e minerais argilosos.

A tabela 1.1 mostra o TOC e a porosidade de alguns plays de shale gas nos Estados Unidos e Argentina.

Tabela 1.1: TOC e porosidade de algumas acumulações de shale gas, (Glorioso & Rattia 2012).

Acumulação	Marcellus	Barnett	Haneysville	Fayetteville	Vaca Muerta
TOC	6%	5%	4%	4%	2,5 -3,5%
Porosidade	6%	5%	10%	6,5%	8%

O armazenamento de gás nos shales ocorre nas formas de gás livre, gás adsorvido, gás absorvido e gás dissolvido. O gás livre pode encontrar-se na porosidade matricial e em fraturas naturais. Tanto o gás adsorvido (ligação química), quanto o gás absorvido (ligação física) se localizam na matéria orgânica (querogênio) e nas superfícies minerais em fraturas naturais. Já o gás dissolvido ocorre associado a hidrocarbonetos líquidos, quando estes estão presentes (Kennedy *et al.*, 2012).

Baseado nas considerações anteriores, os tipos de fluxo de gás são ilustrados nas figuras 1.1, 1.2 e 1.3 abaixo, consecutivamente.

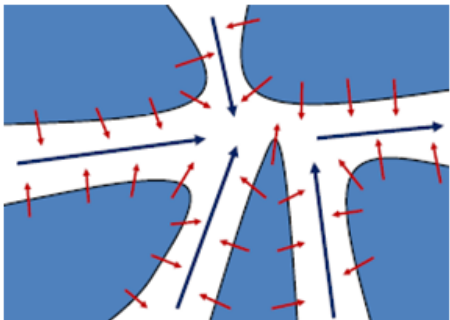


Figura 1.1: Fluxo darcyano nas fraturas, (Petrobras, 2012).

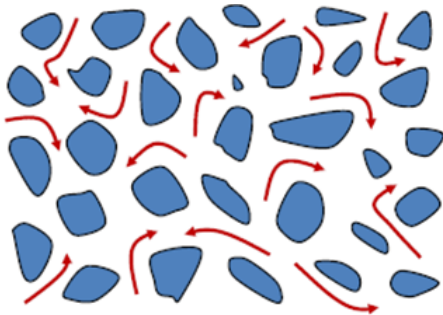


Figura 1.2: Difusão de gás na matriz, (Petrobras, 2012)

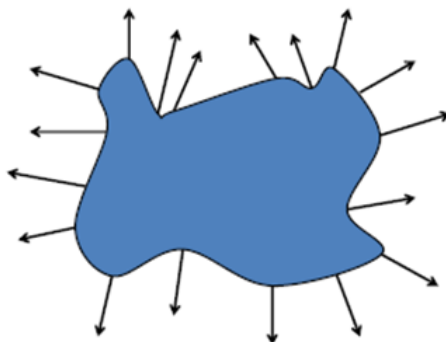


Figura 1.3: Dessorção de gás do conteúdo orgânico, (Petrobras, 2012).

Até por volta de 2012, foram perfurados mais de 55.000 poços em reservatórios de shale gas nos EUA e como são perfurados muitos poços para o desenvolvimento de uma área, a redução do custo de construção dos poços é um aspecto importante a ser considerado em um projeto de exploração e desenvolvimento da produção de reservatórios de shale gas/oil, notadamente quando o preço de venda do gás/óleo cai, (Petrobras, 2012).

Nas últimas décadas, os avanços das tecnologias de perfuração direcional/ horizontal, por meio dos sistemas rotary steerable (RSS), que possibilitam controle mais aprimorado da trajetória dos poços, e também nas técnicas de estimulação por meio de fraturamento hidráulico, proporcionaram grande revolução na exploração e das reservas de shale gas/ shale oil no mundo, (EIA, 2011).

De 2005 a 2013, a produção de gás seco nos EUA aumentou em 35% e a participação do gás natural no consumo total de energia aumentou de 23% para 28%, (Gao & You, 2017).

Além de prover ganhos de ângulo de maneira mais controlada, os sistemas RSS também proporcionam aumento na taxa de penetração (ROP) devido à maior eficiência na transmissão de torque à broca, e também reduz a quantidade de manobras de coluna, otimizando assim, o tempo de sonda, (Baker Hughes, 1995).

O tempo de perfuração de cada poço é extremamente crítico em um projeto de fraturamento hidráulico para exploração e produção do shale gas/shale oil, pois esta fase representa de 40 a 50% do custo total do poço, (Hummes *et al.*, 2012).

A figura 1.4 mostra a operação de fraturamento hidráulico para a exploração do shale gas por meio da perfuração horizontal de um poço, (Gao & You, 2017).

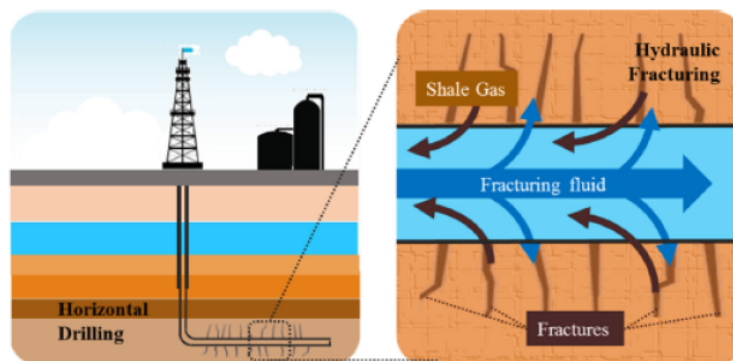


Figura 1.4: Operação de fraturamento hidráulico por meio da construção de um poço horizontal em um reservatório de shale gas, (Gao & You , 2017).

O grande desafio da engenharia de petróleo para a exploração e produção de reservas de shale gas/oil é o fato de suas propriedades geomecânicas serem muito diferentes em relação aos reservatórios convencionais. A figura 1.5 mostra que o maior volume de gás natural encontra-se ainda confinado na rocha geradora como o shale e, com isso, necessita de uma técnica de estimulação para que sua extração seja economicamente viável, (Stearns, 1994).

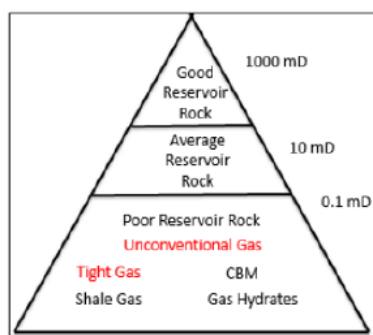


Figura 1.5: Triângulo de Fontes de Gás Natural no Mundo e as Respectivas Escalas de Permeabilidade (Imbt *et al.*, 1946).

Uma das técnicas de estimulação mais atrativas para o fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/oil é o slickwater fracturing, que usa água + aditivos como fluido de fraturamento e, em alguns tipos de shale, é a técnica que produz o maior volume de reservatório estimulado (VRE) e, conseqüentemente, maior volume recuperado de shale gas/shale oil, (Griffin, 2003).

Em geral, as principais características dos shales são:

- Grandes variações na mineralogia, (Ren *et al.*, 2014);
- Elevada anisotropia e heterogeneidade, devido às laminações do processo deposicional, (Petrobras, 2012);

- Porosidade entre 2% e 15%, (Curtis, 2002);
- Presença de grande volume de matéria orgânica, (Steiger & Leung, 1991);
- Elevado grau de fragilidade (Rickman *et al.*, 2008);
- Presença de fraturas naturais, (figura 1.6), (Curnow, 2015);
- Permeabilidade entre nanodarcy e microdarcy, (Halliburton, 2012).

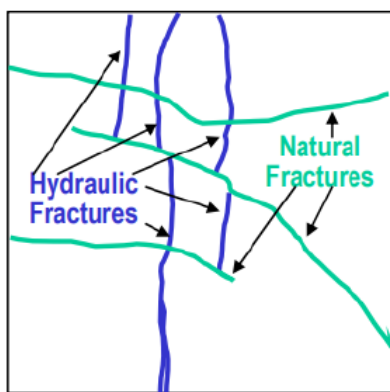


Figura 1.6: Interação entre NFs e HFs em folhelhos. (Cipolla *et al.*, 2008)

Conforme mencionado anteriormente, devido às baixas propriedades permo-porosas do shale, a completação e o desenvolvimento da produção dos poços somente são viabilizadas economicamente por meio do emprego de uma técnica de estimulação.

Neste trabalho, a análise de sensibilidade será realizada pelo método DFN com uso do software de fraturamento hidráulico em RNC MShale e o fluido de fraturamento será o slickwater, devido ao baixo custo operacional (OPEX) e grande eficiência apresentada na construção da rede de fraturas em shales com elevado valor de módulo de elasticidade, (Gomaa *et al.*, 2014).

O MShale usa o método DFN para encontrar numericamente, por meio de modelagem estocástica, as soluções das equações de conservação de massa, conservação de quantidade de momento linear para o problema hidráulico, as equações de equilíbrio e de compatibilidade da teoria da elasticidade para o problema mecânico, além das equações constitutivas da poroelasticidade para o acoplamento hidromecânico. Normalmente, em projetos de fraturamento hidráulico em shales, o MShale é usado como ferramenta para comparação de dados de micro-sísmica.

1.1

Motivação e Objetivo

Devido à grande demanda de gás natural e petróleo, para suprir a matriz energética mundial, a exploração e produção de reservas de shale gas/shale oil tornou-se uma alternativa cada vez mais atrativa, e com os avanços nas técnicas de estimulação como o slickwater fracturing e de perfuração direcional/horizontal por meio dos sistemas rotary steerable, os custos e os riscos diminuíram significativamente, pois o fraturamento hidráulico com uso de slickwater possui baixo custo e os RSS conseguem prover acompanhamento em tempo real da trajetória dos poços com grande precisão durante sua construção, por meio de pulsos de pressão emitidos no fluido de perfuração. O ajuste da trajetória pode ser feito durante a perfuração de modo a atingir zonas mais fraturadas e com isso otimizar a construção da rede de fraturas complexas em reservatórios de shale gas/shale oil. Alguns parâmetros operacionais e.g. vazão de bombeamento, viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento e espaçamento entre fraturamentos, e também parâmetros da rocha e.g. distribuição/ orientação das fraturas naturais e módulo de elasticidade, influenciam o comportamento da rede de fraturas complexas em shales durante uma operação de fraturamento hidráulico.

O objetivo deste trabalho é entender como os espaçamentos entre fraturamentos influenciam na sustentação da rede de fraturas complexas, e no VRE, de modo a otimizar o escoamento do shale gas/shale oil para o poço.

1.2

Metodologia de Pesquisa

A metodologia de pesquisa para construção deste trabalho foi baseada em revisão detalhada da literatura existente por meio de artigos científicos sobre fraturamento hidráulico em RNC e pesquisa com especialistas da área de engenharia de estimulação, com a finalidade de entender os principais desafios e estado da arte da indústria de petróleo nos projetos de exploração e produção de shale gas/shale oil no mundo. Foi verificado que o tema tem sido amplamente pesquisado na China, Canadá, Estados Unidos e Argentina, pois a otimização dos custos de exploração e produção em reservatórios de shale gas/shale oil é de grande interesse para a indústria de petróleo e o meio acadêmico. Durante a revisão de literatura, verificou-se que grande parte dos projetos de fraturamento hidráulico em shales, é realizada por meio do software MShale, pois os resultados obtidos por meio de simulações estocásticas neste software refletem os resultados obtidos em operações anteriores em diversos plays de shale no mundo.

1.3

Estrutura da Dissertação

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 1: É constituído da introdução da dissertação, onde mostra os grandes plays de shale e sua produção nos Estados Unidos, as principais reservas no mundo, características do shale, em termos de propriedades permo-porosas e a importância da exploração do shale gas no mundo. Neste capítulo, também é definido o problema que será abordado durante o trabalho;
- Capítulo 2: Aborda a revisão de literatura, onde constam os principais estudos publicados sobre o tema, os modelos não-convencionais de fraturas, os parâmetros que influenciam na construção da rede de fraturas complexas em reservatórios shale gas/shale oil e as principais características de um projeto de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/oil e.g. parâmetros a serem considerados para um projeto bem sucedido e alguns problemas relacionados à fase de sustentação da fratura;
- Capítulo 3: Fornece toda a formulação matemática que modela o fenómeno da construção da rede de fraturas complexas, por meio das equações de equilíbrio provenientes da teoria da elasticidade, das equações constitutivas da poroelasticidade para shales. Neste capítulo, também são abordadas as equações de conservação da massa, de momento linear e da difusividade hidráulica para a modelagem do escoamento do fluido de fraturamento em meios porosos, a equação diferencial que modela matematicamente o escoamento do fluido de fraturamento no interior da fratura, baseada na teoria da lubrificação de Reynolds (escoamento de Hagen-Poiseuille) e a equação da energia com dissipação viscosa para a modelagem do problema térmico;
- Capítulo 4: Aborda as hipóteses assumidas para a modelagem matemática da construção da rede de fraturas e também da simulação numérica por meio do software MShale;
- Capítulo 5: Trata das conclusões e sugestões de trabalhos futuros correlacionados ao tema.

1.4

Definição do Problema

A estimulação de uma determinada formação por meio da técnica de fraturamento hidráulico consiste no bombeamento de um fluido de fraturamento a alta pressão e vazão controlada em uma zona produtora que possui baixas propriedades permo-porosas, de modo a superar seu limite poroelástico e gerar fraturas artificiais que têm como objetivo aumentar o índice de produtividade do poço por meio do aumento da condutividade e permeabilidade da zona de interesse, (Schechter, 1992).

Em reservatórios convencionais, a HF se propaga em formato de duas asas, contudo, em reservatórios de shale gas/shale oil, devido a alguns parâmetros geomecânicos, hidráulicos e de projeto, ocorre a ativação de fraturas naturais por meio das HFs, construindo uma rede de fraturas complexas, conforme figura 1.7, (Warpinski *et al.*, 2008); (Weng *et al.*, 2011).

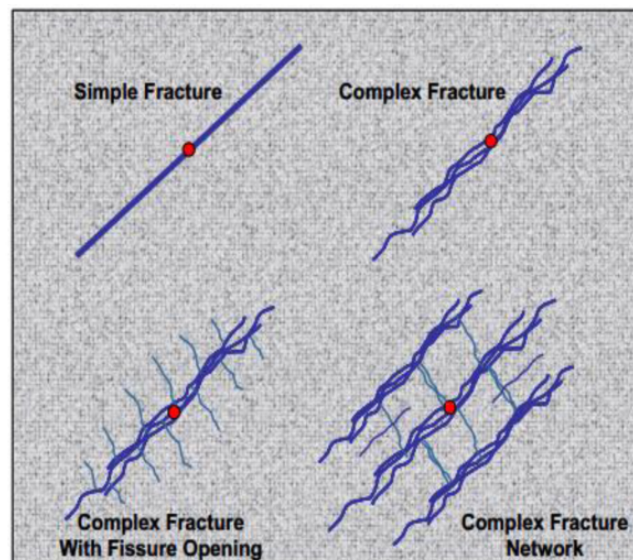


Figura 1.7: Tipos de HFs construídas pela operação de fraturamento hidráulico em reservatórios convencionais e em reservatórios shale gas/shale oil, (Warpinski *et al.*, 2008).

A relação entre permeabilidade e porosidade de uma rocha é dada pela equação de Kozeny-Carman:

$$k = \frac{g\phi^3}{\nu K_{cc} \left[\frac{6(1-\phi)}{D} \right]^2 (1-\phi)^2} \quad (1-1)$$

De acordo com Hubbert & Willis, (1957), a pressão de fraturamento é expressa por:

$$p_{frac} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_0 - p_p \quad (1-2)$$

Assim, a operação de fraturamento hidráulico tem a finalidade de:

- Conectar poros que se encontram isolados e fraturas naturais existentes e com isso, construir uma rede de fraturas complexas;
- Ultrapassar o raio de dano (skin) devido à invasão de resíduos e filtrado, durante a operação de perfuração, e também pelos jatos, na fase de canhoneio, nos poros da formação.

De acordo com Gandossi (2013), o fluido de fraturamento é constituído de: Fluido Base + Aditivos + Agente de Sustentação (AS). A construção de uma rede de fraturas, aumenta o volume de reservatório estimulado (VRE) e com isso ocorre também aumento da produção do shale gas, conforme figura 1.8, (Schofield, 2014); (Ren *et al.*, 2014).

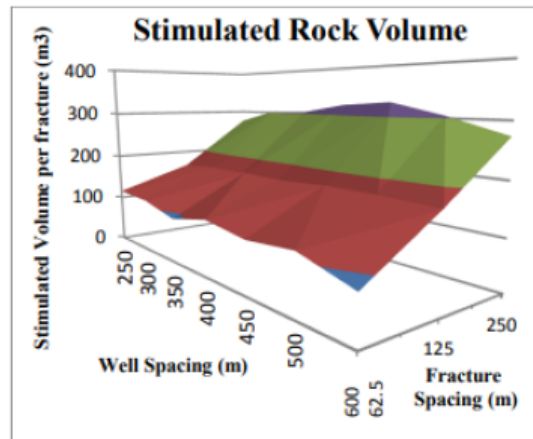


Figura 1.8: Efeito do espaçamento entre as fraturas no VRE de um reservatório de shale gas, (Schofield, 2014).

Depois que a rede de fraturas é construída, o fluido de fraturamento é substituído por um fluido com maiores propriedades de transporte de AS para seu alojamento no interior da rede e prover sustentação da mesma. A figura 1.9 mostra a relação da produção acumulada de shale gas para diferentes valores de VRE ao longo do tempo, (Mayerhofer *et al.*, 2006).

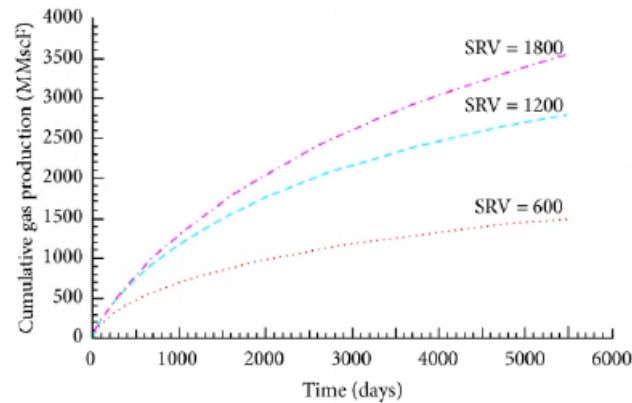


Figura 1.9: Relação entre a produção acumulada de shale gas para diferentes valores de VRE ao longo do tempo, (Mayerhofer *et al.*, 2006).

Os principais parâmetros que influenciam o comportamento da rede de fraturas complexas em shales são:

- Fraturabilidade, (Petrobras, 2012);
- Quantidade de fraturas naturais existentes, (Roussel *et al.*, 2012);
- Estado de tensões, (Blanton, 1982, 1986);
- Espaçamento entre fraturamentos, (Roussel *et al.*, 2012);
- Grau de fragilidade do shale, (Fu *et al.*, 2015);
- Ângulo de interseção das HF's com as NF's, (Blanton, 1982, 1986);
- Vazão e pressão de bombeamento do fluido de fraturamento, (Gomaa *et al.*, 2014);
- Viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento (Kresse *et al.*, 2013).

Normalmente, os shales possuem diversas fraturas naturais presentes na matriz rochosa e elevado grau de fragilidade, com isso o projeto de fraturamento hidráulico visa construir uma rede de fraturas hidráulicas conectadas às fraturas naturais pré-existent, gerando múltiplos canais no interior da formação, de modo a otimizar o escoamento do shale gas para o poço por meio de um grande aumento da permeabilidade, (Yu *et al.*, 2014; Harper, 2014).

A criação da rede de fraturas complexas proporciona aumento significativo da permeabilidade do shale e esta zona de permeabilidade estimulada é denominada High Permeable Zone (HPZ), (M. J. Mayerhofer *et al.*, 2010).

Em um projeto de fraturamento hidráulico em shales, devem ser considerados os seguintes parâmetros:

- Tipo de fluido de fraturamento, (Ren *et al.*, 2014);

- Pressão e vazão de bombeamento do fluido de fraturamento, pois quanto maior a vazão de injeção, menor a pressão requerida no bombeamento do fluido de fraturamento para superar o limite de resistência da rocha e gerar a fratura, (Gomaa *et al.*, 2014);
- Espaçamentos entre fraturamentos;
- Viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento, pois variações de viscosidade geram diferentes comportamentos da rede de fraturas complexas, (Beugelsdijk *et al.*, 2000);
- Volume da fratura, para estimar o volume de propante a ser utilizado;
- Tensão limite de resistência mecânica à fratura (Breakdown Pressure), (Hubbert & Willis, 1957);
- Permeabilidade e anisotropia da SRR;
- Existência de fraturas naturais na SRR (Lamont & Jessen, 1963);
- Tensões de confinamento, (Gomaa *et al.*, 2014);
- Controle da orientação da fratura, pois a propagação de mesma de maneira desordenada pode atingir camadas adjacentes, lençóis freáticos e poços vizinhos, (Economides & Nolte, 2000).

Além dos parâmetros mencionados acima, para uma operação de fraturamento hidráulico em shales ser bem sucedida, é necessário que a rocha possua grande propriedade de fraturabilidade, i.e., a capacidade do shale propagar a fratura dominante com diversas fraturas secundárias conectadas a esta, de modo a obter o maior valor de volume de reservatório estimulado possível, conforme figura 1.10, (Chong *et al.*, 2010).

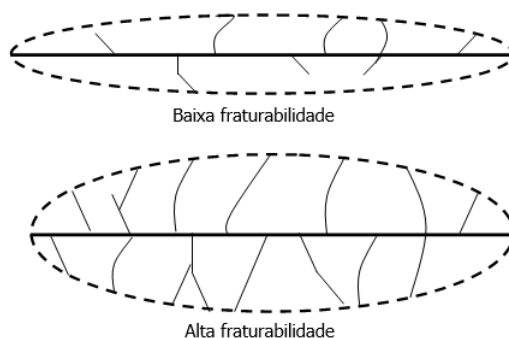


Figura 1.10: Fratura principal e rede de fraturas complexas associada, mostrando a influência da fraturabilidade nas dimensões do VRE, (Chong *et al.*, 2010).

A alta fraturabilidade está associada a regiões friáveis do shale, com alto módulo de elasticidade e baixo coeficiente de Poisson. Nestas condições cria-se

uma rede de fraturas ampla e estável (Grieser, 2007; Rickman, 2008; Britt, 2009).

A baixa fraturabilidade ocorre em regiões dúcteis do folhelho, com baixos valores de módulo de elasticidade e altos valores de coeficiente de Poisson. Nestas regiões, a rede de fraturas se fecha, em grande parte, devido à deformação, pois é uma região com maior ductilidade, (Petrobras, 2012).

Dois parâmetros estão associados à fraturabilidade: o VRE e o índice de complexidade de fratura (ICF), sendo que o VRE é definido como o produto entre a espessura produtiva do shale e a área estimulada, estimada por mapeamento micro-sísmico (Warpinski *et al.*, 2005; Mayerhofer *et al.*, 2006). Já o índice de complexidade da fratura é definido como a razão entre a largura e o comprimento da nuvem de pontos obtida em mapeamento microsísmico (Cipolla *et al.*, 2008).

Assim, as fraturas planares apresentam baixo valor de ICF e as fraturas desdobradas em rede apresentam alto valor de ICF.

Devido aos parâmetros mencionados anteriormente, a interação entre HF e NF na fase de bombeamento do fluido de fraturamento na operação de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/shale oil pode gerar os comportamentos e.g. mostrados na Figura 1.11, (Blanton, 1982, 1986):

- Cruzamento das NFs pelas HF;
- Dilatação da NF devido ao cisalhamento ou à concentração de tensões;
- Ramificações ou alterações do caminho HF, levando à construção de rede de fracturas complexas.

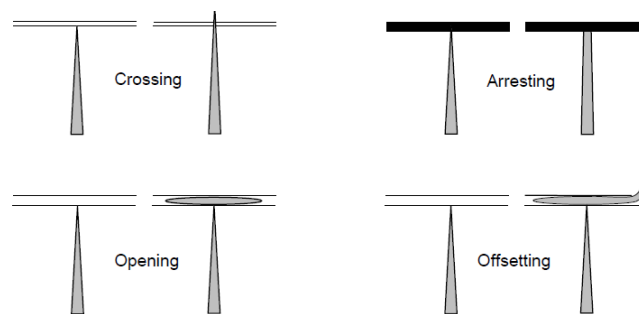


Figura 1.11: HF com diversos tipos de interação com NFs em folhelhos, (Weng, 2014).

De acordo com Ren *et al.*, (2014), a condição mecânica para a fratura hidráulica se propagar no interior de uma fratura natural é que:

$$p_{n,h}(t) - \Delta p_n > \sigma_{ov} + T_0 \quad (1-3)$$

$$p_{n,h}(t) = \sigma_h + p_{net} \quad (1-4)$$

$$\sigma_{ov} = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} + \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \right) \cos \left[2 \left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) \right] \quad (1-5)$$

$$p_{net} > \left(\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \right) \left[1 - \cos(2\theta) \right] + T_0 + \Delta p_n \quad (1-6)$$

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_{ov} - \alpha p_p) + \alpha p_p \quad (1-7)$$

Crank (1975) mostrou que a queda de pressão na fratura natural é dada pela soma infinita:

$$\Delta p(t) = \frac{4}{\pi} [p_{n,h}(t) - p_p] \sum_{n=0}^{+\infty} \frac{1}{2n+1} \exp \left[- \frac{(2n+1)^2 \pi^2 k_n t}{4 \phi_n \mu C_t L_n^2} \right] \operatorname{sen} \left[\frac{\pi}{2} (2n) \right] \quad (1-8)$$

2

Revisão de Literatura

O desenvolvimento de métodos numéricos que simulem o comportamento da rede de fraturas complexas em reservatórios de shale gas/shale oil tem sido um enorme desafio entre engenheiros de estimulação e pesquisadores da indústria de petróleo na última década. Como mencionado anteriormente, os modelos tradicionais usados em reservatórios convencionais não reproduzem adequadamente o comportamento da rede de fraturas em shales, (Belyadi *et al.*, 2015).

Desta forma, os modelos não-convencionais para a modelagem adequada do problema, levam em consideração os efeitos de baixíssima permeabilidade, elevada heterogeneidade e também anisotropia das formações, (Belyadi *et al.*, 2015).

2.1

Principais Estudos Publicados Sobre o Tema

A maioria das formulações para a abordagem do comportamento do shale em operações de fraturamento hidráulico baseia-se na consideração de propriedades geomecânicas médias em todo o meio, tanto no material intacto quanto na região fraturada. Abaixo, estão relacionados os principais autores que abordaram os parâmetros que influenciam na construção da rede de fraturas e também os modelos matemáticos desenvolvidos e que são usados nos projetos de fraturamento hidráulico.

Singh (1973) estudou uma rocha interceptada por um único conjunto de joints ¹ uniformemente distribuídas e encontrou o módulo de elasticidade equivalente para todo o sistema.

Zienkiewicz & Pande (1977) propuseram um modelo multi-laminado elasto-viscoplástico para maciços com joints não ortogonais.

Gerrard (1982) & Fossum (1985) estenderam essa formulação contínua para um maciço rochoso com 2 ou 3 conjuntos de joints e para outro maciço rochoso com joints distribuídos aleatoriamente.

Oda (1986) estimou o tensor de permeabilidade efetivo de um reservatório naturalmente fraturado usando a geometria da rede de fraturas e usou a lei

¹Grandes fraturas ou falhas presentes uma rocha.

cúbica para a modelagem do reservatório como um bloco cúbico de uma rocha contendo as fraturas naturais que foram organizadas em cubos menores.

Meyer (1987) desenvolveu uma solução que leva em consideração os efeitos de transferência de calor por convecção natural entre o fluido de fraturamento e a rocha e por meio do número de Nusselt, obteve um coeficiente para considerar o efeito térmico durante a operação o fraturamento hidráulico.

Grün *et al.*, (1989) apresentaram um modelo usando o método dos elementos finitos em 2-D com acoplamento hidro-mecânico e trataram a dependência da permeabilidade da rocha como função da pressão do fluido de fraturamento.

Cho *et al.*, (1991) apresentaram as equações constitutivas equivalentes que descrevem o comportamento mecânico da rocha e do fluido em seu interior para uma quantidade arbitrária de joints e com diversas orientações das mesmas. O modelo assume que o comportamento da rocha é elástico-linear e com permeabilidade isotrópica da rocha intacta. A teoria obtida pode ser usada para levar em conta efeito de anisotropia devido à orientação das joints.

Huang *et al.*, (1995) propuseram um modelo baseado na relação tensão-deformação que trata de maneira separada o maciço rochoso intacto, (com baixíssima permeabilidade) e o maciço fraturado, (com alta permeabilidade). Com isso, as equações dos módulos de elasticidade para a rocha com 3 joints são obtidas em função das propriedades das fraturas e também das rochas intactas.

Sridevi & Sitharam (2000) modelaram o comportamento de rochas fraturadas usando algumas relações experimentais que expressavam as propriedades equivalentes do meio fraturado em função de um fator de fratura, que dependia da orientação e quantidade de fraturas, além das propriedades geomecânicas da rocha intacta.

Fisher *et al.*, (2002) realizaram projetos de diagnóstico de fratura hidráulica em shales naturalmente fraturados de Barnett e mostraram que o meio-comprimento da fratura era uma função do volume de fluido injetado no intervalo de tempo o qual este meio-comprimento parou de se propagar, após uma quantidade significativa de volume de fluido ser injetado na formação. O comprimento e a largura do VRE foram observados usando monitoramento por micro-sísmica.

Hao *et al.*, (2002) revisaram os modelos propostos acima e utilizaram modelos constitutivos anisotrópicos com dano estatístico inicial para modelar a existência de fraturas aleatórias e joints na rocha.

Maxwell *et al.*, (2002) observaram os eventos micro-sísmicos monitorados durante o fraturamento hidráulico em um shale já naturalmente fraturado

também de Barnett e descobriram que, a partir de observações micro-sísmicas que a HF ocasionalmente crescia em um ângulo oblíquo com a direção da fratura assumida. Os resultados também mostraram que as fraturas hidráulicas cresceram em um ângulo oblíquo porque cruzaram a rede natural de fraturas.

Rutqvist & Stephansson (2003) pesquisaram diversos modelos contínuos equivalentes ² para o meio fraturado. Uma das aproximações mais simples baseia-se em um conjunto de 3 fraturas ortogonais entre si em um cubo do meio poroso, no qual as equações da continuidade e da elasticidade podem ser resolvidas de maneira mais fácil.

Zhang (2004) revisou as relações entre o módulo de elasticidade da rocha fraturada e o módulo de elasticidade da rocha intacta. Nesta abordagem, ele considerou a formulação contínua para a rocha intacta e usou resultados de ensaios em laboratórios e testes in situ para a caracterização das discontinuidades provocadas na rocha fraturada e com joints.

Chen *et al.*, (2007) formularam e aplicaram um modelo constitutivo equivalente elasto-plástico para descrever a resposta não-linear global de um meio com a existência de múltiplas fraturas paralelas entre si. Um tensor de condutividade hidráulica dependente da deformação foi formulado para modelar a deformação devido à compressão das fraturas que ocorrem após a abertura das mesmas. Simulações numéricas foram realizadas para estudar as mudanças de condutividade em uma amostra de rocha fraturada sob esforços de compressão e cisalhamento.

Xu *et al.*, (2009) usaram um modelo semi-analítico pseudo-3D geomecânico para estudar a interação entre fraturas e volume de fluido de fraturamento injetado. Eles descobriram que a complexidade da rede de fraturas e suas dimensões foram afetadas pelas tensões no interior do reservatório (Withers, 1996).

Olsen *et al.*, (2009) and Xu et al (2010) analisaram uma HF se propagando em uma formação com baixa diferença de tensões horizontais e concluíram que esta condição facilita a geração da rede de fraturas complexas.

Maxwell *et al.*, (2010) mostraram que houve casos com fraturas com tensão crítica localizadas próximo ao ponto de deformação da HF. Essas fraturas com tensão crítica poderiam gerar pequenas alterações de tensão que resultariam no desencadeamento grandes perturbações no meio poroso.

Meyer & Bazan (2011) desenvolveram o método DFN para aplicação em formações naturalmente fraturadas como o shale.

²São modelos que descrevem as propriedades geomecânicas da rocha de maneira global, levando em conta as propriedades locais.

Roussel *et al.*, (2011) perceberam que a abertura de uma HF transversal a poços horizontais ocasionava uma perturbação no meio poroso e consequentemente a reorientação do campo de tensões na vizinhança e com isso influenciava na direção de propagação das demais fraturas criadas gerando o efeito stress shadowing e impacta de maneira negativa na eficiência do projeto de fraturamento hidráulico e foi evidenciado por meio de mapeamento micro-sísmico, (Fisher *et al.* 2004; Mayerhofer *et al.*, 2006).

Assim, usando um modelo poroelástico de fraturas não-ortogonais 3-D, foi realizada a simulação numérica sobre os efeitos da sequência de fraturamentos nesta reorientação do campo de tensões no Barnett shale e propuseram 2 métodos de fraturamento baseados na sequência de construção destas fraturas: O método de fraturamento consecutivo e o de fraturamento alternado.

Weng *et al.*, (2011) desenvolveram um modelo analítico de rede de fraturas 3-D em um reservatório naturalmente fraturado para determinar as dimensões do VRE. O modelo foi resolvido usando uma simulação numérica e seus resultados mostraram que a anisotropia de tensão, as fraturas naturais e o ângulo de atrito interno afetaram a complexidade da rede de fraturas. A redução da anisotropia de tensão alterou as dimensões da fratura de uma configuração de fratura de duas asas para uma rede de fratura complexa.

Yu & Aguilera (2012) apresentaram um modelo 3-D para determinar as dimensões do VRE após a operação de fraturamento hidráulico em um reservatório não-convencional de gás, usando micro-sísmica e a equação da difusividade hidráulica. As dimensões do VRE foram obtidas em função da pressão de injeção, da pressão mínima que desencadeou os eventos micro-sísmicos, do tempo de ocorrência dos eventos micro-sísmicos e do coeficiente de difusividade hidráulica. Eles determinaram o coeficiente de difusividade hidráulica para calibrar o modelo para prever as dimensões do VRE (Warpinski *et al.*, 2006). Com isso, o coeficiente de difusividade hidráulica pôde ser determinado a partir de uma inclinação de um gráfico linear entre a distância do evento micro-sísmico do furo do poço versus a raiz quadrada do tempo de ocorrência do evento micro-sísmico (Warpinski *et al.*, 2006).

Nagel *et al.*, (2012) realizaram simulação numérica para avaliar a correlação do efeito do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson dos shales na fraturabilidade da rocha e concluiu que a influência destes parâmetros na rede de fraturas era muito pequena.

Nassir *et al.*, (2012) desenvolveram um modelo geomecânico baseado no método de elementos finitos 3-D de VRE para formações de tight gas (Hall *et al.*, 2009).

Os resultados estavam de acordo com as formas dos VREs obtidos no

monitoramento micro-sísmico.

Roussel *et al.*, (2012) & Manchanda *et al.*, (2012) realizaram uma análise de sensibilidade dos parâmetros mais importantes que influenciavam o stress shadowing ao redor da HF. Com isso, concluíram que o módulo de elasticidade, a diferença de tensões horizontais, comprimento e espaçamento entre fraturas têm forte correlação com o efeito de stress shadowing e reorientação do estado de tensão do shale.

2.2

Modelos Não-Convencionais de Fraturas (UFM)

2.2.1

Modelos FLAC 2D e 3D (Fast Lagrangian Analysis of Continua)

Roussel & Sharma (2011) apresentaram um modelo numérico bidimensional não-convencional e demonstraram que uma fratura transversal a um poço horizontal pode ser desviada devido à redistribuição de tensões in situ geradas pela existência de fraturas naturais. Com isso, um modelo poroelástico para simular a interferência de tensões entre fraturas em poços horizontais foi formulado, (Roussel Sharma 2011a, b). Nestes cálculos, uma HF é representada pela geometria PKN, (Perkins & Kern, 1961; Nordgren, 1972).

O modelo foi construído por meio do uso de FLAC-2D (Fast Lagrangian Analysis of Continua) e é baseado no método de diferenças finitas explícito em 2-D, onde cada derivada no conjunto de equações que modelam o fenômeno é substituída diretamente por uma expressão algébrica escrita em termos das variáveis de campo e.g., tensão ou deslocamento em pontos discretos no espaço.

O FLAC-2D organiza suas zonas ou elementos em linhas e colunas, como uma matriz e desta forma, quando nos referimos a uma determinada zona, esta é dada por um par de números, i.e., seus números de linha e coluna. A geometria de um grid no FLAC não precisa ser retangular e as linhas e colunas podem ser distorcidas de modo que o contorno se encaixe em alguma forma a qual possa se aproximar da descrição real do fenômeno abordado. Com isso, podem ser inseridos furos de diversas geometrias e tamanhos no grid.

Apesar do shale possuir as propriedades geomecânicas diferentes dos reservatórios convencionais, nesta abordagem o reservatório é modelado como homogêneo, isotrópico, elástico e sem efeito de leak-off, devido à baixa permeabilidade do shale (Roussel & Sharma 2011a, b). A reorientação das tensões in situ causada pelo efeito stress shadowing, que será abordado posteriormente, é geralmente significativa apenas durante as fases de injeção e produção (Warpinski & Branagan 1989; Weng & Siebrits 2007; Roussel & Sharma 2011b).

As principais características do FLAC 2D e 3D são:

Uso de elementos de interface para simular planos distintos ao longo dos quais possa haver deslizamento entre planos e separação dos mesmos; Robustez no sentido de poder lidar com qualquer modelo constitutivo sem ajuste ao algoritmo de solução; Facilidade de geração de gráficos de praticamente qualquer variável do problema; Modelos opcionais viscoelásticos e viscoplásticos para creeping flow.

2.2.2

Modelo de Rede de Fraturas Discretas (DFN) com uso do Software MShale

Um dos modelos não-convencionais mais usados para a análise do comportamento da rede de fraturas em reservatórios de shale gas/oil é o MShale, que consiste em um simulador de rede de fraturas discretas (DFN) em formações naturalmente fraturadas, e.g. shales e coal bed methane (CBM). O software usa modelagem estocástica baseada em algumas funções de distribuições de probabilidade e é usado para a verificação de diversos modelos numéricos existentes, uma vez que pode ser usado como ferramenta de diagnóstico para comparar os resultados numéricos do modelo DFN com dados micro-sísmicos. Assim, por meio do Mshale, a propagação da rede de fraturas complexas em diversos planos em shales pode ser simulada.

Para a simulação de múltiplas fraturas no shale, são assumidas as seguintes premissas:

- As fraturas possuem as mesmas características geométricas, i.e., mesmo comprimento, largura e altura;
- As fraturas estão localizadas longe do poço e podem ser paralelas entre si ou cruzadas;
- As interações entre fraturas podem ser: nulas, totais, especificadas pelo operador ou experimental, onde a interação nula representa que não há alteração na rigidez da rocha nas proximidades das fraturas e nem perda de fluido de uma fratura para a outra; a interação total representa que as fraturas influenciam umas nas outras, alterando seu estado de tensões e gerando desvios, cruzamento ou dilatação. A interação "especificada pelo operador" significa que o nível de interação pode ser simulado pelo operador do software, e por último, a opção "experimental" permite que as interações sejam calculadas por uma correlação interna.

Por meio do MShale, é possível simular a quantidade de fraturas geradas, o espaçamento entre elas, extensão máxima e grau de interação das mesmas em uma zona específica.

2.2.3

O Método dos Elementos Finitos Estendidos (XFEM)

Belytschko & Black (1999) Moes *et al.*, (1999) modelaram numericamente a propagação da fratura com uso do método dos elementos finitos estendidos (XFEM), onde se usava o enriquecimento do espaço-solução do problema com funções descontínuas para representar a superfície e funções assintóticas para a representação das demais regiões da fratura. O XFEM tem a vantagem de evitar o problema de remeshing e consegue encontrar singularidades do campo de tensões usando o sistema original da malha. A desvantagem do método é o fato de os graus de liberdade adicionais modificam a estrutura original da matriz e a necessidade de maior tempo de processamento devido à necessidade de integrar numericamente cada etapa da simulação. O XFEM é adequado em problemas que envolve propagação de fraturas em meios heterogêneos como o shale (Li *et al.*, 2017).

A equação dos elementos finitos estendidos é dada por:

$$\mathbf{u} = \sum_{i=1}^n N_i(x) \left\{ \bar{u}_i + H(x) \bar{a}_i + \sum_{\alpha=1}^n F_{\alpha}(x) \bar{b}_i^{\alpha} \right\} \quad (2-1)$$

Lecampion *et al.* (2007) adotaram o método dos elementos finitos clássico para simular a extensão da HF assumindo o meio poroso com deformação elástico-linear.

Taleghani & Olson (2010 & 2011) desenvolveram um algoritmo com uso do XFEM para simular a propagação e interação entre fraturas em reservatórios naturalmente fraturados. Os resultados mostraram que a existência de fraturas naturais impacta significativamente a trajetória, abertura, comprimento da fratura, assim como o transporte e assentamento de propante, especialmente em condições de alta heterogeneidade, como ocorre em shales.

Lamb *et al.*, (2013) combinaram a formulação baseada no XFEM e os modelos de bi-porosidade e bi-permeabilidade para modelar o escoamento do fluido, a deformação e a propagação da fratura na rocha.

Mohammadnejad & Khoei (2013) realizaram uma modelagem numérica baseado no FEM com o modelo de zona coesiva para a propagação da fratura no meio poroso. Posteriormente propuseram um modelo numérico totalmente acoplado para simular a propagação da fratura baseado no XFEM e com uso do modelo de zona coesiva. Para esta última modelagem não foi necessário introduzir os coeficientes de leak-off para descrever o leak-off na formação.

Sheng & Li (2014) propuseram um modelo numérico baseado no XFEM

para a simulação da propagação da fratura no meio poroso e assumiram que sua sustentação era feita por meio da própria pressão do fluido de fraturamento.

Shi & Yu (2014) propuseram um modelo para a propagação de múltiplas fraturas baseado no XFEM com uso de funções de junção de enriquecimento para a modelagem da interação NF-HF e da função de Heaviside para o tratamento da descontinuidade. Este modelo incluía os efeitos das perturbações do campo de tensões devido à existência de fraturas naturais na formação.

Zeng & Yao (2014) desenvolveram uma formulação numérica para a propagação da HF onde solucionava o problema hidráulico por meio do FEM e o problema mecânico usando o XFEM, respectivamente.

Zhou *et al.*, (2015) Combinaram o XFEM e o método de volumes finitos para modelar numericamente o comportamento da HF com orientações aleatórias em reservatórios de tight gas.

Liu *et al.*, (2016) apresentaram um modelo acoplado para a solução do problema hidráulico e mecânico simultaneamente baseado no XFEM para simular a propagação de diversas fraturas não-planares.

Wang *et al.*, (2016) estabeleceram um modelo 2-D acoplado considerando efeitos de pressão de poros, tensões de confinamento e deformação baseado no XFEM com modelo de zona coesiva no software ABAQUS.

2.2.4

O Método dos Elementos Discretos (DEM)

O método dos elementos discretos (DEM) é um método numérico proposto por Gundall (1971) e a grande diferença entre o DEM e outros métodos numéricos baseia-se no fato do DEM permitir que a malha tenha grandes movimentos de rotação e translação.

Zhao *et al.*, (2009) simularam numericamente a interação entre NFs e HFs por meio do DEM 2-D e nesta modelagem, o processo de ruptura das partículas era considerado como a formação de uma nova fratura.

Zangeneh *et al.*, (2012) usaram o DEM para estudar a influência das NFs e tensões in situ na propagação da HF, para simular o processo de extensão da rede de fraturas complexas é usada uma malha não-estruturada de grande flexibilidade.

Hamidi *et al.*, (2014) apresentaram um modelo DEM 3-D para simular o início e a extensão da HF. Com isso, mostraram que o sucesso de uma operação de fraturamento hidráulico depende de diversos parâmetros e.g. viscosidade do fluido de fraturamento, vazão de injeção, módulo de elasticidade do shale e diferença de tensões in situ.

Lu (2015) adotou o software 3-DEC, que usa o DEM 3-D, para estudar a influência do espaçamento entre fraturas, quantidade de fraturas, tensões in situ e módulo de elasticidade na propagação da rede de fraturas complexas.

Su (2015) analisou o comportamento da rede de fraturas complexas com uso do DEM e otimizou a configuração da rede de fraturas, provendo maior VRE.

2.2.5

O Método de Descontinuidade por Deslocamento (DDM)

A principal característica do método DDM é a discretização apenas do contorno que envolve a fratura estudada e com isso, o uso de poucos elementos. Assim, o DDM reduz, de maneira significativa, o custo computacional, (Crouch, 1976 1983).

Olson (2008) adotou o DDM para simular numericamente a interação de múltiplas HFs e NFs na construção da rede de fraturas complexas e seus estudos mostraram que os parâmetros que mais influenciavam o aumento do SRV eram o ângulo de interseção da NF com a HF e a pressão líquida.

Guo *et al.*, (2014) estudaram um modelo de interferência de tensões entre fraturas por meio do DDM para entender a influência da perturbação gerada pela HF na construção da rede de fraturas complexas.

Wu & Olson (2015), estabeleceram um modelo acoplado para a simulação da propagação de múltiplas fraturas em um poço horizontal. Neste modelo, o efeito de stress shadowing e a abertura da fratura eram calculados pelo DDM. O problema hidráulico era modelado por meio das equações da hidrodinâmica e o problema mecânico pelas equações da mecânica do fraturamento.

Zhao *et al.*, (2016) acoplaram a deformação da rocha, interação entre HFs e NFs e escoamento do fluido no interior das fraturas para estabelecer a simulação numérica da propagação simultânea de múltiplas fraturas hidráulicas em poços horizontais por meio do DDM.

2.3

Parâmetros que Influenciam na Construção da Rede de Fraturas Complexas em Reservatórios Shale Gas/Shale Oil

2.3.1

Parâmetros do Fluido e de Projeto

2.3.1.1

Pressão Líquida

A pressão líquida, i.e., a diferença entre a pressão de injeção do fluido de fraturamento e a diferença de tensões horizontais da rocha, tem correlação direta com a construção da rede de fraturas complexas, uma vez que quanto maior a pressão líquida, maior a extensão da rede de fraturas.

Olson & Dahi-Taleghani (2009) mostraram que a pressão líquida influencia diretamente na construção da rede de fraturas complexas. Normalmente a análise da influência da pressão líquida na interação entre fraturas hidráulicas e fraturas naturais é realizada por meio do coeficiente de pressão líquida, expresso por:

$$R_n = \frac{P_i - \sigma_h}{\sigma_H - \sigma_h} \quad (2-2)$$

Assim, para altos valores de ocorre a construção da rede de fraturas com maior facilidade. A figura 2.1 mostra o comportamento da rede de fraturas para $R_n = 1$ e $R_n = 2$.

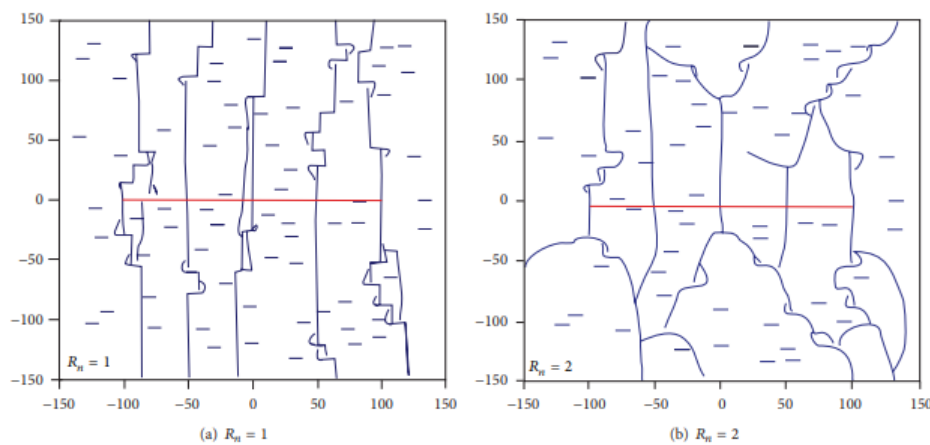


Figura 2.1: Padrão de comportamento da rede de fraturas complexas para $R_n = 1$ e $R_n = 2$, Olson & Dahi-Taleghani (2009).

2.3.1.2

Viscosidade Dinâmica do Fluido de Fraturamento

A viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento em shales tem influência direta na construção da rede de fraturas, pois à medida que a viscosidade do fluido aumenta, a extensão da rede de fraturas é reduzida significativamente, (Cipolla *et al.*, 2008).

Experimentalmente, foi verificado que um fluido de fraturamento de alta viscosidade contribui para a geração do padrão de fratura planar e um fluido

de baixa viscosidade, como o slickwater fracturing, gera o padrão de rede de fraturas complexas, (Cipolla *et al.*, 2000 & 2007).

Assim, em comparação com o fraturamento hidráulico convencional, o slickwater fracturing atinge maior VRE, conforme figuras 2.2 e 2.3 abaixo. (Warpinski *et al.*, 2005).

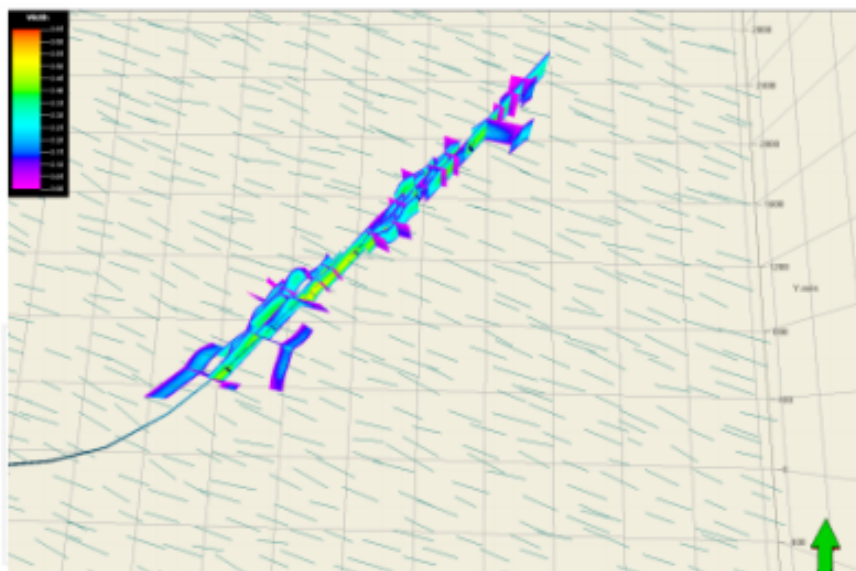


Figura 2.2: Rede de fraturas geradas com uso de gel de fraturamento, (Warpinski *et al.*, 2005)

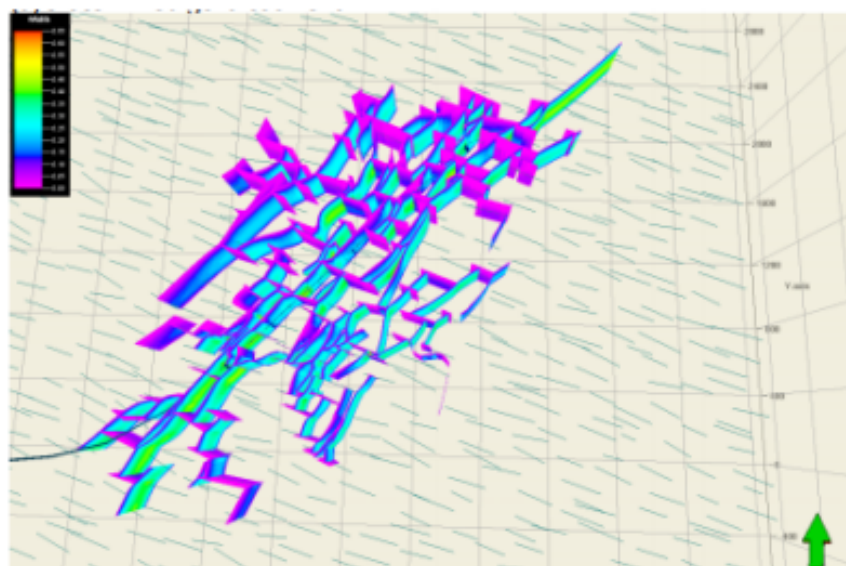


Figura 2.3: Rede de fraturas geradas com slickwater, (Warpinski *et al.*, 2005).

2.3.1.3

Vazão de Bombeamento

Gomaa *et al.*, (2014) investigaram a influência da vazão de bombeamento do fluido de fraturamento durante a operação de fraturamento hidráulico com uso de slickwater em folhelhos e perceberam, conforme figura 2.4 que o aumento da vazão, proporcionava redução na pressão de fraturamento da amostra.

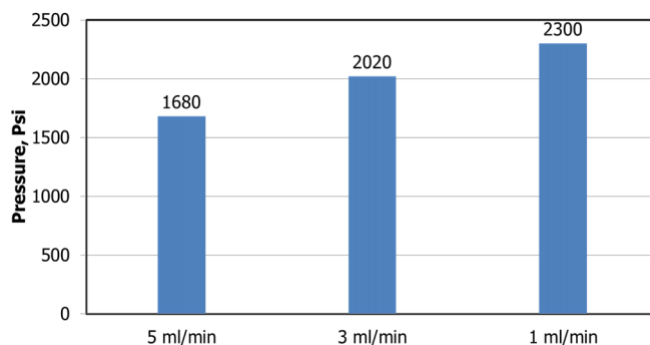


Figura 2.4: Relação entre aumento da vazão de bombeamento com a pressão de fraturamento em uma amostra de folhelho. (Gomaa *et al.*, 2014).

2.3.2

Parâmetros da Rocha

Em um projeto de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/shale oil, as propriedades mecânicas e composição mineralógica das rochas são de grande importância, tendo em vista que para a estimativa de pressão de fratura é necessário conhecer o gradiente de overburden, tensões horizontais, módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson. Tais parâmetros, relacionados com a composição mineralógica, fornecem o coeficiente de fragilidade da rocha.

2.3.2.1

Distribuição e Orientação das Fraturas Naturais

Conforme considerações anteriores, durante o processo de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/shale oil, as fraturas naturais são ativadas de modo a permitir o escoamento do gás aprisionado nos poros do folhelho para o poço e otimizar a operação de estimulação, (Gale *et al.*, 2007). Testes de campo constataram que qualquer HF em um meio naturalmente fraturado é influenciada pelos ângulos de aproximação das NFs e gera uma rede de fraturas complexas, conforme figura 2.5, (Warpinski & Teufel, 1987). Guo *et al.*, (2015) verificaram que a quantidade e padrão de orientação de fraturas influenciavam diretamente na forma da rede de fraturas complexas.

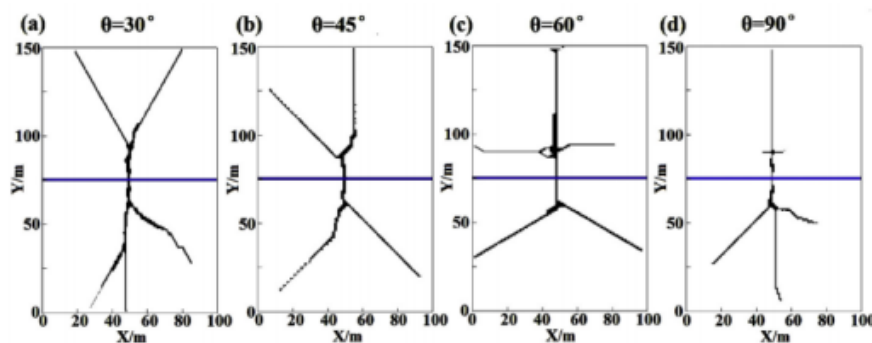


Figura 2.5: Comportamento da rede de fraturas complexas para diferentes ângulos de aproximação das fraturas naturais à vazão $q = 0,004 \text{ m}^3/\text{s}$, (Guo *et al.*, 2015).

2.3.2.2

Direção dos Estratos

Estratos são estruturas sedimentares planares geradas pela deposição de camadas litológicas sobrepostas entre si. Em rochas como o shale, que possuem diferentes tipos de granulometria e composição mineralógica, a visualização dos beddings fica mais evidente, (Hallsworth & Knox, 1999).

Gomaa *et al.*, 2014, verificaram experimentalmente que a direção em que os Beddings estão acomodados influencia diretamente na pressão de fraturamento e no tempo de bombeamento, onde beddings paralelos permitem a fratura da rocha com pressões menores e menor tempo de bombeamento, conforme figura 2.6.

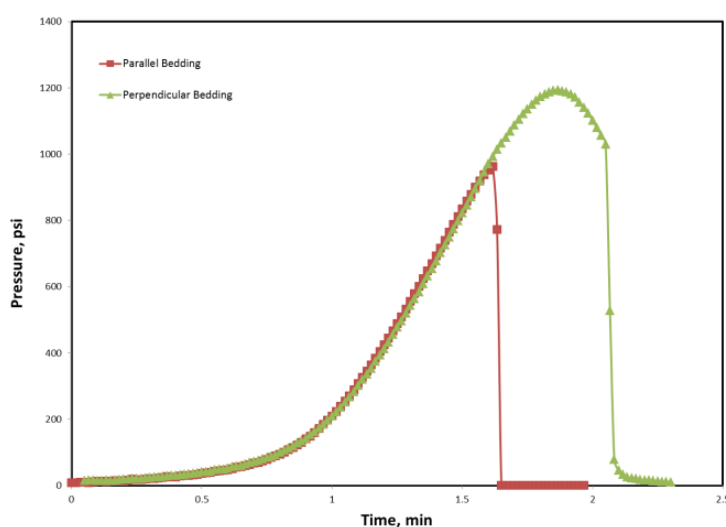


Figura 2.6: Efeito da direção dos estratos na pressão de fraturamento e tempo de bombeamento, (Gomaa *et al.*, 2014).

2.3.2.3

Campo de Tensões Horizontais

Ren *et al.*, (2014) constataram experimentalmente, por meio de um ensaio triaxial em um meio naturalmente fraturado que a HF se propaga ao longo da NF para baixos valores de diferença de tensões horizontais e cruza as fraturas naturais para altos valores de diferença de tensões horizontais, gerando modificação no comportamento da rede de fraturas complexas, conforme figura 2.7.

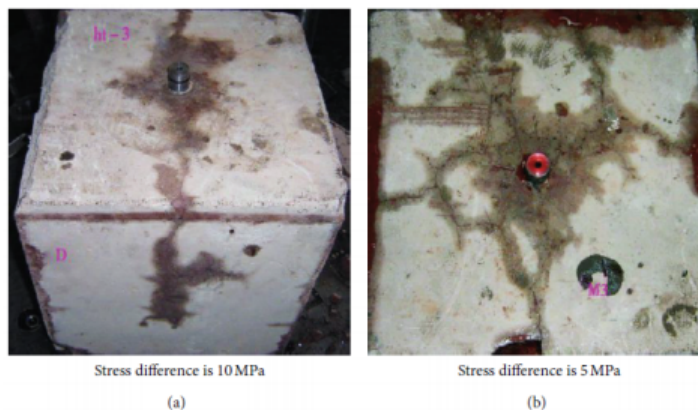


Figura 2.7: Resultados Experimentais que Mostram Padrão de Comportamento da Fratura para Diferentes Diferenças de Tensões Horizontais. (Ren *et al.*, 2014).

2.3.2.4

O Efeito Stress Shadowing

Roussel & Sharma, (2011) & Weng, (2015) verificaram que a presença de uma NF próxima à HF ou interações entre HFs próximas umas das outras, alteravam o campo de tensões no domínio considerado e com isso, influencia na geometria da HF e a maneira como esta se propaga. Este efeito é denominado stress shadowing effect e pode alterar a trajetória de toda a rede de fraturas complexas, atingindo camadas indesejadas durante a operação de fraturamento hidráulico. Para que uma operação de estimulação de um reservatório de shale gas/shale oil seja bem sucedida, dois parâmetros de projeto são extremamente importantes:

- Sequência operacional de multi-fraturamentos, conforme figura 2.8, (Roussel & Sharma, 2011);
- Espaçamento entre fraturas, pois possui correlação direta com o comportamento da HF que está sendo gerada, conforme figura 2.9, (Fisher *et al.*, 2004) e (Mayerhofer *et al.*, 2006).

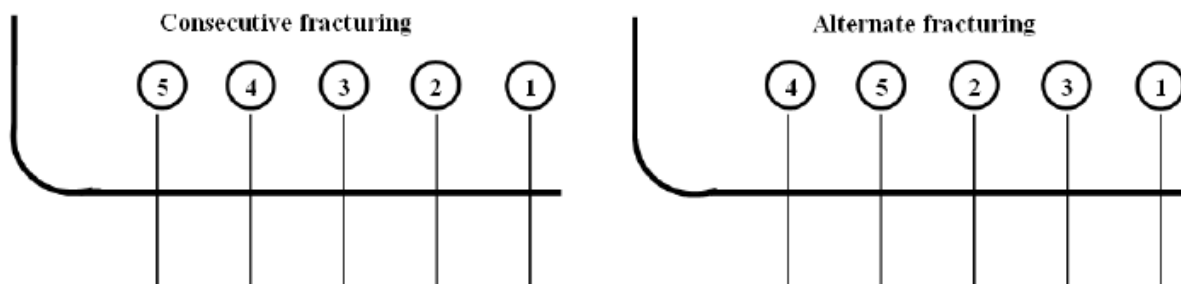


Figura 2.8: Duas sequências de multifraturamentos: (a) Fraturamento consecutivo e (b) Fraturamento alternado, (Roussel & Sharma, 2011).

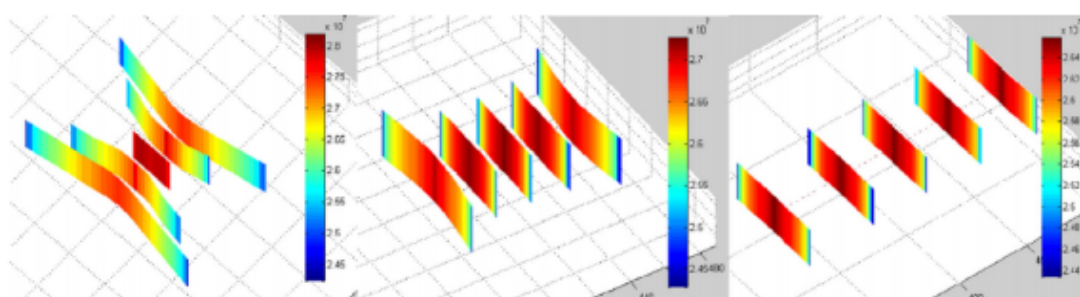


Figura 2.9: Comportamento das HFs em um meio sem presença de NFs em função do espaçamento de 10m, 20m e 40m, respectivamente, entre si. (Weng, 2015).

Roussel *et al.*, (2011) usaram um modelo poroelástico de fraturas não-ortogonais 3-D para realizar a simulação numérica sobre os efeitos da sequência de fraturamentos nesta reorientação do campo de tensões no Barnett shale e propuseram 2 métodos de fraturamento baseados na sequência de construção destas fraturas: O método de fraturamento consecutivo e o de fraturamento alternado (Figura 2.11). O fraturamento alternado tem sido proposto em alguns reservatórios de shale gas dos EUA para reduzir o espaçamento entre fraturamentos e aumentar a complexidade da rede de fraturas, (Roussel & Sharma 2011; Soliman *et al.*, 2010). Esta técnica consiste na colocação da 2ª fratura onde seria o local da 3ª fratura. As figuras 2.10-a e 2.10-b mostram a perturbação do estado de tensões in situ devido à presença de uma HF e os ângulos de reorientação das tensões in situ, respectivamente, no Barnett shale, (Roussel & Sharma, 2011).

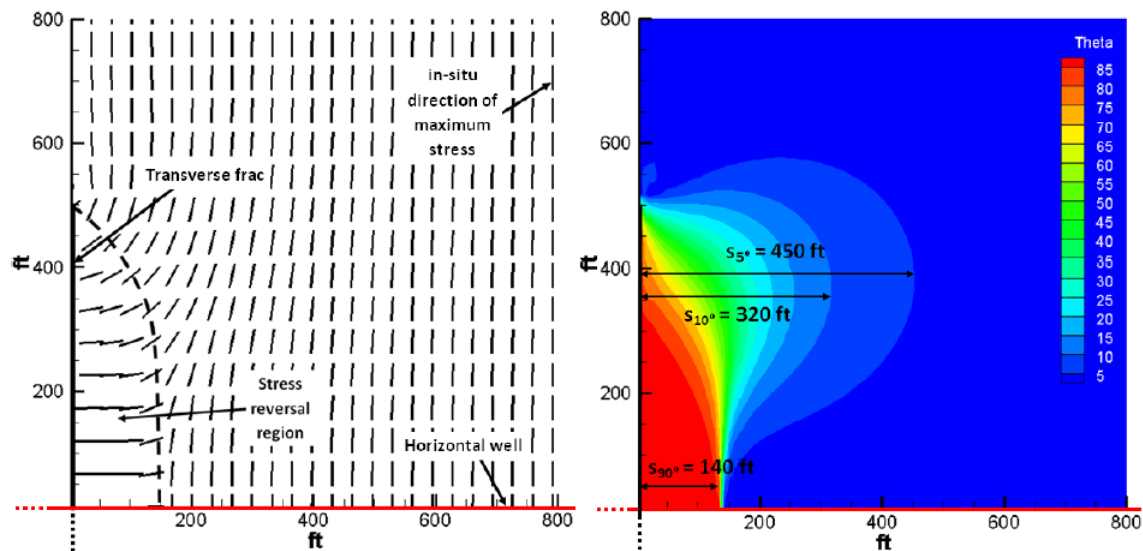


Figura 2.10: (a) Perturbação do estado de tensões in situ, devido à presença de uma HF. (b) Ângulos de reorientação das tensões in situ, (Roussel & Sharma, 2011).

A figura 2.11 mostra a correlação do espaçamento entre fraturas com o ângulo de desvio da trajetória ortogonal ao eixo do poço. Para este tipo de formação, pode-se verificar que:

- Para espaçamentos de 150', ao construir a 2^a HF, ocorre variação significativa no ângulo de reorientação desta, (aproximadamente -90°);
- Para espaçamentos de 200', o ângulo de desvio é de 10° na construção da 2^a HF; Entre a 3^a e 6^a HFs, o ângulo de desvio oscila entre -90° e 0° ; Entre a 6^a e 7^a HFs, o ângulo de desvio sofre pequena variação de 0° para 10° . A partir da 8^a HF, o ângulo de desvio volta a oscilar entre -90° e 0° ;
- Para espaçamentos de 300', os ângulos de desvio são mais tênues, permanecendo em aproximadamente 5° a partir da 3^a HF construída;
- Para espaçamentos de 400', praticamente não ocorre desvio das HFs.

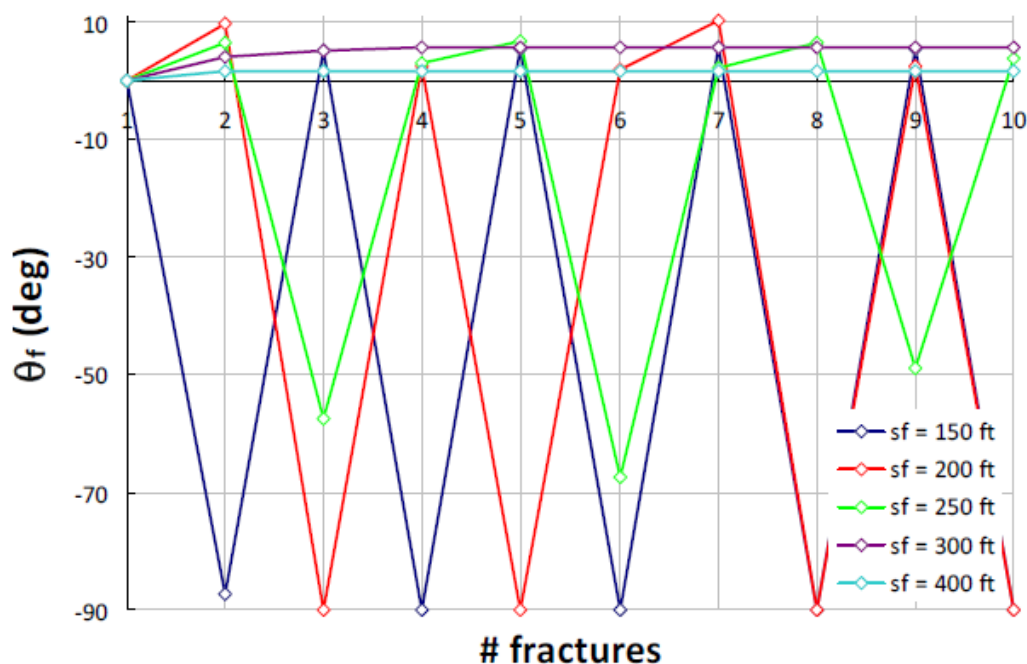


Figura 2.11: Evolução do ângulo de desvio da trajetória ortogonal ao eixo do poço para diversas quantidades de HFs consecutivas, em função dos espaçamentos (S), (Roussel & Sharma, 2011).

Conforme considerações anteriores, a pressão líquida também está diretamente correlacionada com a construção da rede de fraturas complexas em reservatórios de shale gas/ shale oil. Desta forma, o controle desta variável, para sua manutenção em valores altos, é muito importante para o sucesso da operação de fraturamento hidráulico neste cenário.

A figura 2.12 mostra a variação da pressão líquida para diversas quantidades de HFs transversais consecutivas, em função dos espaçamentos (S), (Roussel & Sharma, 2011). Pode-se verificar que:

- Para espaçamentos entre 150' e 250', ocorre grandes oscilações nos valores da pressão líquida e este comportamento é indesejável em uma operação de fraturamento hidráulico em shales;
- Para espaçamento de 300', a pressão líquida se mantém constante em aproximadamente 320 PSI a partir da 4ª HF construída;
- Para espaçamento de 400', a pressão líquida se mantém constante em aproximadamente 265 PSI a partir da 3ª HF construída.

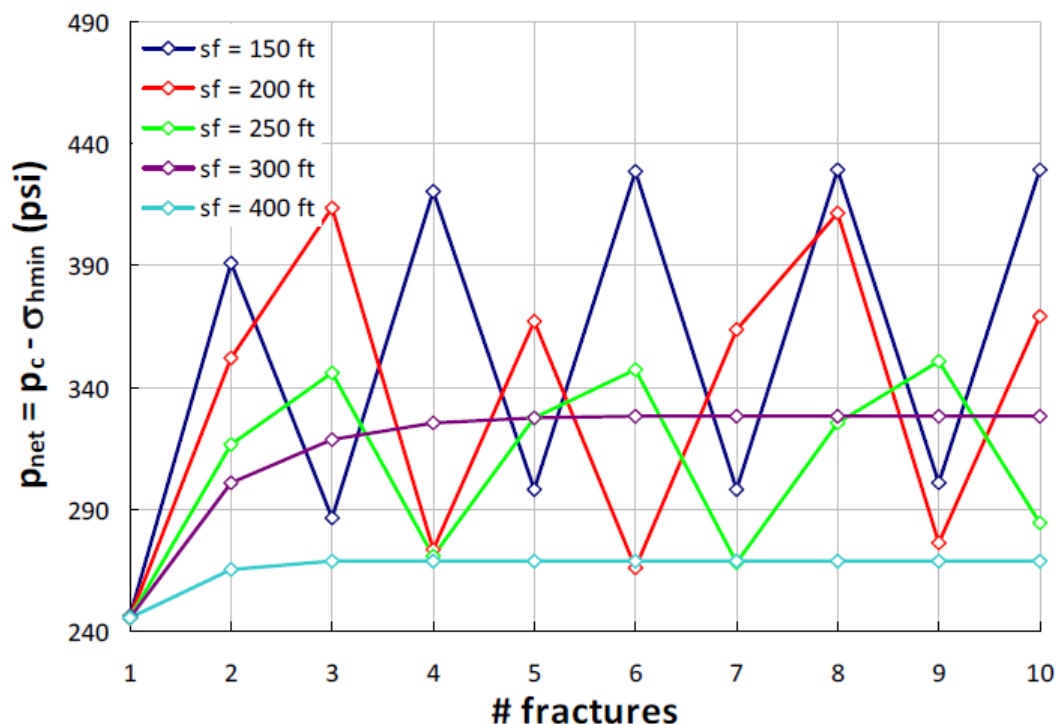


Figura 2.12: variação da pressão líquida para diversas quantidades de HFs transversais consecutivas, em função dos espaçamentos (S), (Roussel & Sharma, 2011).

2.3.2.5

Composição Mineralógica, Módulo de Elasticidade e Coeficiente de Poisson

A fragilidade do shale está diretamente correlacionada com sua mineralogia, módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson. Com o aumento da concentração de feldspato, quartzo e calcita que contém silício ou cálcio, a concentração de argila diminui e aumenta a fragilidade da rocha, i.e., reduz sua capacidade de sofrer deformação sob ação de esforço de tração no regime elástico, (Buller, *et al.*, 2010; Qingfeng & Guiting, 2012). À medida que a fragilidade da rocha aumenta, ocorre a formação de fraturas naturais devido a esforços de compressão das camadas superiores, gerando de maneira mais fácil, uma rede de fraturas complexas por meio da operação de fraturamento hidráulico com uso de fluidos de fraturamento de baixa viscosidade dinâmica, e.g. slickwater fracturing. O volume de argila na matriz rochosa é em média de mais de 30% da amostra e essa quantidade limita o volume de gás no interior dos poros do shale, tornando a rocha mais dúctil. Sendo assim, a HF se estende principalmente em um plano simples de fratura parecido com o modelo convencional em duas asas em vez de rede de fraturas, (Sun & Tang, 2011).

Zou *et al.*, (2009) verificaram que para a exploração economicamente viável de shale gas/oil e construção da rede de fraturas complexas, a concentração de minerais na rocha deve estar entre 46% e 60%. Para a caracterização da fragilidade dos shales é preciso combinar o módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson, conforme figura 2.14.

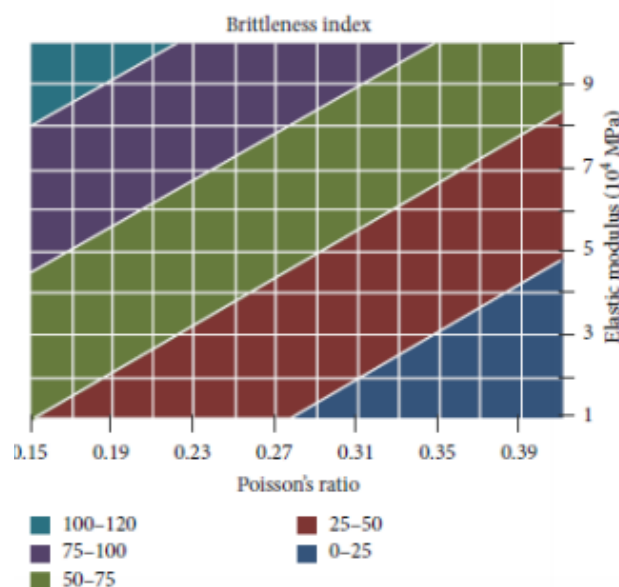


Figura 2.13: Influência do módulo de Young e coeficiente de Poisson no índice de fragilidade do folhelho. (Ren *et al.*, 2014).

Desta forma, verifica-se que quanto menor o valor do módulo de Poisson e do módulo de elasticidade, maior é o grau de fragilidade da rocha, (Rickman *et al.*, 2008).

2.4

O Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatórios de Shale Gas/Shale Oil

Para o sucesso de um projeto de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/shale oil, devem ser levados em consideração os seguintes fatores pela equipe de engenharia de estimulação:

- Tipo de fluido de fraturamento;
- Definição de vazão de bombeamento do fluido de fraturamento;
- Seleção do agente de sustentação;
- Software usado na simulação da construção das fraturas;
- Definição da técnica de multifraturamento.

2.4.1

Seleção do Fluido de Fraturamento

A seleção de fluido de fraturamento para shales é muito afetada pelo tipo de hidrocarboneto contido em seu interior, profundidade, temperatura e propriedades mecânicas. Em uma operação de fraturamento hidráulico no Barnett shale foi bombeado inicialmente gel reticulado com densidade polimérica de 40 lb/gal e a substituição deste por slickwater, e houve grande desempenho, (Fisher, 2004 & Warpinski, 2008).

No slickwater fracturing, o fluido de fraturamento é constituído basicamente de 98% água e 2% de aditivos misturados em areia. Os aditivos são usados para reduzir o coeficiente de arraste, corrosão e crescimento bacteriano, além de controlar a hidratação de argila durante o processo de estimulação. Uma grande vantagem do slickwater fracturing é o baixo custo, (Gandossi, 2013).

Chong *et al.*, (2010) perceberam que shales frágeis são mais propensos à criação de redes de fraturas estáveis, favorecendo o uso de slickwater, contudo, shales dúcteis favorecem a criação de fratura planar convencional, desta forma, gel reticulado poderia ser a melhor opção de fluido de fraturamento.

2.4.2

Definição da Vazão de Bombeamento do Fluido de Fraturamento

O dimensionamento da vazão de projeto para bombeamento do fluido de fraturamento tem grande importância para o sucesso da operação em reservatórios de shale gas/shale oil. Gomaa *et al.*, (2014) verificaram que em alguns tipos de shales, o aumento da vazão reduzia a pressão necessária para fraturar a rocha.

(Mayerhofer *et al.*, 2006) perceberam que a vazão de bombeamento do fluido de fraturamento deve ser alta pois quanto maior o volume de fluido bombeado, maior a tamanho da rede de fraturas construída.

Overbey *et al.*, (1988) Nearing, (1988) observaram também, que o aumento gradual e lento da vazão aumentava a abertura das fraturas naturais do sistema, enquanto aumento rápido de vazão favorece o desenvolvimento de fratura planar.

2.4.3

Seleção do Agente de Sustentação (AS)

Após a conclusão do bombeamento do fluido de fraturamento para o interior do shale, deve-se alojar um determinado volume de AS no interior da rede de fraturas, de maneira a prover a sustentação da mesma e impedir queda

de condutividade. A velocidade de fluxo nas estreitas ramificações da rede pode ser alta levando a fluxo não-darcyano, e demandaria alta condutividade (Cipolla *et al.*, 2011).

Altas tensões de fechamento de fratura, ductilidade de algumas regiões do shale e detritos originados de áreas de shales frágeis são outros aspectos a serem considerados para a seleção do AS. O tipo de AS mais usado em fraturamento hidráulico de shales é areia, particularmente nas granulometrias mais finas como 100 mesh. Quando maiores condutividades são necessárias, têm sido usadas granulometrias mais altas, e.g. 40/70, 30/50 e até 20/40 mesh. Para maiores profundidades e consequentes tensões in situ, torna-se necessário o uso de AS de resistência intermediária ou alta, (Petrobras, 2012).

2.4.4

Definição do Software de Fraturamento Hidráulico

Os softwares de projeto de fraturamento hidráulico para reservatórios convencionais não são adequados para o projeto de fraturamento hidráulico em shales. Com isso, a indústria de petróleo teve como grande desafio, desenvolver um software capaz de refletir a realidade do comportamento geomecânico das fraturas hidráulicas e interações com fraturas naturais para reservatórios de shale gas/shale oil. A escolha do software de fraturamento deve ser feita com base no tipo de formação a qual pretende-se estimular e também da natureza dos fluidos existentes nesta formação.

Atualmente, um dos softwares mais usados para a modelagem da rede de fraturas é o Meyer, por meio do módulo MShale, que foi o primeiro simulador DFN lançado no mercado, (Petrobras, 2012).

2.4.5

Definição da Técnica de Multifraturamento.

A estimulação de um poço em reservatórios de shale gas/shale oil é constituída pelo fraturamento hidráulico dos n segmentos em que foi subdivida a extensão que atravessa a payzone. Neste tipo de RNC, a grande maioria dos poços é horizontal, sendo o poço revestido e cimentado. Entretanto, há vários casos de poços não cimentados e alguns casos de poços verticais. Na completação em poço revestido e cimentado é importante a execução de cimentação de grande qualidade de modo a prover maior confiabilidade na operação. Devido ao grande número de segmentos e respectivas etapas de fraturamento, a indústria de petróleo tem buscado o desenvolvimento de técnicas que agilizem a realização dos n fraturamentos por entrada limitada. A técnica mais usada é denominada plug-and-perforate, fazendo uso de flexitubo ou trator com cabo

elétrico para a realização dos canhoneios. Após o multifraturamento do segmento, assenta-se um tampão, isolando o segmento e realizam-se os canhoneios no próximo segmento, (Petrobras, 2012).

Esta sequência é repetida até a estimulação de todos os segmentos. A seguir cortam-se os tampões e coloca-se o poço em produção. A maior vantagem desta técnica é permitir controle e simplicidade da realização de cada fraturamento. Os custos de cimentação, avaliação, canhoneios e isolamento temporário entre cada segmento e posterior corte dos tampões constituem a principal desvantagem desta técnica. A aplicação dessa técnica em dois poços em sequência constitui o fraturamento tipo zipper, na qual as equipes de fraturamento e de cabo elétrico/flexitubo se alternam entre os segmentos de um e outro poço para otimizar os custos da operação, (Petrobras, 2012).

Há algumas variações da técnica plug-and-perforating, como o uso de tampões de areia ao final de cada fraturamento, ao invés do assentamento do tampão.

2.5

Principais Problemas Para a Sustentação da Fratura

Após a construção da rede de fraturas complexas no shale é necessário prover sustentação desta rede por meio do alojamento do propante no interior da mesma. Como o slickwater não possui a propriedade adequada de transporte do propante, nesta fase ocorre sua mudança por um fluido de maior viscosidade dinâmica, normalmente um gel, de modo a alojar todo o volume de propante nas fraturas construídas. Porém, alguns problemas podem ocorrer nesta fase da operação de estimulação, e.g.

- Presença de detritos nas fraturas devido à limpeza precária dos aditivos contidos nas fraturas durante a fase de bombeamento no fluido de fraturamento, (Economides & Nolte, 1989);
- Contaminação dos sedimentos durante a produção do poço gerada pelo uso de aditivos no fluido de fraturamento, (Renicke *et al.*, 2006 2010);
- Esmagamento, quebra e reorientação do propante devido à falha na especificação nas propriedades mecânicas do mesmo, ocasionando o fenômeno de embedment, (Sato & Ichikawa, 1998);
- Deslizamento do propante para o interior do poço, à medida que ocorre a produção do shale gas, (Terracina *et al.*, 2010; Alramahi & Sundberg, 2012; Masłowski *et al.*, 2015; Masłowski, 2015; Masłowski *et al.*, 2016).

3

Formulações Matemáticas Para o Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatórios de Shale Gas/Oil

3.1

Formulação Matemática do Problema Mecânico

A equação de equilíbrio na forma tensorial para o problema da propagação da fratura em um meio poroso isotrópico, elástico-linear e com pequenas deformações é dada por:

$$\nabla \bullet \underline{\underline{\sigma}} = \bar{0} \quad (3-1)$$

Onde:

$$\underline{\underline{\sigma}} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

é denominado "tensor das tensões de Cauchy".

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}}_{\text{Estado total de tensões}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \langle \sigma \rangle & 0 & 0 \\ 0 & \langle \sigma \rangle & 0 \\ 0 & 0 & \langle \sigma \rangle \end{bmatrix}}_{\text{Estado hidrostático de tensões}} + \underbrace{\begin{bmatrix} \sigma_{xx} - \langle \sigma \rangle & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} - \langle \sigma \rangle & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} - \langle \sigma \rangle \end{bmatrix}}_{\text{Tensões desviadoras (distorção)}} \quad (3-3)$$

Estado total de tensões

Estado hidrostático de tensões

Tensões desviadoras (distorção)

Onde:

$$\langle \sigma \rangle = \frac{\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}}{3} \quad (3-4)$$

é a tensão média por unidade de volume.

Pela lei de Hooke generalizada para meios elásticos, isotrópicos, homogêneos e com componentes de tensões cisalhantes simétricas, i.e. $\tau_{ij} = \tau_{ji}$, tem-se que as componentes da tensão, em coordenadas cartesianas são expressas por:

$$\sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda(\varepsilon_y + \varepsilon_z) \quad (3-5)$$

$$\sigma_y = (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda(\varepsilon_x + \varepsilon_z) \quad (3-6)$$

$$\sigma_z = (\lambda + 2G)\varepsilon_z + \lambda(\varepsilon_x + \varepsilon_y) \quad (3-7)$$

$$\tau_{xy} = G.\Gamma_{xy} \quad (3-8)$$

$$\tau_{xz} = G.\Gamma_{xz} \quad (3-9)$$

$$\tau_{yz} = G.\Gamma_{yz} \quad (3-10)$$

$$\tau_{yx} = G.\Gamma_{yx} \quad (3-11)$$

Onde λ e G são as constantes de Lamé, e sendo:

$$\lambda = \frac{\nu E}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (3-12)$$

As componentes das deformações normais ε_{ii} e cisalhantes Γ_{ij} , em função das componentes de tensão, em coordenadas cilíndricas, são:

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\sigma_{rr}}{E} - \frac{\nu}{E} \left(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz} \right) \quad (3-13)$$

$$\varepsilon_{\theta\theta} = \frac{\sigma_{\theta\theta}}{E} - \frac{\nu}{E} \left(\sigma_{rr} + \sigma_{zz} \right) \quad (3-14)$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\sigma_{zz}}{E} - \frac{\nu}{E} \left(\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta} \right) \quad (3-15)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{\sigma_{r\theta}}{2G} \quad (3-16)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \frac{\sigma_{\theta z}}{2G} \quad (3-17)$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{\sigma_{rz}}{2G} \quad (3-18)$$

Em notação indicial:

$$\Gamma_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{2G} \quad (3-19)$$

Sendo o tensor das deformações $\underline{\underline{\varepsilon}}$ é expresso por:

$$\underline{\underline{\varepsilon}} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_{yy} & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{bmatrix} \quad (3-20)$$

Sendo o vetor deslocamento:

$$\bar{u} = [u_r \ u_\theta \ u_z]^T \quad (3-21)$$

Pode-se escrever as deformações como:

$$\varepsilon_{rr} = \frac{\partial u_r}{\partial r} \quad (3-22)$$

$$\varepsilon_{\theta\theta} = \frac{1}{r} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} + \frac{u_r}{r} \quad (3-23)$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\partial u_z}{\partial z} \quad (3-24)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{\partial u_\theta}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} + \frac{u_\theta}{r} \quad (3-25)$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{\partial u_r}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial r} \quad (3-26)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \frac{1}{r} \frac{\partial u_z}{\partial \theta} + \frac{\partial u_\theta}{\partial z} \quad (3-27)$$

O perfil de tensões ao redor de poços, em coordenadas cilíndricas, é dado pelas equações de Kirsch:

$$\sigma_{ov} = \int_{h_0}^h [(1 - \phi_0 e^{-\lambda_0 z}) \rho_m + \phi_0 e^{-\lambda_0 z} \rho_{mud}] g dz \quad (3-28)$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_A}{2} \left[1 - \left(\frac{a}{r} \right)^2 \right] + \frac{\sigma_A}{2} \left[1 + 3 \left(\frac{a}{r} \right)^4 - 4 \left(\frac{a}{r} \right)^2 \right] \cos(2\theta) \quad (3-29)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_A}{2} \left[1 + \left(\frac{a}{r} \right)^2 \right] - \frac{\sigma_A}{2} \left[1 + 3 \left(\frac{a}{r} \right)^4 \right] \cos(2\theta) \quad (3-30)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_A}{2} \left[1 - 3 \left(\frac{a}{r} \right)^4 + 2 \left(\frac{a}{r} \right)^2 \right] \sin(2\theta) \quad (3-31)$$

De acordo com (Sayers, 2005), para uma formação anisotrópica como o

shale, a lei de Hooke modificada é dada por:

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}\epsilon_{kl} \quad (3-32)$$

Fazendo a mudança do sistema de coordenadas

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \tau_{12} & \tau_{13} \\ \tau_{21} & \sigma_{22} & \tau_{23} \\ \tau_{31} & \tau_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (3-33)$$

Realizando o produto matricial, temos:

$$\sigma_{11} = a_{11}\epsilon_{11} + a_{12}\epsilon_{22} + a_{13}\epsilon_{33} + 2a_{16}\epsilon_{12} \quad (3-34)$$

$$\sigma_{22} = a_{12}\epsilon_{11} + a_{22}\epsilon_{22} + a_{23}\epsilon_{33} + 2a_{26}\epsilon_{12} \quad (3-35)$$

$$\sigma_{33} = a_{13}\epsilon_{11} + a_{23}\epsilon_{22} + a_{33}\epsilon_{33} + 2a_{36}\epsilon_{12} \quad (3-36)$$

$$\tau_{12} = a_{16}\epsilon_{11} + a_{26}\epsilon_{22} + a_{36}\epsilon_{33} + 2a_{66}\epsilon_{12} \quad (3-37)$$

$$\tau_{13} = 2a_{45}\epsilon_{23} + 2a_{55}\epsilon_{13} \quad (3-38)$$

$$\tau_{23} = 2a_{44}\epsilon_{23} + 2a_{45}\epsilon_{13} \quad (3-39)$$

Pela lei de Hooke generalizada, a equação constitutiva para a deformação em função da tensão para uma formação anisotrópica é:

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} \\ \gamma_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & a_{64} & a_{65} & a_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{yz} \\ \tau_{zx} \\ \tau_{xy} \end{bmatrix} \quad (3-40)$$

Na forma matricial, tem-se:

$$\{\varepsilon\} = [A]\{\sigma\} \quad (3-41)$$

3.2

As Equações Constitutivas da Poroelasticidade Para Formações Anisotrópicas

Conforme mencionado anteriormente, em uma operação de fraturamento hidráulico, a pressão de bombeamento do fluido de fraturamento deve atingir um valor superior ao limite de resistência da rocha e também à pressão de poros. Com isso, normalmente no projeto de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/shale oil, as equações são escritas em termos de tensões efetivas, i.e. as tensões que são transmitidas à formação.

De acordo com (Zhu *et al.*, 2013a), as equações constitutivas para um modelo poroelástico anisotrópico são:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - \alpha p_p \delta_{ij} \quad (3-42)$$

$$\sigma'_{ij} = \psi_{ijkl} \varepsilon_{ij} \quad (3-43)$$

A matriz de rotação $[R]_\theta$ que transforma o sistema de coordenadas das tensões in situ para o sistema de coordenadas do poço é expressa por:

$$[R]_{\theta} = \begin{bmatrix} \cos(\beta_b)\cos(\alpha') & \cos(\beta_b)\sin(\alpha') & -\sin(\beta_b) \\ -\sin(\alpha') & \cos(\alpha') & 0 \\ \sin(\beta_b)\cos(\alpha') & \sin(\beta_b)\sin(\alpha') & \cos(\beta_b) \end{bmatrix} \quad (3-44)$$

O estado de tensões em coordenadas do poço é dado por:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = [R]_{\theta} \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{zz} \end{bmatrix} [R]_{\theta}^T \quad (3-45)$$

O tensor de elasticidade ψ , em coordenadas do plano do estrato, é:

$$\psi = \begin{bmatrix} \frac{1}{E_h} & -\frac{\nu_{hh}}{E_h} & -\frac{\nu_{vh}}{E_v} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\nu_{hh}}{E_h} & \frac{1}{E_h} & -\frac{\nu_{vh}}{E_v} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\nu_{vh}}{E_h} & -\frac{\nu_{vh}}{E_h} & \frac{1}{E_v} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{G_v} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{G_v} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{2(1+\nu_{hh})}{E_h} \end{bmatrix} \quad (3-46)$$

Para a análise de estabilidade mecânica em poços inclinados, deve-se modificar o tensor de elasticidade acima para coordenadas do poço. Assim, o tensor de elasticidade modificado ψ^w é dado por:

$$\psi^w = q\psi q \quad (3-47)$$

Sendo:

$$q = \begin{bmatrix} \cos^2(\gamma) & 0 & \sin^2(\gamma) & 0 & -2\sin(\gamma)\cos(\gamma) & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \sin^2(\gamma) & 0 & \cos^2(\gamma) & 0 & 2\sin(\gamma)\cos(\gamma) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cos(\gamma) & 0 & \sin(\gamma) \\ \sin(\gamma)\cos(\gamma) & 0 & -\sin(\gamma)\cos(\gamma) & 0 & \cos^2(\gamma) - \sin^2(\gamma) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sin(\gamma) & 0 & \cos(\gamma) \end{bmatrix} \quad (3-48)$$

Lekhnitskii (1981), Amadei (1983), Aadnøy & høgskole (1987) & Ong (1994), propuseram soluções exatas para o problema mecânico ao redor de poços inclinados em shales levando em consideração os efeitos de anisotropia. As soluções são dadas em termos de funções de variáveis complexas de acordo com as expressões:

$$\sigma_x = \sigma_{x,0} + 2Re \left[\mu_1^2 \varphi_1'(z_1) + \mu_2^2 \varphi_2'(z_2) \right] \quad (3-49)$$

$$\sigma_y = \sigma_{y,0} + 2Re \left[\varphi_1'(z_1) + \varphi_2'(z_2) \right] \quad (3-50)$$

$$\tau_{xy} = \tau_{xy,0} - 2Re \left[\mu_1 \varphi_1'(z_1) + \mu_2 \varphi_2'(z_2) \right] \quad (3-51)$$

$$\tau_{xz} = \tau_{xz,0} + 2Re \left[\mu_3 \varphi_3'(z_3) \right] \quad (3-52)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{yz,0} - 2Re \left[\varphi_3'(z_3) \right] \quad (3-53)$$

$$\sigma_z = \sigma_{z,0} - \frac{2}{a_{33}} Re \left\{ a_{31} \left[\mu_1^2 \varphi_1'(z_1) + \mu_2^2 \varphi_2'(z_2) \right] + a_{32} \left[\varphi_1'(z_1) + \varphi_2'(z_2) \right] \right\} \quad (3-54)$$

Onde:

$$\phi'(z_1) = \frac{E' \mu_2 - D'}{2(\mu_2 - \mu_1) \left[\mu_1 \cos(\theta) - \sin(\theta) \right]} \quad (3-55)$$

$$\phi'(z_2) = \frac{D' - E' \mu_1}{2(\mu_2 - \mu_1) \left[\mu_2 \cos(\theta) - \sin(\theta) \right]} \quad (3-56)$$

$$\phi'(z_3) = \frac{F'\mu_2 - \mu_1}{2(\mu_2 - \mu_1) \left[\mu_3 \cos(\theta) - \sin(\theta) \right]} \quad (3-57)$$

Onde: $z_k = x + \mu_k y$, ($k = 1, 2, 3$);

Sendo as funções de variáveis complexas D' , E' e F' expressas por:

$$D' = (p_w - \sigma_{x,0}) \cos(\theta) - \tau_{xy,0} \sin(\theta) - i[(p_w - \sigma_{x,0}) \sin(\theta) - \tau_{xy,0} \cos(\theta)] \quad (3-58)$$

$$E' = -(p_w - \sigma_{y,0}) \sin(\theta) - \tau_{xy,0} \cos(\theta) - i[(p_w - \sigma_{y,0}) \cos(\theta) - \tau_{xy,0} \sin(\theta)] \quad (3-59)$$

$$F' = -\tau_{xz,0} \cos(\theta) - \tau_{xz,0} \sin(\theta) + i[\tau_{xz,0} \sin(\theta) - \tau_{xz,0} \cos(\theta)] \quad (3-60)$$

3.3

Formulação Matemática do Problema Hidráulico Para Escoamento em Meios Porosos

3.3.1

A Equação de Conservação da Massa (Equação da Continuidade)

A equação de conservação de massa, ou equação da continuidade, mostra que "a soma da taxa de variação de massa dentro do volume de controle e do fluxo líquido convectivo de massa na superfície de controle deve ser nulo".

Assim, na forma tensorial, temos:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \bullet (\rho \bar{u}) = 0 \quad (3-61)$$

Em um meio poroso com fluido compressível, a forma tensorial da equação da continuidade é:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \bullet (\rho \bar{u}) = 0 \quad (3-62)$$

Na forma diferencial, tem-se:

$$\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = 0 \quad (3-63)$$

E, finalmente, em notação indicial:

$$\partial_i(\rho u_i) = -\partial_0(\rho\phi) \quad (3-64)$$

O balanço de massa no bombeamento do fluido de fraturamento para a formação é:

$$\int_0^t q(x, t) dt - \forall_L(t) - \forall_{sp}(t) = \forall_f(t) \quad (3-65)$$

Sendo $q_L(x, t)$ a vazão de leak-off, i.e., a vazão a qual o fluido de fraturamento é absorvido pela formação por unidade de comprimento de rocha e é expressa por:

$$q_L(x, t) = 2w(x, t)h_f u_L(t) \quad (3-66)$$

Onde:

$$u_L(t) = \frac{2C_t}{\sqrt{t-\tau}} + 2S_p \delta(t-\tau) \quad (3-67)$$

é a velocidade de leak-off e $\delta(t-\tau)$ é a função Delta de Dirac, definida por:

$$\delta(t-\tau) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{i\zeta(t-\tau)} d\zeta \quad (3-68)$$

Conhecendo esta velocidade, pode-se calcular o volume de fluido absorvido e com isso determinar a eficiência da operação, (Schlumberger, 2000).

Nordgren (1972) considerou este efeito no modelo de Perkins e Kern, chegando à seguinte equação diferencial para o balanço de massa na fase de injeção:

$$q_i(x, t) = 2 \int_0^{A_f(t)} u_L(t) dA_f + \langle w(x, t) \rangle \frac{\partial A_f}{\partial t} \quad (3-69)$$

$$q_i(x, t) = 2 \int_0^{A_f(t)} u_L(t - \tau) \frac{\partial A_f}{\partial \tau} d\tau + \langle w(x, t) \rangle \frac{\partial A_f}{\partial t} \quad (3-70)$$

Introduzindo a mudança de variável:

$$\xi(t) = \frac{2C_t \sqrt{\pi t}}{\langle w \rangle} \quad (3-71)$$

Com o coeficiente global de leak-off (C_t), expresso por:

$$C_t = C_w + C_c + C_\mu \quad (3-72)$$

$$C_t = \sqrt{\frac{k_{cake} \alpha \Delta p_{cake}}{2\mu_{fil}}} + \sqrt{\frac{k_r \phi c_c}{\pi \mu_f} \Delta p_c} + \sqrt{\frac{k_{fil} \phi \Delta p_\mu}{2\mu_{fil}}} \quad (3-73)$$

Ou ainda:

$$C_t = \frac{2C_c C_\mu C_w}{C_\mu C_w + \sqrt{C_w^2 C_\mu^2 + 4C_c^2 (C_\mu^2 + C_w^2)}} \quad (3-74)$$

Sendo os coeficientes de leak-off devido ao reboco formado nas paredes do poço (C_w), devido à compressibilidade da rocha, (C_c) e devido à viscosidade do fluido de fraturamento (C_μ)

Aplicando a transformada de Laplace da convolução, na equação íntegro-

diferencial acima, temos a seguinte solução para a área da face da fratura:

$$A_f[\xi(t)] = \frac{q_i < w >}{4\pi C_t^2} \left[e^{\xi(t)^2} \operatorname{erfc}[\xi(t)] + \frac{2}{\sqrt{\pi}} [\xi(t)] - 1 \right] \quad (3-75)$$

Onde: $\operatorname{erfc}[\xi(t)]$ é a função erro complementar, expressa por:

$$\operatorname{erfc}(\xi) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\xi}^{\infty} e^{-z^2} dz \quad (3-76)$$

E pode ser aproximada por meio da série de Taylor ao redor do ponto $x = 0$, por:

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 - \frac{x^2}{1!3} + \frac{x^4}{2!5} - \frac{x^6}{3!7} + \dots \right) \quad (3-77)$$

Em termos da largura de abertura $w(x, t)$ e da altura da fratura h_f temos a seguinte equação diferencial parcial:

$$\frac{E'}{128\mu h_f} \frac{\partial^2 w(x, t)}{\partial x^2} = \frac{8C_t}{\pi\sqrt{t - \tau(x)}} + \frac{\partial w(x, t)}{\partial t} \quad (3-78)$$

Sendo:

$\tau(x)$ o tempo inicial de leak-off.

3.3.2

A Equação da Conservação do Momento Linear (Equação de Cauchy)

Sendo o operador derivada material atuando em um campo de velocidades \bar{u} definido por:

$$\frac{D\bar{u}}{Dt} = \frac{\partial \bar{u}}{\partial t} + \bar{u} \bullet \nabla \bar{u} \quad (3-79)$$

A equação da conservação de momento linear na forma material, i.e., seguindo o movimento do fluido no interior da fratura e em termos de tensão, é dada

por:

$$\rho \frac{D\bar{u}}{Dt} = -\bar{\nabla}p - \bar{\nabla} \bullet \underline{\underline{\sigma}} + \rho \bar{g} \quad (3-80)$$

O tensor das tensões pode ser escrito da seguinte forma:

$$\underline{\underline{\sigma}} = -p\underline{\underline{I}} + \underline{\underline{\tau}} \quad (3-81)$$

E, em termos de velocidade e transferência de calor convectiva:

$$\rho \frac{D\bar{u}}{Dt} = -\bar{\nabla}p - \mu \bar{\nabla}^2 \bar{u} + \bar{g} \beta \bar{\nabla}T \quad (3-82)$$

Sendo β o coeficiente de expansão térmica do fluido.

Pela teoria da lubrificação de Reynolds, para o escoamento de Hagen-Poiseuille, em termos da largura de abertura, temos a seguinte equação diferencial parcial para o escoamento do fluido de fraturamento no interior da fratura:

$$\frac{\partial w(x,t)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{w(x,t)^3}{12\mu} \left(\frac{\partial p_f}{\partial x} \right) \right] \quad (3-83)$$

3.3.3

A Equação da Difusividade Hidráulica

A equação de modela matematicamente o comportamento da pressão em função da distância e do tempo durante o escoamento monofásico de fluidos newtonianos no interior dos poros de uma rocha é denominada equação da difusividade hidráulica obtida pela combinação da equação da continuidade, da lei de Darcy e das equações da compressibilidade do fluido e da matriz rochosa. Com esta equação pode-se encontrar o campo de pressões no interior dos poros da rocha durante uma injeção do fluido de fraturamento e também na vida produtiva de um poço. Em geral, a ordem de grandeza das compressibilidades da rocha e do líquido é muito baixa em relação aos demais termos da equação. Desta forma, a forma simplificada da equação da difusividade hidráulica é:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3-84)$$

Onde o termo $\frac{k}{\phi \mu c_t}$ é denominado de constante de difusividade hidráulica e normalmente representado pela letra grega η .

Desta forma:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (3-85)$$

A equação da difusividade hidráulica pode então ser reescrita na forma diferencial, como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3-86)$$

E na forma tensorial, como "a divergência do gradiente de pressão":

$$\overline{\nabla} \bullet (\overline{\nabla} p) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3-87)$$

Que pode ser reescrita como "o Laplaciano do campo de pressões":

$$\overline{\nabla}^2 p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3-88)$$

3.3.4

Formulação Matemática Para o Transporte de Propante na Rede de Fraturas

Para a modelagem matemática do transporte de propante, o escoamento composto por duas equações: Uma equação modela a fase líquida e outra a fase sólida.

Desta forma, tem-se:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \overline{\nabla} \bullet \overline{q}_S + u_L = 0 \quad (3-89)$$

$$\bar{\phi} \frac{\partial w}{\partial t} + \bar{\nabla} \bullet \bar{q}_P = 0 \quad (3-90)$$

$\bar{\phi} = \frac{\langle \phi \rangle}{\phi_m}$ é a concentração média normalizada de propante na direção \hat{e}_y .

3.4

Formulação Matemática do Problema Térmico (A Equação da Energia)

Durante o escoamento do fluido de fraturamento no interior dos poros da rocha e, posteriormente, na rede de fraturas complexas, ocorre transferência de calor por convecção e condução. O contato do fluido com a superfície da rocha, transforma uma parte da energia mecânica do escoamento em calor devido à dissipação viscosa. Para os projetos de fraturamento hidráulico em reservatórios de shale gas/oil, o MShale considera o efeito térmico e resolve numericamente pelo método DFN a equação da energia, expressa, na forma tensorial e em termos de temperatura, por:

$$\rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + \bar{u} \bullet \bar{\nabla} T \right) = k \bar{\nabla}^2 T + \mu \Phi' \quad (3-91)$$

E na forma material:

$$\rho c_p \frac{DT}{Dt} = K \bar{\nabla}^2 T + \mu \Phi' \quad (3-92)$$

Em termos de fluxo de calor:

$$\rho c_p \frac{DT}{Dt} = -\bar{\nabla} \bullet \bar{q} - \left[\frac{\partial \ln(\rho)}{\partial \ln(T)} \right]_p \frac{Dp}{Dt} - \underline{\underline{\tau}} : \bar{\nabla} \bar{u} \quad (3-93)$$

Onde, em notação tensorial:

$$\tau_{ij} = -\mu(\bar{\nabla} \bar{u} + \bar{\nabla} \bar{u}^T) + \frac{2}{3}(\mu - K)(\bar{\nabla} \bar{u}) \delta_{ij} \quad (3-94)$$

E, em notação indicial:

$$\tau_{ij} = -\mu \partial_i u_j + \partial_j u_i + \frac{2}{3}(\mu - k) \partial_i u_i \quad (3-95)$$

4

Simulação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório de Shale Gas/ Shale Oil em Diferentes Espaçamentos entre Fraturamentos

4.1

Formulação Numérica

Para a simulação numérica por meio do software de fraturamento MShale, que utiliza o método de diferenças finitas explícito, as seguintes premissas para o problema mecânico, hidráulico, térmico e de transporte de propante foram consideradas:

- Meio poroso elástico linear, isotrópico e homogêneo;
- Compressibilidade do meio poroso desprezível;
- Spurt Loss desconsiderado;
- Fluido de fraturamento com comportamento newtoniano, monofásico e incompressível;
- Fluido de transporte de propante com comportamento não-newtoniano com modelo de lei de potência (power law);
- Efeito de leak-off considerado pelo modelo de Carter;
- Escoamento não-isotérmico;
- Escoamento incompressível, *i.e.* $\nabla \bullet \bar{u} = 0$;
- Escoamento irrotacional, *i.e.* $curl(\bar{u}) = 0$;
- Escoamento sem força de corpo atuante;
- Escoamento com simetria azimutal, *i.e.* $u_\theta = 0$;
- Escoamento darciano no meio poroso;
- Condição de não-deslizamento nas paredes da fratura, *i.e.* $\bar{u}(0) = 0$;
- Escoamento com dissipação viscosa Φ' ;
- Escoamento extremamente laminar do tipo creeping flow durante o bombeamento do fluido de fraturamento na rocha intacta e na rocha deformada;

- Escoamento de Hagen-Poiseuille no interior da fratura modelado pela teoria da lubrificação de Reynolds.

As simulações foram realizadas por meio do software MShale para os seguintes parâmetros:

4.2

Parâmetros de Projeto

- Play: Vaca Muerta (Argentina);
- Profundidade (TVD): 2502m;
- Tempo de Simulação para cada espaçamento: 120min. e 150min;
- Quantidade de Estágios de Fraturamentos: 23;
- Espaçamentos entre fraturamentos: 10m, 11m, 12m, 15m, 16m, 18m, 20m e 25m;
- Vazão inicial de bombeamento da pasta: 5bpm;
- Vazão de média bombeamento da pasta: 45bpm;
- Pressão de Fundo de Poço Média : 8,8KSI.

4.3

Parâmetros do Fluido

- Tipo de fluido de fraturamento: Slickwater com redutor de fricção;
- Tipo de AS: Propante (50/150 mesh; 30/60 mesh e 20/40 mesh);
- Número de Reynolds Médio: 205;
- Índice de Consistência Médio do Fluido de Transporte: $0,5lb.f.s^n/ft\check{s}$;
- Índice de Comportamento Médio do Fluido de Transporte: 0,8.

4.4

Parâmetros da Rocha

- Módulo de Elasticidade do Shale: 5MPSI;
- Coeficiente de Poisson: 0,25;
- Gradiente de tensão de overburden: 0,85PSI/ft;
- Payzone : 210m;
- Rugosidade das fraturas: $2000 \text{ PSI}/\text{in}^{-1/2}$;
- Porosidade média : 8%;
- Permeabilidade Média: 0,0002mD;
- Temperatura Inicial do Fluido de Fraturamento : 80°F;
- Temperatura Média na Rede de Fraturas : 220°F;
- Coeficiente Total de Leak-off: $0,45 \text{ ft}/\text{min}^{1/2}$.

4.5

Resultados Obtidos Para Diferentes Espaçamentos entre Fraturamento (S)

Para S=10m:

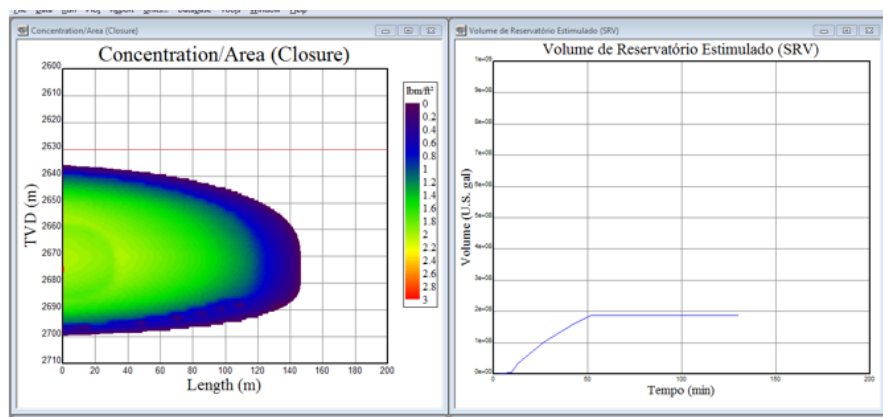


Figura 4.1: Concentração de Propante e VRE para S=10m

- Ocorre grande concentração de propante uniformemente distribuída até a extensão de 120m do comprimento da fratura;
- VRE de $1,8 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=11\text{m}$:

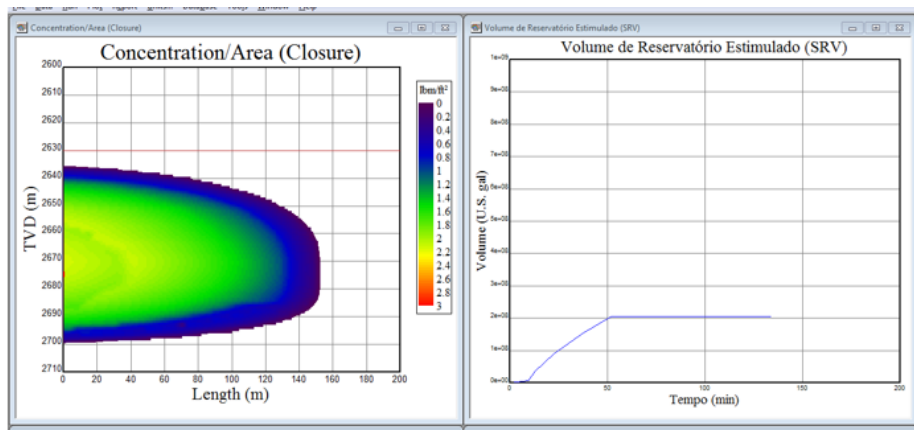


Figura 4.2: Concentração de Propante e VRE para $S=11\text{m}$

- Ocorre grande concentração de propante uniformemente distribuída até a extensão de 110m do comprimento da fratura;
- VRE de 2.1×10^8 U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=12\text{m}$:

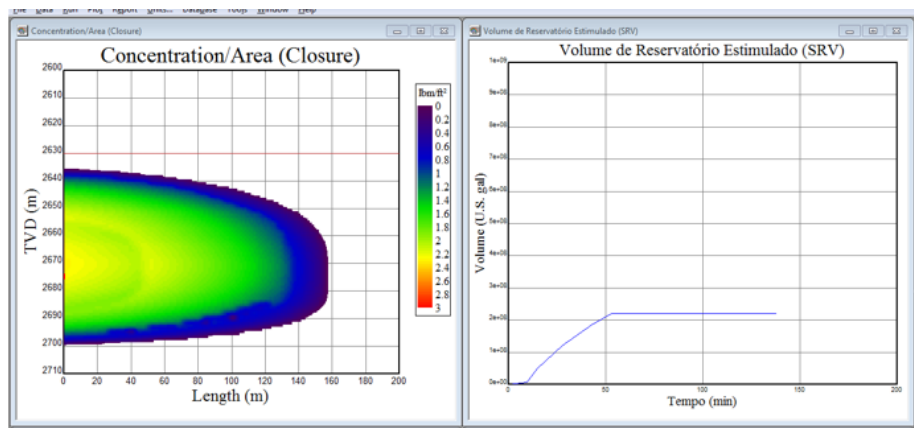


Figura 4.3: Concentração de Propante e VRE para $S=12\text{m}$

- Ocorre grande concentração de propante até a extensão de 130m do comprimento da fratura e alguns sinais de acúmulo com concentrações maiores até 60m do comprimento da fratura;
- VRE de $2,3 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;

- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=15\text{m}$:

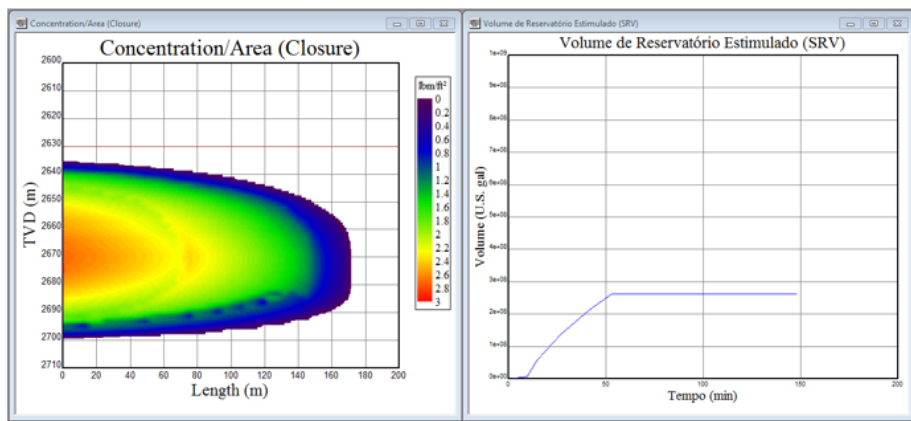


Figura 4.4: Concentração de Propante e VRE para $S=15\text{m}$

- Alta concentração de propante (entre $2,4 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ a $2,6 \text{ lbm}/\text{ft}^2$) até a extensão de 60m do comprimento da fratura e concentração entre $1,2 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ a $2 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ entre 60m e 140m;
- VRE de $2,6 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=16\text{m}$:

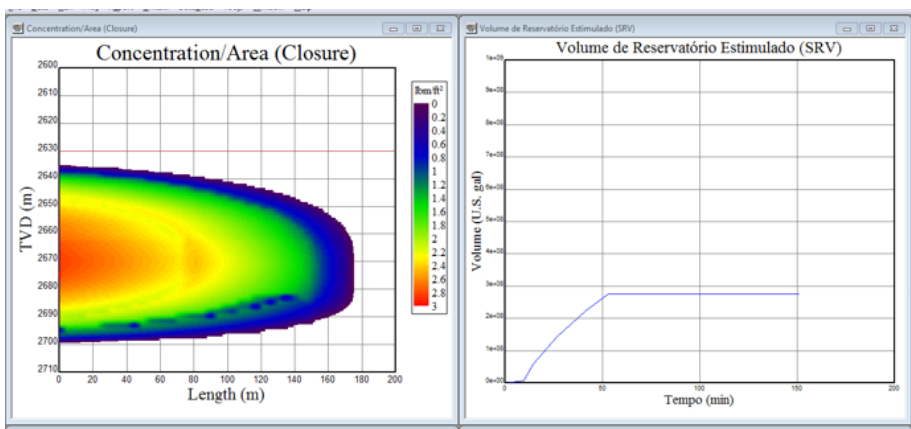


Figura 4.5: Concentração de Propante e VRE para $S=16\text{m}$

- Ocorre maior concentração de propante (entre $2,4 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ a $2,8 \text{ lbm}/\text{ft}^2$) até 95m do comprimento da fratura e concentração entre $1,2 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ a $2,1 \text{ lbm}/\text{ft}^2$ entre 95m e 150m;

- VRE de $2,8 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=18\text{m}$:

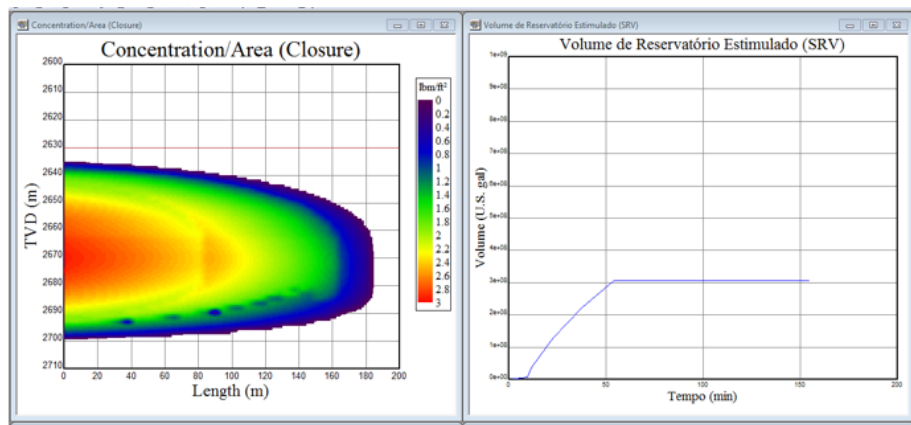


Figura 4.6: Concentração de Propante e VRE para $S=18\text{m}$

- Ocorre maior concentração de propante (entre $2,2 \text{ lbm/ft}^2$ a 3 lbm/ft^2) até 110m do comprimento da fratura e concentração entre $1,2 \text{ lbm/ft}^2$ a 2 lbm/ft^2 entre 110m e 160m;
- VRE de $3,1 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas sustentada.

Para $S=20\text{m}$:

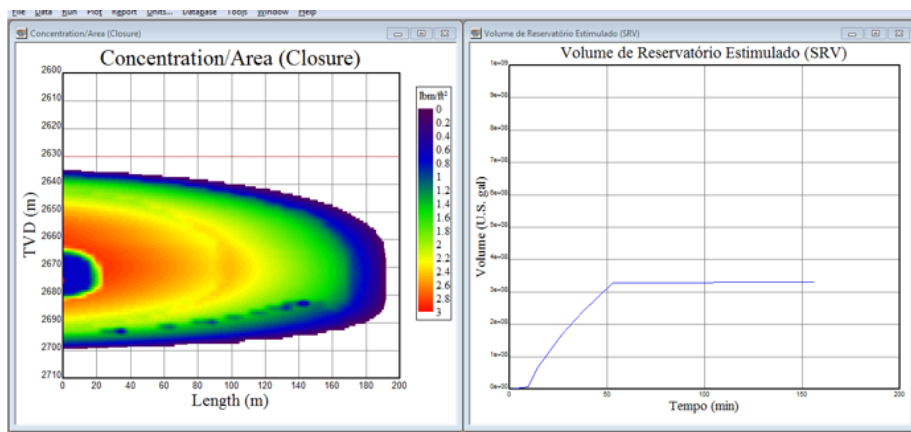


Figura 4.7: Concentração de Propante e VRE para $S=20\text{m}$

- Ocorre grande acúmulo de propante (entre $2,2 \text{ lbm/ft}^2$ a 3 lbm/ft^2) no intervalo entre 20m e 110m, sugerindo provável embedment;
- VRE de $3,3 \times 10^8$ U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas: não sustentada.

Para $S=25\text{m}$:

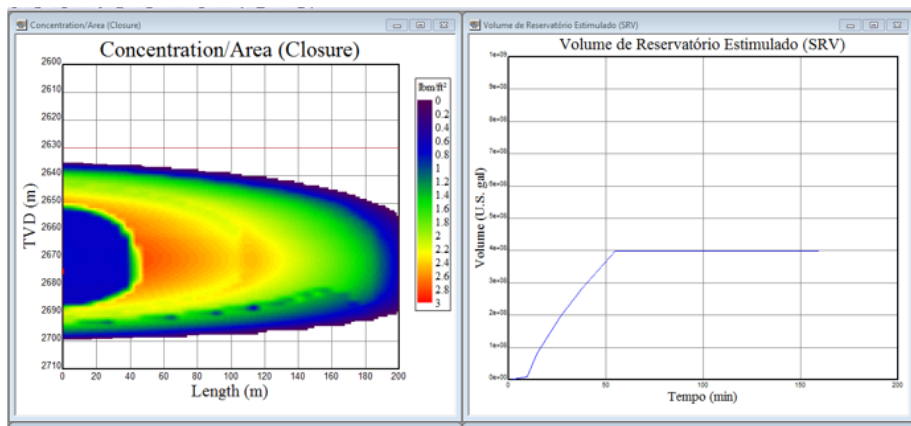


Figura 4.8: Concentração de Propante e VRE para $S=25\text{m}$

- Ocorre grande acúmulo de propante (entre $2,2 \text{ lbm/ft}^2$ a 3 lbm/ft^2) no intervalo entre 40m e 120m, sugerindo provável embedment;
- VRE de 4×10^8 U.S. gal;
- Tip screen-out a partir de 60 minutos de bombeamento;
- Rede de fraturas complexas: não sustentada.

5

Conclusões e Sugestões de Trabalhos Futuros

5.1

Conclusões

Este trabalho mostrou que para a estimulação de uma determinada payzone de shale gas/ shale oil por meio da construção de uma rede complexa de fraturas, diversos parâmetros geomecânicos, hidráulicos e geométricos estão diretamente correlacionados. Desta forma foi verificado que:

- Quanto maior o coeficiente de pressão líquida, maior o VRE;
- Em reservatórios de shale gas/shale oil frágeis, com baixos valores de viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento, a construção da rede de fraturas complexas ocorre com maior facilidade;
- À medida que a vazão de bombeamento do fluido de fraturamento aumenta, a pressão requerida para fraturar a formação diminui, porém no campo, são aplicados altos valores de pressão de modo a garantir que a formação seja fraturada. Com isso, ocorre a necessidade de contratação de mais caminhões equipados com bombas de alta pressão, aumentando o CAPEX do projeto;
- A sequência operacional e espaçamentos entre fraturamentos influenciam na construção da rede e aumento do VRE, pois fraturas vizinhas perturbam o campo de tensões da formação, gerando o efeito stress shadowing, fazendo surgir uma curvatura nas fraturas localizadas nos extremos do espaçamento entre fraturas e reduzindo o tamanho da fratura localizada no ponto médio deste, devido à reorientação do campo de tensões nas proximidades das fraturas geradas e reduzindo a permeabilidade desta região estimulada. Esta reorientação do campo de tensões proporciona também mudança de direção de propagação das HFs e influencia negativamente na construção da rede de fraturas complexas;
- A existência de fraturas naturais e seus ângulos de orientação influenciam diretamente na construção da rede de fraturas complexas, pois alteram também o campo de tensões da formação, de modo que quanto maior a quantidade de fraturas naturais e mais desordenada sua distribuição,

maior a extensão da rede de fraturas. Para o ângulo de aproximação de 90° , a HF cruza a NF, como se esta não existisse. Assim, por meio de microsísmica, pode-se buscar zonas com grande quantidade de fraturas naturais e com orientações favoráveis à construção da rede complexa para realizar o fraturamento hidráulico e otimizar o projeto de estimulação;

- Na fase de assentamento do propante nas fraturas, a viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento deve ser maior que na fase de construção da rede de fraturas, pois fluidos de fraturamento de baixa viscosidade dinâmica, e.g. o slickwater, possuem baixa propriedade de transporte de propante;
- Foi verificado que quanto mais frágil o shale, a rede de fraturas complexas é construída com mais facilidade, pois a formação sofre breakdown em diversas direções, conectando mais poros e fraturas naturais;
- Gomaa et al (2014) verificaram experimentalmente que estratos paralelos proporcionam o breakout do shale a espaçamentos de tempo e pressão menores que em estratos perpendiculares;
- Por meio da simulação numérica, para o reservatório de shale gas em questão, notou-se que para espaçamentos entre fraturas de 10m, 11m, 12m, 15m, 16m e 18m, houve aumento do VRE com distribuição uniforme do propante na rede de fraturas e com isso, a rede manteve-se mecanicamente sustentada;
- Para espaçamentos maiores (entre 20m e 25m), o VRE continua a aumentar, porém a rede de fraturas não é sustentada mecanicamente devido à distribuição desordenada do propante, com isso o projeto de fraturamento hidráulico com espaçamentos dentro deste intervalo mencionado não é economicamente viável.

5.2

Sugestões de Trabalhos Futuros

- Simular numericamente a influência de diferentes módulos de elasticidade e coeficientes de Poisson na construção da rede de fraturas complexas;
- Simular a influência dos espaçamentos entre fraturas por meio do método dos elementos finitos estendidos (XFEM) e comparar com a simulação no MShale;
- Realizar estudo experimental sobre o comportamento das HFs na interação com NFs para shales com diferentes quantidades de NFs por área;
- Realizar estudo experimental sobre o comportamento das HFs na interação com NFs para diferentes ângulos de aproximação;

- Realizar a análise de sensibilidade dos parâmetros abordados neste trabalho, e.g. viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento, módulo de elasticidade do shale, composição mineralógica, pressão e vazão de bombeamento e coeficiente de pressão líquida para verificar quais destes parâmetros têm maior correlação direta com a construção da rede de fraturas complexas;
- Estudar amostras de shales com diferentes quantidades de fraturas naturais e mesmas propriedades geomecânicas para verificar experimentalmente a influência da quantidade de fraturas naturais na construção da rede de fraturas, conforme mencionado na revisão de literatura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abramowitz, M. & Stegun, I. A. (ed.): Handbook of Mathematical Functions with Formulas, Graphs and Mathematical Tables. USA, National Bureau of Standards Applied Mathematics Series – 55, 1964.

Baihly, J., Grant, D., Fan, L., and Bodwadkar, S., 2007, “Horizontal Wells in Tight Gas Sands—A Methodology for Risk Management to Maximize Success,” SPE Production and Operations, pp. 277–292.

Belyadi, H., Yuyi, S., Junca-Laplace, J., 2015. Production Analysis using Rate Transient Analysis. SPE Eastern Regional Meeting. SPE-177293.

Blanton, T.L., 1982. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. In: SPE 10847, SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 16–18 May. Blanton, T.L., 1986. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs. In: Paper SPE 15261, SPE Unconventional Gas Technology Symposium, Louisville, Kentucky, USA, 18–21 May.

Bulnes, A. C., and Fitting, R. U. 1945. An Introductory Discussion of the Reservoir Performance of Limestone Formations. Trans., AIME. Vol. 160, 179.

B. Zanganeh, M. Ahmadi, C. Hanks, O. Awoleke, The role of hydraulic fracture geometry and conductivity profile, unpropped zone conductivity and fracturing fluid flowback on production performance of shale oil wells, January 2015.

Carrier B, Granet S. Numerical modeling of hydraulic fracture problem in permeable medium using cohesive zone model. Engineering Fracture Mechanics 2012; 79:312–328.

Carter BJ, Desroches J, Ingraffea AR, Wawrzynek PA. Simulating fully 3D hydraulic fracturing. In Modeling in Geomechanics, Zaman M, Booker J, Gioda G (eds). Wiley Publishers: New York, 2000; 525–557.

Cheng, Y., Lee, W. J., and McVay, D. A., 2008, “Quantification of Uncertainty in Reserve Estimation From Decline Curve Analysis of Production Data for Unconventional Reservoirs,” ASME J. Energy Resour. Technol., 130(4), p. 043201.

C. L. Cipolla, N. R. Warpinski, M. J. Mayerhofer, E. P. Lolon, and M. C.

Vincent, “The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design,” in Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 2215–2239, September 2008.

C. Zou, D. Dong, S. Wang et al., “Geological characteristics and resource potential of shale gas in China,” *Petroleum Exploration and Development*, vol. 37, no. 6, pp. 641–653, 2010.

Dahi-Taleghani, A., and Olson, J. E., 2011, “Numerical Modeling of Multistranded-Hydraulic-Fracture Propagation: Accounting for the Interaction Between Induced and Natural Fractures,” *SPE J.*, 16(3), pp. 575–581.

Doublet, L. E., Pande, P. K., McCollum, T. J., Blasingame, T. A. 1994. Decline Curve Analysis Using Type Curves—Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time Application to Field Cases. Paper SPE 28688 was presented at the 1994 Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Veracruz, Mexico, 10-13 October. <http://dx.doi.org.ezproxy.lib.ucalgary.ca/10.2118/28688-MS>.

D. Buller, S. Hughes, J. Market, E. Petre, D. Spain, and T. Odumosu, “Petrophysical evaluation for enhancing hydraulic stimulation in horizontal shale gas wells,” in Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 431–451, September 2010.

Economides, M.J. and Nolte, K.G.: 1989, *Reservoir Stimulation*. Second edition. Houston.

EIA, 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC 20585 <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas>.

E.V. Dontsov, A.P. Peirce, 2014. Proppant transport in hydraulic fracturing: Crack tip screen-out in KGD and P3D models. Department of Mathematics, University of British Columbia, Vancouver, BC, V6T 1Z2, Canada.

Ferreira Rodrigues, Valdo. Petrobras, IX Seminário de Engenharia de Poço, Fraturamento Hidráulico em Poços Horizontais em Folhelhos Produtores de Gás, Shale Gas, 2012.

Fisher, M.K., Heinze, J.R., Harris, C.D., Davidson, B.M., Wright, C.A., and Dunn, K.P. 2004. Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping. Paper SPE 90051 presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September.

Freeman CM, Moridis GJ, Ilk D, Blasingame TA. A numerical study of transport and storage effects for tight gas and shale gas reservoir systems. In: SPE 131583, SPE international oil & gas conference and exhibition held in Beijing, China; June 2010.

Fu, P., Johnson, S.M., Hao, Y., and Carrigan, C.R. (2011) “Fully coupled geomechanics and discrete flow network modeling of hydraulic fracturing for geothermal applications.” The 36th Stanford Geothermal Workshop, Jan. 31 – Feb. 2, 2011, Stanford, CA.

Fu, P., Johnson, S.M., Settghost, R.R., and Carrigan, C.R. (2011). “Generalized displacement correlation method for estimating stress intensity factors.” Engineering Fracture Mechanics, in review.

Garagash DI. Propagation of a plane-strain hydraulic fracture with a fluid lag: early-time solution. International Journal of Solids and Structures 2006; 43:5811–5835.

Geertsma J, de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. J Pet Tech 1969;21:1571–81 [SPE 2458].

Gomaa, A. M., Qu, Q., Nelson, S., & Maharidge, R. (2014, February 25). New Insights into Shale Fracturing Treatment Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167754-MS

Griffin, L. G., Sullivan, R. B., Wolhart, S. L., Waltman, C. K., Weijers, L., and Warpinski, N. R. 2003. Hydraulic Fracture Mapping of the High-Temperature, High-Pressure Bossier Sands in East Texas. Presented at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 5-8 October. SPE-84489. <http://dx.doi.org/10.2118/84489-MS>

Gu, H., and Siebrits, E., 2008, “Hydraulic Fracture Modeling With Bedding Plane Interfacial Slip,” Presented at the SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting held in Pittsburgh, Pennsylvania, Oct. 11–15, Paper No. SPE 117445.

Haiyan Zhu, Jianchun Guo, Xing Zhao, Qianli Lu, Bo Luo and Yong-cun Feng. Hydraulic fracture initiation pressure of anisotropic shale gas reservoirs, June, 2014.

Hallsworth, C. R. & Knox, R. W O'B. 1999. BGS Rock Classification Scheme. Volume 3. Classification of sediments and sedimentary rocks. British Geological Survey Research Report, RR 99-03.

Hamidi F, Mortazavi A. A New Three Dimensional Approach to Numerically Model Hydraulic Fracturing Process[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 124: 451-467.

Harper, T.R., 2014. Effective stress history and the potential for seismicity associated with hydraulic fracturing of shale reservoirs. J. Geol. Soc. 2013e2149.

Hubbert, M.K., Willis, D.G., Mechanics of hydraulic fracturing. In: Paper 686-G, presented at the SPE Annual Meeting, Los Angeles, CA, 14-17 October

1956; also in J. Pet. Technol. (September 1957) 9, (6),153-168 and Trans. & 1957) 210.

Hummes, O., et al.,: Using Advanced Drilling Technology to Enable Well Factory Concept in the Marcellus Shale, artigo SPE 151466, apresentado na 2012 IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA, 6-8 March 2012.

HUC, A. Y., Paleogeography, Paleoclimate, and Source Rocks; , Editor, Institute Francais Du Petrole. AAPG Studies in Geology, 40, 347 p., 1995.

H.-C. Sun and D.-Z. Tang, "Shale gas formation fracture stimulation in the south Sichuan basin," Journal of Jilin University (Earth Science Edition), vol. 41, supplement 1, pp. 34–68, 2011.

Imbt, W. C., and Ellison, S. P. 1946. API Drill and Prod. Prac. 364.

Jiyao Gao, Fengqi You. Design and optimization of shale gas energy systems: Overview, research challenges, and future directions.

J. Crank, The Mathematics of Diffusion, Oxford University Press, 1975.

J. F. W. Gale, R. M. Reed, and J. Holder, "Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments," AAPG Bulletin, vol. 91, no. 4, pp. 603–622, 2007.

J. J. Conti, P. D. Holtberg, J. A. Beamon, S. A. Napolitano, M. Schaal, J. T. Turnure, Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040, US Energy Information Administration (EIA), Washington DC, 2013

King, G. E., 2010, "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, Sept. 19–22, Paper No. SPE 133456.0

King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.

Kishore K. Mohanty, A. G., Ming Gu (2012). "Improvement of Fracturing for Gas Shales." Report for RPSEA (Research Partnership to Secure Energy for America);

Khoei, Amir R. (2014). "Extended Finite Element Method: Theory and Applications"

Kresse, O., Weng, X., Gu, H. et al. Rock Mech Rock Eng (2013) 46: 555. <https://doi.org/10.1007/s00603-012-0359-2>;

Khristianovic SA, Zheltov YP. Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid. In: Proceedings of the fourth world petroleum congress,

Rome, 1955. p. 579–86.

Lan Ren, Jinzhou Zhao, and Yongquan Hu. Hydraulic Fracture Extending into Network in Shale: Reviewing Influence Factors and Their Mechanism. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology & Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China, 2014.

Lecampion B. An Extended Finite Element Method for Hydraulic Fracture Problems. *Communication in Numerical Methods in Engineering* 2009;25(2):121–133.

Li, J., Guo, B., and Ling, K., 213, “Flow Diverting for Reducing Wellbore Erosion in Gas-Drilling Shale Gas Wells,” *ASME J. Energy Resour. Technol.*, 135(3), p. 031501.

Long Ren , Yuliang Su, Shiyuan Zhan, Yongmao Hao, Fankun Meng, Guanglong Sheng, "Modeling and simulation of complex fracture network propagation with SRV fracturing in unconventional shale reservoirs". School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, PR China, 2015.

Lu Yanjun. MECHANISM RESEARCHES OF STIMULATED RESERVOIR VOLUME IN COAL SEAMS[D].CHENG Du: Southwest Petroleum University,2015.

L. J. L. Beugelsdijk, C. J. de Pater, and K. Sato, “Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium,” in *Proceedings of the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*, pp. 177–184, April 2000.

Manchanda, R., and Sharma, M. M., 2012, “Impact of Completion Design on Fracture Complexity in Horizontal Wells,” *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, TX, Oct. 8–10, Paper No. SPE 159899.

Masłowski, M. and Czupski, M.: 2014, Basic properties of proppants used in hydraulic fracturing treatments of hydrocarbon deposits. *Przegląd Górniczy*, 12, 44–50, (in Polish with English summary).

Masłowski, M., Kasza, P. and Czupski, M.: 2016, Studies of the susceptibility of the tight gas rock to the phenomenon of embedment, limiting the effectiveness of hydraulic fracturing. *Nafta-Gaz*, 10, 822–832, (in Polish with English summary). DOI: 10.18668/NG.2016.10.07.

Masłowski, M., Kasza, P., Czupski, M. and Wilk, K.: 2015, A method of determining the reduction of the pack fracture width. *Zgłoszenie patentowe nr P.412971*, Urząd Patentowy RP, (in Polish).

Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Warpinski, N.R., Cipolla, C.L., Walser, D., and Rightmire, C.M. 2010. What is Stimulated Reservoir Volume? *SPE*

Prod & Oper 25 (1): 89-98. SPE-119890-PA. Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Youngblood, J.E., and Heinze, J.R. 2006. Integration of Microseismic Fracture Mapping Results with Numerical Fracture Network Production Modeling in the Barnett Shale. Paper SPE 102103 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24-27 September.

Meyer, B., and Bazan, L., 2011, "A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures-Theory, Parametric and Case Studies," SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, TX, Jan. 24-26, Paper No. SPE 140514.

Moës N, Dolbow J, Belytschko T. A finite element method for crack growth without remeshing. International Journal for Numerical Methods in Engineering 1999; 46:131-150.

M. Chen, J. Zhou, Y. Jin, and G. Zhang, "Experimental study on fracturing features in naturally fractured reservoir," Acta Petrolei Sinica, vol. 29, no. 3, pp. 431-434, 2008.

M. Qingfeng and H. Guiting, "Geological controls on shale gas play and potential of shale gas resource in upper Yangtze region, China," Petroleum Geology and Recovery Efficiency, vol. 19, no.1, pp. 11-14, 2012.

Nagel, N. B., Sanchez-Nagel, M. e Lee, B. 2012. Gas Shale Hydraulic Fracturing: A Numerical Evaluation of the Effect of Geomechanical Parameters, artigo SPE 152192, apresentado na SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA.

Nagel, N., Gil, I., and Sanchez-Nagel, M., 2011, "Simulating Hydraulic Fracturing in Real Fractured Rocks-Overcoming the Limits of Pseudo3D Models," SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, TX, Jan. 24-26, Paper No. SPE 140480.

Nes, O., Kristiansen, T. G., Horsrud, P., Fjær, R., and Tronvoll, J., 2012, "Drilling Time Reduction Through an Integrated Rock Mechanics Analysis," ASME J. Energy Resour. Technol., 134(3), p. 032802.

Nicolas P. Roussel, SPE, and Mukul M. Sharma, "Strategies to Minimize Frac Spacing and Stimulate Natural Fractures in Horizontal Completions", SPE, University of Texas at Austin, 2011.

N. Lamont, F.W. Jessen, The effects of existing fractures in rocks on the extension of hydraulic fractures, in: SPE 37th Annual Fall Meeting, 1963.

N. R. Warpinski and L. W. Teufel, "Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation," Journal of Petroleum Technology, vol. 39, no. 2, pp. 209-220, 1987.

N. R. Warpinski, M. J. Mayerhofer, M. C. Vincent, C. L. Cipolla, and E. P. Lolon, "Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network

growth while optimizing fracture conductivity,” in Proceedings of the SPE Unconventional Reservoirs Conference, pp. 237–255, February 2008.

Olsen, T., Bratton, T., and Thiercelin, M., 2009, “Quantifying Proppant Transport for Complex Fractures in Unconventional Formations,” SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, TX, Jan. 19–21, Paper No. SPE 119300.

Olson J E. Multi-fracture propagation modeling: applications to hydraulic fracturing in shales and tight gas sands[C]. Paper ARMA 08- 327 presented at The 42th U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS) held in San Francisco, California, 29 June-2 July, 2008: 1-8.

Olson, J.E. and Dahi-Taleghani, A. 2009. Modeling Simultaneous Growth of Multiple Hydraulic Fractures and Their Interaction With Natural Fractures. Paper SPE 119739 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 19-21 January.

Osholake, T., Wang, J. Y., and Ertekin, T., 2012, “Factors Affecting Hydraulically Fractured Well Performance in the Marcellus Shale Gas Reservoirs,” ASME J. Energy Resour. Technol., 135(1), p. 013402.

Overbey, W.K., Yost, L.E. e Yost II, A.B. 1988. Analysis of Natural Fractures Observed by Borehole Video Camera in a Horizontal Well, artigo SPE 17760, apresentado no 1988 SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX, USA, 13-15 June.

Papanastasiou P. An efficient algorithm for propagating fluid-driven fractures. Computational Mechanics 1999; 24:258–267.

Perkins TK, Kern LR. Widths of hydraulic fractures. J Pet Tech 1961;13(9):937–49 [SPE 89].

Polczer, S., 2009, Shale Expected to Supply Half of North America’s Gas, Calgary Herald, April 9, 2009, accessed August 27, 2009.

Quanshu Li, Huilin Xing, Jianjun Liu, Xiangchun Liu, A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir, Petroleum, Volume 1, Issue 1, 2015, Pages 8-15, ISSN 2405-6561, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.03.008>.

Reinicke, A., Legarth, B., Zimmermann, G., Huenges E. and Dresen, G.: 2006, Hydraulic fracturing and formation damage in a sedimentary geothermal reservoir. ENGINE–Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe Workshop 3, Stimulation of reservoir and microseismicity, Kartause Ittingen, Zürich, 29, VI – 1.VII, Switzerland.

Reinicke, A. and Rybacki, E., Stanchits, S., Huenges, E. and Dresen, G.: 2010, Hydraulic fracturing stimulation techniques and formation damage mechanisms – Implications from laboratory testing of tight sandstone

– proppant systems. *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, 107–117. DOI: 10.1016/j.chemer.2010.05.016.

Ren, Z., Wu, X., Liu, D., Rui, R., Guo, Wei, Chen, Z., 2016. Semi-analytical model of the transient pressure behavior of complex fracture networks in tight oil reservoirs. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 35 (a), 497e508.

Roussel, N. P., and Sharma, M. M., 2011, “Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal-Well Fracturing,” *SPE Prod. Oper.*, 26(2), pp. 173–184.

Rickman, R., M. Mullen, E. Petre, B. Grieser, and D. Kundert, “A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale,” in *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 840–850, September 2008.

Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B., and Kundert, D., 2008, “Petrophysics Key in Stimulating Shales,” *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, Sept. 21–24, Paper No. SPE 115258.

Roussel, N. P., Manchanda, R., and Sharma, M. M., 2012, “Implications of Fracturing Pressure Data Recorded during a Horizontal Completion on Stage Spacing Design,” *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, Woodlands, TX, Feb. 6–8, Paper No. SPE 152631.

Sato, K. and Ichikawa, M.: 1998, Post-Frac analysis indicating multiple fractures created in a volcanic formation. Paper Society of Petroleum Engineers presented at the SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, 17-19 February 1998, New Delhi, India. SPE 39513-MS. DOI: 10.2118/39513-MS.

Schofield, Jordan. “Optimization of hydraulic fracture stimulation in field development. *SPE International Symposium & Exhibition on Hydraulic Fracturing*, 2014.

Singh, K., Holditch, S. A., and Ayers, W. B., 2008, “Basin Analog Investigations Answer Characterization Challenges of Unconventional Gas Potential in Frontier Basins,” *ASME J. Energy Resour. Technol.*, 130(4), p. 043202. [CrossRef].

Sneddon, I. N., 1946, The Distribution of Stress in the Neighbourhood of a Crack in an Elastic Solid. *Proc. R. Soc. London, Ser. A*, 187(1009), pp. 229–260. [CrossRef].

Sneddon IN, Elliot HA. The opening of a Griffith crack under internal pressure. *Q Appl Math* 1946;4:262–7.

Song, B., and Ehlig-Economides, C., 2011, “Rate-Normalized Pressure Analysis for Determination of Shale Gas Well Performance,” *SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition*, Woodlands, Texas, June 14–16, Paper No. SPE 144031;

Steiger R.P. & P.K. Leung 1991. Advances in Shale Mechanics - Key to Wellbore Stability Predictions. Comprehensive Rock Engineering, Vol. 6. To be published.

Stearns, D. W. 1982-1994. AAPG Fractured Reservoirs School Notes. Great Falls, Montana.

Su Zhou. Feasibility study of hydraulically maximizing fracture networks fracturing of vertical coalbed methane wells[D].CHENG Du: Southwest Petroleum University,2015.

Terracina, J.M., Turner, J.M., Collins, D.H. and Spillars, S.E.: 2010, Proppant selection and its effect on the results of fracturing treatments performed in shale formations. Paper Society of Petroleum Engineers presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September, Florence, Italy. SPE 135502. DOI: 10.2118/135502-MS

Timur, A. 1968. An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst 9 (4).

Warpinski, N., Kramm, R.C., Heinze, J.R., Waltman, C.K., 2005. Comparison of single-and dual-array microseismic mapping techniques in the barnett shale. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas. doi.org/10.2118/95568-MS.

Weng, X., Kresse, O., Cohen, C.E., Wu, R., Gu, H., 2011. Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation. Soc. Pet. Eng. 26 (4), 368-380. Available from: <http://dx.doi.org/10.2118/140253-MS>.

Weng, X. and Siebrits, E., 2007, "Effect of Production Induced Stress Field on Refracture Propagation and Pressure Response," SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, TX, Jan. 29–31, Paper No. SPE 106043.

Weng, X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. J. Unconventional Oil Gas Resourc. (2014).

Wentworthy, C. K. 1922. A scale of grade and class terms for clastic sediments. Journal of Geology, 30, 377-392.

Withers, R. J., Perkins, T. K., and Keck, R. G. 1996. A Field Demonstration of Hydraulic Fracture for Solids Waste Disposal, Part Two: Real Time Passive Seismic Monitoring System and Data Analysis. In Deep Injection Disposal of Hazardous and Industrial Waste, J. A. Apps and C. F. Tsang, San Diego: Academic Press.

Wu, H., and Pollard, D., 2002, "Imaging 3-D Fracture Networks around Boreholes," AAPG Bull., 86(4), pp. 593–604.

Wu K, Olson J. Simultaneous multifracture treatments: fully coupled fluid flow and fracture mechanics for horizontal wells. SPE Journal, 2015, 20(02):337-346.

Wu K, Olson J.E. Mechanisms of simultaneous hydraulic-fracture propagation from multiple perforation clusters in horizontal wells[J]. SPE Journal. 2015, 21(03) , 1000–1008.

Xiaogang Li, Changyin Liu, Liangping Yi², Zhiyu Sun¹ and Zhaozhong Yang, A Review and Prospect of Numerical Simulation of Complex Hydraulic Fracture Propagation in Unconventional Reservoirs, 2nd International Conference on Modelling, Simulation and Applied Mathematics, China 2017.

Xu, W., Thiercelin, M., Ganguly, U., Weng, X., Gu, H., Onda, H., Sun, J., and Calvez, J. L., 2010, “Wiremesh: A Novel Shale Fracturing Simulator,” CPS/SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, June 8–10, Paper No. SPE 132218.

Yu, W., Luo, Z., Javadpour, F., 2014. Sensitivity analysis of hydraulic fracture geometry in shale gas reservoirs. J. Pet. Sci. Eng. 113, 1e7.

Zangeneh N, Eberhardt E, Bustin R M. Application of the distinct element method to investigate the influence of natural fractures and in situ stresses on hydrofrac propagation[C]. ARMA12-223, 2012.

Zhang, F., Zhu, H., Zhou, H., Guo, J. and Bo, H.: 2017, Discrete-element-method/computational-fluid dynamics coupling simulation of proppant embedment and fracture conductivity after hydraulic fracturing. SPE Journal, 22, 632–644. SPE 185172-PA. DOI: 10.2118/185172-PA.

Zhao X P, Young R P. Numerical simulation of seismicity induced by hydraulic fracturing in naturally fractured reservoirs[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2009.

Zhao Jinzhou, Xiyu Chen, Yongming Li, Bin Fu, (2016) Simulation of simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016, 147: 788–800.

Zielonka, M. G., Searles K. H., Development and validation of fully-coupled hydraulic fracturing simulation capabilities. Simulia community conference, 2014.

Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319.

6 ANEXOS

6.1

As Equações para o Efeito Película (Skin)

6.1.1

Skin Devido à Operação de Perfuração (A Fórmula de Hawkins)

$$s = \left(\frac{k}{k'} - 1 \right) \ln \left(\frac{r'}{r_w} \right) \quad (6-1)$$

Em termos de pressão:

$$s = \frac{2\pi kh(p'_w - p_w)}{q_w \mu} \quad (6-2)$$

Onde:

- k é a permeabilidade original da formação;
- k' é a permeabilidade modificada pelo skin;
- r_w é o raio do poço;
- r' é o raio de extensão do skin (raio de dano);
- p_w é a pressão dinâmica do poço;
- p'_w é a pressão dinâmica modificada pelo skin;
- q_w é a vazão do poço.

6.1.2

Skin Devido à Anisotropia da Formação

$$s = \ln \left[\frac{2}{1 + \sqrt{\cos^2(\theta) + \frac{k_v}{k_h} \sin^2(\theta)}} \right] \quad (6-3)$$

Onde:

k_v é a permeabilidade vertical da formação; k_h é a permeabilidade horizontal da formação; θ é o ângulo de inclinação do poço.

6.1.3

Skin Devido à Operação de Canhoneio

$$s = 10^{a_1 \log(r_d) + a_2} h_d^{(b-1)} r_d^b \quad (6-4)$$

Sendo:

$$h_d = \frac{h_{perf}}{L_{perf}} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (6-5)$$

$$r_d = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left[1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right] \quad (6-6)$$

$$b = b_1 r_d + b_2 \quad (6-7)$$

Onde: a_1 , a_2 , b_1 e b_2 são parâmetros dependentes do ângulo de fase do canhão.

6.2

As Equações de Equilíbrio em Coordenadas Cilíndricas

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{r\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{rz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0 \quad (6-8)$$

$$\frac{\partial \sigma_{r\theta}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{\theta z}}{\partial z} + 2 \frac{\sigma_{r\theta}}{r} = 0 \quad (6-9)$$

$$\frac{\partial \sigma_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + \frac{\sigma_{rz}}{r} = 0 \quad (6-10)$$

6.3

A Equação da continuidade em Coordenadas Cilíndricas

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(\rho r u_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta}(\rho u_\theta) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho u_z) = 0 \quad (6-11)$$

6.4

As Equações da Conservação de Momento Linear em Coordenadas Cilíndricas

$$\rho \left(\frac{\partial u_r}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} - \frac{u_\theta^2}{r} \right) = -\frac{\partial p}{\partial r} - \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r \tau_{\theta r}) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta}(\tau_{\theta r}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zr}) - \frac{\tau_{\theta\theta}}{r} \right] \quad (6-12)$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_\theta}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_\theta}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial u_\theta}{\partial z} - \frac{u_r u_\theta}{r} \right) = -\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial \theta} - \left[\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r}(r^2 \tau_{r\theta}) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta}(\tau_{\theta\theta}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{z\theta}) + \frac{\tau_{\theta r} - \tau_{r\theta}}{r} \right] \quad (6-13)$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_z}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_z}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial z} - \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r \tau_{rz}) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta}(\tau_{\theta z}) + \frac{\partial}{\partial z}(\tau_{zz}) \right] \quad (6-14)$$

6.5

A Equação da Energia em Coordenadas Cilíndricas em Termos de Temperatura

$$\rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u_r \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial T}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = k \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] + \mu \Phi' \quad (6-15)$$

6.6

A Função Dissipação Viscosa em Coordenadas Cilíndricas (Φ')

$$\Phi' = 2 \left[\left(\frac{\partial u_r}{\partial r} \right)^2 + \left(\frac{u_r}{r} \right)^2 + \left(\frac{\partial u_z}{\partial z} \right)^2 \right] + \left(\frac{\partial u_r}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial r} \right)^2 - \frac{2}{3} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r u_r) + \frac{\partial u_z}{\partial z} \right]^2 \quad (6-16)$$

6.7

As Equações para Escoamento em Meios Porosos

6.7.1

A Lei de Darcy Para Meios Anisotrópicos

A lei de Darcy, na forma tensorial, para meios anisotrópicos é expressa por:

$$\bar{u} = \frac{\gamma}{\mu} k \bar{\nabla} \Phi \quad (6-17)$$

Sendo \underline{k} a permeabilidade total, dada pelo tensor de 2ª ordem:

$$\underline{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (6-18)$$

Na forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} u_x \\ u_y \\ u_z \end{bmatrix} = \frac{\gamma}{\mu} \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial y} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial z} \end{bmatrix} \quad (6-19)$$

Onde Φ é o potencial de fluxo da formação, definido como:

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\gamma} + (z - z_0) \quad (6-20)$$

Sendo:

γ : o peso específico do fluido;

p : a pressão do fluido em um ponto localizado a uma altura ;

p_0 : a pressão do fluido em um ponto inicial de referência localizado a uma altura ;

k_i : a permeabilidade absoluta da rocha na direção ;

μ : a viscosidade dinâmica do fluido.

6.7.2

A Equação da Difusividade Hidráulica em Coordenadas Cilíndricas

Considerando a ordem de grandeza do gradiente de pressão e da compressibilidade da rocha muito menores que dos demais termos da equação, temos:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6-21)$$

6.7.2.1

Solução da Equação da Difusividade Hidráulica para Fluxo Linear

Regime Permanente

Em um escoamento em 1 dimensão no interior do meio poroso em regime permanente, a equação da difusividade hidráulica tem a forma da equação de Laplace:

$$\nabla^2 p = 0 \quad (6-22)$$

Com as seguintes condições de contorno:

$$\begin{cases} p(x) = p_w & \Rightarrow x = 0 \\ p(x) = p_e & \Rightarrow x = L \end{cases}$$

Desta forma, tem-se o seguinte perfil de pressões:

$$p(x) = p_w + \left(\frac{p_e - p_w}{L} \right) x \quad (6-23)$$

Em função da vazão de bombeamento, tem-se:

$$p(x) = p_w + \frac{q_w \mu L}{kA} \left(\frac{x}{L} \right) \quad (6-24)$$

Regime Transiente

Em um escoamento em 1 dimensão no interior do meio poroso em regime transiente e fluxo linear, a equação da difusividade hidráulica tem a forma:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6-25)$$

Com as seguintes condições de contorno:

$$\begin{cases} p(x, 0) = p_i & \Rightarrow x > 0 \\ \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} = \frac{q\mu}{kA} & \Rightarrow t > 0 \end{cases}$$

E com a condição de contorno externa:

$$\lim_{x \rightarrow \infty} p(x, t) = p_i$$

A solução para o campo de pressões em função da posição x e do tempo t no meio poroso é dada pela função transcendental:

$$p(x, t) = p_i - \frac{q\mu L}{KA} \left[\sqrt{\frac{4\eta t}{\pi L^2}} \exp(-x^2/4\eta t) - \frac{x}{L} \operatorname{erfc} \left(\frac{x}{\sqrt{4\eta t}} \right) \right] \quad (6-26)$$

6.7.3

Variáveis Adimensionais Para Coordenadas Cartesianas

– Distância adimensional:

$$x_D = \frac{x}{L_f} \quad (6-27)$$

– Tempo adimensional:

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t L_f^2} \quad (6-28)$$

– Queda de pressão adimensional:

$$\Delta p_D(x_D, t_D) = \frac{kA}{q_w\mu L} [p_i - p(x, t)] = \frac{kA}{q_w\mu L_f} \Delta p \quad (6-29)$$

A solução para a queda de pressão adimensional em função da distância adimensional x_D e do tempo adimensional t_D no meio poroso é:

$$\Delta p_D(x_D, t_D) = \left[\sqrt{\frac{4t_D}{\pi}} \exp\left(\frac{-x_D^2}{4t_D}\right) - x_D \operatorname{erfc}\left(\frac{x_D}{\sqrt{4t_D}}\right) \right] \quad (6-30)$$

6.7.3.1

Solução da Equação da Difusividade Hidráulica para Fluxo Radial

Considerando a ordem de grandeza do gradiente de pressão e da compressibilidade da rocha muito menores que dos demais termos da equação, temos a seguinte forma para a equação da difusividade hidráulica :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6-31)$$

Regime Permanente

Para o escoamento 1-D do fluido de fraturamento em regime permanente na formação intacta, a equação da difusividade hidráulica tem a seguinte forma:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = 0 \quad (6-32)$$

Com as condições de contorno:

$$\begin{cases} r = r_w \implies p(r_w) = p_w \\ r = r_e \implies p(r_e) = p_e \end{cases}$$

O perfil de pressões é dado por:

$$p(r) = p_w + \frac{p_e - p_w}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (6-33)$$

Em função de vazão:

$$p(r) = p_w + \frac{q_w \mu}{2\pi k h} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (6-34)$$

6.7.4

Variáveis Adimensionais Para Coordenadas Cilíndricas

- Distância radial adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (6-35)$$

- Tempo adimensional

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (6-36)$$

- Queda de pressão adimensional:

$$\Delta p_D(r_D, t_D) = \frac{2\pi k h}{q \mu} \Delta p \quad (6-37)$$

Finalmente, a distribuição de pressão no meio poroso em função das variáveis adimensionais definidas acima tem a seguinte forma:

$$\Delta p_D(r_D, t_D) = \ln\left(\frac{r_{eD}}{r_D}\right) + \frac{1}{2}\left(\frac{r_D}{r_{eD}}\right)^2 + \frac{2t_D}{r_{eD}^2} - \frac{3}{4} \quad (6-38)$$

Regime Transiente

Para o escoamento 1-D do fluido de fraturamento em regime transiente na formação intacta, a equação da difusividade hidráulica tem a seguinte forma:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{dp}{dt} \quad (6-39)$$

Com as ondições de contorno internas:

$$\begin{cases} p(r, 0) = p_i \\ q = \text{constante} \end{cases}$$

E a condição de contorno externa:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i$$

A solução particular é da forma:

$$p(r, t) = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\frac{1}{2} E_i \left(\frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \right) \right] \quad (6-40)$$

Onde:

$$E_i(X) = \int_X^\infty \frac{e^{-\xi}}{\xi} d\xi$$

é a função integral exponencial e pode ser expressa por uma expansão em série de Taylor para:

$\lim_{t \rightarrow \infty} E_i(X) = \ln(\gamma x)$. Onde γ é o número de Euler e vale aproximadamente 1,781.