



Dalma Camila Cerro Arrieta

**Fraturamento Hidráulico em
Reservatórios não Convencionais de
Gás em Folhelhos: Simulação através
do método dos elementos discretos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro

Abril de 2016



Dalma Camila Cerro Arrieta

**Fraturamento Hidráulico em
Reservatórios não Convencionais de
Gás em Folhelhos: Simulação através
do método dos elementos discretos**

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

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof^a. Raquel Quadros Velloso

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Paulo Dore Fernandes

CENPES/Petrobras

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do

Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 15 de abril de 2016.

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

Dalma Camila Cerro Arrieta

Graduou-se em Engenharia de Petróleo pela Universidade Nacional de Colômbia (Medellín- Colômbia) em 2013. Durante a graduação, atuou como monitor na área de perfuração de poços de petróleo e pesquisador na área de modelagem numérica em reservatórios de petróleo aplicada à precipitação de asfaltenos. Atualmente, atua como analista e pesquisador no grupo estabilidade de poços de petróleo do GTEP- PUC-Rio.

Ficha Catalográfica

Cerro Arrieta, Dalma Camila

Fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais shale-gas: simulação através do método dos elementos discretos / Dalma Camila Cerro Arrieta ; orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. – 2016.
182 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2016.

Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Formações naturalmente fraturadas. 3. Shale gas. 4. Comportamento hidromecânico. 5. Fraturamento hidráulico. I. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

CDD: 624

À minha irmã Maria Isabela

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus pela oportunidade da realização desse mestrado e por acompanhar-me ao longo do meu caminho sendo minha fortaleza e sabedoria.

Agradeço a toda minha família por seu apoio incondicional mesmo de longe na Colômbia. Vocês são meu motor de impulso.

Especialmente gostaria de agradecer à minha mãe, Candelária Arrieta por ser mais que do que uma mãe, por ser minha amiga, meu apoio e brinda-me compreensão e paciência ao longo da minha vida. Você é minha inspiração de um excelente e integro profissional. Agradeço a meu pai, Adolfo Cerro por transmitir-me a tranquilidade no momento certo, por motiva-me e abrir a porta para sair na procura dos meus sonhos.

Gostaria de agradecer a meus irmãos, Adolfo, Maria Isabela e Diego por sua motivação e por motiva-me com aquilo de irmã mais velha, o exemplo para seguir. Especialmente agradeço a minha irmãzinha Maria Isabela, que mais que irmã é minha força e motivação dia a dia desde o momento em que nossa mãe colocou você em meus braços. Eu te amo.

Gostaria de agradecer a meus avós Dora e Tarcísio por serem meus segundos pais e por seus inúmeros conselhos ao longo da minha vida. Deus os conserve com muita saúde por longo tempo.

Gostaria de agradecer a meu querido namorado, Oscar Ospina, por todo seu carinho, pela grande motivação cada dia, por acreditar em nossos sonhos e superar juntos todos os obstáculos em um lugar onde tudo foi um novo começo.

Agradeço com especialidade à engenheira, amiga e irmã Dilia Lopez Gamero. Desde 2008 estamos nesse caminho de conquista de sonhos! Neste caminho você tem sido um grande apoio. Você é muito especial para mim.

Gostaria de agradecer meu orientador Sergio Augusto Barreto da Fontoura pela motivação para realizar este mestrado e pela confiança depositada no meu trabalho. Agradeço também pelas discussões técnicas, opiniões e críticas as quais contribuíram decisivamente para o sucesso deste trabalho.

Gostaria de agradecer ao professor Gildardo Osorio, por compartilhar seus conhecimentos e ideias na área abordada, obrigada pela grande gentileza.

Agradeço ao Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo (GTEP) pela oportunidade de desenvolvimento acadêmico e profissional. Especialmente agradeço a Guilherme Righetto e Juan Velilla por sua ajuda no desenvolvimento deste trabalho. Obrigada por sua colaboração incondicional.

Agradeço a meus professores Guillermo Alzate e Alejandra Arbelaez da Universidad Nacional de Colombia por sua motivação na procura de novas oportunidades de desenvolvimento acadêmico, e por acompanha-me no primeiro passo.

Agradeço a meus amigos: Mario Ramirez (Marito), Leidy Perez, Lorena Chamorro, Carolina Sanchez, Juan Pablo Villate, Luisa Rivera, Yhon Polo, Renato Gutierrez, Margarita Habran, William Rodriguez, Edson Campos, Natalia Tavares, Ian Paes, Arash Asahed, Lucas Ludeña e Gustavo Sobreira, por seu apoio e momentos de alegria brindados.

Agradeço a CAPES e a PUC-Rio— pela concessão da bolsa de mestrado e oportunidade de ingresso, finalmente o objetivo culminou com sucesso.

Resumo

Cerro Arrieta Dalma Camila; Fontoura, Sergio Augusto Barreto (Orientador). **Fraturamento Hidráulico em Reservatórios não Convencionais *Shale-Gas*: Simulação através do método dos elementos discretos.** Rio de Janeiro, 2016. 182p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O desenvolvimento e exploração das formações *shale gas* a nível mundial é relativamente recente, tendo seu início nos Estados Unidos no final da década 1990. A partir dos resultados obtidos com a aplicação do procedimento de fraturamento hidráulico, como método de estimulação, o estudo e avaliação de outros prospectos *shale gas* em outras regiões do mundo foi estimulado. No entanto, a análise, estudo e caracterização deste tipo de reservatórios são dificultados uma vez que devem ser levados em conta múltiplos fatores relacionados a geologia, mineralogia, petrofísica, geoquímica, entre outros. O fraturamento hidráulico é um processo hidromecânico acoplado com alto grau de dificuldade especialmente em reservatórios *shale gas*, onde existe a presença de fraturas. Um estudo numérico é conduzido neste trabalho com o objetivo de investigar o comportamento hidromecânico de uma fratura natural durante a injeção de fluido. O *software* UDEC (*Universal Distinct Element Code*) baseado no método dos elementos discretos foi empregado no desenvolvimento da modelagem numérica. O UDEC tem a capacidade de modelar o comportamento hidromecânico de uma fratura incluindo os fenômenos de abertura/fechamento das fraturas, cisalhamento e dilatação sob condições de contato ou separação. Nesta investigação numérica foram criados modelos de reservatório com fraturas naturais aleatórias por meio de uma distribuição *voronoi* visando representar a complexidade da rede de fraturas naturais presentes nas formações *shale gas*. Os resultados do estudo numérico mostram que o comportamento hidromecânico do sistema é fortemente dependente da variação de parâmetros como tensões *in situ*, viscosidade do fluido de fraturamento e taxa de injeção de fluido. Portanto, estes resultados proporcionam um melhor entendimento dos mecanismos de fraturamento e resposta da pressão de um tratamento de fraturamento hidráulico em um reservatório de gás não-convencional naturalmente fraturado.

Palavras-chave

Formações naturalmente fraturadas; shale gas; comportamento hidromecânico; fraturamento hidráulico.

Abstract

Cerro Arrieta Dalma Camila; Fontoura, Sergio Augusto Barreto (Advisor). **Hydraulic Fracturing in Unconventional Gas Reservoirs: simulation using discrete elements method.** Rio de Janeiro, 2016. 182p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The development and deployment of shale gas formations around the world are relatively recent, starting in the United States in the late 1990s. From the results obtained with the application of hydraulic fracturing as a method of stimulation, the study and evaluation of other prospects of shale gas in other places in the world was encouraged. However, the analysis, study and characterization of this type of reservoirs are difficult, because it must be taken into account several factors such as geology, mineralogy, petrophysics, geochemistry among others. Hydraulic fracturing is a complicated hydro-mechanical coupled process, with high difficulty degree especially in shale gas reservoir, where natural fractures exist. A numerical study is conducted to investigate the hydromechanical behavior of a natural fracture during fluid injection. UDEC (Universal Distinct Element Code) software based on discrete elements method was employed to numerical modeling development. UDEC has the ability to model the hydro-mechanical behavior of a fracture including phenomena like fracture enlargement, closure, slippage, and dilation under contact or separation condition. In this numerical investigation, numerical reservoir models, with random natural fractures through a distribution voronoi were created aiming to represent the network complexity of natural fractures present in shale gas formations. The numerical study results show that the hydromechanical system behavior is strongly dependent on the parameters variation such as *in situ* stress, fluid fracturing viscosity and fluid injection rate. Therefore, these results provide a better understanding of fracturing mechanisms and pressure response of a hydraulic fracturing treatment in a non- conventional naturally fractured reservoir.

Keywords

Naturally fractured formations; shale gas; hydromechanical behavior; hydraulic fracturing.

Sumário

1	Introdução	23
1.1.	Relevância e motivação	23
1.2.	Objetivo e metodologia	25
1.3.	Organização da dissertação	26
2	Revisão bibliográfica	28
2.1.	Natureza de reservatórios naturalmente fraturados	28
2.2.	Classificação de reservatórios naturalmente fraturados	30
2.3.	Reservatórios <i>Shale Gas</i>	34
2.3.1.	Características Geológicas dos Reservatórios <i>Shale Gas</i>	37
2.3.2.	Características Petrofísicas	40
2.3.3.	Mineralogia e Geomecânica	49
2.3.4.	Geoquímica	52
2.4.	Caracterização e modelagem	55
2.5.	Calibração e validação hidráulica do modelo de fraturas	62
2.6.	Fraturamento hidráulico em formações <i>Shale gas</i>	64
2.6.1.	Estado da arte	64
2.6.2.	Fraturamento hidráulico	66
2.6.3.	Objetivo do fraturamento hidráulico	67
2.6.4.	Mecanismos de fratura	68
2.6.5.	Considerações do fraturamento hidráulico	73
2.6.6.	Interação entre fraturas hidráulicas e fraturas naturais	84
2.6.7.	Propagação das fraturas hidráulicas	87
3	Análise do Fraturamento Hidráulico em Reservatórios <i>Shale Gas</i>	91
3.1.	Método dos Elementos Discretos (MED)	91
3.2.	Formulação Numérica do Método dos Elementos Discretos	93
3.2.1.	Considerações Físicas	95
3.2.2.	Considerações Numéricas	107
3.3.	UDEC (Universal Distinct Element Code)	115
4	Modelagem computacional de fraturamento hidráulico em formações	

<i>Shale gas</i> - Resultados	119
4.1. Etapa 1: Consolidação inicial do maciço rochoso	121
4.1.1. Geometria e escavação do poço	121
4.1.2. Modelos constitutivos e tensões <i>in situ</i>	122
4.1.3. Condições de contorno e variáveis numéricas	124
4.1.4. Condição final de equilíbrio	126
4.2. Etapa 2: Injeção de fluido e cisalhamento	127
4.2.1. Injeção de fluido nas fraturas	127
4.2.2. Cisalhamento gerado durante a injeção de fluido de fraturamento	129
4.3. Resultados e discussões	130
4.3.1. Análise em função da razão de esforços	130
4.3.2. Análise em função da taxa de injeção	151
4.3.3. Análise em função da viscosidade do fluido	161
5 Considerações finais	171
5.1. Conclusões	171
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	174
6 Referências bibliográficas	175

Lista de figuras

Figura 1.1 - Bacias com avaliação de formações <i>shale gas</i> e <i>shale oil</i> , (EIA, 2014).....	25
Figura 2.1 - Reservatório naturalmente fraturado (adaptado de Hurricane energy, 2015).....	30
Figura 2.2 - Esquema da porcentagem de porosidade do reservatório versus a porcentagem de permeabilidade do reservatório (porcentagem devido à matriz versus a porcentagem devido à fratura) para a classificação de reservatórios naturalmente fraturados. (adaptado de Nelson 2001).....	32
Figura 2.3 - Diagrama ternário que vincula os tipos de reservatórios com os componentes litológicos principais (adaptado de Askenazi et al., 2013).....	35
Figura 2.4 - Diagênese de rochas sedimentares (adaptado de fosil.pt).....	38
Figura 2.5 - Idades de reservatórios não convencionais (adaptado de Askenazi et al., 2013).....	38
Figura 2.6 - a) Porosidade primária; b) Porosidade secundária (Atlas petrología sedimentaria, UCM, 2015).....	41
Figura 2.7 - Esquematização de dupla porosidade (Adaptado de Van Golf, 1982).....	43
Figura 2.8 - Bloco de rocha com uma única fratura. Fratura 1 ($\alpha = 0$); fratura 2 ($\alpha \neq 0$) (adaptado de Van Golf, 1982).....	45
Figura 2.9 - Reservatório fraturado formado por uma matriz de blocos de diversos tamanhos (adaptado de Van Golf, 1982).....	48
Figura 2.10 - Variação mineralógica e de porosidade na rocha (adaptado de Askenazi et al., 2013).....	52
Figura 2.11 - Comportamento da reflectância de vitrinita (adaptado de Dembicki, 2013).....	53
Figura 2.12 - Integração de diferentes tipos de dados para a caracterização integral de reservatórios naturalmente fraturados (modificado de Tran. N, 2004).....	56
Figura 2.13 - Componentes de um reservatório naturalmente fraturado (adaptado de Phelps e Strauss, 2002).....	57

Figura 2.14 - Ciclo descritivo da caracterização integrada de um reservatório NF (adaptado de Tran. N, 2004).....	58
Figura 2.15 - Metodologia para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados. (Fernandes, 2013).....	61
Figura 2.16 - Teste de pressão e sua derivada: curta, média e longa duração (Rawnsley e Wei, 2001).....	63
Figura 2.17 - Foto do primeiro poço fraturado hidráulicamente (adaptado de GSA, 2014).....	65
Figura 2.18 - Operação de fraturamento hidráulico (adaptado de green plug district, 2016).....	66
Figura 2.19 - Principais esforços compressivos (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).....	69
Figura 2.20 - Representação do coeficiente de Poisson (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).....	70
Figura 2.21 - Representação de uma proba de compressão realizada em uma amostra de rocha (Adaptado de Néquiz e Robles, 2014).....	72
Figura 2.22 - Efeitos locais e em grande escala na propagação de fraturas em formações naturalmente fraturadas (adaptado de Dusseault, 2014).....	75
Figura 2.23 - Fraturas orientadas apropriadamente cisalharão antes de abrir durante a injeção de fluido (adaptado de Dusseault, 2014).....	76
Figura 2.24 - <i>Wedging</i> e dilatação cisalhante (adaptado de Dusseault, 2014)....	77
Figura 2.25 - Zona apunhalhada e zona estimulada (dilatada) (adaptado de Dusseault, 2014).....	78
Figura 2.26 - Colocação de poços e otimização (adaptado de Dusseault, 2014).....	79
Figura 2.27 - Processo de otimização do tratamento de fratura (adaptado de Holdicht et al., 1978).....	80
Figura 2.28 - Carta de seleção de qualidade de fluido (adaptado de Montgomery, 2013).....	81
Figura 2.29 - Facilidade de caracterização de fluidos de fraturamento (adaptado de Montgomery, 2013).....	82
Figura 2.30 - Comportamento da pressão durante o fraturamento (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).....	83
Figura 2.31 - Complexidade de fraturas (adaptado de Wang, 2014).....	84

Figura 2.32 - Monitoramento microssísmico de um tratamento de faturamento hidráulico (Fisher et al. 2002).....	85
Figura 2.33 - Interação esquemática de fraturas (a) Cruzamento (b) Desviada (c) <i>Jogging</i> (adaptado de Wang, 2014).....	86
Figura 2.34 - Modos de deformação aplicados a uma fratura (Pirayehgar, 2013).....	88
Figura 3.1 - Injeção de fluido em um meio naturalmente fraturado (Manual UDEC 5.0, 2011).....	92
Figura 3.2 - Ciclo de cálculo para o método dos elementos discreto (Manual UDEC 5.0, 2011).....	93
Figura 3.3 - Considerações físicas e numéricas envolvidas no MED (adaptado de Velilla, 2013).....	94
Figura 3.4 - Natureza entrelaçada do ciclo de cálculo usado na formulação dos elementos discretos (Adaptado de Velilla, 2013).....	96
Figura 3.5 - Zoneamento dentro de um modelo que contém um sistema de juntas contínuas e descontínuas (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2011).....	99
Figura 3.6 - Modelo de escorregamento de Coulomb para o comportamento de fraturas (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).....	103
Figura 3.7 - Comportamento da deformação hidromecânica no MED, a) Pressão do fluido causando efeitos mecânicos; b) Deformação do bloco afetando a abertura hidráulica a ; c) Fluxo de fluidos afetado pela abertura a , d) Geração de pressão diferencial do fluido (adaptado de Velilla, 2013).....	104
Figura 3.8 - Fluxo em fraturas modelado como fluxo entre domínios hidráulicos (Zhang e Sanderson, 1999).....	104
Figura 3.9 - Relação entre α , e os esforços normais na fratura σ_n (Zhang e Sanderson, 1999).....	107
Figura 3.10 - a) Contatos entre dois blocos rígidos, b) Contato aresta (arredondada)-borda, c) Contato aresta-aresta arredondado (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).....	109
Figura 3.11 - Contatos e domínios entre dois blocos deformáveis (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).....	110
Figura 3.12 - Software UDEC 5.0 Itasca (2011).....	116
Figura 3.13 - Janela operacional UDEC 5.0- modelo em execução.....	118

Figura 4.1 - Procedimento geral de cálculo para a modelagem computacional (adaptado de Velilla, 2013).....	120
Figura 4.2 - Geometria dos modelos propostos.....	122
Figura 4.3 - Condições de contorno aplicadas para os modelos selecionados (adaptado de Velilla, 2013).....	125
Figura 4.4 - Malha (<i>mesh</i>) de diferenças finitas para os modelos selecionados.....	126
Figura 4.5 - Histórico do máximo resíduo de equilíbrio para o caso 3.....	127
Figura 4.6 - Histórico do máximo resíduo de equilíbrio antes e depois da injeção de fluido para o caso 3.....	128
Figura 4.7 - Poropressão no estado final de equilíbrio após um tempo de injeção de 60 segundos para o caso 3.....	128
Figura 4.8 - Cisalhamento de fraturas após 60 segundos de injeção para o caso 3.....	130
Figura 4.9 - Modelos numéricos analisados em função da razão de esforços...131	
Figura 4.10 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 1, após 60 segundos de injeção.....	133
Figura 4.11 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 1.3, após 60 segundos de injeção.....	133
Figura 4.12 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 2, após 60 segundos de injeção.....	134
Figura 4.13 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 1, após 60 segundos de injeção.....	136
Figura 4.14 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 1.3, após 60 segundos de injeção.....	137
Figura 4.15 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 2, após 60 segundos de injeção.....	138
Figura 4.16 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.....	139
Figura 4.17 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.....	140
Figura 4.18 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.....	141
Figura 4.19 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.....	143

Figura 4.20 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.....	143
Figura 4.21 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.....	144
Figura 4.22 - Abertura de fraturas para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.....	144
Figura 4.23 - Abertura de fraturas para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.....	145
Figura 4.24 - Abertura de fraturas para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.....	145
Figura 4.25 - Abertura da fratura em função da razão de esforços no ponto de análise (2.7031, 0.1257).....	146
Figura 4.26 - Abertura de fratura em função da tensão média.	148
Figura 4.27 - Pressão de injeção em função dos esforços.....	149
Figura 4.28 - Tendência de crescimento de pressão de injeção em função da tensão média.....	150
Figura 4.29 - Modelo numérico analisado em função da taxa de injeção.	151
Figura 4.30 - Fluxo de fluidos nas fraturas em função da taxa de injeção.	152
Figura 4.31 - Difusão de poropressão no reservatório em função da taxa de injeção.....	153
Figura 4.32 - Deslocamentos e rotação de blocos em função da taxa de injeção.....	155
Figura 4.33 - Deslocamento cisalhante das fraturas em função da taxa de injeção.....	157
Figura 4.34 - Abertura de fratura em função da taxa de injeção.....	158
Figura 4.35 - Abertura da fratura em função da taxa de injeção no ponto de análise (2.7031, 0.1257).....	159
Figura 4.36 - Pressão de injeção em função da taxa de injeção.	160
Figura 4.37 - Fluxo de fluido injetado nas fraturas em função da viscosidade do fluido.....	163
Figura 4.38 - Difusão de poropressão dentro do reservatório em função da viscosidade do fluido.....	164
Figura 4.39 - Pressão de injeção em função da viscosidade do fluido.	165
Figura 4.40 - Deslocamentos e rotação de blocos em função da viscosidade do fluido injetado.....	166

Figura 4.41 - Deslocamento cisalhante da fratura em função à viscosidade do fluido.....	168
Figura 4.42 - Abertura de fratura após 60 segundos de injeção.....	169
Figura 4.43 - Abertura da fratura no ponto de análise (0.352, 0.7225).	170

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Relação entre o conteúdo orgânico total e o potencial do recurso (adaptado de Alexander et al., 2011).....	54
Tabela 2.2 - Range comum de valores para módulo de Young e coeficiente de Poisson.....	73
Tabela 4.1 - Propriedades geométricas do modelo proposto.	122
Tabela 4.2 - Propriedades da rocha e fratura.....	123
Tabela 4.3 - Propriedades hidráulicas das fraturas.	123
Tabela 4.4 - Propriedades do fluido de fraturamento.	124
Tabela 4.5 - Tensões <i>in situ</i> para os casos propostos.	124
Tabela 4.6 - Taxas de injeção de fluido de fraturamento.....	129
Tabela 4.7 - Parâmetros analisados para diferentes razões de esforços.	132
Tabela 4.8 - Parâmetros analisados para diferentes taxas de injeção.	152
Tabela 4.9 - Parâmetros analisados.	162

Lista de quadro

Quadro 1 - Principais problemas de reservatórios naturalmente fraturados..... 33

Lista Símbolos

a	Abertura hidráulica.
a_0	Abertura hidráulica da fratura a tensões normais zero
α	Ângulo entre a fratura e a direção do fluxo
α_v	Coeficiente de amortecimento
Δl	Delta de comprimento
Δp	Delta de pressão
Δs	Longitude do segmento de contorno
$\Delta \gamma$	Gravidade específica do fluido
δ_{ij}	Função delta de Kronecker
C	Coesão
ds	Comprimento incremental ao longo do contorno Γ .
E	Modulo de Young
e	Taxa de deformação volumétrica
\dot{e}_{ij}	Taxa de deformação desviadora
\dot{e}^p	Incremento plástico de deformação volumétrica
ϵ	Energia de superfície por unidade de área
$\dot{\epsilon}_{ij}$	Deformações
F	Força
F_i	Resultante de todas as forças
G	Taxa de dissipação de energia
G_c	Energia critica liberada
g	Aceleração da gravidade
g_i	Componentes da aceleração da gravidade (forças de corpo)
$H_{c,TH}$	Forças capilares
h_{BLOCK}	Altura do fluido no bloco
HH	Pressão hidrostática do fluido
n_j	Vetor normal
$\dot{\theta}_{ij}$	Rotações
$\dot{\theta}$	Velocidade angular
I	Momento de inércia
K	Módulo de Bulk.
k_c	Fator de permeabilidade no ponto de contato
k_f	Permeabilidade convencional de fratura

k_j	Fator de permeabilidade da fratura
k_{ff}	Permeabilidade intrínseca de fratura
k_I, k_{II}	Fator de intensidade de esforços para a propagação no plano (θ_0).
k_I, k_{II}	Quantidades para propagação em uma direção geral, θ_0 .
λ, ϖ	Constantes de Lamé.
ΣM	Momento total
m	Massa
μ	Viscosidade do fluido
ξ	Rigidez
P_{net}	Pressão neta
P_{fric}	Perdas por atrito na tubulação e na cercania da formação
q_f	Taxa de fluxo
s	Superfície de contorno da massa m , aglomerada no ponto de rede
STP	Pressão de tratamento em superfície
ρ_w	Densidade do fluido
T	Vetor de tração
t	Tempo
τ	Tração
σ_{ij}	Tensor de esforço
u	Vetor de deslocamento
\dot{u}	Velocidade
\ddot{u}	Aceleração
ν	Coeficiente de Poisson
Φ	Porosidade
$\overline{\Phi C}$	Capacidade de armazenagem da rocha
ϕ	Ângulo de atrito
χ	Fator de tensões intrínsecas
ψ	Dilatância
ω	Densidade de energia de deformação

“-Nada para el coronel- dijo.

El coronel se sintió avergonzado. - No esperaba nada - mintió.
Volvió hacia el médico una mirada eternamente infantil - Yo no tengo
quien me escriba”

(Gabriel García Márquez)

1

Introdução

1.1. Relevância e motivação

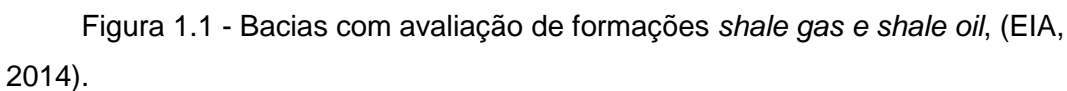
Nas últimas décadas uma variedade de fatores tem-se combinado para promover o interesse da indústria do petróleo na exploração e exploração das formações *shale*, que tradicionalmente eram vistas como rochas fonte e selo, e não como rochas reservatório. No entanto, após a observada ocorrência de gás natural durante a perfuração de um *shale* naturalmente fraturado, em 1821 na bacia dos Apalaches (Curtis 2002), este tipo rocha passou a ser considerado prospecto de produção econômica, mas de reduzida rentabilidade devido aos baixos valores das propriedades porosidade (2-8%) e permeabilidade (10-100 nanoDarcy) (Cipolla, 2010).

As formações *shale*, do ponto de vista estrutural, apresentam planos de fraqueza denominados *fraturas naturais*, característica que as integra em uma porcentagem das formações naturalmente fraturadas, distribuídas na crosta terrestre. Além disso, suas propriedades mecânicas e hidráulicas, as quais precisam ser otimizadas mediante técnicas de estimulação, as identifica como *Reservatórios não Convencionais*, termo instaurado na indústria do petróleo no início do século XXI. Os reservatórios não convencionais compreendem as formações que, com a tecnologia existente no momento, não podiam ser explorados de forma rentável, porém, uma vez desenvolvidos os focos principais de procedimentos e tecnologia, deu-se início para seu desenvolvimento.

Conformando dois grandes grupos de acordo com o tipo de hidrocarboneto presente na sua estrutura, o *shale oil* e o *shale gas* encontram-se distribuídos em todo o mundo representando o 10% do óleo total e o 32% do gás natural tecnicamente recuperável (EIA, 2014), conforme apresentado na Figura 1.1. Esta relação constitui um dos principais incentivos para o interesse da indústria. Outro ponto fundamental foi o aperfeiçoamento da técnica de fraturamento hidráulico, desenvolvido inicialmente como método de *by-passing* do dano de formação e

melhoramento da permeabilidade na área circundante ao poço. Nas formações *shale gas* o fraturamento hidráulico é executado em múltiplas etapas, durante a qual a rocha é fraturada em diversos pontos e tempos devidamente estabelecidos, aumentando assim, a eficácia do tratamento em relação à permeabilidade e ao alcance da fratura. Atualmente, este procedimento é indispensável para o desenvolvimento das formações *shale*, complementando-se com a técnica de *perfuração horizontal*. O principal objetivo da perfuração horizontal é otimizar o volume e fluxo de gás/óleo das camadas de *shale* para dentro do poço e atingir grandes afastamentos laterais dentro das camadas (Castro, 2015).

No tratamento de fraturamento hidráulico, a propagação das fraturas depende fortemente dos esforços *in situ* e da orientação dos planos das fraturas naturais. Estas variáveis comprometem severamente a capacidade de predição da geometria das fraturas hidráulicas, assim como a eficácia do tratamento, uma vez que as propriedades das fraturas na formação não são estudadas em detalhe, devido às dispensas econômicas geradas. No entanto, a operação é projetada para atingir um valor aproximado de volume de reservatório estimulado (SVR), relacionado diretamente com a produtividade do reservatório, mas que ainda apresenta um elevado grau de incerteza na sua medição. Com o objetivo de estimar esta variável, diversos métodos têm sido desenvolvidos e implementados visando diminuir a faixa de seus valores. O monitoramento de fraturas hidráulicas (HFM), composto por inclinômetros de superfície e de fundo de poço, e o monitoramento microssísmico demonstraram ser os métodos mais exitosos para a avaliação do SVR, uma vez que possuem sensores multicomponentes altamente sensíveis que registram as emissões acústicas causadas pela ruptura por cisalhamento das rochas durante o tratamento de fraturamento hidráulico.



Toda a análise dos parâmetros envolvidos no projeto de exploração e exploração de reservatórios *shale gas* é comparada e utilizada para a validação da modelagem numérica. Isto é parte fundamental no desenvolvimento destes projetos, uma vez que os tornam mais realísticos quando comparados ao campo real.

- O objetivo principal deste trabalho consiste em avaliar a propagação de fraturas em um meio naturalmente fraturado (*shale gas*) sob a variação de parâmetros operacionais como taxa de injeção e viscosidade do fluido de fraturamento e parâmetros mecânicos como variação de esforços *in situ*.

¹ Agente propante.

Para atingir o objetivo principal, foram estabelecidos os seguintes objetivos secundários:

- Compor uma revisão bibliográfica a respeito de estruturas geológicas como meios naturalmente fraturados (*shale*), salientando suas características fundamentais para posterior consideração no modelo numérico.
- Compor uma revisão bibliográfica acerca da consideração de fraturas em modelos numéricos de fluxo e de tensões, bem como apresentar os principais trabalhos reportados na literatura a respeito do tema.
- Idealizar modelos numéricos para análises considerando o fluxo de fluidos e a deformação mecânica, assim como as interações de contato entre as superfícies que compõem o modelo com planos de fraqueza em um modelo elástico;
- Simular numericamente o processo de injeção de fluidos e verificar o comportamento das fraturas e sua propagação.

1.3. Organização da dissertação

Este trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos conforme apresentado a continuação:

No Capítulo 1 apresenta-se a introdução do tema em estudo, assim como a estrutura desenvolvida ao longo da dissertação.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica respeito dos conceitos fundamentais de reservatórios naturalmente fraturados, como classificação, caracterização e modelagem numérica. Em seguida, apresentam-se os aspectos mais relevantes das formações *shale gas* sob o ponto de vista geomorfológico, assim como sua principal técnica de estimulação, *fraturamento hidráulico*, de maneira concentrada e detalhada.

Após apresentados os aspectos gerais que envolvem a aplicação de uma modelagem geomecânica em formações naturalmente fraturadas (*shale gas*), dá-se início ao Capítulo 3 onde é descrito o método dos elementos discretos (MED) empregado na modelagem de fraturamento hidráulico deste trabalho e uma introdução ao *software* UDEC 5.0 como ferramenta de modelagem. Uma vez

apresentado o Capítulo 3, as etapas da metodologia proposta e os resultados obtidos durante a modelagem do fraturamento hidráulico são apresentadas no Capítulo 4.

O Capítulo 5 apresenta as principais conclusões desta dissertação, juntamente com algumas sugestões para trabalhos futuros, baseados na continuidade do tema estudado neste trabalho.

2

Revisão bibliográfica

Este capítulo apresenta de forma global uma revisão dos conceitos fundamentais sobre reservatórios naturalmente fraturados, como classificação, caracterização e modelagem. Em seguida, apresentam-se os aspectos mais relevantes das formações *shale gas* sob o ponto de vista geomorfológico, assim como sua principal técnica de estimulação, *fraturamento hidráulico*, de maneira concentrada e detalhada.

2.1.

Natureza de reservatórios naturalmente fraturados

Em um reservatório fraturado, conforme pode ser observado na Figura 2.1, existe uma ocorrência natural de descontinuidades planares macroscópicas na rocha, causadas pela deformação ou diagênese física (Nelson, 1985). Durante a ocorrência destes processos podem ser gerados dois tipos de fraturas, fraturas naturais e induzidas, sendo as fraturas naturais produto de interações das tensões atuantes no subsolo ou resultado do processo diagenético, enquanto que as fraturas induzidas são o produto de atividades como a perfuração de poços, o aumento da pressão de poros nos processos de injeção de fluidos (fraturamento hidráulico), ou da redistribuição das tensões no subsolo causada pela produção de um campo. Segundo Fernandes (2013), os reservatórios naturalmente fraturados são caracterizados pela ocorrência do primeiro tipo de fraturas relacionado, as fraturas naturais, cuja origem será abordada neste item. Os principais fatores geológicos associados à origem de fraturas em reservatórios são:

- **Configuração tectônica:** reservatórios localizados em regiões estruturalmente complexas (e.g. falhas, domos de sal, diques, dobras, soleiras de diabásio e etc.) são mais propícios à ocorrência de falhas, dobramentos e fraturamento difuso (em pequena escala);
- **Litologia:** reservatórios fraturados podem ser encontrados em várias estruturas sedimentares, contudo, formações carbonáticas, de forma geral,

são mais frequentemente fraturadas do que formações areníticas. Isso ocorre principalmente pela presença de diferentes propriedades mecânicas das rochas, e também a suscetibilidade da diagênese pós-deposição da sedimentação;

- **Idade geológica e seu histórico deposicional:** quanto mais antiga e profunda for a formação, maior a tendência de que esta seja menos porosa e menos permeável, e assim, mais suscetível ao fraturamento.

Segundo Hagen (1972), as fraturas naturais controlam o comportamento do fluxo de fluidos no reservatório em grande escala, fornecendo um efeito positivo ou negativo no fluxo dependendo de suas características. Fraturas abertas ou parcialmente mineralizadas, por exemplo, têm um efeito positivo no fluxo de óleo, mas um efeito negativo no fluxo de água ou gás devido aos efeitos de conificação.² Por outro lado, fraturas totalmente mineralizadas podem criar barreiras de permeabilidade para todo tipo de fluxo. Assim, para avaliar com precisão o efeito do sistema de fraturas presentes no reservatório é necessário abordar suas características petrofísicas e estimar as propriedades do reservatório.

Alguns dados úteis nesta avaliação (determinações) são derivados a partir de análises de testemunhos de sondagem e/ou por simples ou múltiplos testes de poço, desta forma, os dados proporcionados ajudam à quantificação do efeito do sistema de fraturas naturais na qualidade e produtividade do reservatório. Assim, esses dados proporcionados pelas análises das fraturas e suas propriedades serão eficientes no decorrer no desenvolvimento do campo, uma vez que seja feita a integração dos dados em um modelo de simulação de fluxo que permita a previsão do comportamento do campo, além de sua constante atualização e verificação de resultados.

²Conificação: Conificação de água refere-se à configuração da interface gás-água onde uma espessa camada de gás está sobreposta a uma zona saturada de água e a zona de gás é parcialmente penetrada por um poço. À medida que a produção de gás vai progredindo, os gradientes potenciais de pressão induzidos fazem com que o contato gás-água (GWC) vá subindo. A partir de certo ponto, a água atinge a zona canhoneada, sendo produzida juntamente com o gás.

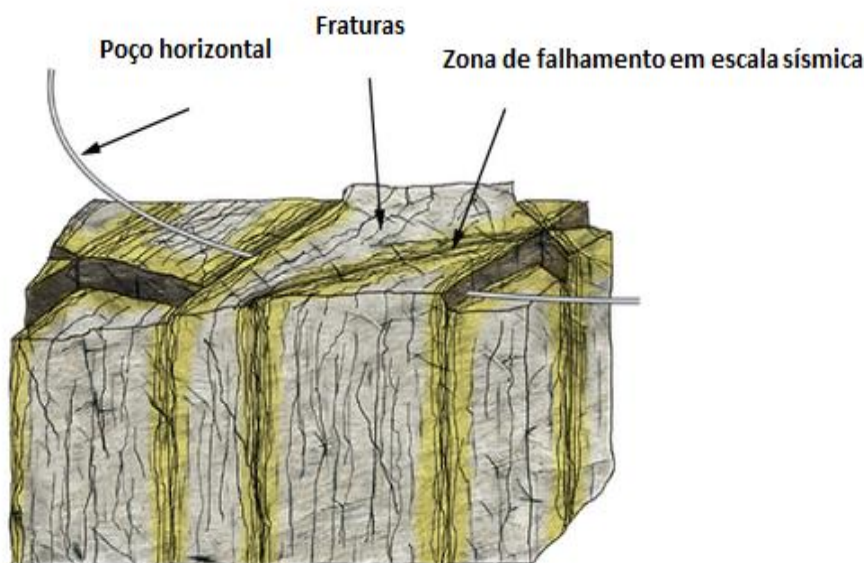


Figura 2.1 - Reservatório naturalmente fraturado (adaptado de Hurricane energy, 2015).

2.2. Classificação de reservatórios naturalmente fraturados

Uma vez que a origem, continuidade e propriedades do reservatório e do sistema de fraturas são determinadas, as interações do fluxo entre as fraturas e a matriz podem ser investigadas de forma que o reservatório pode ser classificado em relação aos efeitos positivos promovidos pelo sistema de fraturas à qualidade ³global do reservatório. Em relação à exploração, por exemplo, o critério determinante para classificar um reservatório como fraturado trata-se do efeito causado pelo sistema de fraturas ao fluxo, assim, em reservatórios classificados como de baixa permeabilidade, a presença de fraturas naturais pode representar um ganho de permeabilidade necessário para o estoque e transporte do fluido.

No entanto, a classificação de um reservatório como fraturado não é uma tarefa simples, esta dependerá principalmente da disponibilidade de dados adquiridos e do critério de avaliação utilizado para a identificação das fraturas naturais.

³ Definida como a capacidade para produzir hidrocarbonetos de maneira rentável após um tratamento de fraturamento hidráulico. É uma característica de predição coletiva determinada em grande medida pela mineralogia, porosidade, saturação de hidrocarbonetos, volume da formação, conteúdo orgânico e maturidade térmica.

Segundo Nelson (2001) e Aguilera (1995), as propriedades como porosidade e permeabilidade na matriz e fratura são bastante diferenciadas quanto à magnitude. Valores para porosidade da matriz variam entre 10% a 30%, e para permeabilidade da matriz entre 5mD a 100mD, atingindo em casos donde existem camadas de alta permeabilidade valores de até 2000mD. Por outro lado, para as propriedades das fraturas apresentam-se contrastes entre porosidade e permeabilidade, variando a primeira entre 0,1% e 10%, (valores baixos), e a segunda entre 100mD e 20.000mD (valores altos).

Baseado nisto, são definidos quatro tipos principais de reservatórios naturalmente fraturados:

Tipo 1: O reservatório é composto por uma matriz impermeável, onde as fraturas fornecem a porosidade e permeabilidade primária. Habitualmente possuem grandes áreas de drenagem por poço, requerendo assim, menor quantidade de poços para seu desenvolvimento. Estes reservatórios apresentam regimes de produção iniciais altos, porém estão sujeitos à rápida declinação da produção, dificuldades na determinação das reservas, e produção precoce de água.

Tipo 2: A matriz contribui com mais da metade da porosidade, capacidade de estocagem do reservatório, mas não contribui significativamente com a permeabilidade e produtividade do mesmo. Podem ter regimes de produção iniciais extremadamente altos, para uma matriz de baixa permeabilidade, porém podem apresentar dificuldades durante a recuperação secundária se a comunicação existente entre a matriz e a fratura é pobre.

Tipo 3: A matriz possui porosidade e permeabilidade suficientes para a produção, de forma que as fraturas nestes reservatórios fornecem permeabilidade adicional. Estes reservatórios são habitualmente mais contínuos e possuem bons regimes de produção sustentados, mas podem exibir relações complexas de permeabilidade direcional, resultando em dificuldades durante a recuperação secundária.

Tipo 4: As fraturas não fornecem porosidade nem permeabilidade adicionais significativas ao reservatório, pelo contrário, constroem barreiras para o fluxo.

Além destes quatro tipos de reservatórios, Nelson (2001) apresenta em seu esquema o reservatório tipo M, possuindo qualidades impressionantes no que diz

respeito à matriz, no entanto as fraturas podem encontra-se compartimentadas, fazendo com que seu desempenho seja inferior às estimativas iniciais de produtividade, e com que a efetividade da fase de recuperação secundária seja variável dentro de um mesmo campo. Bratton et al, (2006) expõe também um novo tipo de reservatório, categorizado como tipo G, formado pelos reservatórios de gás fraturados não convencionais, tais como: CBM (*Coal Bed Methane*), *shale gas* e *shale oil*, a maioria desses reservatórios correspondem ou aproximam-se da classificação tipo 2 conforme a Figura 2.2.

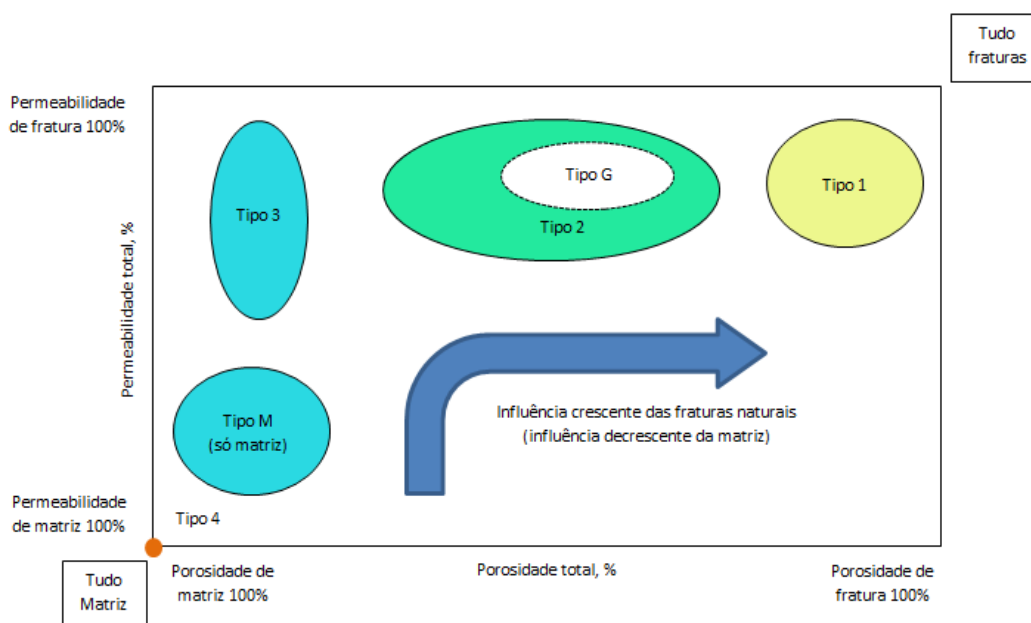


Figura 2.2 - Esquema da porcentagem de porosidade do reservatório versus a porcentagem de permeabilidade do reservatório (porcentagem devido à matriz versus a porcentagem devido à fratura) para a classificação de reservatórios naturalmente fraturados. (adaptado de Nelson 2001).

A classificação anterior apresenta vantagens como a delimitação de parâmetros da matriz e do sistema de fraturas, principais variáveis na quantificação de um reservatório em particular, além de permitir a predição dos principais tipos de problemas que ocorrem na produção em relação ao grau de fluxo entre a matriz e fratura. Segundo Baker e Kuppe (2000), os quatro principais tipos de fluxo, podem ser relacionados com suas principais implicações, conforme apresentado no Quadro 1.

Quadro 1 - Principais problemas de reservatórios naturalmente fraturados.

<p>Tipo 1: Fraturas fornecem a porosidade e permeabilidade essencial</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Frequentemente uma rápida curva de declinação. 2. Possível <i>breakthrough</i> precoce. 3. Dificuldade para a determinação do tamanho e forma da área de drenagem. 4. Dificuldade para restringir os cálculos de reservas. 5. Muitos poços de desenvolvimento adicionam taxa de produção mais não reservas.
<p>Tipo 2: Fraturas fornecem a permeabilidade essencial⁴</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. A eficiência da recuperação primária e secundária é altamente dependente de quanto a matriz está exposta ao sistema de fraturas 2. Possivelmente o reservatório sofrerá <i>breakthrough</i> precoce e um rápido declínio de produção. 3. Modelos de desenvolvimento devem considerar as heterogeneidades, por exemplo, a comunicação entre matriz e fratura pode variar arealmente. 4. A intensidade das fraturas e seu mergulho precisam ser conhecidos antes do início do desenvolvimento. 5. Dificuldade na determinação do fator de recuperação por sua variabilidade. 6. Possibilidade de fechamento das fraturas em reservatórios sobre pressurizados.
<p>Tipo 3: Fraturas fornecem permeabilidade adicional⁵</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Podem ocorrer respostas não usuais para a recuperação secundária. 2. A área de drenagem pode ser elíptica. 3. Pode ser difícil de reconhecer ou detectar o sistema de fraturas, em função de o reservatório já ser produtivo. 4. As fraturas podem, então, aumentar as oportunidades já economicamente viáveis. 5. Assim como no reservatório do Tipo 2, a determinação da permeabilidade e da heterogeneidade do reservatório é um ponto crítico.
<p>Tipo 4: Fraturas criam barreiras de fluxo</p>

⁴ As fraturas fornecem o fluxo essencial de gás desde a rocha para o poço.

⁵ Além de existir fluxo de gás desde a matriz para o poço, as fraturas fornecem vias adicionais para o aumento da recuperação de gás no reservatório.

1. A recuperação é baixa devido à severa compartimentalização do reservatório.
2. Se devidamente planejado, o desenvolvimento do campo pode ser otimizado.
3. Pode apresentar uma baixa recuperação secundária por causa da compartimentalização.

A chave para esse entendimento é o processo de definição do tipo de reservatório fraturado e, por conseguinte, o que é esperado do sistema de fraturas.

2.3. Reservatórios *Shale Gas*

As formações *shale gas* ou gás de folhelho têm sido produzidas desde o ano 1821 (Harper, 2008 *apud* Nagel et al, 2011), mas, só a partir do final da década 90, têm ganhado importância para a exploração petrolífera iniciando-se com o desenvolvimento do *Barnett shale* (Navigant consulting, 2008).

O *Shale gas* é definido como gás natural de origem biogênica ou termogênica, traçado em uma rocha hospedeira de granulometria fina onde foi gerado (Dusseault, 2014). A origem biogênica provem da decomposição bacteriana anaeróbia de carboidratos (matéria de plantas), geralmente em profundidades menores que 2000 m, enquanto que, a geração do gás termogênico tem origem na decomposição anaeróbia termicamente ativa de lipídios e matéria algal, freqüentemente em profundidades maiores que 2500 m. No entanto, existem reservatórios onde a ocorrência de gás natural é mista, sendo exemplo as formações Baken, Eagle Ford e Marcellus *shale*. Os focos de maior interesse são os de origem termogênico, geologicamente antigos e com pontos localmente ricos em moléculas de C₂+⁶ que conduzem aos *sweet spots*.⁷

Este tipo de sistema petrolífero é conhecido como acumulação não convencional (Figura 2.3), uma vez que, não é governado pela fluviabilidade (*bouyancy*) dos hidrocarbonetos frente à água nem pela lei de Darcy, como é o

⁶ C₂+ moléculas de etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) e butano (C₄H₁₀), que fazem parte da composição do gás natural.

⁷ *Sweet spots* em reservatórios *shale gas* são áreas que produzem notavelmente melhor que outras áreas, (Haskett, 2014).

caso dos reservatórios convencionais (Dusseault, 2014); este comportamento é atribuído principalmente as suas propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade.

As acumulações não convencionais são contínuas, de escala regional e independentes da presença de armadilhas estruturais ou estratigráficas. Estas estão constituídas por uma matriz de granulometria muito fina (tamanho da fração argila), com proporções variáveis de sílica e carbonato, que atuam como rocha geradora, selo e reservatório. Consequentemente, apresentam baixa permeabilidade e precisam da estimulação massiva por meio do fraturamento hidráulico para produzir hidrocarbonetos.

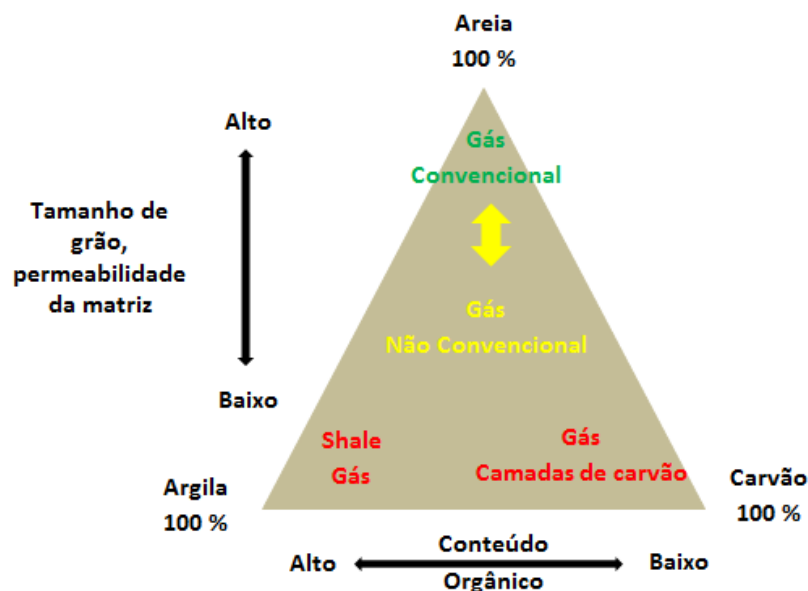


Figura 2.3 - Diagrama ternário que vincula os tipos de reservatórios com os componentes litológicos principais (adaptado de Askenazi et al., 2013).

Geralmente os reservatórios *shale gas* devem cumprir com uma série de requerimentos que fazem deles prospectos economicamente viáveis, tais condições são as seguintes;

- Riqueza orgânica (*Total Organic Carbon* (TOC) >2%),
- Maturidade térmica ($R_o > 0,7\%$),
- Espessor (> 30 m) e extensão areal,
- Capacidade de adsorção,
- Sobrepressão,

- Profundidade,
- Instalações de superfície.

A rocha mãe deve ser de excelente potencial gerador, o que implica um conteúdo orgânico total superior a 2%. Conteúdos de matéria orgânica menores envolvem um menor potencial oleogenético e como consequência, o volume de hidrocarboneto remanescente no reservatório é menor.

A maturidade térmica da rocha é um fator chave já que deve encontrar-se dentro da janela de geração de gás para garantir a presença do fluido no reservatório. Porém, é conveniente que os valores de reflectância de vitrinita⁸, superem o 1.5% Ro para reservatórios *shale gas*.

Dadas as características deste recurso, quanto à baixa acumulação por poço e a grande densidade de perfurações para explorá-lo efetivamente, é necessário que o reservatório apresente espessuras superiores a 30 m, aumentando assim a efetividade da navegação dos laterais horizontais.

Em relação às propriedades petrofísicas, a porosidade nestas litologias é de moderada a baixa (<10%) e não apresenta interconexão (Askenazi et al., 2013). Por outro lado, a presença de um sistema de microfissuras favorece uma maior interconexão e presença de fluido livre que, com a estimulação adequada, pode-se otimizar a produção. De forma semelhante, a existência de sobrepressão é um fator desejável, mas não indispensável devido ao fornecimento de energia ao sistema, facilitando a recuperação.

Por último, a existência de instalações em superfície e relacionadas à logística são um fator fundamental na hora de avaliar se um projeto desta natureza é econômico ou não.

Na atualidade, o desenvolvimento comercial destes reservatórios ocorre principalmente na América do Norte, dos que fazem parte o Barnett shale (Texas), Haynesville (Louisiana), Marcellus (Noroeste das montanhas Apalaches), Horn River shale (Nordeste de British Columbia), Montney shale (Nordeste de British

⁸ Ferramenta de diagnóstico fundamental para a avaliação da maturidade térmica do querogênio nas explorações de hidrocarbonetos. As medições são apresentadas em porcentagem de luz refletida no óleo (Ro > 1.5% gás seco, 1.1% < Ro < 1.5% gás com tendência a geração de óleo, 0.8% < Ro < 1.1% gás húmido, 0.6% < Ro < 0.8% petróleo e Ro < 0.6% querogênio imaturo.), (Rojas et al., 2011).

Columbia e Noroeste de Alberta) e na América do Sul o reservatório Vaca Muerta (Sudoeste de Mendoza, sudoeste da Pampa e Noroeste de Río Negro).

2.3.1.

Características Geológicas dos Reservatórios *Shale Gas*

Embora todos os reservatórios apresentem diferenças enquanto às características que os identificam, todos por sua vez possuem semelhanças. Isto significa que os contornos e resumos das características dos reservatórios *shale gas* são úteis para a avaliação geral de propriedades geomecânicas e para o desenvolvimento empírico de melhores práticas para o fraturamento hidráulico através de métodos correlativos. As formações de folhelhos, do ponto de vista geológico, são definidas como rochas consolidadas com mais do 67% de materiais correspondente ao tamanho argila, ou seja, compostos laminados de tamanho menor que 1 mm. (Estas partículas são depositadas em ambientes de baixa energia como ambientes marinhos ou de transição (planícies de inundação, lagunas, estuários, pântanos, etc.), onde caem em suspensão formando camadas, que posteriormente serão soterrafracadas para dar início ao processo de diagênese, (Figura 2.4). As laminações (<1mm) acomodadas tipicamente de maneira paralela à deposição, constituem a principal característica dos folhelhos, dando origem a sua orientação e fissilidade (capacidade de romper-se ou separar-se em folhas ao longo de suas laminações).

As formações *shale gas* com conteúdo orgânico elevado, se formaram sob condições específicas de altos níveis de matéria orgânica e baixos níveis de oxigênio (Alexander et al., 2011). Estas condições foram predominantes durante vários períodos geológicos, destacando-se os períodos Devoniano e Precambriano, os quais apresentaram altas temperaturas e nível do mar elevado. A Figura 2.5 apresenta os principais reservatórios *shale gas* e as idades geológicas em que se formaram.

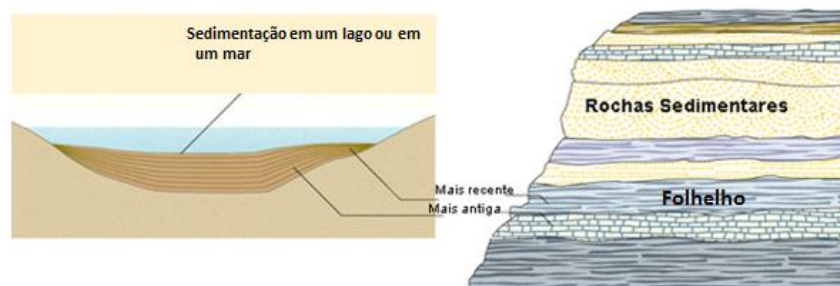


Figura 2.4 - Diagenese de rochas sedimentares (adaptado de fossil.pt).

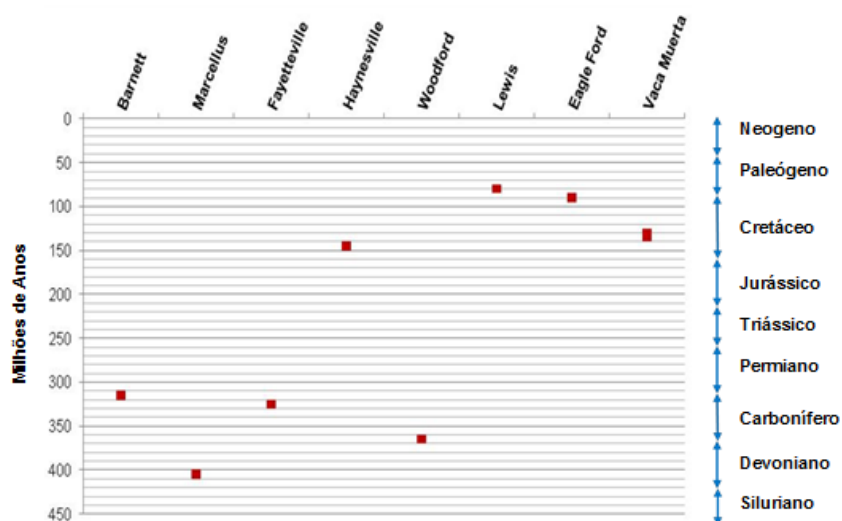


Figura 2.5 - Idades de reservatórios não convencionais (adaptado de Askenazi et al., 2013).

Os reservatórios *shale gas* são folhelhos geralmente quartzo-ilíticos, contendo baixa quantidade de argila não expansiva, baixa porosidade (<10%) função do soterramento e idade geológica, e permeabilidade da matriz da ordem de microDarcy (<100 μ D) função do tamanho de poro e grau de compactação. Por outro lado, o soterramento e a idade geológica significam que os minerais de argila (esmectita) possivelmente estabelecidos com os sedimentos originais foram alterados diageneticamente para ilita e quartzo precipitado. Assim, o teor de sílica dos estratos da formação é elevado (>40%) e o teor de argilomineral (ilita) é baixo (10-40%). Esta transição é considerada como a razão principal para que os estratos de *shale* sejam naturalmente fraturados, pois a transição entre esmectita e ilita é associada com uma diminuição substancial de volume (Dusseault, 2014). É possível observar também, que se a esmectita está presente, mesmo em pequenas

quantidades, o processo de inchamento pode ter efeitos significativamente negativos sobre os resultados do fraturamento hidráulico utilizando fluidos aquosos.

Os reservatórios explorados atualmente podem ser considerados não tectônicos sob o ponto de vista estrutural, embora existam falhas locais; em geral os estratos encontram-se em camadas relativamente planas e sem dobras (Dusseault, 2014). O *Marcellus Shale*, por exemplo, encontra-se sob a bacia dos Apalaches (Roen e Kepferle, 1993) sobre um quarto de milhão de quilômetros quadrados. Além disso, esta formação é mais deformada e cortada por falhas na porção sudoeste do reservatório, porém o teor de gás é menor. Na porção noroeste o *Marcellus Shale* tende a ter mais líquidos e moléculas C₂+, tornando-o um objetivo mais desejável em termos de produção.

Os folhelhos que são termogênicos na natureza por exemplo, são praticamente folhelhos negros, cor resultante de alto teor de carbono residual devido ao alto grau de matéria orgânica original (1-25%) (Tourtelot, 1979). Da mesma forma, esta cor também pode ser resultado da quantidade de pirita e sulfato de hidrogênio que, por sua vez indicam deposição anaeróbia. A cor verde e vermelha designam ambientes de deposição oxidantes. Desta forma, a cor é outra característica distintiva das formações de folhelhos, sendo um importante indicador do ambiente de deposição, assim como da quantidade de matéria orgânica presente.

A espessura é outro aspecto importante do desenvolvimento das formações *shale gas*, podendo variar entre 30 e 800 m (Fisher, 2004). Espessuras maiores apresentam vantagens, uma vez que permitem um maior volume estimulável, por outro lado, faz com que a seleção e caracterização em detalhe do setor mais apropriado para a navegação de um poço horizontal seja mais complicada.

Outros dois parâmetros importantes a serem avaliados durante a caracterização dos reservatórios não convencionais são a profundidade e seu gradiente de pressão de poros. Geralmente, as duas variáveis encontram-se relacionadas diretamente, junto à maturidade termal, mas é comum o estabelecimento de zonas de sobrepressão, nas quais a pressão de poros é mantida alta devido principalmente à permeabilidade dos estratos. A sobrepressão de uma formação não é requisito necessário para o sucesso do reservatório, porém, os *shales* que encontram-se sobrepressurizados geralmente podem armazenar uma

quantidade maior de hidrocarbonetos, facilitam o fraturamento hidráulico, uma vez que se reduz o esforço efetivo da rocha e facilitam a recuperação de fluidos, (Askenazi et al., 2013).

2.3.2. Características Petrofísicas

Segundo Askenazi et al. (2013), a armazenagem e migração de hidrocarbonetos através de litologias tipo *shale* é um processo complexo, lento e não compreendido totalmente, isto deve-se à presença de poros de pequeno tamanho e às baixas propriedades capilares (pouca interconexão) da rocha. Esta constitui a principal razão, pela qual o procedimento de fraturamento hidráulico se faz indispensável como alternativa na produção de taxas de fluxo rentáveis em uma alta porcentagem de reservatórios *shale*.

Sob outra perspectiva, o principal problema nos reservatórios *shale gas* consiste na obtenção de dados exatos e confiáveis de porosidade e permeabilidade, uma vez que as metodologias, técnicas e manipulação de amostras efetuadas pelos laboratórios encontram-se em debate e com resultados não comparáveis até o momento (Askenazi et al., 2013). Estudos recentes têm descoberto porosidades relacionadas ao querogênio, gerada durante o processo de maturidade orgânica que acompanha o soterramento da rocha e a geração de hidrocarbonetos. Existem também, porosidades relacionadas a fragmentos de fósseis, que podem ser tão importantes em termos de acumulação e fornecimento de vias de migração quanto à porosidade relacionada ao querogênio. Assim, a determinação do tipo de porosidade, constitui um dado adicional na quantificação das reservas de hidrocarboneto recuperável.

A presença de um sistema de microfissuras no reservatório favorece uma maior interconexão, que com o procedimento de estimulação correto otimizará a recuperação de hidrocarbonetos. Em poucos casos, quando a rede fissural é muito densa, não se faz necessária a estimulação hidráulica. Este é o caso do reservatório *Marcellus shale* na Pensilvânia, onde o sistema de fraturas abertas ajuda a ter produções iniciais importantes (Askenazi et al., 2013).

Uma revisão relativa às propriedades das fraturas ou do sistema fratura-matriz será apresentada. Por outro lado, as propriedades da matriz não serão

discutidas, uma vez que esta apresenta propriedades clássicas de um reservatório convencional.

- **Porosidade**

As rochas presentes em um reservatório fraturado estão constituídas por dois sistemas de porosidade. O primeiro sistema refere-se à porosidade intergranular ou primária, formada por espaços vazios entre os grãos da rocha sendo estabelecida na deposição de sedimentos (Figura 2.6-a). Esta porosidade apresenta-se tipicamente em arenitos e calcários. Um segundo tipo de porosidade constituído por espaços vazios de fraturas e cavidades refere-se à porosidade secundária da rocha (Figura 2.6-b), ou porosidade vugular/de fratura, a qual está relacionada somente a *vugs* ou fraturas (Van Golf, 1982).

A porosidade secundária é gerada a partir de processos geológicos pós-deposicionais, sendo exemplos, dissolução por circulação de água, falhamento e fraturamento; por esta razão, a porosidade secundária não pode ser relacionada à forma das partículas sedimentares.

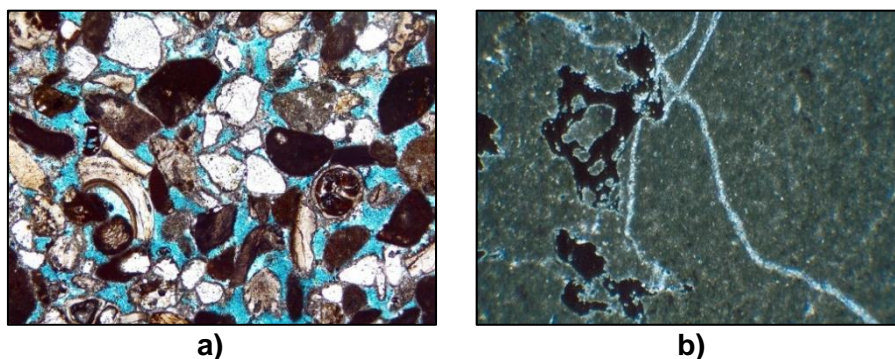


Figura 2.6 - a) Porosidade primária; b) Porosidade secundária (Atlas petrología sedimentaria, UCM, 2015).

Geralmente, a porosidade secundária é reduzida com o tempo, preenchendo-se parcialmente com minerais mais jovens que compõem a matriz da rocha. Estes minerais são o resultado da dissolução e precipitação. Além disso, a porosidade secundária pode encontrar-se geralmente em rochas de porosidade intergranular relativamente baixa, compactadas ou frágeis, como calcários, *shales* e arenitos argilosos.

Definição de dupla porosidade: Em um reservatório naturalmente fraturado a porosidade total (Φ_t) é o resultado da soma da porosidade primária e secundária (Equação 2.1), e equivalente à definição estática de armazém ou espaço vazio total (Van Golf, 1982).

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 \quad (2.1)$$

Uma definição convencional relacionada ao volume total (matriz + fraturas) para a porosidade primária e secundária pode ser expressa a continuação,

$$\Phi_1 = \text{Volume de vazios da matriz/volume total} \quad (2.2)$$

$$\Phi_2 = \text{Volume de vazios da fratura/volume total} \quad (2.3)$$

No entanto, na correlação de porosidade de matriz (Φ_m) e porosidade de fratura (Φ_f) o fato que a porosidade da matriz refira-se só ao volume da matriz, pode ser levado em consideração, conforme apresentado na equação 2.4 e 2.5,

$$\Phi_m = \text{Volume de vazios da matriz/ volume total da matriz} \quad (2.4)$$

Enquanto que a porosidade de fratura:

$$\Phi_2 \approx \Phi_f \quad (2.5)$$

Assim, a porosidade primária é função da porosidade de matriz e expressa como:

$$\Phi_1 = (1 - \Phi_2)\Phi_m \quad (2.6)$$

A Figura 2.7 apresenta um esquema de dupla porosidade, no qual a unidade de volume total encontra-se na parte superior e a unidade de volume de matriz na parte de embaixo da figura. Dentro da porosidade de matriz (Φ_m), uma parte

encontra-se saturada com água e outra parte com gás e/ou óleo no reservatório, assim cada uma pode ser expressa como uma porcentagem da unidade de volume da matriz.

A dupla porosidade possui um papel importante nas avaliações dinâmicas da *capacidade de armazenagem* da rocha ($\overline{\Phi C}$), é dizer, a capacidade de expansão e/ou compressão total do fluido e volume de vazios na rocha.

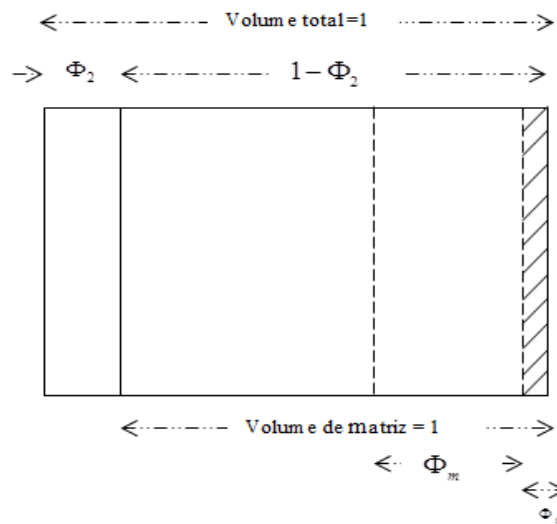


Figura 2.7 - Esquematização de dupla porosidade (Adaptado de Van Golf, 1982).

Em geral, a avaliação da porosidade total pode ser efetuada por meio de procedimentos indiretos (registros de poço) ou mesmo por procedimentos diretos (análise de amostras), sem dificuldade adicional; porém existe a dificuldade de diferenciar a porosidade primária da porosidade secundária (Van Golf, 1982).

- **Permeabilidade**

Os conceitos básicos de permeabilidade estabelecidos para o caso de um reservatório convencional continuam válidos para reservatórios fraturados. No entanto, na presença de dois sistemas (matriz e fraturas), a permeabilidade pode ser redefinida como *permeabilidade da matriz*, *permeabilidade de fratura* e *permeabilidade do sistema*.

Esta definição de permeabilidade pode gerar confusão, especialmente quando refere-se à permeabilidade de fratura, uma vez que esta pode ser interpretada como

a permeabilidade de uma única fratura, como a permeabilidade de uma rede de fraturas, ou como a permeabilidade do volume total de fratura (Van Golf, 1982).

Permeabilidade intrínseca de fratura (k_{ff}): A permeabilidade intrínseca de fratura está associada à condutividade medida durante o fluxo de fluido através de uma única fratura ou através de uma rede de fraturas, independente da rocha circundante (matriz). Isto é de fato, a condutividade de um único canal (fratura) ou de um grupo de canais (rede de fraturas). Neste caso, a seção transversal de escoamento é representada apenas pelas áreas vazias da fratura.

Para um caso simplificado, um bloco contendo uma fratura paralela à direção de fluxo (Figura 2.8-1), a taxa de fluxo através da fratura é dada por:

$$q_f = ab \frac{b^2}{12\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l} = \frac{b^3}{12\mu} \frac{\Delta p}{l} \quad (2.7)$$

Onde:

ab = Seção transversal ao fluxo

b = Espessura da fratura

μ = Viscosidade do fluido

Δp = Delta de pressão entre a entrada e a saída de fluido à fratura.

Δl = Comprimento da fratura.

Se a fratura forma um ângulo com a direção do fluxo (Figura 2.8-2), a seção transversal (ab) permanecerá inalterada, mas a fratura será projetada na direção do fluxo. A vazão (q_f) será definida como:

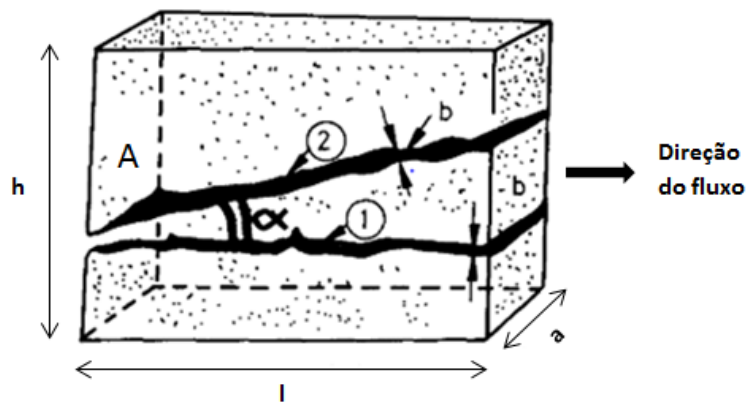


Figura 2.8 - Bloco de rocha com uma única fratura. Fratura 1 ($\alpha = 0$); fratura 2 ($\alpha \neq 0$) (adaptado de Van Golf, 1982).

$$q_f = ab \frac{b^2 \cos^2 \alpha}{12\mu} \times \frac{\Delta p}{\Delta l} \quad (2.8)$$

Onde,

α = Ângulo entre a fratura e a direção do fluxo.

Por outro lado, baseados no conceito da lei de Darcy, se limitamos a seção transversal de fluxo, $A = axb$, a vazão será expressa por:

$$q = A \frac{k_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta p}{\Delta l} = ab \times \frac{k_{ff}}{\mu} \times \frac{\Delta p}{l} \quad (2.9)$$

Uma comparação adicional das equações (2.9) e (2.8) levará a:

$$k_{ff} = \frac{b^2}{12} (\cos^2 \alpha) \quad (2.10)$$

Para uma rede de fraturas formada por sistemas de fraturas cada um com sua própria orientação α , β , γ , etc., a permeabilidade intrínseca será dada por:

$$k_{ff} = \frac{1}{12} [\cos^2 \alpha \sum_1^{n\alpha} b_{\alpha i}^2 + \cos^2 \beta \sum_1^{n\beta} b_{\beta i}^2 + \dots] \quad (2.11)$$

Onde:

$n\alpha, n\beta$ = Numero de fraturas com a mesma orientação.

$\alpha i, \beta i$ = Subíndice que denota a abertura de cada fratura de forma individual.

Permeabilidade convencional de fratura (k_f): Baseados na definição clássica de Darcy a fratura e o volume associado à rocha formam uma unidade hidrodinâmica. Isto significa a seção transversal ao fluxo, conforme a Figura 2.8, não é mais expresso pela seção $A = ab$, e sim por:

$$A_B = ah \quad (2.12)$$

Assim,

$$q = A_B \frac{k_f}{\mu} \times \frac{\Delta p}{\Delta l} = ah \times \frac{k_f}{\mu} \times \frac{\Delta p}{l} \quad (2.13)$$

Se as equações (2.13) e (2.7) são comparadas, e o resultado aplicado à equação (2.10), pode-se obter a seguinte expressão:

$$k_f = k_{ff} \frac{ab}{ah} = k_{ff} \frac{b}{h} = \frac{b^3}{12h} \quad (2.14)$$

Permeabilidade do sistema matriz-fratura: A permeabilidade do sistema rocha-matriz pode ser representada pela adição simplificada das permeabilidades de matriz e fratura:

$$k_t = k_m + k_f \quad (2.15)$$

Baseado na Figura 2.8 para a obtenção da equação (2.15), pode-se evidenciar que a permeabilidade total depende da direção do fluxo. Qualquer mudança na direção do fluxo alterará o valor de k_f , uma vez que k_f depende da relação entre a fratura e a direção do fluxo.

A avaliação da permeabilidade da fratura pode ser efetuada a través de procedimentos indiretos (registros de poço) ou mesmo por procedimentos diretos (análise de amostras) a qual é independente de qualquer outro parâmetro (abertura, orientação, espaçamento, etc). Além disso, um modelo geométrico equivalente, utilizando a permeabilidade obtida a partir dos dados de testes de poço, pode ser obtido através da simulação das características das fraturas e sua geometria. Assim, é obtido um modelo de reservatório fraturado idealizado.

- **Saturação de fluidos**

Em um reservatório fraturado a saturação de fluidos na matriz envolve um problema similar aos encontrados em reservatórios convencionais. A avaliação da saturação pode ser obtida a partir dos mesmos procedimentos, isto é, através de registros (indiretamente) ou medidas de laboratório (diretamente).

Os baixos valores de porosidade secundária (rede de fraturas e cavidades) comparada com a porosidade primária, não influencia a saturação de hidrocarbonetos por unidade de volume (Van Golf, 1982). De forma geral, a saturação das fraturas poder ser considerada de 100% dentro das respectivas zonas de fluido (água na zona de água, óleo na zona de óleo, etc). No entanto, a saturação de fluidos em reservatórios naturalmente fraturados deve ser examinada no marco de um sistema de dupla porosidade. Para este caso, a relação entre saturação de matriz e saturação de fraturas apresenta particularidades.

Ausência de zonas de transição: A zonificação em um reservatório fraturado é determinada pela distribuição de fluido na rede de fraturas. Uma vez que as forças de capilaridade na rede de fraturas são desprezíveis em comparação com as forças gravitacionais, o contato de dois fluidos (água-óleo, óleo-gás, água-gás) pode ser representado por um diferenciado plano horizontal (Figura 2.9).

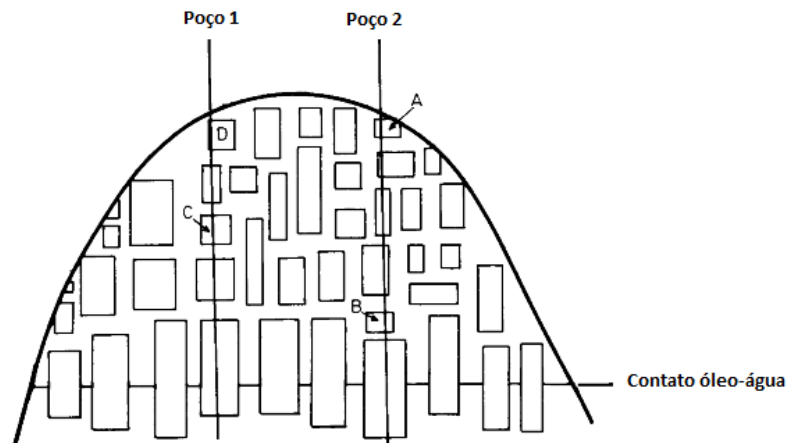


Figura 2.9 - Reservatório fraturado formado por uma matriz de blocos de diversos tamanhos (adaptado de Van Golf, 1982).

Consequentemente, o contato água-óleo ou gás-óleo em um sistema fraturado delimitará ao longo de todo o reservatório a zona de água a partir da zona de óleo e a zona de óleo a partir da zona de gás.

Zonas de alta saturação de água não encontram-se relacionadas ao contato óleo-água: Se o fraturamento na rocha em um reservatório fraturado ocorre antes da migração de hidrocarbonetos, é possível encontrar dentro da zona de hidrocarbonetos variações na saturação de água, que são independentes do nível de água (*water table*) e a zona de transição. Através da Figura 2.9 pode-se ilustrar o aspecto paradoxal da saturação de água em função da profundidade. A porosidade da matriz é assumida constante, mas a altura média dos blocos da matriz varia como resultado do processo de fraturamento. Altas saturações de água são encontradas nos blocos pequenos A,B,C, e D. Qualquer correlação do contato água-óleo como um efeito da zona de transição é desprezível, uma vez que os blocos encontram-se distantes da zona de transição. Isto deve-se ao fato que durante a fase de migração o limiar das forças capilares que opõe-se à entrada de uma fase não molhante (óleo), não pode ser excedida por pequenas forças gravitacionais geradas pela pequena altura dos blocos.

$$H_{c,TH} > h_{BLOCK} \times \Delta\gamma \quad (2.16)$$

Onde:

$H_{c,TH}$ = Forças capilares.

h_{BLOCK} = Altura do fluido no bloco.

$\Delta\gamma$ = Gravidade específica do fluido.

Em relação aos blocos com alturas superiores aos blocos A, B, C, e D, as forças gravitacionais superam as forças capilares, portanto os blocos da matriz são saturados com hidrocarbonetos.

Em conclusão, a magnitude das forças do limiar capilar, a altura dos blocos da matriz e a densidade de fratura são variáveis fundamentais na distribuição da saturação de um reservatório naturalmente fraturado.

2.3.3. Mineralogia e Geomecânica

As propriedades geomecânicas de um *shale* encontram-se fortemente controladas por suas características geológicas. Para este tipo de reservatório é particularmente importante avaliar as propriedades geomecânicas de fragilidade/ductilidade, uma vez que o procedimento de fraturamento hidráulico baseia-se nestes valores para o desenvolvimento do tratamento. O módulo de Young e o coeficiente de Poisson, são dois de vários módulos elásticos correlacionados através das relações constitutivas do material para a estimativa da fragilidade/ductilidade da rocha. Uma rocha dúctil é aquela que sofre uma deformação plástica antes de romper-se sob determinados esforços, enquanto que, o conceito de fragilidade está relacionado à quebra do material em ausência de uma deformação significativa.

O conceito de fragilidade tem um papel crucial no desenvolvimento dos reservatórios *shale gas* uma vez que reflete a capacidade da rocha em falhar e manter a fratura aberta durante a produção de hidrocarbonetos. A estimativa desta propriedade envolve diversos parâmetros como, propriedades petrofísicas da rocha, mineralogia e recentemente a inclusão de critérios de falha da rocha (David Cho e Marco Perez, 2014). O módulo Young e coeficiente de Poisson são dois módulos elásticos relacionados através das relações constitutivas do material e mudanças em outros módulos elásticos influenciam estes módulos. Portanto, somente a

consideração de estes dois parâmetros resulta insuficiente para o cálculo da fragilidade de uma rocha.

Critério de falha: O modelo de deformação uniaxial e o critério de ruptura de Mohr-Coulomb podem ser empregados para entender a formação de fraturas por cisalhamento sob compressão. De acordo com o modelo de deformação uniaxial, o esforço horizontal é relacionado ao esforço vertical por meio da quantidade escalar $\nu(1 - \nu)$, onde ν é o coeficiente de Poisson. Porém, um baixo coeficiente de Poisson gera maiores esforços desviatórios sob as condições de deformação uniaxial. Isto resulta em um grande círculo de Mohr o que representa condições favoráveis para falha.

Considerando o critério de Griffith (1920), o qual pode ser usado para entender a propagação de fraturas sob tensão, o esforço crítico de tração requerido para propagar uma fratura tridimensional em forma de moeda é dada por:

$$T_c = \sqrt{\frac{\pi \epsilon E}{4(1-\nu^2)c}} \quad (2.17)$$

Onde:

E = Módulo de Young

ν = Coeficiente de Poisson

c = Raio da fratura

ϵ = Energia de superfície por unidade de área.

A equação (2.17) sugere que um decréscimo no coeficiente de Poisson ou um decréscimo no módulo Young baixará o esforço crítico de tração requerido para iniciar o crescimento da fratura. Segundo Rickman et al. (2008), um alto valor no módulo de Young é requerido para manter a fratura, porém baixos valores no módulo de Young representam condições mais favoráveis à falha. Ressalta-se que os altos valores no módulo Young podem não representar a melhor opção para o fraturamento hidráulico. Além disso, considerando a relação constitutiva dada por:

$$E = 3K(1 - 2\nu) \quad (2.18)$$

Onde K é o módulo de *Bulk*. A equação (2.18) é linear para um valor de K constante. Porém, um valor baixo do coeficiente de Poisson é acompanhado por um alto valor do módulo Young. Além disso, para um valor baixo de K , um baixo valor do módulo Young pode ser alcançado. Isto sugere que um baixo valor do módulo *Bulk* deve ser outra condição para a definição de fragilidade.

Mineralogia: A mineralogia de um folhelho é outro parâmetro útil para a determinação de sua ductilidade/fragilidade. O conteúdo de quartzo, carbonato e argila determinam de forma significativa os parâmetros elásticos e, por conseguinte a eficácia da fratura hidráulica na estimulação da rocha.

Shales com alta porcentagem de quartzo e carbonato tendem a ser mais frágeis e fraturáveis, resultando em um grande número de fraturas induzidas de pequena escala quando é estimulado. No entanto, *shales* com alta porcentagem de argila tendem a comporta-se de maneira dúctil frente à estimulação hidráulica. Como valor limite, é utilizado 40% de argila para que a rocha seja considerada fraturável (Askenazi et al., 2013).

Por outro lado, uma variação na porosidade sob a mesma fração de minerais na rocha afeta de forma direta as propriedades fragilidade/ductilidade. A Figura 2.10 apresenta a tendência física da rocha no espaço coeficiente de Poisson e módulo de Young com linhas constantes do módulo *Bulk*. Nesta figura é possível expor conclusões gerais; um incremento no conteúdo de quartzo diminuirá o coeficiente de Poisson e incrementará o módulo de Young. Adicionalmente, um incremento de porosidade diminuirá o módulo Bulk e por tanto o módulo de Young.

As fraturas em uma rocha são suportadas pela matriz, porém a capacidade para manter a fratura deve ser associada com a estrutura da rocha e sua mineralogia. Um maior volume de quartzo representa tanto um incremento na capacidade de falha na rocha quanto na manutenção da fratura. Por outro lado, um incremento em porosidade melhorará a capacidade da rocha para falhar sob esforços.

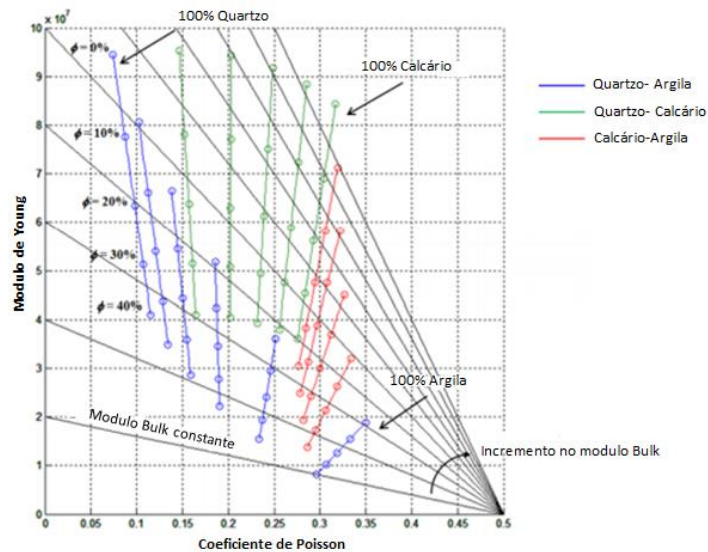


Figura 2.10 - Variação mineralógica e de porosidade na rocha (adaptado de Askenazi et al., 2013).

2.3.4. Geoquímica

A riqueza orgânica (%TOC), qualidade (tipo de querogênio) e maturidade térmica da rocha geradora são parâmetros fundamentais para definir a existência de um *shale gas*, portanto a avaliação deste potencial reservatório precisa de uma caracterização geoquímica detalhada.

Para que a unidade de interesse possa ser considerada um potencial reservatório não convencional, deve cumprir com as seguintes condições:

- Maturidade térmica igual ou superior a 1,2 Ro (reflectância de vitrinite).
- Riqueza orgânica superior ao limiar mínimo estabelecido de 2,0% TOC.

Geralmente, a caracterização geoquímica deste tipo de reservatórios consiste na avaliação das propriedades como rocha geradora, por meio da análise tradicional *screening* geoquímico (%TOC, pirólises e microscopia orgânica) e reflectância de vitrinite.

A maturidade térmica é função da história deposicional, indicando a máxima temperatura à que foi submetida a rocha reservatório, portanto permite definir o tipo de hidrocarboneto gerado pela rocha.

A vitrinita é o grupo de macerais⁹ mais comum presente nas rochas sedimentares e apresenta-se ao longo de toda a escala evolutiva do carvão quanto a liptinita e inertinita. É componente fundamental do querogênio e por esta razão, emprega-se como o maceral para estabelecer os câmbios moleculares do carbono (EUR 17432,1992).

A reflectância de vitrinita incrementa com o tempo e temperatura devido a recristalização dos anéis aromáticos condensados que compõem a estrutura do querogênio, sendo este um processo irreversível. A mudança na reflectância é um processo cinético, assim um gráfico de reflectância de vitrinita em função da profundidade frequentemente apresenta formato em linha reta (Figura 2.11).

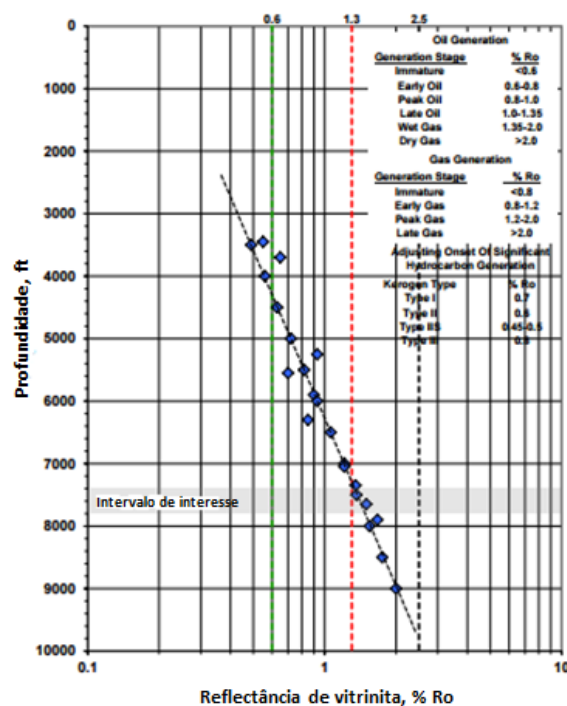


Figura 2.11 - Comportamento da reflectância de vitrinita (adaptado de Dembicki, 2013).

Esta é uma ferramenta de tendências, portanto exige uma amostragem representativa (30 grãos de vitrinita para uma amostra de rocha) e medições em faixas de profundidade mínima de 4000 ft a fim de estabelecer uma tendência

⁹ Maceral é um componente de origem orgânico presente no carvão e petróleo, o qual controla seu comportamento. Este termo em referencia é equivalente ao termo mineral, componente inorgânico das rochas.

representativa (Alexander et al., 2011). As medições de reflectância de vitrinite (R_o) são feitas através de um microscópio equipado com uma lente objetiva de imersão em óleos e um fotômetro. Os valores de R_o são fornecidos em porcentagem de luz refletida no óleo conforme apresentado na nota de rodapé 8 na página 36.

Um *shale* orgânico por definição deve conter carbono orgânico e o TOC reflete o potencial do recurso *shale*. Os objetivos de exploração devem possuir valores de TOC na faixa de 2% - 10% para serem possíveis prospectos (Alexander et al., 2011). Para rochas com TOC acima de 10% geralmente é desconhecido o potencial para seu desenvolvimento (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 - Relação entre o conteúdo orgânico total e o potencial do recurso (adaptado de Alexander et al., 2011).

TOC, % peso	Potencial do recurso
< 0.5	Muito pobre
0.5 – 1	Pobre
1 – 2	Justo
2 – 4	Bom
4 – 10	Muito bom
> 10	Desconhecido

As amostras do TOC de um *shale* incluem tanto o carbono orgânico quanto o inorgânico. Para quantificar o carbono orgânico, a técnica de combustão é utilizada. Uma pequena porção da amostra da rocha é inicialmente tratada com ácido fosfórico para remover o carbono inorgânico. Os sedimentos são secados e levados a combustão sob uma temperatura de 1350°C em um ambiente enriquecido de oxigênio. O carbono orgânico total é oxidado para formar CO₂, o qual flui através de uma célula de detecção infravermelho não dispersiva calibrada para responder ao CO₂. Assim, as medidas de volumes de gás são convertidas em medições de TOC e reportadas como porcentagem em peso da rocha.

Adicionalmente, também são utilizados dados de amostragem de fundo de poço (geoquímicos e amostragem convencionais) para quantificar o volume de querogênio na rocha e assim calcular o valor de TOC. Para validar os modelos

empregados na medição do TOC, os dados petrofísicos são calibrados a partir de valores obtidos nas amostragens.

2.4. Caracterização e modelagem

É provável que não existam outras tarefas de caracterização e modelagem tão desafiantes, nos campos de petróleo e gás atuais, quanto a construção de modelos NFR (*Naturally Fractured Rocks*) válidos para simular o fluxo de fluidos em reservatório com razoável grau de confiança. Os desafios abrangem disciplinas e escalas múltiplas, confrontados sempre com informação limitada. Assim, a caracterização compreende um processo complexo, sustentado principalmente pela experiência e empirismo, e de forma singela em abordagens sistêmicas; estes desafios que os diferenciam dos reservatórios convencionais.

Não somente as propriedades intrínsecas das fraturas, assim como da matriz, têm que ser caracterizadas, mas a interação entre a matriz e fraturas também deve ser modelada com precisão, definindo para isto parâmetros como, espaçamento interfratura, comprimento, orientação, porosidade, conectividade, abertura de fraturas e permeabilidade com boa confiabilidade, igualmente, é importante incluir uma área realista e heterogeneidade vertical nas fraturas, e na matriz.

As informações anteriores devem ser calcadas em dados provenientes de fontes estáticas e dinâmicas (Figura 2.12). As fontes estáticas permitem a aquisição de dados a partir de técnicas diretas como testemunhos de sondagem e perfis de imagens do poço (*borehole images*), identificando-se a orientação, direção e espaçamento das fraturas, assim como uma estimativa da permeabilidade em pequena escala. Além destas técnicas diretas, os afloramentos (*outcrops*) possibilitam a visualização e estudo de rochas similares às rochas reservatório. Em contrapartida, os dados dinâmicos são provenientes de técnicas inversas, como os dados de produção e testes de pressão *drawdown* e *buildup*, onde a resposta dinâmica do sistema de grande escala (reservatório) é medida e usada para inferir características como a permeabilidade, comprimento e conectividade das fraturas.

Os parâmetros estimados nas análises direta e inversa, são comparados entre si fornecendo um complemento mais eficaz para a estimativa das propriedades a serem implementadas na modelagem.

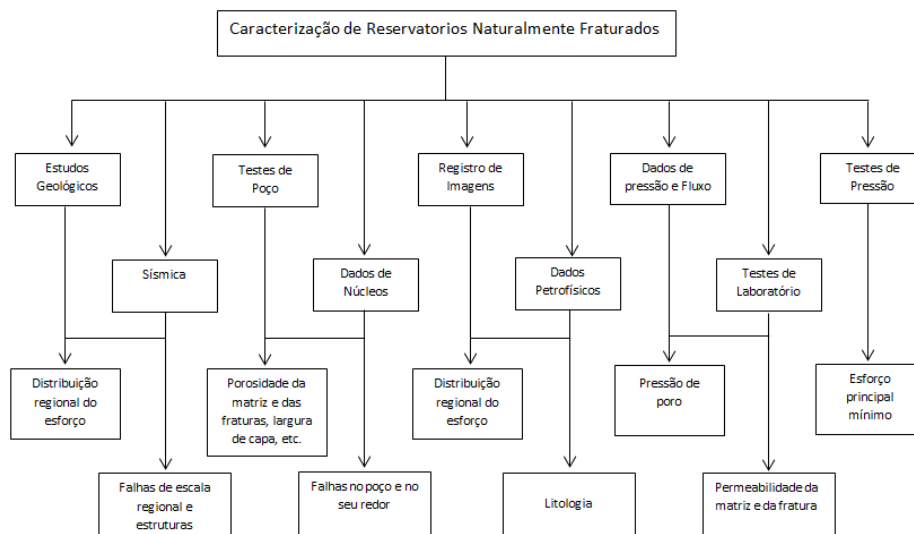
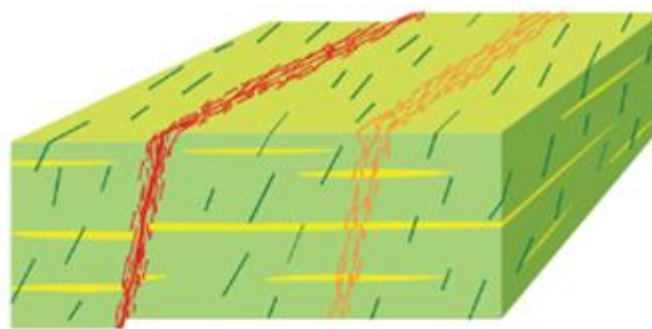


Figura 2.12 - Integração de diferentes tipos de dados para a caracterização integral de reservatórios naturalmente fraturados (modificado de Tran. N, 2004).

Contudo, a caracterização de reservatórios naturalmente fraturados é altamente dependente da integração de competências como a geologia, geofísica, petrofísica e engenharia de reservatórios, disciplinas que proporcionam informação fundamental dos principais constituintes desses reservatórios. De forma geral, Phelps e Strauss (2002) apresentam estes constituintes organizados em componentes relacionados às falhas e à matriz; sendo os elementos relacionados à falha os corredores de fraturas, as falhas em si, e as fraturas difusas (eventos de pequena escala ou *background fractures*), enquanto que os relacionados à matriz estão integrados pela matriz em si e camadas de superpermeabilidade (Figura 2.13).



CLASSIFICAÇÃO DE COMPONENTES

<u>Relacionados à Fraturas</u>	<u>Relacionados à Matriz</u>
Falhas	Matriz
Fraturas difusas	Camadas de
Corredores de fraturas	superpermeabilidade

Figura 2.13 - Componentes de um reservatório naturalmente fraturado (adaptado de Phelps e Strauss, 2002).

O estudo que integra o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados segue quatro passos fundamentais para a descrição, modelagem e simulação do meio, eles são:

1. Construção de um modelo geológico que limite o sistema de fraturas baseado em análises de caracterização do sistema global (fraturas, falhas, etc).
2. Caracterização das propriedades fluidodinâmicas do sistema natural de fraturas a partir de dados de fluxo.
3. Escolha de um modelo de simulação de fluxo que se adeque ao comportamento apresentado pelas fraturas e falhas em várias escalas, bem como transferência de parâmetros do modelo geológico de fraturas já com suas propriedades condutivas calibradas para este novo modelo de simulação de fluxo, em escala de campo.
4. Simulação da produtividade e recuperação do reservatório com base em uma avaliação física dos mecanismos de fluxo predominantes na transferência entre os dois meios.

Bourbiaux et al. (2005) propuseram o estudo anterior (4 passos) para a análise dos reservatórios naturalmente fraturados, sugerindo uma análise

geológica detalhada das informações de fraturas naturais provenientes de dados de poços, como testemunhos, perfis de imagem do poço, dados de sísmica de superfície e dados de afloramentos análogos à rocha em estudo.

Assim, são definidos quatro modelos principais: o Estratigráfico, Estrutural, Petrofísico e Sedimentológico, que integram simultaneamente o modelo Geológico, para a caracterização integrada de reservatórios (Figura 2.14).

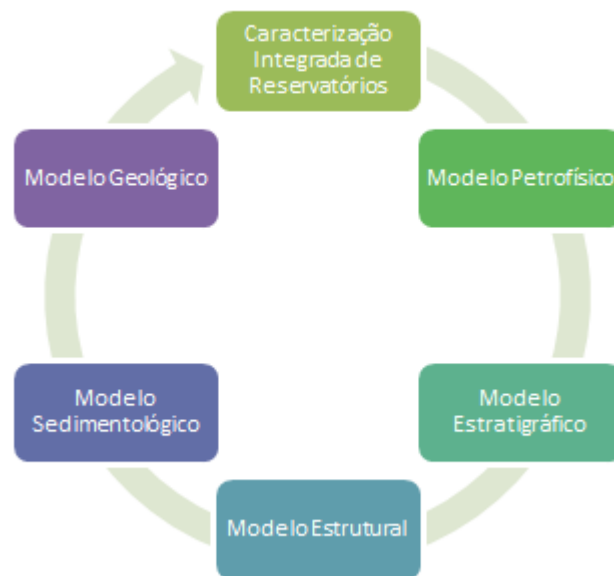


Figura 2.14 - Ciclo descritivo da caracterização integrada de um reservatório NF (adaptado de Tran. N, 2004).

Para cada modelo são aplicados distintas ferramentas e dados de informação.

Modelo Sedimentológico

- Correlação de unidades sedimentológicas, ambientes sedimentares e geometria dos depósitos sedimentares,
- Mapas, tendências, mapas de localização de seções estratigráficas de detalhe, seções estratigráficas detalhadas (refletem vertical e lateralmente as formações sedimentares presentes e o ambiente sedimentar. Além disso, esta informação deve ser consistente com os mapas de fácies de tais unidades),

- Mapas de localização de núcleos e amostras de canal, dados bioestratigráficos, folha sedimentológica, integração de modelos estratigráfico, estrutural e petrofísico,
- Visualização do modelo 3D e representações gráficas que contribuam na visualização do modelo (fotos de fácies sedimentares, análises petrográficas entre outras),
- Tabela de topos de unidades sedimentares e de fluxo, descrições petrográficas.

Modelo Estratigráfico

- Mapas de localização de seções estratigráficas, núcleos e amostras de canal,
- Mapas de espessura total, porcentagem de areia, e relação areia/argila,
- Seções estratigráficas, bioestratigrafias e representações gráficas.

Modelo Estrutural

- Mapas de localização (área de estudo, levantamentos sísmicos, seções estruturais e sísmicas),
- Mapas estruturais em tempo e profundidade, de atributos, velocidade, e plano de falhas,
- Seções sísmicas (verticais e horizontais) e estruturais.
- Sismogramas sintéticos,
- Registros especiais,
- Elipsoide de esforços
- Tabelas: função tempo-profundidade, de poços (profundidade de corte das falhas, seções omitidas ou repetidas), registros especiais,
- Análise de fraturas.

Modelo Petrofísico

Mediante o uso de registros, amostras de rocha provenientes do poço e correlações de núcleo, é criado um perfil que permite definir qualitativa e quantitativamente as propriedades físicas das rochas e identificar os diversos tipos de formações presentes no reservatório.

- Editar perfis, determinar a resistividade da água (RW),
- Determinar parâmetros petrofísicos,

- Correlações núcleo/perfil,
- Estabelecer modelos de porosidade (magnitude da porosidade total, matricial e secundária),
- Estabelecer modelos de permeabilidade (determinar unidades de fluxo),
- Delinear localização e orientação das fraturas,
- Estabelecer o aço dos contatos água-óleo e gás-óleo.
- Calcular a saturação de óleo residual em zonas invadidas por água.

Modelo Geológico:

A avaliação do modelo geológico é dinâmica e realizada na medida em que cada um dos modelos (estratigráfico, estrutural, sedimentológico e petrofísico) integram-se à caracterização geológica do reservatório. Para garantir um modelo geológico funcional é mantida uma sinergia durante a interpretação de cada modelo, realizando-se ajustes, minimizando assim a incerteza do modelo e garantindo respostas aos câmbios ocorridos ao longo da exploração do reservatório. Baseado nas anteriores análises, constrói-se um modelo de fraturas através de *software* de modelagem (Figura 2.15).

O objetivo fundamental da modelagem de reservatórios é estimar e prever a distribuição e o fluxo de fluidos como resposta aos processos de produção ou injeção, sendo as fraturas naturais um desafio considerável para a execução deste objetivo. Alguns especialistas simplificam a modelagem de fluxo de fluidos dos reservatórios NFR, mediante três categorias. Primeiro, um modelo deve resolver as trajetórias dos fluidos mediante a determinação da conectividade das fraturas. A conectividade depende da longitude, orientação e intensidade das fraturas, que são obtidas a partir dos dados do subsolo e de afloramentos análogos. Em segundo lugar, é essencial o conhecimento da permeabilidade do sistema de fraturas, a variação da permeabilidade através do campo e a orientação entre as fraturas e a matriz. Finalmente, devem-se obter a pressão do fluido ou pressão capilar e a permeabilidade relativa presente no reservatório. Além disso, é necessária uma boa compressão do regime de esforços locais para realizar uma simulação NFR crível. Essa informação vem de diversas fontes, incluindo as medições obtidas dos

registros, a análise de ovalização por ruptura da parede de poço e testes de perda de fluido (AHA, 2003).

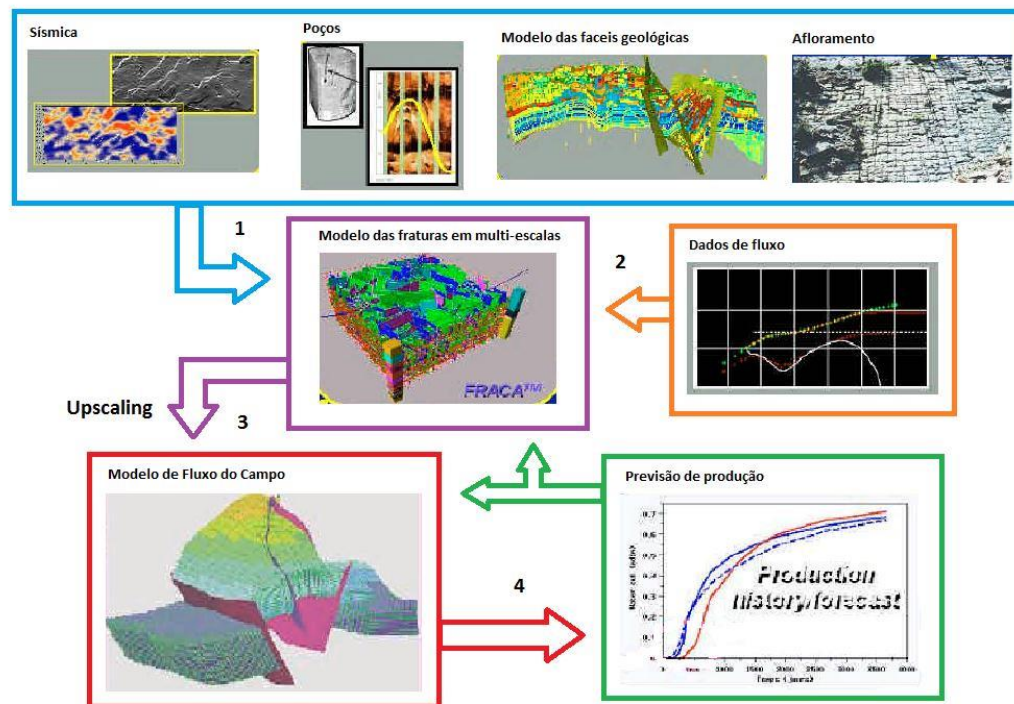


Figura 2.15 - Metodologia para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados. (Fernandes, 2013).

A complexidade dos reservatórios naturalmente fraturados representa um desafio real nas operações de simulação, porém, os modelos geologicamente mais realistas representando a complexidade geométrica dos reservatórios fraturados em alto grau de detalhe são modelos de redes de fraturas discretas (DFN- *Discrete Fracture Network*). Nestes modelos cada fratura é representada como um plano no reservatório, com propriedades relacionadas de abertura e permeabilidade. O fluxo de fluidos pode ser modelado através dos modelos DFN, utilizando métodos de elementos finitos, podendo incorporar os efeitos do fluxo matricial. Os modelos DFN são intensivos desde o ponto de vista computacional, porém, não é possível modelar todas as fraturas presentes no reservatório, sendo possível representar geometricamente só as fraturas maiores nos modelos celulares, enquanto que as fraturas menores devem ser representadas como propriedades de células modificadas. Além disso, a física do fluxo entre as fraturas e a matriz nos modelos celulares pode ser representada utilizando o método das diferenças finitas usando

técnicas de dupla porosidade e de dupla porosidade/dupla permeabilidade. Esses modelos são construídos geralmente para uma seção do reservatório e, por meio deles, é possível simular o fluxo de fluidos somente nas fraturas obtendo seus principais parâmetros visando a simulação em escala de campo.

Outra estratégia desenvolvida para a modelagem de NFR trata da modelagem discreta de fraturas e da matriz, DFM (*Discrete Fracture and Matrix*). Este método permite a simulação direta de fluxo em um meio fraturado, onde tanto fraturas quanto matriz de rocha são discretizadas. No entanto, esse método apresenta certas particularidades/limitações impedindo até o momento a sua aplicação em escala de campo (Fernandes, 2013).

Uma vez que o modelo geológico de rede de fraturas é construído, é necessária a calibração e validação, já que o modelo do meio fraturado deve ser capaz de levar em consideração a variabilidade espacial em escala global, embora tenha sido criado a partir de medições de escala local.

2.5. Calibração e validação hidráulica do modelo de fraturas

A calibração de modelos DFN (tamanho e conectividade da fratura) é realizada principalmente através da integração dos dados dinâmicos provenientes da caracterização para o modelo DFN (Limsukhon et al., 2009).

Os dados de pressão transiente, *drawdown* (PDD) e *buildup* (PBU), são fontes valiosas de informação para a caracterização de reservatórios, especialmente em reservatórios naturalmente fraturados. *The reservoir signature*¹⁰ observada nos testes PDD e PBU são as informações mais empregadas para calibrar os modelos de simulação do reservatório e reproduzir o histórico de produção (Rawnsley e Wei, 2001).

A simulação de testes de poço tem se concentrado na sua correspondência com a derivada da pressão ao invés dos dados de pressão, uma vez que aqueles revelam a natureza da rede subjacente de fraturas como demonstrado por Wei et al. (1998) e Wei (2000). Assim, a derivada nos tempos iniciais é dominada pelos efeitos perto do poço, enquanto que os tempos medianos e longos refletem as

¹⁰ Formato de curvas obtidas a partir de testes PDD e PBU, caracterizando o tipo de reservatório em estudo (dupla porosidade, naturalmente fraturado, etc.).

propriedades do sistema de fraturas a dezenas de metros de distância do poço, conforme pode ser visto na Figura 2.16.

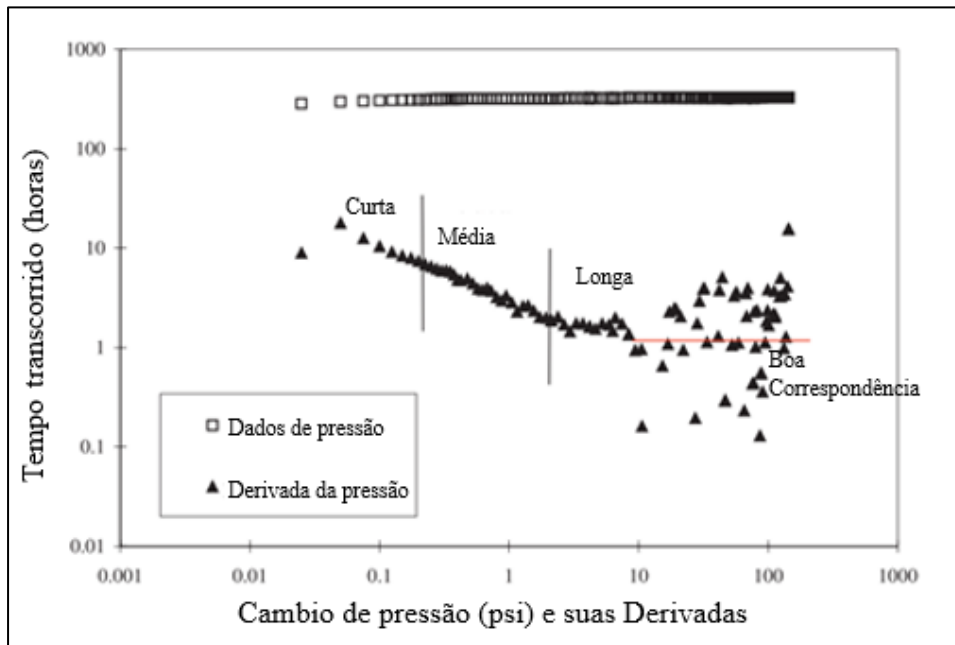


Figura 2.16 - Teste de pressão e sua derivada: curta, média e longa duração (Rawnsley e Wei, 2001).

Duas opções para a calibração dos modelos DFN, segundo Limsukhon et al. (2009) são:

Opção 1: O modelo DFN é primeiramente transferido (*upscaled*) para o modelo de dupla-porosidade. Um ajuste do histórico dos dados do teste de poço e do histórico de produção é realizado então, modificando-se as propriedades do modelo de dupla-porosidade (porosidade e permeabilidade da fratura e o termo de transferência entre matriz e fratura).

Opção 2: Um modelo baseado em elementos finitos (ou volumes finitos), que explicitamente incorpora o modelo DFN, é utilizado para simular o fluxo dentro da área de drenagem do poço. As propriedades do modelo DFN são calibradas de modo a reproduzir os dados do teste de poço e do histórico de produção, se disponível. Então o modelo DFN já calibrado é transferido para o

modelo de dupla-porosidade. Cabe destacar, que o processo de calibração realizado pela Opção 1 é, normalmente, necessário para garantir que as propriedades das fraturas após o *upscaling* sejam capazes de reproduzir a resposta transiente na escala do modelo dinâmico.

O principal desafio ainda permanece no preenchimento do espaço entre poços no modelo em escala de campo, e finalmente conferir se após isso o modelo continua reproduzindo os testes de poço e os dados de produção do campo de forma realística.

2.6.

Faturamento hidráulico em formações *Shale gas*

2.6.1.

Estado da arte

A técnica fraturamento hidráulico foi introduzida na indústria do petróleo na década 1940, sendo aplicada inicialmente a um poço marginal de gás no campo *Hugoton Gas Field* em Kansas sob a supervisão de J.B Clark, com o propósito de incrementar sua produção (Figura 2.17). Este procedimento foi a base para a publicação do artigo *Hydrafrac* da autoria de Clark, constituindo o fundamento dos atuais processos de fraturamento hidráulico.

Na década de 1950, iniciou-se a aplicação comercial do fraturamento hidráulico por parte da companhia Halliburton, realizando-se com grande impacto em dois poços localizados nas regiões de Stephens e Archer nos Estados Unidos. A aplicação deste procedimento cresceu rapidamente incrementando a produção dos poços em até um 75% do inicial. Nesta década em média, foram estimulados 3000 poços por mês nos Estados Unidos (Montgomery e Smith, 2010). Posteriormente, no final da década do 1970 é fraturada a primeira formação *Tight sandstone* através da técnica fraturamento hidráulico massivo (*MHF, Massive Hydraulic Fracturing*) sob a supervisão do Departamento de Energia dos Estados Unidos. De forma singela, os fluidos de fraturamento são substituídos por emulsões constituídas por uma fase interna oleosa de alta viscosidade (50 e 80% do total da emulsão) e uma fase externa aquosa de baixa viscosidade, permitindo um maior crescimento da fratura e colocação do apunhalante (Coulter, 1976). Além do anterior, nesta década se dá início ao desenvolvimento de modelos de comportamento de fraturas da formação

produtora. No final da década de 1990 a técnica de fraturamento *slickwater fracturing* a qual deu valor agregado à exploração de *shale gas* desde o ponto de vista econômico (baixa nos custos). Adicionalmente, poços multilaterais e fraturamentos *multi stages*¹¹ são implementados.

Com o desenvolvimento da tecnologia, a técnica de fraturamento hidráulico tem sido aplicada em um amplo range de condições, desde formações com alto *leak-off*¹², formações *tight gas* com baixo *leak-off*; reservatórios de baixa pressão-temperatura, formações de alta pressão-temperatura e formações de extremadamente baixa permeabilidade (nanoDarcy). A técnica *Frac & Pac* por exemplo, tem sido desenvolvida para o fraturamento de formações com permeabilidade de moderada a alta, convertendo-se em um tipo de terminação de poços petróleo. Adicionalmente, novas e robustas técnicas de modelagem têm sido desenvolvidas para a predição de propagação de redes fraturas dentro do reservatório.

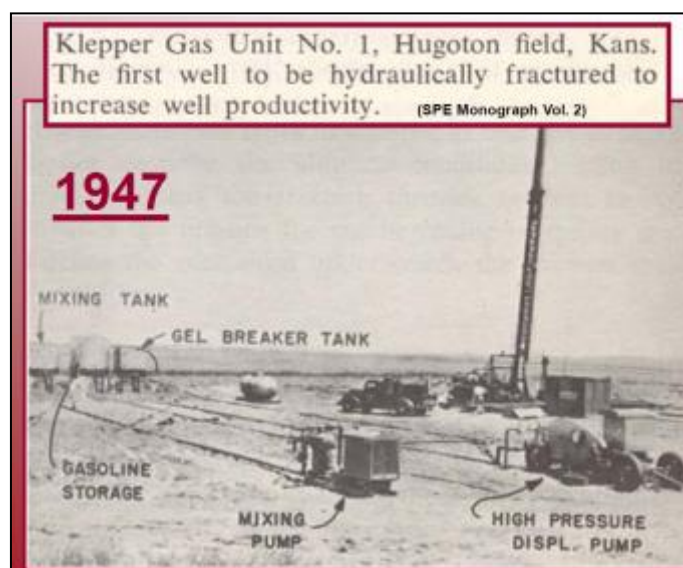


Figura 2.17 - Foto do primeiro poço fraturado hidráulicamente (adaptado de GSA, 2014).

¹¹ Fraturamento hidráulico realizado em multiplex etapas.

¹² O teste Leak-Off é realizado como intuito de determinar a pressão de fratura na rocha em uma formação aberta.

2.6.2. Fraturamento hidráulico

O processo de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido fraturante dentro de uma formação objetivo (reservatório), com o propósito de gerar canais de fluxo que permitam o aumento da condutividade hidráulica da zona e consequentemente do índice de produtividade de hidrocarbonetos (Figura 2.18).



Figura 2.18 - Operação de fraturamento hidráulico (adaptado de green plug district, 2016).

Durante o procedimento de fraturamento hidráulico, são injetados entre 10000 e 60000 bbl de fluido fraturante composto de 98-99.5% de água e propante (usualmente areia), bombeado a alta pressão dentro do poço (Boschee, 2012). O resto de fluido de fraturamento (0.5-2%) em volume) é composto de uma mistura de compostos químicos os quais melhoram as propriedades do fluido. Estes produtos químicos incluem ácidos que limpam a rocha melhorando o fluxo de gás, biocidas para prevenir o crescimento de microrganismos que entopem as fraturas, inibidores de corrosão e escamas para proteger a integridade do poço, geles e gomas para adicionar viscosidade ao fluido e manter em suspensão o propante e redutores de atrito para melhorar o fluxo de fluidos dentro das fraturas (Arthur et al, 2008).

Este fluido penetra na formação através dos *perforating*¹³ do revestimento, forçando para abrir as fraturas e criando um caminho de fluxo de gás natural para dentro do poço. O propante é colocado dentro da fatura suportando esta, uma vez que a pressão de injeção é reduzida e o fluxo de fluidos regressa ao poço. Aproximadamente 1000 ft de comprimento do poço são fraturados, sendo dividido em multiplex etapas começando desde o extremo final do poço até o início do trecho horizontal (poços horizontais). Plugues são colocados para isolar cada etapa do fraturamento, sendo retirado uma vez finalizado o procedimento de fraturamento permitindo assim o fluxo de gás natural para dentro do poço.

2.6.3. Objetivo do fraturamento hidráulico

De forma geral, o objetivo do tratamento de fraturamento hidráulico é incrementar o índice de produtividade¹⁴ de um poço ou o índice de injetividade¹⁵ de um poço injetor (Clegg, 2006).

As aplicações mais importantes do fraturamento hidráulico se listam a continuação:

- Aumentar a taxa de fluxo de óleo e/ou gás em reservatórios de baixa permeabilidade.
- Incrementar a taxa de fluxo de fluidos em poços com alto dano à formação
- Conectar as fraturas e/ou microfraturas da formação ao poço
- Reduzir queda de pressão ao redor do poço para minimizar a produção de areia e problemas com asfaltenos ou parafinas
- Aumentar a área de drenagem
- Conectar toda a extensão de um reservatório vertical a um poço inclinado ou horizontal.

¹³ Orifício que permite o fluxo entre a formação produtora e o poço. Este é criado no *casing* de produção por médio de cargas explosivas especializadas.

¹⁴ Taxa à qual o óleo ou o gás podem ser produzidos a um dado diferencial de pressão entre o reservatório e a cara do poço.

¹⁵ Taxa à qual um fluido pode ser injetado dentro do poço a um dado diferencial de pressão.

Adicionalmente, a técnica fraturamento hidráulico é extensivamente aplicada ao recobro em reservatórios geotermiais (Kruger, 1975), *carbon sequestration* e medições de tensões *in situ* (Adams e Rowe, 2013).

2.6.4. Mecanismos de fratura

Os mecanismos de fratura têm sido parte da engenharia de minas e a engenharia mecânica por centenas de anos. No entanto, em engenharia de petróleo, a teoria de mecanismos de fratura têm sido utilizada recentemente (50 anos). No entanto, a teoria do fraturamento hidráulico e seus desenhos têm sido desenvolvida por outras disciplinas de engenharia anos atrás. Neste desenvolvimento três parâmetros de mecanismos de fratura são apresentados.

- Esforços *in-situ*: formações subterrâneas encontram-se confinadas sob esforços. A Figura 2.19 apresenta o estado de esforços locais em profundidade para um elemento de formação. Existem três esforços principais os quais são normalmente compressivos, anisotrópicos, não homogêneos e perpendiculares entre si., isto significa que os esforços compressivos na rocha são diferentes e variam em diferentes direções. A magnitude e direção dos esforços principais são importantes, uma vez que estes controlam a pressão para criar e propagar uma fratura, a forma e extensão vertical da fratura, a direção da fratura e as tensões tentando esmagar ou incorporar o agente de sustento durante a produção.

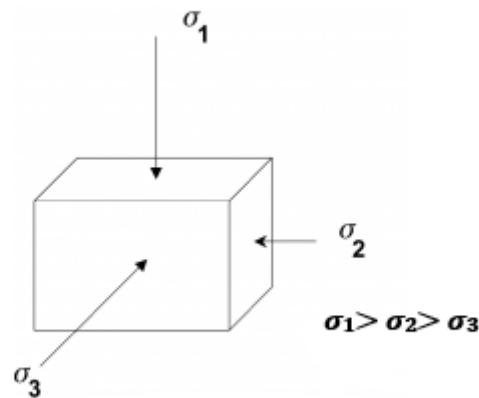


Figura 2.19 - Principais esforços compressivos (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).

As tensões descritas anteriormente podem ser descritas como:

- ✓ Esforço de sobrecarga (σ_1): é o esforço devido ao peso da formação suprajacente sob o reservatório. O valor normal para este é um gradiente de 1.0 -1.1 psi/ft.
- ✓ Esforços horizontais: é a primeira consequência do esforço de sobrecarga, pressão do reservatório e forças tectônicas:
 - Gradiente de esforço horizontal mínimo (σ_2 - $\sigma_{\min.}$): encontra-se na faixa de 0.3-0.9 psi/ft.
 - Gradiente de esforço horizontal máximo (σ_3 - $\sigma_{\max.}$): encontra-se na faixa de 1.0-1.5 psi/ft;

Uma fratura hidráulica, como mencionado anteriormente se propagará perpendicular ao esforço principal menor para uma fratura vertical. Este esforço pode ser calculado também a partir da teoria pseudoelástica:

$$\sigma_{\min} = \frac{1}{1-\nu}(\sigma_1 - \alpha Pp) + \alpha Pp + \sigma_{ext} \quad (2.19)$$

Onde;

σ_{\min} = Esforço principal menor

ν = Coeficiente de Poisson

σ_1 = Esforço de sobrecarga

α = Constante de Biot

Pp = Poropressão

σ_{ext} = Esforço tectônico

O esforço de sobrecarga pode ser calculado por meio de um registro de densidade. Sendo um valor normal 1.0 psi/ft. A constante de Biot é usualmente 1.0, ocasionalmente sendo menor que este valor.

O perfil de esforços pode ser calculado a partir de registros geofísicos no poço, principalmente o registro sônico, porém, estes perfis precisam ser calibrados com os dados de Mini-Frac, particularmente a pressão de fechamento (P_e) e a pressão instantânea ao deter o bombeio (ISIP).

- Coeficiente de Poisson (ν): se define como a relação da deformação longitudinal e a deformação lateral em uma rocha submetida a esforços de compressão ou de tensão. Quando a rocha é comprimida em uma direção, a mesma deforma-se em duas direções diferentes, diminui ou aumento de comprimento ao longo do eixo da aplicação do esforço e se expande ou contrai lateralmente (Figura 2.20).

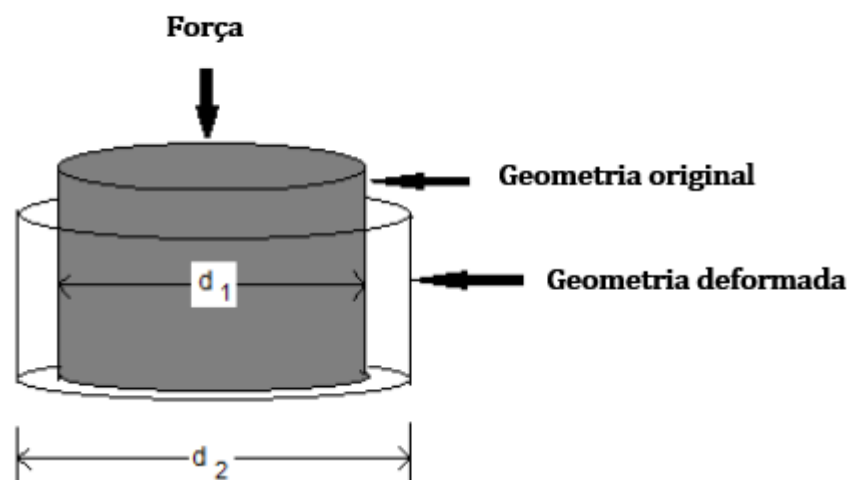


Figura 2.20 - Representação do coeficiente de Poisson (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).

Definindo o coeficiente de Poisson:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \quad (2.20)$$

Onde;

ν = Coeficiente de Poisson

ε_1 = Deformação longitudinal

ε_2 = Deformação lateral

O coeficiente de Poisson, pode ser estimado a partir de dados de emissões acústicas ou correlações baseadas na litologia da rocha.

- Modulo de elasticidade Young (E): o modulo de Young é uma medida da rigidez da rocha, altos valores representam rochas mais rígidas e baixos valores rochas mais brandas. Esta constante afeta diretamente a propagação das fraturas.

A Figura 2.21 apresenta o teste desenvolvido para a medida do modulo de elasticidade (E).

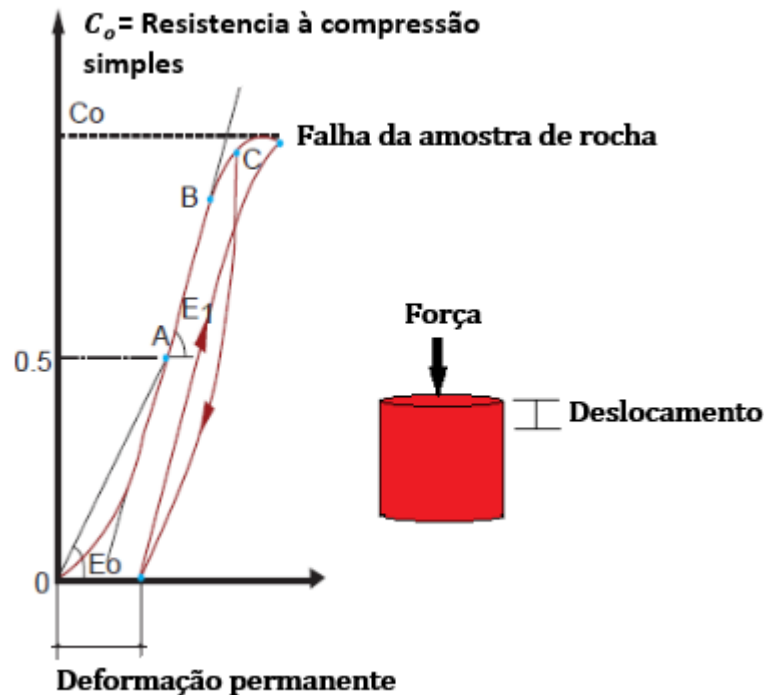


Figura 2.21 - Representação de uma prova de compressão realizada em uma amostra de rocha (Adaptado de Néquiz e Robles, 2014).

O segmento AB é a região linear ou elástica, aqui a amostra se comporta como um sólido homogêneo com resposta linear à deformação respeito ao esforço aplicado. Esta pendente representa o módulo elástico ou módulo de Young (E).

Definido o módulo de Young (E):

$$\sigma = E * \varepsilon \quad (2.21)$$

Onde;

E= Módulo de Young

σ = Esforço sob a rocha

ε = Deformação linear

A Tabela 2.2 apresenta valores comuns do módulo de Young e coeficiente de Poisson para algumas formações.

Tabela 2.2 - Range comum de valores para módulo de Young e coeficiente de Poisson.

Litologia	Módulo de Young (psi)	Coeficiente de Poisson
Areia fofa	0.1-1x10 ⁶	0.0-0.35
Areia media	2-5 x10 ⁶	0.15-0.25
Areia dura	6-10 x10 ⁶	0.1-0.15
Calcário	8-12 x10 ⁶	0.3-0.35
Carvão	0.1-1 x10 ⁶	0.35-0.45
<i>Shale</i>	1-10 x10 ⁶	0.28-0.43

2.6.5. Considerações do fraturamento hidráulico

O procedimento de fraturamento hidráulico em formações naturalmente fraturadas *shale gas* é projetado como processo fundamental no recobro de hidrocarbonetos, portanto vários fatores devem ser esquematizados em função do aumento do recobro.

A direção do poço a ser perfurado conforma um dos principais aspectos a serem analisados; este deve permitir a maximização da área de contato com o reservatório e sua direção se projetará paralela ao esforço principal menor, o qual geralmente é assumido como σ_3 (suposição que na maioria dos casos é correta). O anterior estabelece que, em condições de esforços virgens na formação, o plano dominante da rede de fraturas hidráulicas se propagará a 90° do eixo do poço. Desta forma, o fraturamento hidráulico é importante na determinação da orientação dos esforços principais em profundidade. Porém, a fábrica tectônica em grande escala fornece uma primeira estimativa da orientação dos esforços.

Uma vez que a distribuição de σ_{hmin} em profundidade é um fator vital no comportamento do fraturamento hidráulico e é *input* de primeira ordem para qualquer desenho quantitativo, métodos refinados para determinar σ_{hmin} e a relação $\sigma_{hmin}/\sigma_{Hmax}$ são efetuados na pratica para desenvolver um mapa regional de distribuição de esforço e facilitar assim o projeto de fraturamento, (Dusseault, 2013).

Por outro lado, nos procedimentos de fraturamento hidráulico o valor de σ_{hmin} não é constante ao redor do poço, especialmente para tratamentos com altas taxas

de injeção e alta viscosidade de fluido; a fratura aberta é pequena e de grande espessura devido às perdas de energia dentro da fratura pela alta viscosidade, e o crescimento da abertura na direção horizontal para uma fratura vertical reage contra a massa de rocha, ocasionando a concentração de esforços, evidenciados no aumento de σ_{hmin} (Dusseault e Simmons, 1982 *apud* Dusseault, 2014).

Considerando a propagação vertical de uma fratura hidráulica em uma formação naturalmente fraturada, onde a matriz da rocha possui alta resistência ao fraturamento, porém, existem fraturas naturais abertas ou incipientes com fabricas inclinadas certo ângulo da direção dos esforços principais, o plano de fratura segue a fábrica local sob o ponto de vista do trabalho, porém como uma fratura inclinada ortogonalmente ao esforço principal menor é aberta, esta sofre deslizamento e deforma-se como apresentado na Figura 2.22, criando uma condição de carga na fratura intersectada que ocasiona uma maior facilidade em mudar a direção de propagação do que continuar propagando-se na mesma direção. Nesta mesma figura é possível observar o desenvolvimento do esforço normal na ponta da fratura devido ao cisalhamento na primeira fratura aberta, assim, em escala local a fratura tendera a seguir as fraturas naturais orientadas adequadamente, em vez de romper a formação por causa da necessidade de minimizar o trabalho local. Em geral, em grande escala a fratura tendera a permanecer em média a 90° à direção do σ_{hmin} devido aos requerimentos globais de minimização do trabalho.

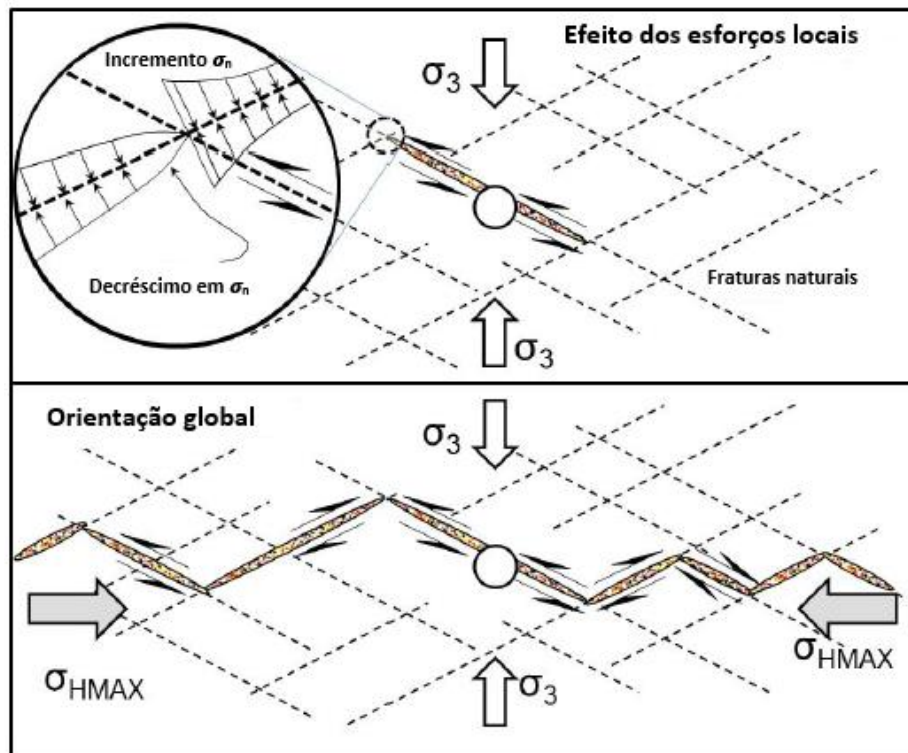


Figura 2.22 - Efeitos locais e em grande escala na propagação de fraturas em formações naturalmente fraturadas (adaptado de Dusseault, 2014).

Em um processo de fraturamento hidráulico, fraturas naturais apropriadamente orientadas submetidas a um campo de esforços diferenciais exibirão deslocamentos cisalhantes se a poropressão dentro destas é incrementada, se o esforço normal efetivo é diminuído e principalmente em uma combinação destes dois processos. O anterior pode ser observado por médio do critério de Mohr Coulomb (MC) apresentado na Figura 2.23. Neste caso, uma combinação de aumento de poropressão e diminuição do esforço normal efetivo produzirá uma interseção do estado de esforços com o critério de deslizamento das fraturas (por suposto, apenas uma linha do critério de falha MC é apresentada, considerando que em princípio esta é uma questão probabilística). Uma vez que, o cisalhamento em um sistema rígido com algum componente de comportamento frágil é um processo *stick-slip*, emissões microssísmicas podem ser geradas e estas usadas para mapear a região do deslocamento cisalhante.

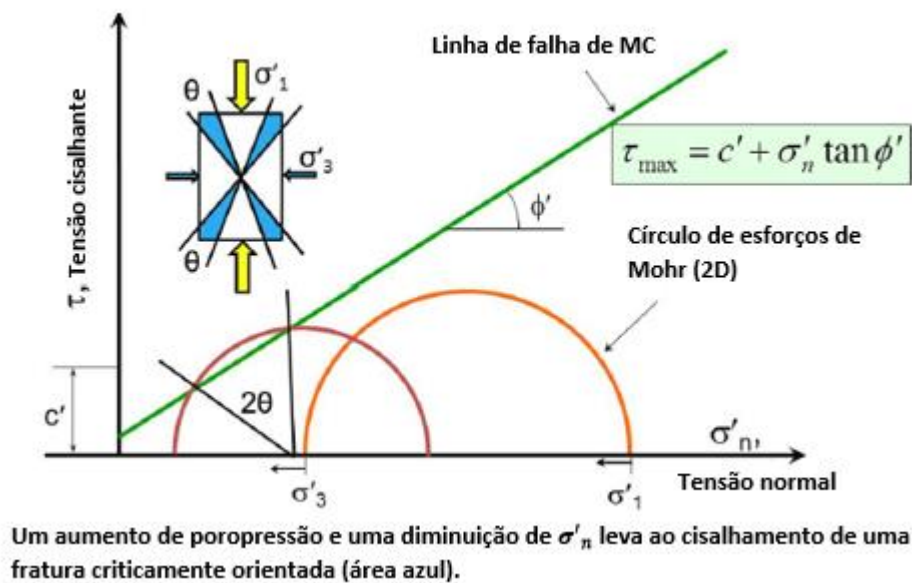


Figura 2.23 - Fraturas orientadas apropriadamente cisalharão antes de abrir durante a injeção de fluido (adaptado de Dusseault, 2014).

Os mecanismos que incrementam a permeabilidade de uma rocha naturalmente fraturada durante um procedimento de fraturamento hidráulico são dois:

- A abertura ou *wedging* das fraturas naturais geralmente é desejável que estas fraturas sejam preenchidas com agente propante de alta permeabilidade.
- Quando o deslocamento cisalhante ocorre, o aumento da condutividade remanescente é deixado atrás após do evento *stick-slip* através de um processo de auto apunhalamento (embora, este incremento de condutividade desapareça com o tempo (*creep*) e os esforços efetivos (fechamento parcial e esmagamento de asperezas).

O *wedging* de uma fratura em uma formação rígida naturalmente fraturada gera uma abertura de fratura com muita antecedência à cunha da abertura (Figura 2.24) se a cunha é um sólido, por outro lado, se a cunha é o fluido injetado sob condições de fraturamento hidráulico, o fluido pode ser mais próximo da ponta da porção de cunha. Neste contexto o conhecimento exposto acima, ajuda a explicar a estratégia do uso inicial de fluidos altamente viscosos injetados a extremadamente

altas taxas de injeção ($8 \text{ m}^3/\text{min}$) contendo alta quantidade de propante. Este processo de *wedging* abre uma quantidade de fraturas naturais criando uma zona de alta condutividade com fraturas apunhaladas. O propante permanece atrás do fluido, mesmo que este possua alta viscosidade, devido à estreiteza dos caminhos abertos (retardo do atrito). Assim, em ausência de dilatação cisalhante, a zona que é gerada possui uma região central onde a abertura das fraturas é espessa e apunhalada (parcialmente).

Em torno desta região os blocos de rocha rotam levemente gerando uma elipsoide (aproximadamente) definindo uma zona de aumento de condutividade de fratura com área superficial interna alta a qual ajuda com o incremento da difusão de metano (CH_4) das fraturas para o poço. Este processo pode ser observado através de emissões microssísmicas no monitoramento do processo de fraturamento hidráulico.

Porém, emissões microssísmicas têm sido observadas em processos de fraturamento hidráulico em formações naturalmente fraturadas, tomando lugar em locais afastados da deposição do propante e em condições onde a pressão de poros não penetrou. O anterior eventualmente explica o conceito de cisalhamento ao longo de fraturas naturais com condutividade remanescente decorrente do fato de dilatação de cisalhamento da superfície de fratura (Figura 2.24).

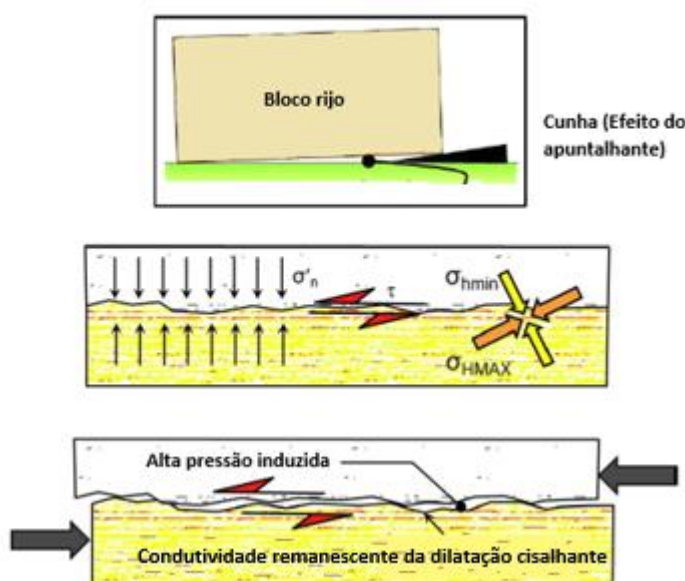


Figura 2.24 - *Wedging* e dilatação cisalhante (adaptado de Dusseault, 2014).

Uma vez o efeito anterior foi constatado, um novo enfoque é introduzido nos tratamentos de fraturamento hidráulico, o fraturamento hidráulico com fluidos *slickwater* injetados a altas taxas após a fase de faturamento de alta viscosidade com propante. Isto, é realizado com a finalidade de estimular uma área maior que a área apunhalhada. Os fluidos *slickwater* são compostos por água com uma pequena quantidade de substâncias redutoras de atrito (poliacrilamida), permitindo uma diminuição da resistência ao fluxo (Dusseault, 2014), para a propagação do fluido e uma elevada poropressão a uma grande distância da zona apunhalhada. Os eventos microssísmicos têm demonstrado conclusivamente que a zona elíptica desenvolvida durante o fraturamento hidráulico com fluidos *slickwater* é maior e extensiva que para a fase de fraturamento hidráulico com fluido de alta viscosidade.

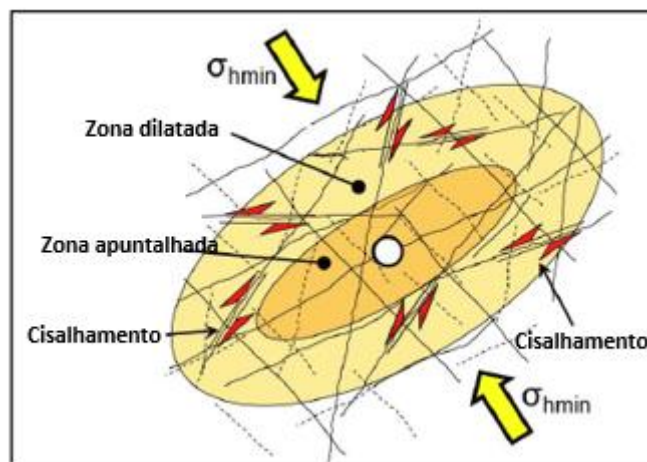


Figura 2.25 - Zona apunhalhada e zona estimulada (dilatada) (adaptado de Dusseault, 2014).

É importante estimar o tamanho da zona estimulada que será gerada (Figura 2.25), uma vez que este determinará o ótimo espaçamento entre poços, a perfuração de poços adicionais em um reservatório espesso, o melhor espaçamento dos sítios de fratura ao longo da parede do poço, tamanho ótimo e taxa de injeção do tratamento, profundidade alvo dos poços, entre outras variáveis a serem consideradas. Para a realização do processo, outros fatores devem ser levados em consideração, tales como a sensibilidade do *shale* água, se as primeiras fraturas afetam o comportamento das fraturas subsequentes ao longo do poço, a vantagem de tratamentos simultâneos de fraturamento em poços vizinhos, entre outros fatores.

A Figura 2.26 apresenta de forma simples a disposição de dois poços no desenvolvimento de um tratamento de fraturamento hidráulico com elipsoides representando os volumes estimulados em cada etapa do fraturamento hidráulico.

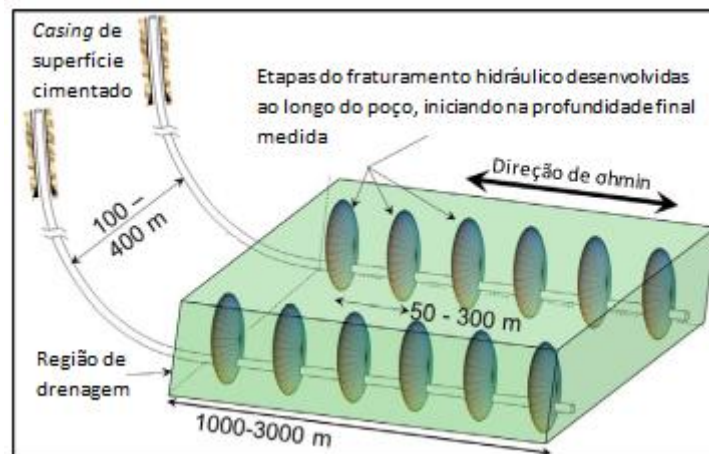


Figura 2.26 - Colocação de poços e otimização (adaptado de Dusseault, 2014).

O anterior se resume à otimização do tratamento de fraturamento. Em 1978, Holdich et al., discutiram a otimização do comprimento de fratura apuntalhada e da área de drenagem (espaçamento de poços) para reservatórios de gás de baixa permeabilidade. A Figura 2.27 ilustra o método implementado para otimizar o tamanho do tratamento de fraturamento.

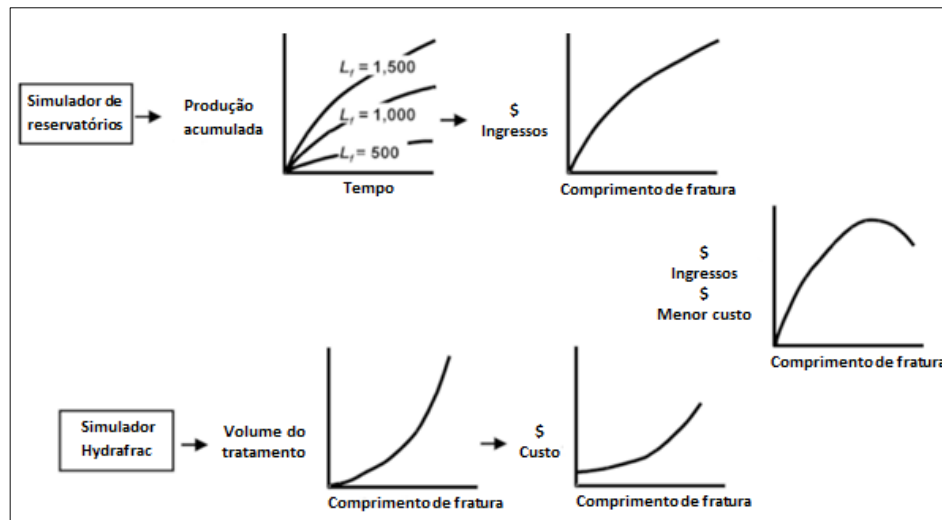


Figura 2.27 - Processo de otimização do tratamento de fratura (adaptado de Holdicht et al., 1978).

- Uma vez que o comprimento da fratura apunhalhada em um reservatório shale gas aumenta, a produção acumulada incrementará mesmo que os ingressos da venda de hidrocarbonetos.
- Uma vez que o comprimento da fratura aumenta, o benefício incremental (quantidade de ingressos gerados por pé de comprimento de fratura apunhalhada adicional) decresce.
- Uma vez que o volume de tratamento incrementa, o comprimento de fratura apunhalhada incrementa.
- Uma vez que o comprimento da fratura incrementa, o custo incremental de cada pé de fratura (custo/pé de comprimento de fratura apunhalhada adicional) aumenta.
- Quando o custo incremental do tratamento de faturamento hidráulico é comparado com o benefício incremental do aumento do volume de tratamento, um ótimo comprimento de fratura apunhalhada pode ser encontrado.

Cálculos econômicos adicionais podem ser realizados para determinar o ótimo tratamento. Porém, em todos os casos, o desenho deve considerar o efeito da fratura nas taxas de fluxo e recobro, o custo do tratamento e a guia de investimentos da companhia que opera o poço.

Uma vez que, um ótimo tratamento de fraturamento é desenhado este deve ser bombeado dentro do poço exitosamente.

Como mencionado anteriormente, o tipo de fluido utilizado no tratamento de fraturamento hidráulico e as taxas de injeção empregadas, originarão diversas áreas estimuladas de acordo com as características que estes apresentem.

O fluido de fraturamento ideal deve ser compatível com a rocha e fluido de formação, gerando suficiente queda de pressão na fratura para criar uma fratura ampla que permita o transporte do agente propante na fratura, quebrar um fluido de baixa viscosidade para limpar após o tratamento e que este seja custo-efetivo. A família de fluidos de fratura está integrada por fluidos base água, fluidos base óleo, espumas, fluidos de gel linear e geles *crosslinked* (Montgomery, 2013). Na Figura 2.28 uma lista os tipos de fluido de fraturamento estão disponíveis junto com as principais vantagens e desvantagens de cada um destes.

Fluid System	Prop Pack K/W	Low Pump Pressure	VISCOSITY			Breaking	Compatibility		Fluid Loss	Ease of Mixing	Cost	Safety and Environmentally Friendly	Total
			Prop-Transport	Stable	Life		Formation Fluid	Fluid Recovery					
Water Frac ¹	5	5	1	3	3	5	3	4	1	5	5	4	44
Linear Gel ²	3	5	3	3	3	4	3	4	2	5	4	5	44
Linear Gel ³	5	5	3	3	3	4	3	4	2	5	4	5	46
Borate X-Link ²	3	3	5	5	5	3	4	3	5	4	3	5	48
Delayed Borate X-Link ²	3	3	5	5	5	3	4	3	5	3	3	5	47
Delayed Metallic X-Link ⁴	3	3	5	2	2	3	4	3	5	3	3	4	40
Delayed Metallic X-Link ⁵	3	3	5	2	2	3	4	3	5	3	3	4	40
VES ⁶	5	3	5	4	4	2	1	3	2	2	1	5	37
Nitrogen Foam	5	2	5	3	3	5	4	4	5	2	1	3	42
CO ₂ Foams	5	2	5	3	3	5	4	5	5	2	1	2	42
Gelled Propane	5	3	4	4	3	4	5	4	4	2	1	1	40
Poly Emulsions (K1)	4	1	5	5	5	4	4	3	5	2	3	2	43
Lease Crude	2	3	2	5	5	5	5	3	2	5	5	1	43
Gelled Oil ⁷	2	3	4	4	4	4	3	3	3	4	3	1	38

1 - Uses Polyacrylamide (PAA) as a Friction Reducer

2 - Uses Guar, HydroxyPropyl Guar (HPG) or CarboxyMethylHydroxyPropyl Guar (CMHPG) as gelling agent

3 - Uses HydroxyEthyl Cellulose (HEC) or CarboxyMethylHydroxyEthyl Cellulose (CMHEC) as gelling agent

4 - Uses Titanium or Zirconium Crosslinkers for Guar, HPG, and CMHPG gelling agents

5 - Uses Titanium or Zirconium Crosslinkers for CMHEC gelling agents

6 - Uses a ViscoElastic Surfactant system as the gelling agent

7 - Uses a Phosphate Ester crosslinked with an Aluminum Salt and activated with a Base

Figura 2.28 - Carta de seleção de qualidade de fluido (adaptado de Montgomery, 2013).

Para a maioria de reservatórios, fluidos base água são utilizados, no entanto, a decisão final sobre o tratamento é tomada pelo engenheiro de desenho de acordo com as características do reservatório.

A principal característica do fluido de fraturamento é sua viscosidade, determinada em testes de laboratório. O experimento ideal para descrever o fluxo de fluidos em uma fratura, é a medida do atrito do fluido sob duas placas as quais se movimentam paralelas e relativas uma da outra, a Figura 2.29 apresenta o equipamento desenvolvido pela Universidade de Oklahoma para estas medições. O esforço cisalhante sob o fluido é igual à força de arrastre sob as placas dividida pela área das placas e tem unidade de esforço ou pressão (ex, psi). A taxa de cisalhamento (ou gradiente de velocidade) é a velocidade relativa das duas placas dividida pela distância de separação das placas, sua unidade é 1/tempo (ex, 1/seg).



Figura 2.29 - Facilidade de caracterização de fluidos de fraturamento (adaptado de Montgomery, 2013).

A medida da propriedade viscosidade para estes fluidos é de principal importância, uma vez que, junto com a taxa de injeção dentro do reservatório determinara a pressão desenvolvida dentro do poço e nas fraturas, levando ao desenvolvimento da área estimulada através de deslocamentos cisalhantes e normais.

Neste caminho, é importante conhecer as diversas pressões desenvolvidas e monitoradas durante um procedimento de fraturamento hidráulico, sendo:

- Pressão de abertura: pressão necessária para abrir a fratura.
- Pressão de bombeio (BHTP): é a pressão necessária para estender a fratura mantendo a taxa de injeção constante.

- Pressão de fechamento instantânea (P_{ci}): pressão registrada no momento de parar o fluxo de bombeio, sendo a pressão de perdas por atrito zero. A pressão de fechamento depende da espessura da fratura e da pressão de poros ao redor da fratura.

A pressão de fundo do poço é plotada em função do tempo de injeção durante todo o tratamento. O comportamento idealizado da pressão de fundo durante o tratamento é apresentado na Figura 2.30.

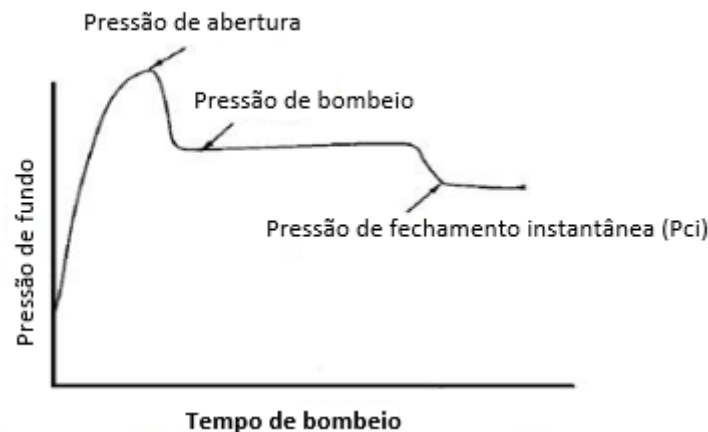


Figura 2.30 - Comportamento da pressão durante o fraturamento (adaptado de Néquiz e Robles, 2014).

- Pressão de fechamento: é conhecida como P_e . É a pressão de fundo à qual a fratura não apunhalhada se fecha. É um esforço global médio da formação, diferente do esforço mínimo, o qual não é um dado fixo e sim variável para toda a zona de interesse.
- Pressão instantânea ao deter o bombeio (ISIP): é a pressão de fundo correspondente à taxa de injeção zero. A pressão ISIP pode ser obtida por médio da informação de injeção de fluido, como a pressão correspondente à intersecção entre a linha tangente à declinada de pressão e a vertical tracejada ao tempo correspondente a taxa de injeção zero.
- Pressão neta (P_{net}): é a diferencia entre a pressão em qualquer ponto na fratura e a pressão à qual a fratura se fecha, matematicamente é expressa da seguinte forma:

$$P_{net} = STP + HH - P_{fric} - fechamento \quad (2.22)$$

Onde;

P_{net} = Pressão neta

STP = Pressão de tratamento em superfície

HH = Pressão hidrostática do fluido

P_{fric} = Perdas por atrito na tubulação e na cercania da formação

$fechamento$ = Pressão de fechamento.

2.6.6.

Interação entre fraturas hidráulicas e fraturas naturais

As formações *shale gas*, contem fraturas naturais que atuam como planos de debilidade para o crescimento das fraturas hidráulicas durante o procedimento de fraturamento hidráulico, induzindo assim, a criação de redes complexas de fraturas, variando desde simples até redes muito complexas de fraturas conforme apresentado na Figura 2.31 (Wang, 2014).

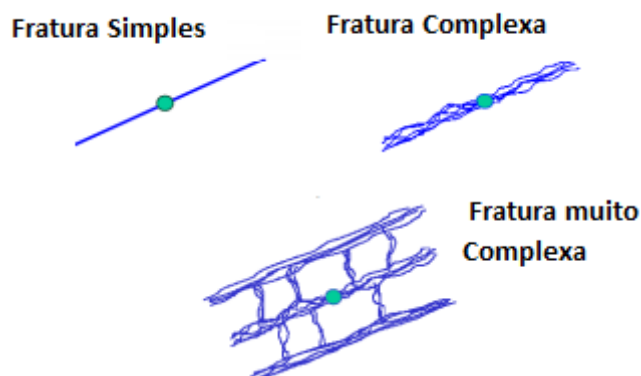


Figura 2.31 - Complexidade de fraturas (adaptado de Wang, 2014).

Redes complexas de fraturas hidráulicas são fortemente influenciadas pela interação entre fraturas hidráulicas e fraturas naturais. De acordo com a interpretação de dados microssísmicos (Fisher et al., 2002; Maxwell et al., 2002), muitos tratamentos de fraturamento hidráulico levam à criação de redes complicadas de fraturas. A Figura 2.32 mostra uma vista em planta para um gráfico

da estrutura de fratura de um tratamento particular no *Barnet shale* (Fisher et al. 2002). Neste pode ser observado que as fraturas hidráulicas propagam-se ao longo da direção nordeste até sudoeste. Amostras apresentam a existência de fraturas naturais subparalelas à direção de propagação de fraturas, mesmo que ortogonais a esta.

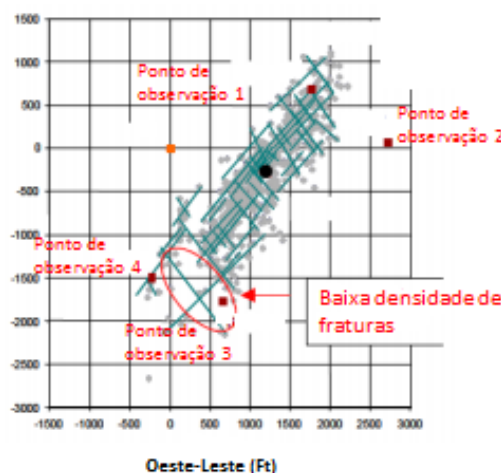


Figura 2.32 - Monitoramento microssísmico de um tratamento de fraturamento hidráulico (Fisher et al. 2002).

A interação de uma fratura com outra reflete na complexidade da rede de fraturas geradas. Porém, não todas as fraturas naturais permitem o fluxo de fluidos, em alguns casos, quando as fraturas hidráulicas encontram as fraturas naturais, as fraturas hidráulicas são presas e levadas para uma propagação adicional (Wang, 2014). Em alguns outros casos, por exemplo, no *Barnet shale*, no qual as fraturas encontram-se parcial ou completamente cimentadas (Gale et al. 2008), as fraturas hidráulicas são desviadas para dentro das fraturas naturais. Portanto, uma boa predição do caminho de propagação de fraturas quando esta interage com uma fratura natural, poderia prover um melhor entendimento da rede complexa de fraturas. Consequentemente, melhoram-se os modelos atuais de propagação em formações naturalmente fraturadas.

Uma grande parte de estudos sobre a interação de fraturas hidráulicas e naturais consideram as fraturas naturais como interfases friccionais com coesão. O primeiro estudo realizado sob este tópico foi realizado por Blanton, 1982 no reservatório *Devonian shale*. Baseados neste estudo foram definidos três tipos de

caminhos para a propagação de fraturas hidráulicas, conforme apresentado na: Figura 2.33.

- Cruzamento: a fratura natural não tem influência sobre a propagação da fratura hidráulica. A fratura que se propaga, permanecerá na direção original e abrirá na direção do esforço principal menor.
- Desviada: a fratura natural é aberta e a fratura propagada é defletida dentro da fratura natural aberta. A fratura natural aberta representa um plano de debilidade com menor resistência. Os desvios requerem menor energia que o cruzamento em linha reta.
- *Jogging*: a fratura hidráulica penetra a fratura natural através da formação de um deslocamento padrão ao longo da fratura natural.

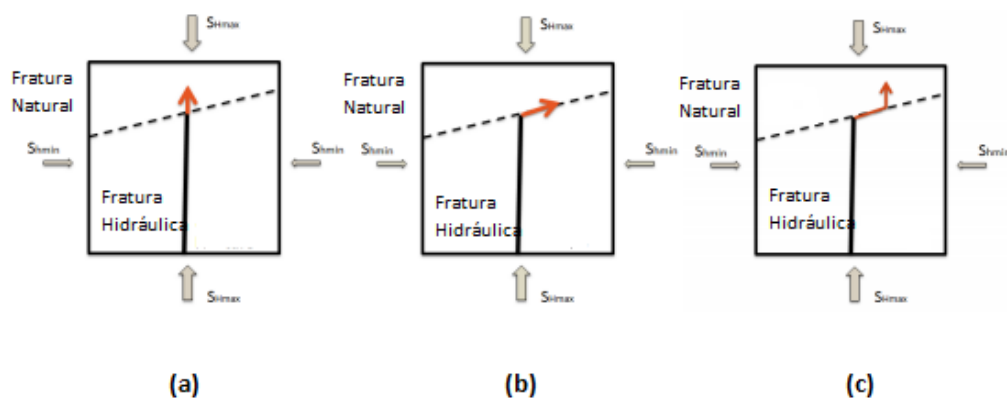


Figura 2.33 - Interação esquemática de fraturas (a) Cruzamento (b) Desviada (c) *Jogging* (adaptado de Wang, 2014).

Blanton concluiu que altos diferenciais de esforços e ângulos aproximadamente ortogonais são os fatores mais importantes para promover o cruzamento da fratura. Renshaw e Pollar (1996) desenvolveram um critério simples para fraturas ortogonalmente aproximadas. As interfaces são assumidas como não coesivas e o atrito sobre a superfície obedece à lei de Mohr Coulomb. O critério estabelece que o cruzamento compressivo acontecerá sob interfaces friccionais com energia suficiente para prevenir o cisalhamento ao longo da interface, enquanto que a mesmo tempo a tensão afrente da fratura é suficiente para iniciar uma nova fratura, no lado oposto da interface. Gu e Weng (2011) estenderam o critério de Renshaw e Pollar (1996) para cruzamentos não ortogonais. O cruzamento é determinado para

um estado de esforços remotos, resistência à tração, coeficiente de fricção, coesão e ângulo de interseção.

Zang (2006), sugeriu que as fraturas hidráulicas podem penetrar ou cruzar as fraturas naturais preexistentes sem modificar sua direção, ou pode reiniciar no local de uma falha secundária inerente para formar um padrão de deslocamento ou de passo. A porção de deslocamento é dominada pela deformação cisalhante. O crescimento da nova fratura desde a falha muda de direção para se estender na direção do esforço principal maior à frente da ponta da fratura, que por sua vez é afetado pelo deslizamento da fratura pré-existente.

As fraturas pré-existentes podem ter efeito significativo sob o crescimento das fraturas hidráulicas: as interações resultantes afetam a pressão na fratura, largura, comprimento, taxa de crescimento e a trajetória (Zhang e Jeffrey, 2006).

Os trabalhos anteriores são focados na consideração das fraturas naturais como interfaces friccionais com coesão (podem ser consideradas como fraturas de modo cisalhante). Porém, por exemplo, no *Barnet shale* a maioria das fraturas são fraturas em modo aberto, que são comumente estreitas, seladas com calcita e se apresentam em arreglos escalonados. A abertura para estas fraturas cimentadas é menor que 0.05 mm. Estas fraturas naturais em modo aberto podem ser reativadas através dos tratamentos de fraturamento hidráulico, aumentando a permeabilidade das fraturas.

2.6.7. Propagação das fraturas hidráulicas

Em mecânica de fraturas, existem três tipos de deformação que uma fratura pode experimentar, como apresentado na Figura 2.34. Modo I é dado às fraturas com modo aberto. Este refere-se à direção principal de esforços a qual é perpendicular à superfície da fratura; porém a propagação da fratura é no plano da direção de fratura.

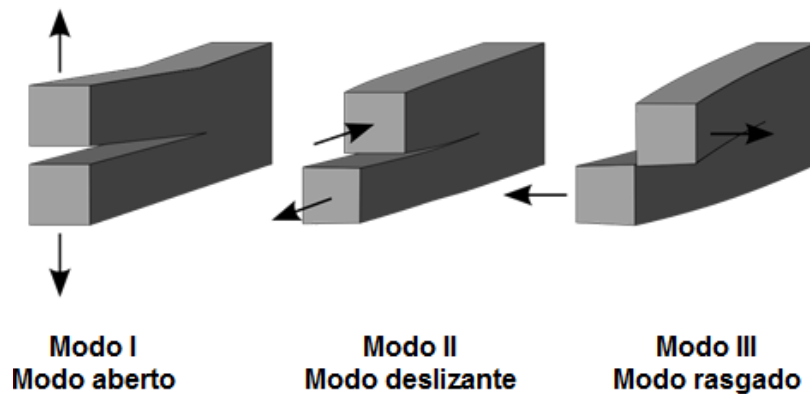


Figura 2.34 - Modos de deformação aplicados a uma fratura (Pirayehgar, 2013).

A mecânica de fraturas linear- elástica é frequentemente aplicada para análises de propagação de fraturas em mecânica de rochas. Quando os esforços ao redor do pico da fratura excedem a resistência desta, a fratura é propagada. A resistência à fratura de uma rocha depende da taxa de carregamento, mas não da largura ou forma do pico da fratura. (Wang, 2014).

Em mecânica de fraturas existem principalmente dois conceitos importantes:

- *Fator de esforços intrínsecos (χ)*: este é o conceito mais importante em mecânica de fraturas. Define a condição do pico de fratura. A fratura se propagará quando este fator seja superior ao valor crítico (χ_c). χ_c representa a resistência à fratura da rocha, a qual é uma propriedade desta (Anderson, 1981). Quando não existe efeito de enfraquecimento químico que possa causar crescimento subcrítico da fratura, este é o critério de propagação escolhido.
- *Taxa de dissipação de energia (G)*: introduzida inicialmente por Irwin, 1965. Este descreve a taxa de cambio na energia potencial ao redor da área de fratura para um material linear-elástico. Quando a taxa de dissipação de energia alcança um valor crítico (G_c), a fratura propagará. Em mecânica de fraturas, a taxa de energia dissipada é descrita pela integral de passo (Rice, 1968):

$$J = \int_{\Gamma} \left(\omega dy - T \frac{\partial u}{\partial x} \right) ds \quad (2.23)$$

Onde:

ω = Densidade de energia de deformação

T = Vetor de tração

u = Vetor de deslocamento

ds = Comprimento incremental ao longo do contorno Γ .

Para uma fratura em modo misto (fratura sometida a carregamento, abrindo-se as duas fases simultaneamente deslizando uma respeito à outra) que se propaga em seu próprio plano, a taxa de dissipação de energia (G) é igual à integral J e é relacionada ao fator de intensidade de esforços (χ) como:

$$G = J = \frac{k_I^2 + k_{II}^2}{E^*} \quad (2.24)$$

Onde:

$E^* = E/(1 - \nu)$ para deformação plana, E é o modulo de Young e ν Poisson.

A fratura seguirá a direção (θ_0) que tem maior taxa de dissipação de energia (\bar{G}) e a iniciação ocorre quando a taxa de energia liberada alcança um valor critico (G_c) (Wang, 2014).

$$\bar{G} = \frac{k_I^2 + k_{II}^2}{E^*} \geq G_c \quad (2.25)$$

$$k_I = \frac{1}{2} \cos\left(\frac{\theta_0}{2}\right) [k_I(1 + \cos\theta_0) - 3k_{II}\sin\theta_0] \quad (2.26)$$

$$k_{II} = \frac{1}{2} \cos\left(\frac{\theta_0}{2}\right) [k_I\sin\theta_0 + k_{II}(2\cos\theta_0 - 1)] \quad (2.27)$$

k_I e k_{II} representam o fator de intensidade de esforços para a propagação no plano (θ_0) e, k_I, k_{II} , quantidades para propagação em uma direção geral, θ_0 .

Para o caso de interseção de fraturas em rochas, G_c^{frac} é utilizado para representar a energia requerida para abrir a fratura cimentada. A fratura cimentada pode ser aberta através da ligação ou dentro do cimento da fratura. G_c^{rock} representa a energia para romper a rocha intata. Se existe mais de um caminho a

seguir pela fratura, a fratura seguirá o caminho com maior proporção G/G_c (Dahi-Taleghani e Olson, 2009).

3

Análise do Fraturamento Hidráulico em Reservatórios Shale Gas

Neste capítulo serão apresentados os conceitos básicos do método dos elementos discretos (MED), junto a suas principais considerações físicas e numéricas na representação de rochas naturalmente fraturadas. Em relação à deformação e fluxo de fluidos em rochas fraturadas será apresentado o software UDEC 5.0 (Universal Distinct Element Code) como ferramenta de simulação para a modelagem do procedimento de fraturamento hidráulico (HF).

3.1. Método dos Elementos Discretos (MED)

Uma abordagem à modelagem de sistemas de rochas apresentada por Xing e Sanderson (2002) é apresentada como:

“A observação e experimentação são os métodos mais antigos conhecidos pelo homem na busca de explicar os processos naturais. Desenvolvimentos atuais em matemáticas e pesquisas experimentais, e particularmente o uso de computadores para executar métodos numéricos, fornecem abordagens alternativas muito poderosas e bem fundamentadas”.
(adaptado de Xing e Sanderson, 2002).

Um meio descontínuo é diferenciado de um contínuo pela existência de contatos ou interfaces entre corpos discretos que compreendem o sistema. O método dos elementos discretos foi desenvolvido na década dos 70 por Peter A. Cundall (1971) com o objetivo de modelar o comportamento mecânico, hidráulico e térmico de um maciço rochoso fraturado, uma vez que os modelos tradicionais do meio contínuo não forneciam resultados satisfatórios (Velilla, 2013).

No método dos elementos discretos o maciço rochoso é representado por um conjunto de blocos discretos, dispostos aleatoriamente formando um meio com

partículas de tamanhos diferentes. As juntas são vistas como interfaces entre corpos discretos (i.e., a descontinuidade é tratada como uma condição limite), idealizando assim, a natureza da rocha. Os blocos podem deslocar e/ou rotar de forma independente um com outro e interagir entre si nas zonas de contato ou fraturas (Figura 3.1). Nestas interfaces, as forças de contato e deslocamentos são encontradas através de uma série de equações que definem o movimento dos blocos, sendo estes movimentos resultado da propagação de distúrbios causados por cargas ou forças de corpo na rocha. Assim, o método dos elementos discretos é um processo dinâmico no qual a velocidade de propagação depende das propriedades físicas do sistema discreto.

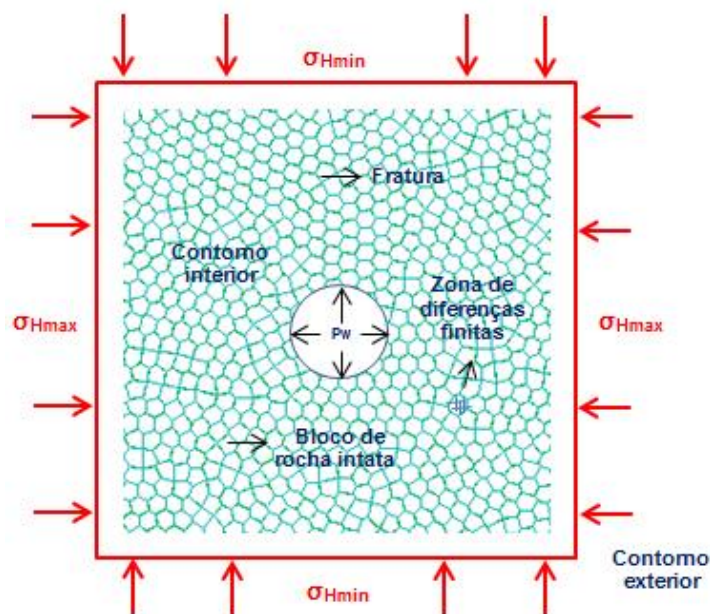


Figura 3.1 - Injeção de fluido em um meio naturalmente fraturado (Manual UDEC 5.0, 2011).

Para cada partícula emprega-se a mecânica de meio rígido ou deformável, desta forma, os blocos deformáveis são discretizados por uma malha de diferenças finitas e seu comportamento caracterizado por modelos constitutivos que determinam os esforços em cada elemento. A Figura 3.2 mostra esquematicamente o ciclo de cálculo para o método dos elementos discretos (as equações na figura serão abordadas mais adiante).

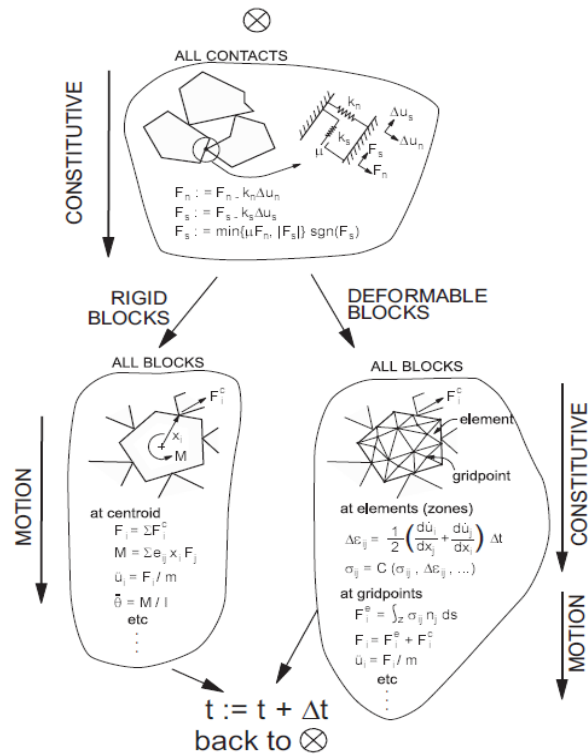


Figura 3.2 - Ciclo de cálculo para o método dos elementos discretos (Manual UDEC 5.0, 2011).

3.2.

Formulação Numérica do Método dos Elementos Discretos

Visando compreender o método MED é necessário abordar as principais considerações estabelecidas para seu desenvolvimento. Estas considerações encontram-se divididas em duas categorias: (1) considerações físicas, que delimitam as leis que modelam o comportamento físico do sistema, e (2) considerações numéricas, compreendendo as leis para a otimização matemática do modelo (Figura 3.3).

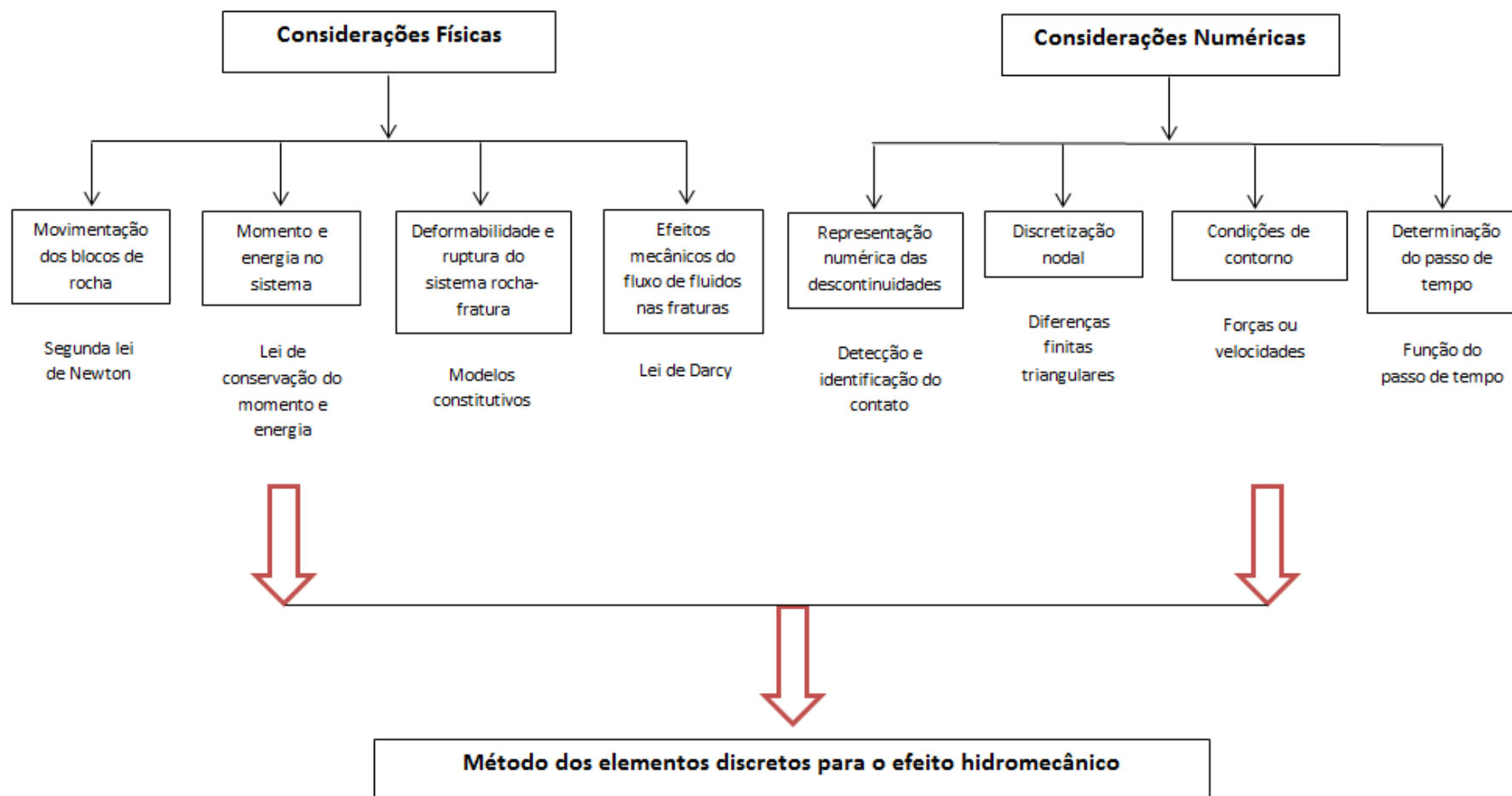


Figura 3.3 - Considerações físicas e numéricas envolvidas no MED (adaptado de Velilla, 2013).

3.2.1.Considerações Físicas

- **Movimentação dos blocos de rocha**

O movimento de um bloco individual de rocha é determinado pela magnitude e direção do momento de desequilíbrio bem como pelas forças atuantes sobre este (manual UDEC, 2011). De acordo com Velilla (2013) para o movimento unidimensional de uma única massa com amortecimento viscoso, sobre a qual atua uma força variável $F^{(t)}$, a segunda lei de Newton pode ser escrita como:

$$\ddot{u} = \frac{F^{(t)}}{m} - \alpha_v \dot{u} + g \quad (3.1)$$

Onde:

$$\dot{u} = \frac{du}{dt} = \text{Velocidade (m/s);}$$

$$\ddot{u} = \frac{d^2u}{dt^2} = \text{Aceleração (m}^2\text{/s);}$$

$$t = \text{Tempo (s);}$$

$$m = \text{Massa (Kg);}$$

$$F = \text{Força (N);}$$

$$g = \text{Aceleração da gravidade (m/s}^2\text{);}$$

$$\alpha_v = \text{Coeficiente de amortecimento (1/s).}$$

De acordo com um esquema de diferenças finitas centrais, o lado esquerdo da equação (3.1) pode ser escrito, em função do tempo t , como:

$$\dot{u}^{(t+\frac{\Delta t}{2})} = \frac{[\dot{u}^{(t-\frac{\Delta t}{2})}(1-\frac{\alpha_v \Delta t}{2}) + (\frac{F^{(t)}}{m} + g)\Delta t]}{(1+\frac{\alpha_v \Delta t}{2})} \quad (3.2)$$

Para as velocidades armazenadas no ponto médio do passo de tempo os deslocamentos podem ser expressados como:

$$u^{(t+\Delta t)} = u^t + \dot{u}^{(t+\frac{\Delta t}{2})}\Delta t \quad (3.3)$$

Uma vez que as forças dependem dos deslocamentos, os cálculos de força/deslocamentos são realizados em um determinado instante de tempo. A Figura 3.4 ilustra o esquema de diferenças finitas centrais com a sequência de cálculos indicadas por setas.

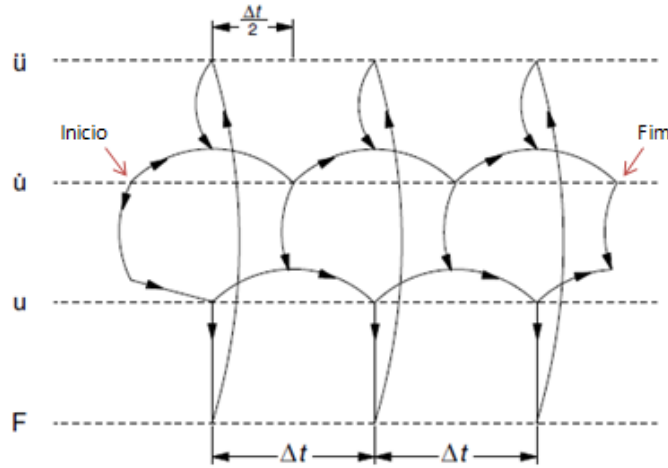


Figura 3.4 - Natureza entrelaçada do ciclo de cálculo usado na formulação dos elementos discretos (Adaptado de Velilla, 2013).

As equações de velocidade para blocos de duas dimensões sob os que atuam diversas forças (bem como a gravidade) são expressas como:

$$\dot{u}_i^{(t+\frac{\Delta t}{2})} = \left[\frac{\dot{u}_i^{(t-\frac{\Delta t}{2})} \left(1 - \frac{\alpha_v \Delta t}{2} \right) + \left(\frac{\Sigma F^{(t)}}{m} + g_i \Delta t \right)}{\left(1 + \frac{\alpha_v \Delta t}{2} \right)} \right] \quad (3.4)$$

$$\dot{\theta}^{(t+\frac{\Delta t}{2})} = \left[\dot{\theta}^{(t-\frac{\Delta t}{2})} \left(1 - \frac{\alpha_v \Delta t}{2} \right) + \left(\frac{\Sigma M^{(t)}}{I} \right) \Delta t \right] \quad (3.5)$$

Onde:

$\dot{\theta}$ = Velocidade angular do bloco em torno ao centróide;

I = Momento de inércia do bloco;

ΣM = Momento total atuando no bloco;

\dot{u}_i = Componentes de velocidade no centróide do bloco;

g_i = Componentes da aceleração da gravidade (forças de corpo).

Os índices i denotam componentes em um sistema de coordenadas cartesianas.

- **Conservação do momento e energia**

O método dos elementos discretos satisfaz as leis de conservação, a partir das quais as formulações dos esquemas numéricos podem ser derivados.

Balanço de momento: Considere um período de tempo t durante o qual se mantém em contato dois corpos (denotados por subíndices a e b). De acordo com as leis de Newton, uma força comum F atua em direções opostas sob os dois corpos, os quais são acelerados proporcionalmente às forças,

$$m_a \ddot{u}_a = F \quad (3.6)$$

$$m_b \ddot{u}_b = -F \quad (3.7)$$

Combinado as equações 3.6 e 3.7 e integrando-as:

$$\int_0^T m_a \ddot{u}_a dt = - \int_0^T m_b \ddot{u}_b dt \quad (3.8)$$

$$m_a (\dot{u}_a^{(T)} - \dot{u}_a^{(0)}) = - m_b (\dot{u}_b^{(T)} - \dot{u}_b^{(0)}) \quad (3.9)$$

$$m_a \dot{u}_a^{(T)} + m_b \dot{u}_b^{(T)} = m_a \dot{u}_a^{(0)} + m_b \dot{u}_b^{(0)} \quad (3.10)$$

A equação 3.10 indica que o momento total no final de um período de tempo arbitrário é igual ao do tempo inicial, isto é a conservação do momento.

Balanço de energia: Suponha um corpo com velocidade inicial v_0 que é levado até uma velocidade v em uma distância S , por uma força constante F :

$$m \ddot{u} = F \quad (3.11)$$

Empregando a identidade $\ddot{u} = \dot{u} d\dot{u}/ds$,

$$m \int_{\dot{u}_0}^{\dot{u}} \dot{u} d\dot{u} = \int_0^S F ds \quad (3.12)$$

Assumindo m constante, na equação 3.12 se tem:

$$\frac{1}{2} m (\dot{u}^2 - \dot{u}_0^2) = FS \quad (3.13)$$

A equação anterior expressa o fato de que o trabalho realizado por uma força é igual à mudança da energia cinética de um corpo.

Se a força opõe-se ao movimento, então esta pode ser relacionada pela equação ($F = -\xi s$), onde ξ denota a rigidez da mola, assim a equação 3.13 é reescrita como:

$$m \int_{\dot{u}_0}^{\dot{u}} \dot{u} d\dot{u} = - \int_0^s \xi s ds \quad (3.14)$$

Consequentemente,

$$\frac{1}{2} m (\dot{u}_0^2 - \dot{u}^2) = \frac{1}{2} \xi s^2 \quad (3.15)$$

Finalmente, para este caso o decréscimo na energia cinética é igual à energia armazenada na mola. O mesmo argumento pode ser utilizado em sentido oposto para mostrar que a energia cinética adquirida por um corpo é igual ao decréscimo na energia armazenada em uma mola. Consequentemente, a energia cinética de um corpo após uma colisão elástica é igual à energia cinética antes da colisão.

- **Deformabilidade dos blocos**

No método dos elementos discretos os blocos de rocha podem ser rígidos ou deformáveis. Uma formulação básica para os blocos rígidos foi apresentada por Cundall et al. (1971). Esta formulação representa o meio como um conjunto de blocos discretos que não mudam sua geometria como resultado de cargas aplicadas. Consequentemente a formulação é mais aplicável a problemas nos quais o comportamento do sistema é dominado pelas descontinuidades, e pela qual as propriedades elásticas do material podem ser ignoradas. Tais condições surgem em ambientes de baixos esforços ou nos quais o material possui altos esforços e baixa deformabilidade.

Os blocos deformáveis são internamente discretizados mediante o método de diferenças finitas triangulares. A complexidade da deformação dos blocos depende do número de elementos dentro do qual os blocos são divididos. A Figura 3.5 ilustra o zoneamento de juntas contínuas e descontínuas. O uso de diferenças finitas triangulares elimina o problema de deformações em ampulheta¹⁶, que podem ocorrer com deformação constante em quadriláteros de diferenças finitas.

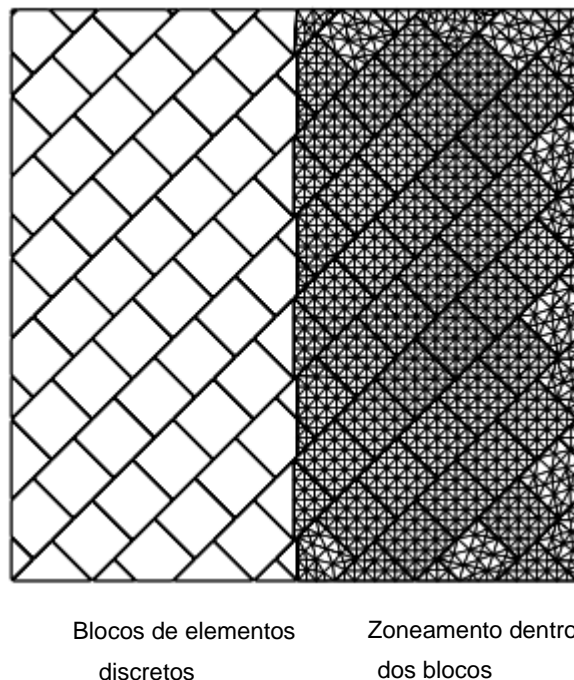


Figura 3.5 - Zoneamento dentro de um modelo que contém um sistema de juntas contínuas e descontínuas (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2011).

Os vértices dos elementos triangulares são pontos de rede e as equações de movimento para cada ponto de rede são formuladas como:

$$\ddot{u}_i = \frac{\int_s \sigma_{ij} n_j ds + F_i}{m} + g_i \quad (3.16)$$

Onde:

¹⁶ O termo ampulhetamento vem da forma do padrão de deformação de elementos dentro de uma malha. Para polígonos de mais de três nós, existem combinações de deslocamentos nodais que não produzem nenhuma deformação nem nenhuma força de oposição. O efeito resultante são deformações sem oposição de direção alternada.

s = Superfície de contorno da massa m , aglomerada no ponto de rede,

n_j = Vetor normal a s ,

F_i = É a resultante de todas as forças externas atuantes no ponto de rede (a partir dos contatos de bloco); e

g_i = Aceleração da gravidade.

As forças nos pontos de rede são obtidas como a somatória de três termos:

$$F_i = F_i^z + F_i^c + F_i^l \quad (3.17)$$

F_i^l são as cargas externas aplicadas, F_i^c resulta das forças de contato e existe só para os pontos de rede ao longo do limite do bloco e F_i^z é a contribuição dos esforços internos nas zonas adjacentes aos pontos de rede e é calculada como:

$$F_i^z = \int_c \sigma_{ij} n_j ds \quad (3.18)$$

Onde,

σ_{ij} = Tensor de esforços da zona;

n_j = É a unidade exterior normal ao contorno c o qual segue a linha poligonal fechada definida pelos segmentos de retas que bissectam as bordas das zonas convergentes sobre um ponto de rede em consideração.

Durante cada passo de tempo as deformações e rotações são relacionadas aos deslocamentos nodais da seguinte forma:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(\dot{u}_{i,j} + \dot{u}_{j,i}) \quad (3.19)$$

$$\theta_{ij} = \frac{1}{2}(\dot{u}_{i,j} - \dot{u}_{j,i}) \quad (3.20)$$

Observe que, devido ao tratamento incremental, as equações 3.19 e 3.20 não implicam uma restrição para pequenas deformações.

As relações constitutivas para os blocos deformáveis são usadas em uma forma incremental, de modo que a aplicação para problemas não lineares pode ser conseguida facilmente. A atual forma das equações é:

$$\Delta\sigma_{ij}^e = \lambda\Delta\dot{\varepsilon}_v\delta_{ij} + 2\bar{\omega}\Delta\dot{\varepsilon}_{ij} \quad (3.21)$$

Onde,

$\lambda, \bar{\omega}$ = Constantes de Lamé.

$\Delta\sigma_{ij}^e$ = Incrementos elásticos do tensor de esforços;

$\Delta\dot{\varepsilon}$ = Deformações incrementais;

$\Delta\dot{\varepsilon} = \Delta\dot{\varepsilon}_{11} + \Delta\dot{\varepsilon}_{12}$ = Incremento de deformação volumétrica;

δ_{ij} = Função delta de Kronecker.

• Representação das fraturas da rocha

O método dos elementos discretos considera um modelo básico de fraturas o qual captura a maioria das características que representam a resposta física das fraturas. No desenvolvimento do modelo, na direção normal a relação esforço-deslocamento é assumida linear e governada pela rigidez ξ_n tal que:

$$\Delta\sigma_n = -\xi_n\Delta u_n \quad (3.22)$$

Onde,

$\Delta\sigma_n$ = Incremento do esforço efetivo normal;

Δu_n = Incremento do deslocamento normal.

Existe também um limite de resistência à tração T da fratura. Se a resistência à tração é excedida (i.e., $\sigma_n < -T$), então $\sigma_n = 0$, ou seja, a fratura é ativada mecanicamente. Similarmente ocorre no cisalhamento, a resposta é controlada por uma constante ξ_s (rigidez cisalhante). Existe uma faixa para os valores de resistência à tração τ_s , os quais são limitados por uma combinação da coesão (C) e a resistência ao atrito (ϕ). Assim,

$$|\tau_s| \leq C + \sigma_n \tan\phi = \tau_{max} \quad (3.23)$$

Então;

$$\Delta \tau_s = -\xi_s \Delta u_s^e \quad (3.24)$$

Ou se

$$|\tau_s| \geq \tau_{max} \quad (3.25)$$

Assim,

$$\tau_s = \text{sgn}(\Delta u_s) \tau_{max} \quad (3.26)$$

Onde:

Δu_s^e = Componente elástica do deslocamento de cisalhamento incremental;

Δu_s = Incremento total do deslocamento de corte.

Sgn = Função signo.

As equações (3.23 - 3.26) descrevem o modelo de escorregamento de Coulomb, conforme apresentado na Figura 3.6. Além disso, no começo do escorregamento (escorregamento não elástico) pode ocorrer a dilatação das fraturas, a qual é dominada por um ângulo específico ψ . Aumentos elevados nos níveis de esforços normais ou elevados deslocamentos de cisalhamento que excedem um valor limite de u_{cs} (*Uniaxial compressive strength*), limitam a dilatação acumulada. Esta limitação da dilatação é devido à ocorrência do achatamento das asperezas pelos altos esforços normais ou grandes cisalhamentos que eventualmente preveniriam a dilatação da fratura.

No modelo de Coulomb temos a restrição tal que:

Se, $|\tau_s| \leq \tau_{max}$, então $\psi = 0$

E,

Se, $|\tau_s| = \tau_{max}$ e $|u_s| \geq u_{cs}$, então $\psi = 0$.

A dilatação é função da direção do cisalhamento. A dilatação aumenta se o aumento do deslocamento cisalhante ocorre na mesma direção do deslocamento

cisalhante total, e diminui se o incremento do cisalhamento ocorre na direção oposta.

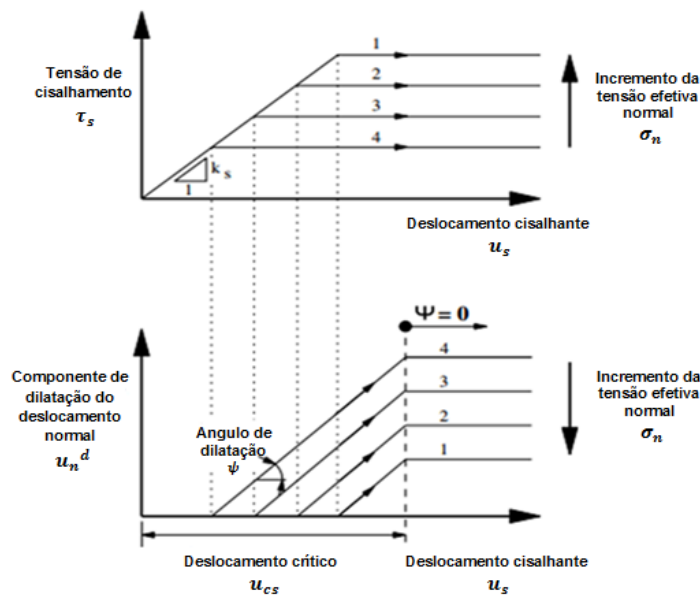


Figura 3.6 - Modelo de escorregamento de Coulomb para o comportamento de fraturas (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).

- **Fluxo de fluidos através de fraturas**

Em uma análise hidráulico-mecânica totalmente acoplado a condutividade da fratura é dependente da deformação mecânica desta. O fluxo dentro das descontinuidades pode ser ilustrado de acordo com a (Figura 3.7).

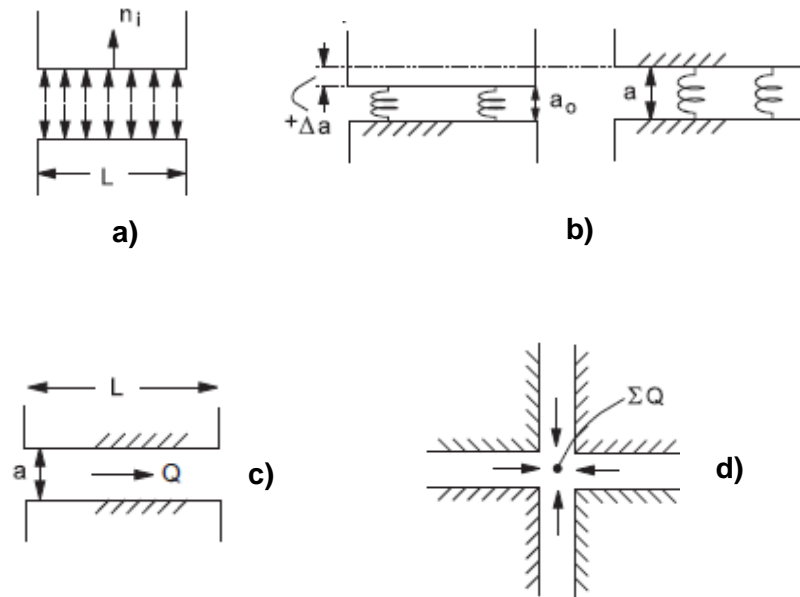


Figura 3.7 - Comportamento da deformação hidromecânica no MED, a) Pressão do fluido causando efeitos mecânicos; b) Deformação do bloco afetando a abertura hidráulica a ; c) Fluxo de fluidos afetado pela abertura a , d) Geração de pressão diferencial do fluido (adaptado de Velilla, 2013).

Para a implementação numérica do fluxo de fluidos se faz necessário o uso de uma estrutura de domínio hidráulico como se descreve na (Figura 3.8). Para um sistema de forma compacta, existe uma rede de domínios hidráulicos, cada um dos quais é preenchido com fluido sob pressão e comunicado com seus vizinhos.

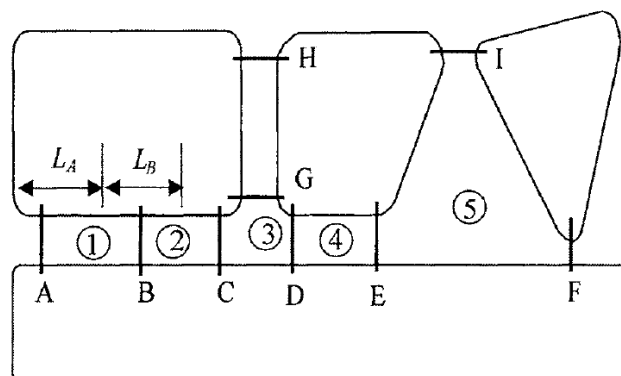


Figura 3.8 - Fluxo em fraturas modelado como fluxo entre domínios hidráulicos (Zhang e Sanderson, 1999).

Conforme apresentado na Figura 3.8 os domínios hidráulicos 1, 2 e 4 representam fraturas, o domínio 3 é localizado no intercepto de duas fraturas e o domínio 5 é um espaço vazio. Existem contatos que separam os domínios hidráulicos, nos quais as forças de interação mecânica são aplicadas. Os contatos A até G representam contatos aresta-aresta, enquanto que H representa um contato vértice-aresta, e I representa um contato vértice-vértice. Dado que os blocos são deformáveis, estes são subdivididos em uma malha de elementos triangulares. Os pontos de rede podem existir tanto nos vértices dos blocos quanto nas arestas. Um ponto de contato será localizado em um ponto de rede, uma borda ou em um ponto de rede de outro bloco. Por exemplo, na Figura 3.8 o contato B implica a existência de um ponto de rede ao longo de uma das arestas em contato. Assim, a fratura entre os dois blocos é representada pelos domínios 1 e 2.

O fluxo é governado pela pressão diferencial entre domínios adjacentes, o qual é governado por:

$$\Delta p = p_2 - p_1 + \rho_w g(y_2 - y_1) \quad (3.27)$$

Onde,

ρ_w = Densidade do fluido;

g = aceleração da gravidade; e

y_2, y_1 = Coordenadas Y dos centros de domínio.

Para um ponto de contato (vértice–vértice como o contato I, ou vértice- aresta como o contato F), pode ser expressa a taxa de fluxo de um domínio hidráulico para um domínio adjacente com pressão diferencial Δp como:

$$q = -k_c \Delta p \quad (3.28)$$

Onde:

k_c = fator de permeabilidade no ponto de contato.

No caso de contatos aresta-aresta, uma longitude de contato pode ser definida, por exemplo, L_A e L_B denotam o comprimento dos contatos A e B

respectivamente (Figura 3.8). Este comprimento é definido como a soma das distâncias médias aos contatos adjacentes (esquerdo e direito). Uma lei cúbica de fluxo em fraturas planares é definida para tais contatos (Zhang e Sanderson, 2013), assim:

$$q = -k_j a^3 \frac{\Delta p}{l} \quad (3.29)$$

Onde:

k_j = Fator de permeabilidade da fratura, onde o valor teórico é $1/12\mu$;

μ = Viscosidade dinâmica do fluido;

a = Abertura hidráulica;

l = comprimento designado aos contatos entre domínios.

A equação 3.29 envolve a suposição de que o fluxo pode tomar lugar nos contatos sempre e quando as pressões no domínio sejam zero, no caso a gravidade pode ocasionar que o fluido migre de um domínio para outro que não esteja 100% saturado, porém, deve ocorrer a diminuição da permeabilidade aparente, assim como ocorre com a saturação (Velilla, 2013). Porém, tem-se dois fatores a levar em conta:

1. A permeabilidade dever ser zero para saturação zero; e
2. O fluido não pode ser extraído de um domínio hidráulico de saturação zero.

A abertura hidráulica das fraturas geralmente é dada por:

$$a = a_0 - u_n \quad (3.30)$$

Onde,

a = Abertura de fratura;

a_0 = Abertura hidráulica da fratura a esforços normais zero;

u_n = deslocamento normal da fratura (positivo denota abertura)

Um valor mínimo de a , a_{res} é assumido para a abertura hidráulica sob a qual o fechamento mecânico não afeta a permeabilidade de contato, e um valor máximo

de a , a_{max} é atribuído para melhorar a eficiência no cálculo explícito. Assim, a abertura hidráulica das fraturas pode mudar em função da tensão normal.

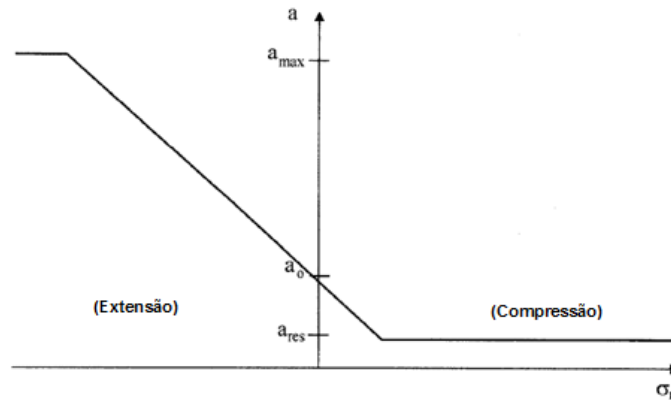


Figura 3.9 - Relação entre a , e os esforços normais na fratura σ_n (Zhang e Sanderson, 1999).

3.2.2. Considerações Numéricas

O principal objetivo da modelagem numérica é reconstruir numericamente a realidade física e simular a evolução do sistema físico sob uma variedade de condições iniciais e cargas externas aplicadas. Por tanto, os métodos de análises numéricas devem satisfazer os critérios apropriados para precisão, estabilidade, convergência e eficiência. Não se pode esperar mais da solução física para melhorar a teoria física que da teoria física para melhorar a análise numérica (Pister, 1973). Existem três erros básicos em qualquer método de modelagem numérica (1) erro de modelagem, a realidade é substituída por uma teoria matemática, (2) erro de discretização, a teoria matemática é implementada em forma de partes ou em equações diferenciais para quantidades de campo, e (3) erro numérico, devido à precisão finita da aritmética computacional.

É importante notar que a seleção de um modelo com bases físicas apropriadas pode reduzir erros de modelagem e a discretização do erro pode ser melhorada pela escolha de um esquema de malhas apropriado. Porém, um modelo complexo com vários parâmetros pode não produzir necessariamente bons resultados devido à incerteza de alguns parâmetros, podendo introduzir erros adicionais que não podem

usualmente ser verificados. Por outro lado, modelos simples que são caracterizados com poucos parâmetros, por exemplo, um modelo elástico isotrópico, são implementados principalmente para produzir resultados realísticos.

- **Representação numérica das descontinuidades**

A representação numérica de uma fratura na rocha é expressa como uma superfície de contato (composta de pontos de contato individuais) formada entre duas bordas de blocos. Em geral, para cada par de blocos que estão em contato (ou separados por um espaço suficientemente pequeno) elementos de dados são criados para representar os pontos de contato. Os blocos adjacentes podem estar em contato ao longo de um segmento de borda em comum ou em pontos discretos onde uma aresta se encontra com uma borda ou com outra aresta. A Figura 3.10 ilustra um esquema para a representação de contatos. No MED, um contato para blocos rígidos é criado em cada borda interagindo com a borda ou aresta do bloco em contato. Por outro lado, se os blocos são deformáveis (internamente discretizados), pontos de contato são criados em todos os pontos de rede localizados nas bordas dos blocos em contato.

Porém, existe um problema com os esquemas de contato, uma resposta irreal que pode resultar quando a interação de blocos ocorre perto ou em duas arestas de blocos opostos. Na modelagem é assumido que as arestas dos blocos apresentam forma e resistência infinita, no entanto, na realidade a fragmentação das arestas poderia ocorrer como resultado da concentração de esforços; este efeito é inviável na modelagem explícita. Porém, uma representação realística pode ser alcançada pelo arredondamento das arestas, de forma que os blocos possam se deslizar uns sobre os outros no momento de interação das duas extremidades opostas. O arredondamento das arestas é implementado no MED por um arco circular específico para cada aresta do bloco, conforme apresentado na Figura 3.10.

Incertezas podem ser introduzidas na modelagem uma vez que o arredondamento das arestas seja muito grande. Além disso, é recomendado um arredondamento de aproximadamente (1%) do comprimento representativo do bloco no modelo, assim, boas aproximações podem ser obtidas.

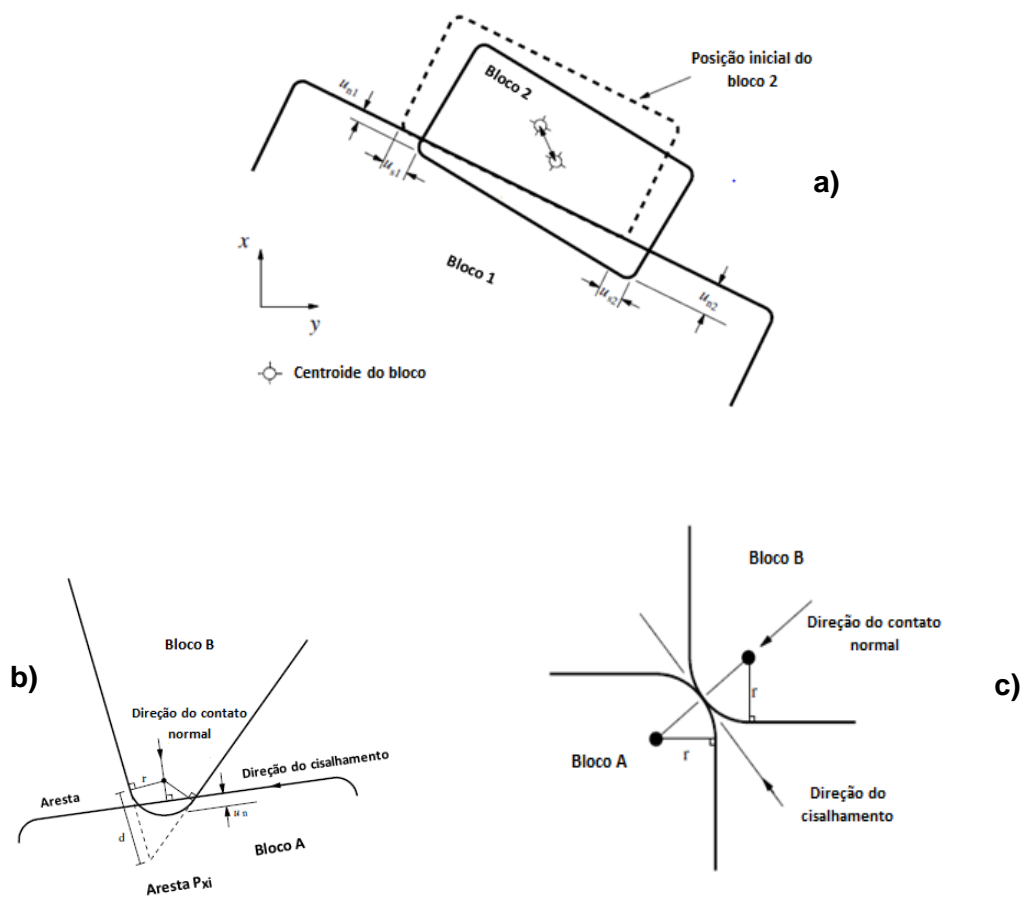


Figura 3.10 - a) Contatos entre dois blocos rígidos, b) Contato aresta (arredondada)-borda, c) Contato aresta-aresta arredondado (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).

Uma vez que a movimentação dos blocos ocorre, os pontos de contato são atualizados automaticamente. Para esta atualização são requeridos algoritmos computacionalmente eficientes, em particular para análises dinâmicas, onde grandes deslocamentos podem requerer a remoção ou adição de centos de contatos durante a simulação dinâmica. O MED possui a vantagem de criar uma rede de domínios para um conjunto de blocos em duas dimensões. Os domínios são regiões do espaço entre os blocos, definidos por pontos de contato (Figura 3.11).

Durante um passo de tempo, novos contatos podem somente ser formados entre vértices e arestas dentro do mesmo domínio, assim, atualizações serão realizadas sempre que alguma medida prescrita de movimento seja alcançada dentro do domínio.

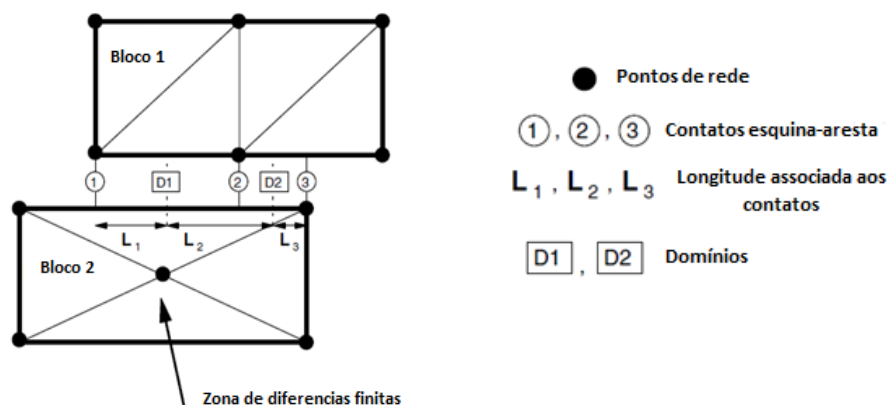


Figura 3.11 - Contatos e domínios entre dois blocos deformáveis (adaptado de Manual UDEC 5.0, 2013).

Para blocos que envolvem grandes deslocamentos cisalhantes, a atualização de contatos deve assegurar que as forças de contato sejam preservadas uma vez que novos contatos sejam adicionados ou removidos, assim, existirá uma transição branda entre estados vizinhos. Isto é particularmente importante para análises dinâmicas com elevados gradientes de esforços.

- **Discretização nodal mista para uma rede triangular**

A discretização nodal mista (NMD) é uma variante no esquema de discretização mista, no qual a média do comportamento volumétrico é realizada sobre um nó base, ao invés de uma zona base. O procedimento é aplicado a uma malha de elementos triangulares ou tetraédricos e não é requerido o conjunto de elementos dentro das zonas. Da mesma forma, o modelo constitutivo é ligado aos elementos base (não são feitas ligações aos nós base para o comportamento volumétrico, como na formulação de pressão nodal média (ANP) descrita por Bonet e Burton, 1998).

- *Discretização nodal mista para deformação em uma rede triangular*

A taxa de deformação $\dot{\epsilon}_{ij}$ é definida a partir das velocidades nodais. A taxa de deformação é particionada em dois componentes, desviadores \dot{e}_{ij} e volumétricos \dot{e} .

$$\dot{\epsilon}_{ij} = \dot{e}_{ij} + \dot{e}\delta_{ij} \quad (3.31)$$

Onde:

δ_{ij} = Delta de Kroenecker.

A taxa de deformação volumétrica nodal (definida como o peso médio dos valores dos elementos em torno do ponto de rede) é calculada utilizando a seguinte formulação:

$$\dot{e}_n = \frac{\sum_{e=1}^{m_n} \dot{e}_e V_e}{\sum_{e=1}^{m_n} V_e} \quad (3.32)$$

Onde:

m_n = Elementos em torno ao ponto de rede n ;

V_e = Volume do elemento e .

Após a obtenção dos valores da taxa de deformação volumétrica, um valor principal para o elemento (\bar{e}) é calculado tomando a média dos valores dos nós, como segue:

$$\bar{e} = \frac{1}{d} \sum_{n=1}^d \dot{e}_n \quad (3.33)$$

Onde:

$d = 3$ para triângulos e 4 para tetraedros.

Finalmente, a taxa de deformação do elemento é definida pela superposição da parcela desviadora e o volume médio.

$$\dot{\epsilon}_{ij} = \dot{e}_{ij} + \bar{e} \delta_{ij} \quad (3.34)$$

O modelo constitutivo é implementado para derivar novas tensões (a partir das taxas de deformação) e esforços anteriores.

○ *Discretização nodal mista para esforços em uma rede triangular*

Tomando em consideração uma lei constitutiva de incrementos volumétricos, para pequenas deformações pode ser linearizado na forma:

$$\dot{\sigma} = \xi(\bar{\dot{e}} - \dot{e}^p) \quad (3.35)$$

Onde:

\dot{e}^p = Incremento plástico de deformação volumétrica, sendo um valor diferente de zero para materiais dilatantes/compressivos.

As forças nodais associadas devem ser consistentes com as suposições feitas para definir a cinemática dos elementos. Além disso, o procedimento de discretização nodal mista é aplicado sobre o termo $\xi\dot{e}^p$ ou $\dot{\sigma}^p$ (chamado assim por conveniência), assim pode ser expresso como:

$$\dot{\sigma} = \xi\bar{\dot{e}} - \dot{\sigma}^p \quad (3.36)$$

Onde:

$\dot{\sigma}^p$ = Quantidade padrão avaliada no procedimento do modelo constitutivo.

A técnica para a discretização nodal mista para esforços é similar à aplicada para deformações. Inicialmente, os valores nodais para $\dot{\sigma}^p$ são calculados como o valor médio de peso dos elementos circundantes ao ponto.

$$\dot{\sigma}_n^p = \frac{\sum_{e=1}^{m_n} \dot{\sigma}^p V_e}{\sum_{e=1}^{m_n} V_e} \quad (3.37)$$

Após da obtenção do valor $\dot{\sigma}_n^p$, um valor médio para o elemento $\bar{\dot{\sigma}^p}$ é calculado tomando um valor médio dos valores nodais.

$$\bar{\dot{\sigma}^p} = \frac{1}{d} \sum_{n=1}^d \dot{\sigma}_n^p \quad (3.38)$$

Onde:

$d = 3$ para triângulos e 4 para tetraedros.

Contudo, os esforços calculados mediante o modelo constitutivo são corrigidos pela substituição de $\overline{\dot{\sigma}^p}$ por $\dot{\sigma}^p$.

$$\sigma_{ij} \Rightarrow \sigma_{ij} = (\dot{\sigma}^p - \overline{\dot{\sigma}^p}) \delta_{ij} \quad (3.39)$$

- **Condições de contorno**

Tanto esforços (cargas), quanto deslocamentos (velocidades) podem ser aplicados nos contornos de um modelo no MED. Para um modelo de blocos rígidos, as condições são aplicadas nos centroides dos blocos ao longo das bordas. Para um modelo de blocos deformáveis, os deslocamentos são especificados em função das velocidades prescritas nos pontos da rede dados. Em uma condição de contorno, as forças são derivadas como:

$$F_i = \sigma_{ij}^b n_j \Delta s \quad (3.40)$$

Onde:

n_j = Vetor normal apontando fora do segmento de contorno;

Δs = Longitude do segmento de contorno sobre o qual atuam os esforços σ_{ij}^b .

A força F_i é adicionada na equação (3.16) para um ponto apropriado de rede.

Para análises estáticas, existe o problema de definição das condições de contorno para um modelo numérico sem limites. Este problema pode ser abordado pelo acoplamento da montagem de blocos para uma representação contorno-elemento de campo. Nesta região, o comportamento linear-elástico pode ser justificado, devido a que o comportamento não linear desenvolvido pelos elementos é confinado na vizinhança da estrutura ou escavação em estudo.

O elemento de contorno da região é representado por uma matriz de rigidez ξ , que relaciona a força e os deslocamentos na interface de dois domínios. O módulo elástico da região de campo distante deve representar a deformabilidade do sistema bloco-fratura. Para qualquer passo de tempo o movimento dos blocos define os deslocamentos nas interfaces. O domínio dos elementos limite fornece forças de reação elásticas dadas por:

$$F = -\xi u \quad (3.41)$$

- **Determinação do passo de tempo mecânico: solução estável**

O esquema de solução usado pelo MED é condicionalmente estável. Uma limitação de tempo de passo que satisfaz o critério de estabilidade para os cálculos da deformação interna dos blocos e deslocamento relativo interbloco é determinada. O passo de tempo requerido para a estabilidade da deformação dos blocos é estimado como:

$$\Delta t_n = 2 \min \left(\frac{m_i}{\xi_i} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.42)$$

Onde:

m_i = Massa associada como o nodo do bloco i ;

ξ_i = Medida da rigidez dos elementos ao redor do nodo.

O termo de rigidez ξ_i , deve levar em conta a rigidez da rocha intata e das descontinuidades, calculada como:

$$\xi_i = (\xi + \xi_{ij}) \quad (3.43)$$

O primeiro termo ao lado direito da equação de rigidez representa a soma das contribuições de todos os elementos conectados ao nodo i , o qual pode ser estimado como:

$$\xi_{zi} = \frac{8}{3} \left(\xi + \frac{4}{3} G_- \right) \frac{b_{max}^2}{h_{min}} \quad (3.44)$$

Onde:

K e G_- = Módulos de rigidez de Bulk e de rigidez ao cisalhamento, respetivamente;

b_{max} = Zona de borda mais longa;

h_{min} = mínima altura de um elemento triangular.

Segundo Velilla (2013), o comportamento dinâmico dos blocos é representado numericamente por um algoritmo de passo no qual o tamanho de passo é limitado pela consideração de que dentro de este as velocidades e acelerações são mantidas constantes. Acrescentando a isto, o passo de tempo deve ser suficientemente pequeno durante um passo simples, garantindo assim, que as perturbações mecânicas não sejam propagadas entre um elemento discreto e os blocos em contato.

3.3. UDEC (Universal Distinct Element Code)

UDEC (Figura 3.12) é um programa numérico bidimensional baseado no método dos elementos distintos para modelagem descontínua. Este programa simula a resposta de um meio descontínuo (massa de rocha fraturada) submetida a cargas estáticas ou dinâmicas. O esquema de cálculo é baseado no “Lagrangeano” que está bem adequado ao modelamento de grandes movimentos e deformações de um sistema de blocos.

A formulação e desenvolvimento do método dos elementos distintos têm progredido por um período de 40 anos, começando com a apresentação inicial por Peter Cundall (1971), e posterior projeto do *software* em conjunto com a Itasca (1985).

UDEC possui a vantagem de permitir a construção de funções e criação de variáveis por meio da linguagem *FISH* (1996), criada como resposta aos usuários que desejavam realizar mais análises, e que com a estrutura existente no programa resultava em uma tarefa difícil de executar.



Figura 3.12 - Software UDEC 5.0 Itasca (2011).

Para toda modelagem em meios fraturados por meio do *software* UDEC, são implementados oito (8) passos fundamentais em sequência lógica (Figura 3.13) descritos a seguir:

Passo 1: Geometria do modelo

Inicialmente é criada a geometria do bloco de acordo com o problema (retangular ou circular) por meio da opção *build*. Aqui são definidas as dimensões do bloco, assim como o arredondamento, o mínimo comprimento de borda para que o bloco seja gerado e as condições de campo distante.

Passo 2: Discretização por diferenças finitas

Para a modelagem de blocos deformáveis uma malha de diferenças finitas é construída por meio da opção *alter-zone*, neste passo se faz a escolha do máximo comprimento de borda para os elementos triangulares.

Passo 3: Modelos constitutivos e propriedades do material

Neste passo são atribuídas aos blocos e fraturas as propriedades mecânicas por meio da opção *material*, e definidos os modelos constitutivos que representam o sistema.

Passo 4: Condições iniciais e de contorno

Por meio da opção *in situ*, as condições iniciais e de contorno são aplicadas ao problema. Sendo as condições de contorno em termos de forças ou

deslocamentos, e as condições iniciais para problemas com fluxo de fluidos por médio da definição da poropressão do sistema.

Passo 5: Utilidades

Esta etapa proporciona ferramentas para monitorar as variáveis do modelo e acessar aos resultados gerados, isto é possível por meio da opção *utility*. Assim, é possível estabelecer os deslocamentos, velocidades ou tensões de algum ponto no sistema discreto.

Passo 6: Configurações

Este passo permite que as condições globais do modelo possam ser restauradas ou alteradas durante a análise. Além disso, permite a escolha de características especiais na modelagem como o valor da aceleração gravitacional, o *upscaling* da massa, o máximo comprimento de separação entre blocos, etc. Estas configurações são acessadas por meio da opção *settings*.

Passo 7: Gráficos

Uma vez o equilíbrio do sistema é alcançado, os resultados gerados podem ser obtidos e visualizados por meio de gráficos fazendo uso da opção *plot*.

Passo 8: Cálculos

Assim que as configurações e propriedades do sistema são atribuídas ao modelo, procede-se a realização do cálculo por meio da opção *run*, onde pode ser escolhido o critério de parada da simulação, através da (1) mínima força desbalanceada ou (2) quantidade de ciclos a executar.

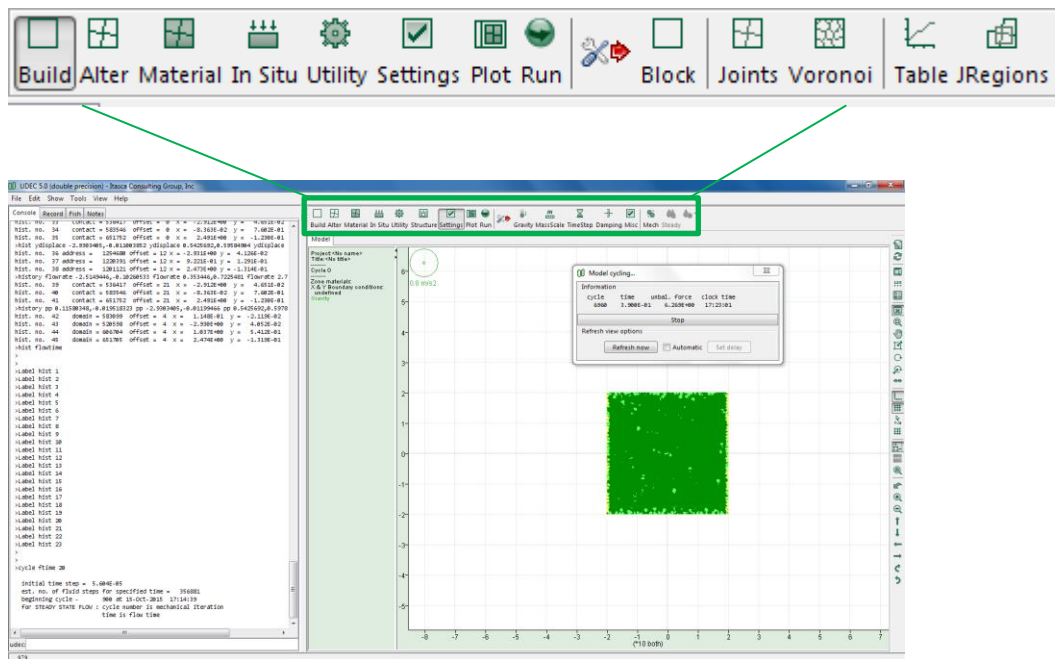


Figura 3.13 - Janela operacional UDEC 5.0- modelo em execução.

4

Modelagem computacional de fraturamento hidráulico em formações *Shale gas* - Resultados

O desenvolvimento da modelagem numérica, neste estudo, foi realizado empregando o método dos elementos discretos, através do *software* UDEC 5.0 (*Universal Distinct Element Code*). A análise de fraturamento hidráulico desenvolvida consiste em duas etapas; a primeira etapa é a consolidação inicial do maciço rochoso perfurado verticalmente e a segunda etapa consiste na injeção de fluido a uma taxa de fluxo constante, considerando os limites externos do sistema impermeáveis. Neste enfoque, a formação naturalmente fraturada é representada por um conjunto de blocos separados por uma rede de fraturas discretas preexistentes na massa de rocha. A simulação numérica foi realizada empregando um modelo hidromecânico totalmente acoplado. O fluxo de fluidos pode ocorrer somente dentro das fraturas, movimentando os blocos de baixa permeabilidade. Inicialmente a formação encontra-se com saturação igual a 100% e uma determinada pressão de fluido. Este fluido, para a modelagem de fluxo permanente desenvolvida, possui somente a propriedade de estabelecer poropressão nas fraturas, assim, outras propriedades como densidade, viscosidade, módulo *Bulk*, etc., não são levadas em consideração no *software* UDEC. Deve-se ressaltar que este fluido é diferente do fluido de fraturamento injetado o qual leva em consideração variáveis como a viscosidade para os cálculos realizados ao longo do procedimento. Os blocos de rocha são modelados como elásticos e impermeáveis. A rede de fraturas é representada explicitamente por meio de uma distribuição aleatória, *voronoi tessellation*¹⁷, a qual simula a estrutura da rocha. As fraturas existentes deformam-se elasticamente, podendo somente abrir ou cisalhar (governadas pelo modelo de atrito de Coulomb) em função de pressão e esforços totais.

¹⁷ Um diagrama *voronoi* é a partição de um plano em regiões, baseado em distâncias a pontos em um subconjunto específico do plano. Este conjunto de pontos (geradores) é especificado dentro do plano. Para cada ponto existe uma região correspondente que consta de todos os pontos próximos, gerando regiões conhecidas como células *voronoi*.

O UDEC tem a capacidade de simular a propagação da fratura somente ao longo de planos preexistentes, assim a trajetória da fratura será desenvolvida ao longo destes planos de fraqueza e não através do material intato. Nesta modelagem, a fratura hidráulica é assumida como planar e as duas “superfícies incipientes” do plano de fratura são limitadas a um esforço equivalente à resistência da fratura, assim, a propagação da fratura devido ao fraturamento hidráulico corresponde à quebra desses limites. Na prática, o fraturamento hidráulico massivo utilizado na estimulação de formações *shale gas*, resulta na propagação simultânea ou sequencial de um grande número de fraturas.

O cisalhamento dos blocos fraturados e as tensões geradas no processo de injeção são calculados para um determinado tempo de injeção verificando e garantindo que a energia desbalanceada do sistema, no final da injeção de fluido, seja mínima indicando assim, a estabilidade do sistema.

Para modelar as etapas do procedimento, devem ser definidas a geometria do bloco e das fraturas, os modelos constitutivos para a rocha intata e as fraturas, as tensões *in situ*, as condições de contorno e as variáveis numéricas como raio de arredondamento dos blocos (r_o) e comprimento máximo de borda da malha de diferenças finitas. Na Figura 4.1 apresenta-se o procedimento geral empregado para a modelagem computacional.

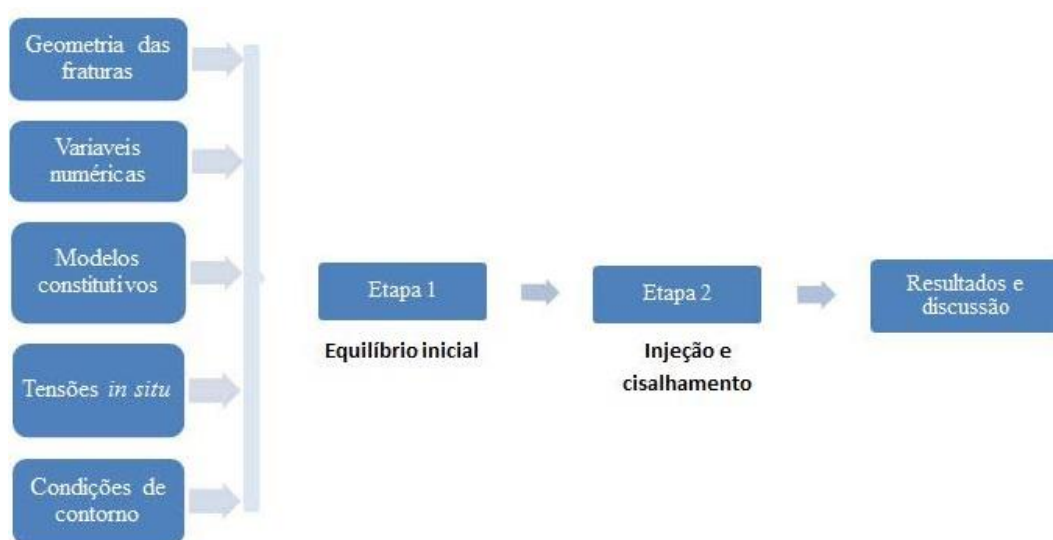


Figura 4.1 - Procedimento geral de cálculo para a modelagem computacional (adaptado de Velilla, 2013).

Afim de melhorar ou otimizar a operação de fraturamento hidráulico, um estudo paramétrico foi realizado baseado nas seguintes características:

- Parâmetros de campo
- Propriedades da rocha
 - Propriedades mecânicas
 - Propriedades estruturais (estrutura da rocha)
- Parâmetros operacionais
 - Taxa de injeção
 - Viscosidade do fluido.

Estes parâmetros foram avaliados nas simulações realizadas com o objetivo de estabelecer sua influência na propagação das fraturas hidráulicas em uma formação naturalmente fraturada.

4.1.

Etapa 1: Consolidação inicial do maciço rochoso

Os subitens a seguir referem-se às análises realizadas utilizando a abordagem para a etapa 1 da modelagem numérica.

4.1.1.

Geometria e escavação do poço

Conforme apresentado na Figura 4.2 a geometria do meio fraturado é baseada em uma distribuição *voronoi tessellation* para a representação aleatória de fraturas (estrutura); as dimensões do maciço rochoso em análise foram estabelecidas segundo Pirayehgar (2013). As propriedades geométricas do modelo são apresentadas na Tabela 4.1.

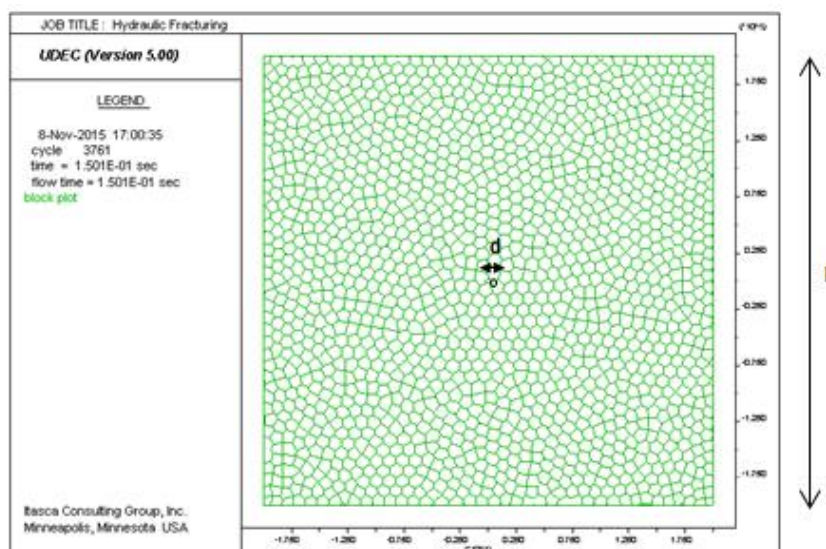


Figura 4.2 - Geometria dos modelos propostos.

Onde d é o diâmetro do poço perfurado na etapa inicial e l o comprimento das bordas do bloco gerado.

Tabela 4.1 - Propriedades geométricas do modelo proposto.

Geometria do maciço	
d (m)	0.22
l (m)	40

4.1.2. Modelos constitutivos e tensões *in situ*

O modelo constitutivo selecionado para os blocos de rocha intata foi o modelo elástico isotrópico, enquanto que para as fraturas foi selecionado o modelo de atrito de Coulomb. As propriedades para estes modelos constitutivos baseados em uma rocha tipo *shale* são apresentadas na Tabela 4.2 de acordo com trabalhos desenvolvidos por Pirayehgar (2013).

Tabela 4.2 - Propriedades da rocha e fratura.

Propriedades	Valor
Rocha intacta	
Massa específica (kg/m ³)	2.7x10 ³
Módulo <i>Bulk</i> (GPa)	43.93
Módulo cisalhante (GPa)	30.25
Fraturas	
Rigidez normal (MPa/m)	10 x10 ³
Rigidez cisalhante (MPa/m)	1 x10 ³
Ângulo de atrito	26°
Coesão (MPa)	0.1
Ângulo de dilatação	10°

As propriedades hidráulicas das fraturas foram selecionadas, com base nos trabalhos desenvolvidos por Pirayehgar (2013), e estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Propriedades hidráulicas das fraturas.

Propriedades	Valor
Fator de permeabilidade (MPa ⁻¹ *seg ⁻¹) ¹⁸	8.3 x10 ⁷ , 2.7 x10 ⁷ , 1.6 x10 ⁷
Saturação inicial de fluido (%)	100
Abertura residual (m) ¹⁹	5 x10 ⁻⁵
Abertura a tensão normal nula (m)	3 x10 ⁻⁴

Finalmente são apresentadas na Tabela 4.4, as propriedades do fluido de fraturamento, segundo Pirayehgar (2013).

¹⁸ Fator de permeabilidade ($K_j = 1/12\mu$), definido no UDEC para o cálculo da permeabilidade das fraturas. No caso, os valores correspondem a viscosidades de 10×10^{-3} , 10×10^{-2} e 10×10^{-1} [Pas.seg], respectivamente.

¹⁹ A abertura residual da fratura é um parâmetro para representar o zero físico no modelo UDEC, uma vez que o valor 0 gera inconsistências na modelagem. É a abertura mínima a altos esforços na rocha.

Tabela 4.4 - Propriedades do fluido de fraturamento.

Propriedades	Valor
Reologia	Fluido Newtoniano
Viscosidade (Pas.sec)	1×10^{-3} ; 3×10^{-3} ; 5×10^{-3}
Massa específica (kg/m ³)	1000

As tensões *in situ* aplicadas à geometria foram divididas em seis casos de estudo apresentados na Tabela 4.5. Estas tensões aplicadas representam as condições de esforço sob a qual encontra-se submetida a formação no início da operação de fraturamento hidráulico.

Tabela 4.5 - Tensões *in situ* para os casos propostos.

Caso	1	2	3	4	5	6
Razão [σ_H/σ_h]	1	1.3	2	1	1.3	2
σ_H (MPa)	30	30	30	30	39	60
σ_h (MPa)	30	23	15	30	30	30
P_p (MPa)	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69	7.69
Espessura do reservatório (m)	350	350	350	350	350	350

4.1.3. Condições de contorno e variáveis numéricas

As condições de contorno foram expressas em termos da velocidade total e permeabilidade nula aplicadas nos contatos externos do bloco, conforme apresentado na Figura 4.3. Estas condições foram aplicadas para todos os casos de estudo apresentados no item anterior. O *software* UDEC emprega numericamente forças para a modelagem, assim é realizada uma transformação matricial interna que calcula as forças a partir das tensões aplicadas (Capítulo 3 - equação 3.41.).

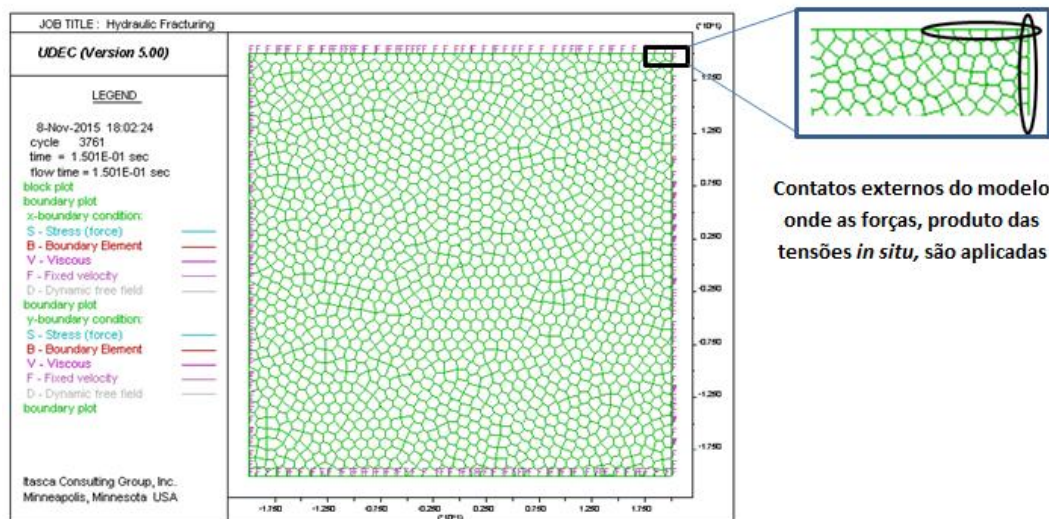


Figura 4.3 - Condições de contorno aplicadas para os modelos selecionados (adaptado de Velilla, 2013).

Para gerar a malha (*mesh*) de diferenças finitas, em blocos deformáveis é necessário definir o parâmetro de máximo comprimento de borda de elemento triangular (*Edge*). Este parâmetro foi definido como 1.6 m de forma a garantir que cada bloco de rocha apresentasse três ou quatro nós de cálculo (Velloso, 2015). A Figura 4.4 apresenta a malha gerada para a região de borda de poço após a perfuração.

Uma vez definido o *Edge*, o parâmetro de arredondamento (r_0) é definido com valor de 0.4 mm visando evitar resistências infinitas no canto dos blocos.

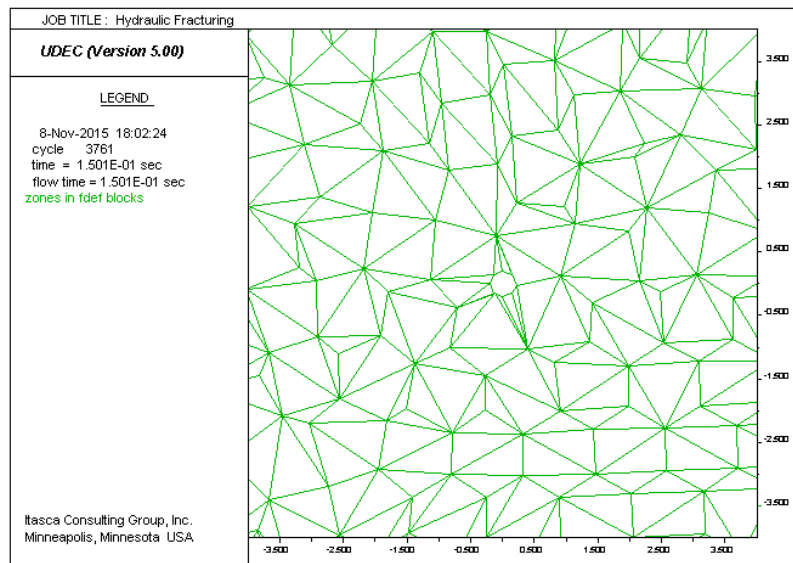


Figura 4.4 - Malha (*mesh*) de diferenças finitas para os modelos selecionados.

4.1.4. Condição final de equilíbrio

A relaxação dinâmica é o método de solução explícita empregado pelo *software* UDEC, que permite estabelecer o equilíbrio do sistema baseado em uma tolerância a ser respeitada. Como critério de solução, foi estabelecido a razão entre o máximo resíduo do equilíbrio atual e a máxima força de desequilíbrio, adotando-se um valor igual a 10×10^{-5} , conforme apresentado na Figura 4.5.

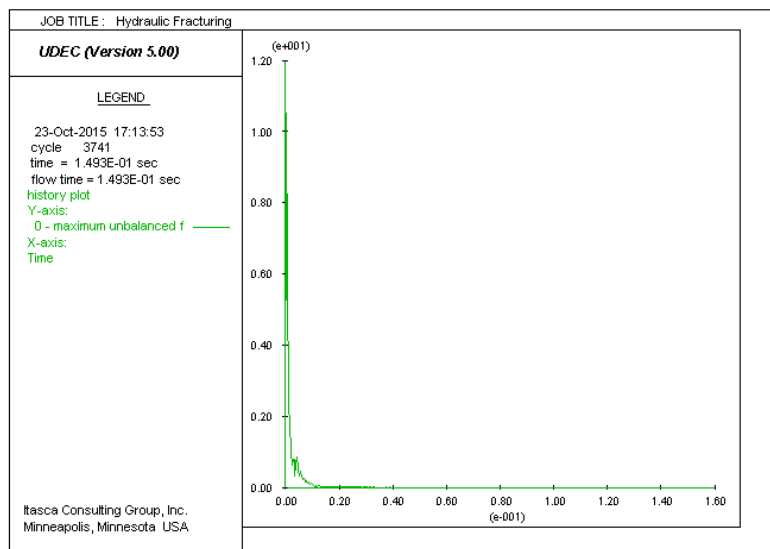


Figura 4.5 - Histórico do máximo resíduo de equilíbrio para o caso 3.

4.2.

Etapa 2: Injeção de fluido e cisalhamento

Uma vez que a etapa 1 é concluída, dá-se início à injeção do fluido de fraturamento dentro do poço. Três valores de taxas de injeção foram estabelecidos para os casos em análise, mantendo-se constante durante todo o tempo de injeção. A seguir será explicado o procedimento de injeção de fluido, e apresentadas as taxas de injeção aplicadas.

4.2.1.

Injeção de fluido nas fraturas

Ao iniciar o processo de injeção de fluido dentro do maciço rochoso uma nova condição de desequilíbrio é inserida no sistema, porém o sistema deve ser estável ao final do tempo de injeção. Na Figura 4.6 apresenta-se a nova condição de desequilíbrio inserida e posterior estabilidade do sistema ao finalizar o tempo de injeção.

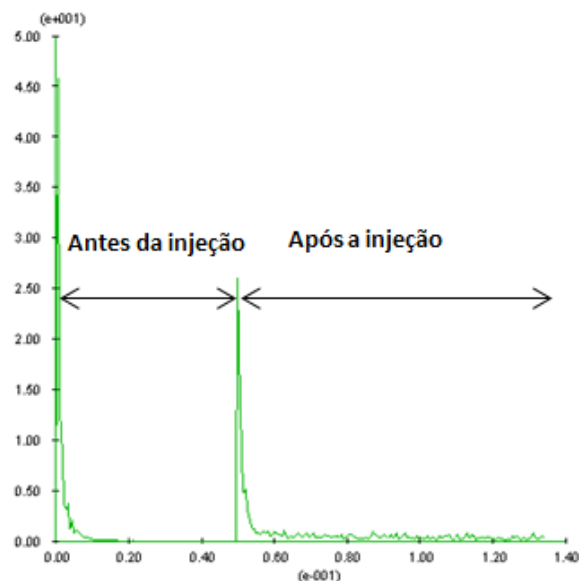


Figura 4.6 - Histórico do máximo resíduo de equilíbrio antes e depois da injeção de fluido para o caso 3.

Uma vez que se inicia o processo de injeção do fluido de fraturamento no maciço rochoso, a poropressão nas fraturas e contornos é liberada para atingir novos valores consequentes ao deslocamento do fluido. Conforme apresentado na Figura 4.7, pode ser observado o estágio final da poropressão no bloco de rocha analisado uma vez finalizada a injeção de fluido para um tempo t de injeção.

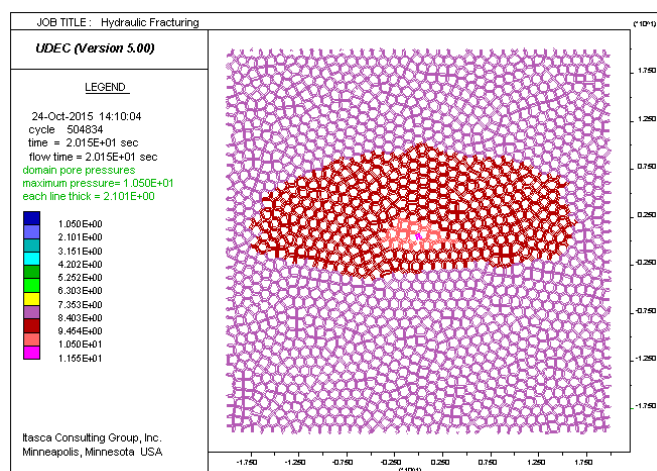


Figura 4.7 - Poropressão no estado final de equilíbrio após um tempo de injeção de 60 segundos para o caso 3.

Para a injeção de fluido, foram estabelecidas três taxas de injeção segundo os trabalhos desenvolvidos por Damjanac (2013). Considerando uma espessura de 350 m de reservatório, na Tabela 4.6 são apresentadas as taxas de injeção de fluido nas unidades empregadas pelo *software* UDEC.

Tabela 4.6 - Taxas de injeção de fluido de fraturamento.

Taxa de injeção (bpm)	Fator de conversão UDEC para 350m de espessura de reservatório	Taxa de injeção UDEC (m³/s/m)
40	0.0026/350m	3×10^{-4}
80	0.0026/350m	6×10^{-4}
135	0.0026/350m	10×10^{-4}

4.2.2.

Cisalhamento gerado durante a injeção de fluido de fraturamento

O objetivo desta etapa da modelagem é a observação da área total de reservatório estimulada através do procedimento de fraturamento hidráulico conforme as propriedades da rocha, razão de esforços, taxas de injeção e viscosidade do fluido de fraturamento apresentados anteriormente. Sendo o deslocamento cisalhante o principal evento possível de monitorar em sistemas rígidos através do monitoramento microssísmico (emissões microssísmicas), podendo assim, mapear a região estimulada (Dusseault, 2014). Este é monitorado e graficado conforme apresentado na Figura 4.8.

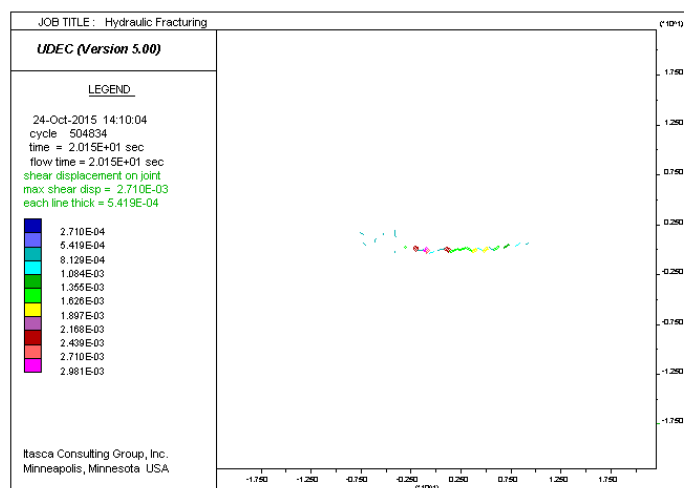


Figura 4.8 - Cisalhamento de fraturas após 60 segundos de injeção para o caso 3.

4.3. Resultados e discussões

A partir do modelo base apresentado na Figura 4.2, realizou-se um estudo sobre a influência de parâmetros como razão de esforços, taxa de injeção e viscosidade do fluido de fraturamento sobre o desenvolvimento de uma rede de fraturas hidráulicas durante o procedimento de fraturamento hidráulico.

4.3.1. Análise em função da razão de esforços

Neste estágio apresenta-se o efeito da variação da razão de esforços sob variáveis como: poropressão, tendência do fluxo de fluido injetado, cisalhamento, pressão de injeção e abertura das fraturas.

Para esta análise, os modelos numéricos apresentados na Figura 4.9 consideram as propriedades e parâmetros apresentados na Tabela 4.7. Durante o tempo de injeção (1 minuto) foram mantidos constantes os parâmetros de taxa de injeção e viscosidade de fluido. Foram analisados 6 modelos de acordo com a variação das tensões. Três modelos para variação da tensão principal menor σ_y mantendo constante a tensão principal maior σ_x conforme apresentado no modelo A da Figura 4.9 e três modelos para o caso inverso conforme o modelo B na mesma Figura.

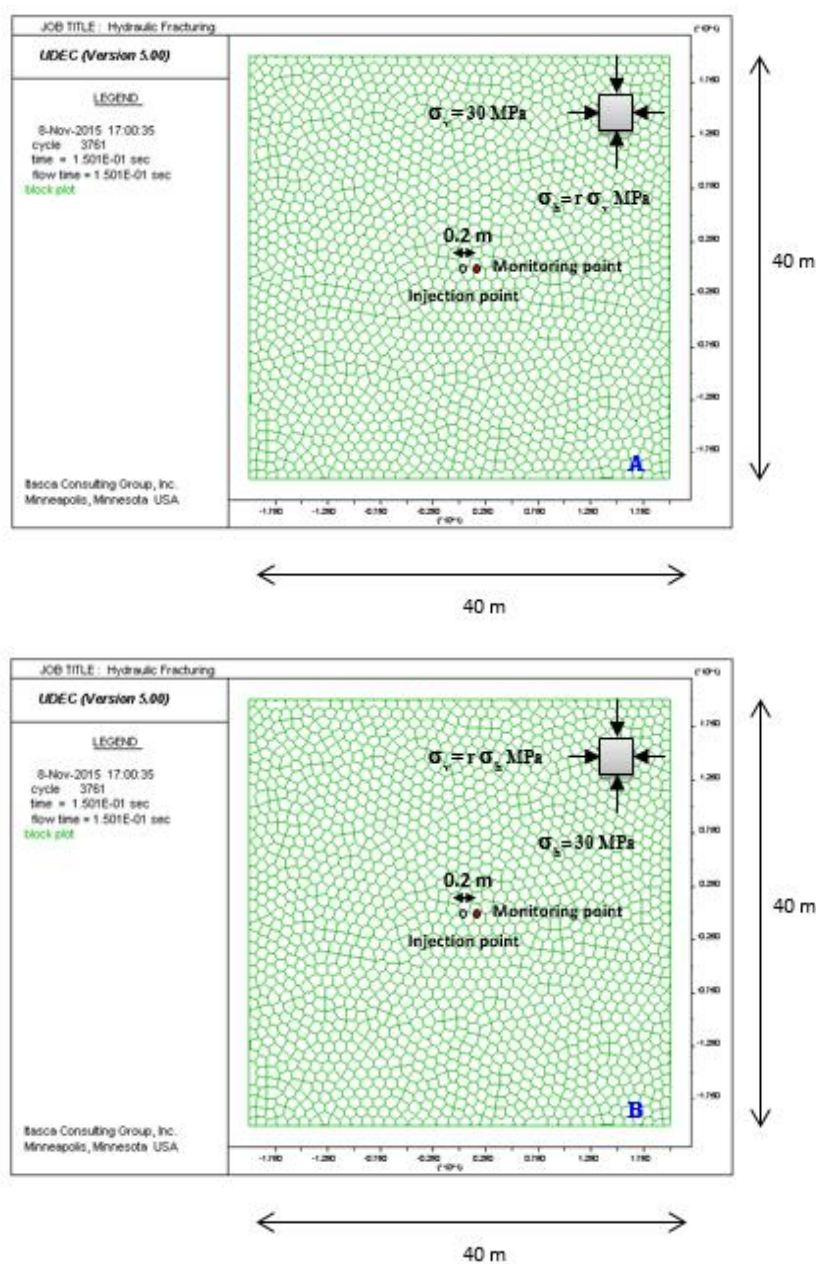


Figura 4.9 - Modelos numéricos analisados em função da razão de esforços.

Tabela 4.7 - Parâmetros analisados para diferentes razões de esforços.

Propriedades do maciço rochoso	Propriedades (Tabela 4.2)	
Taxa de injeção	$10 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s/m}$ (135 bpm)	
Viscosidade	$1 \times 10^{-3} \text{ pas.seg}$ (1 cp)	
Tempo de injeção	60 segundos	
Esforços Modelo A	σ_v (MPa)	30
	σ_h (MPa)	30/23/15
	Razão 1 (σ_v/σ_h)	30/30
	Razão 1.3 (σ_v/σ_h)	30/23
	Razão 2 (σ_v/σ_h)	30/15
	P_p (MPa)	7.69
Esforços Modelo B	σ_v (MPa)	30/39/60
	σ_h (MPa)	30
	Razão 1 (σ_v/σ_h)	30/30
	Razão 1. (σ_v/σ_h)	39/30
	Razão 2 (σ_v/σ_h)	60/30
	P_p (MPa)	7.69

Uma recente técnica de estimulação tem sido empregada para aperfeiçoar os tratamentos de fraturamento hidráulico, esta consiste na utilização de fluidos *water-frac* ou *slickwater* de baixa viscosidade (1-3 cP) injetados a altas taxas permitindo assim a suspensão e colocação de propantes dentro da fratura hidráulica. Os valores para viscosidade e taxa de injeção apresentados na Tabela 4.7 são estabelecidos de acordo com esta técnica, visando representar o comportamento da rede de fraturas hidráulicas desenvolvida.

- *Efeito da razão de esforços no fluido injetado (vazão)*

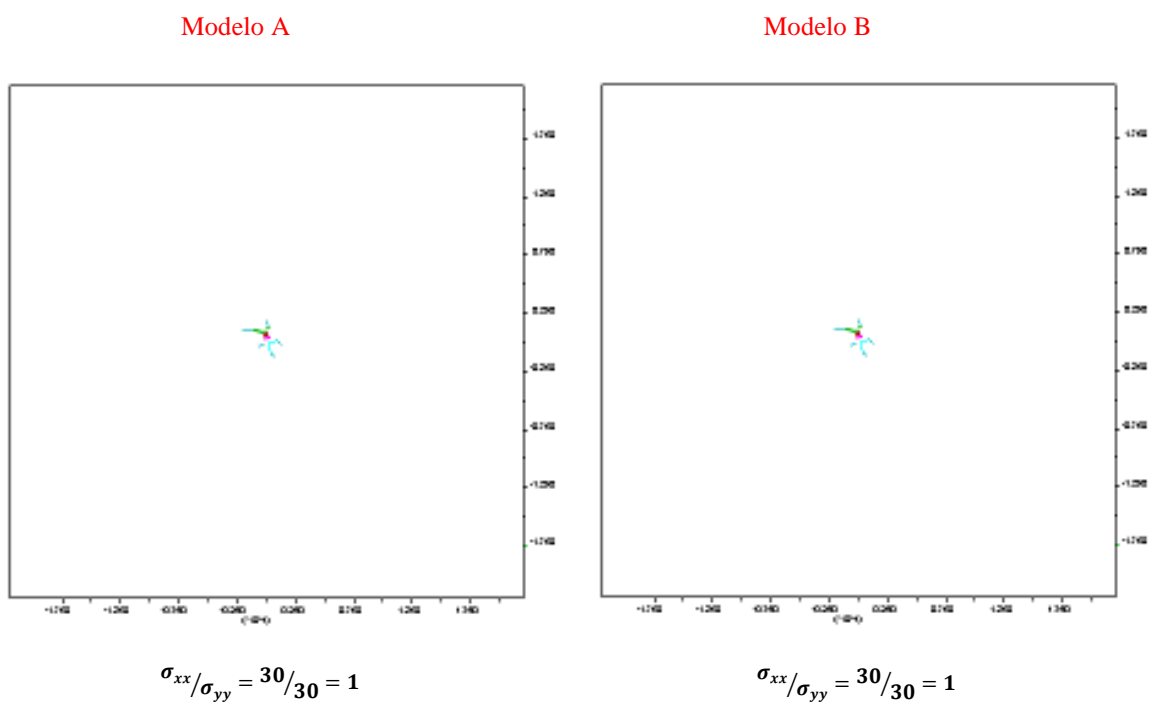


Figura 4.10 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 1, após 60 segundos de injeção.

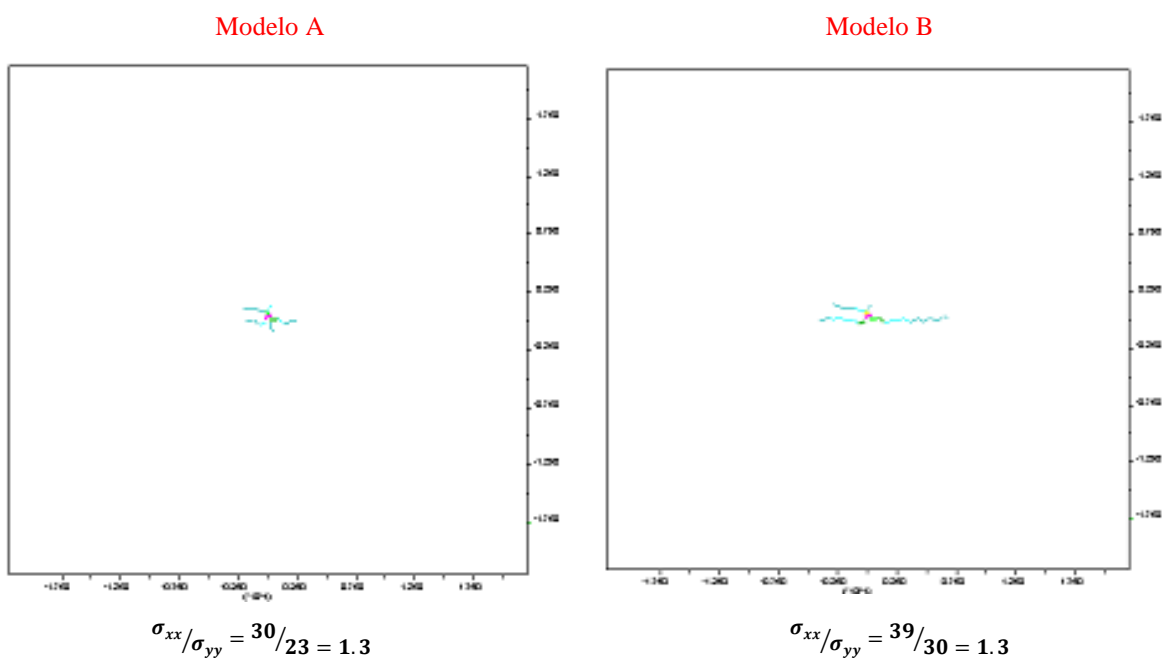


Figura 4.11 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 1.3, após 60 segundos de injeção.

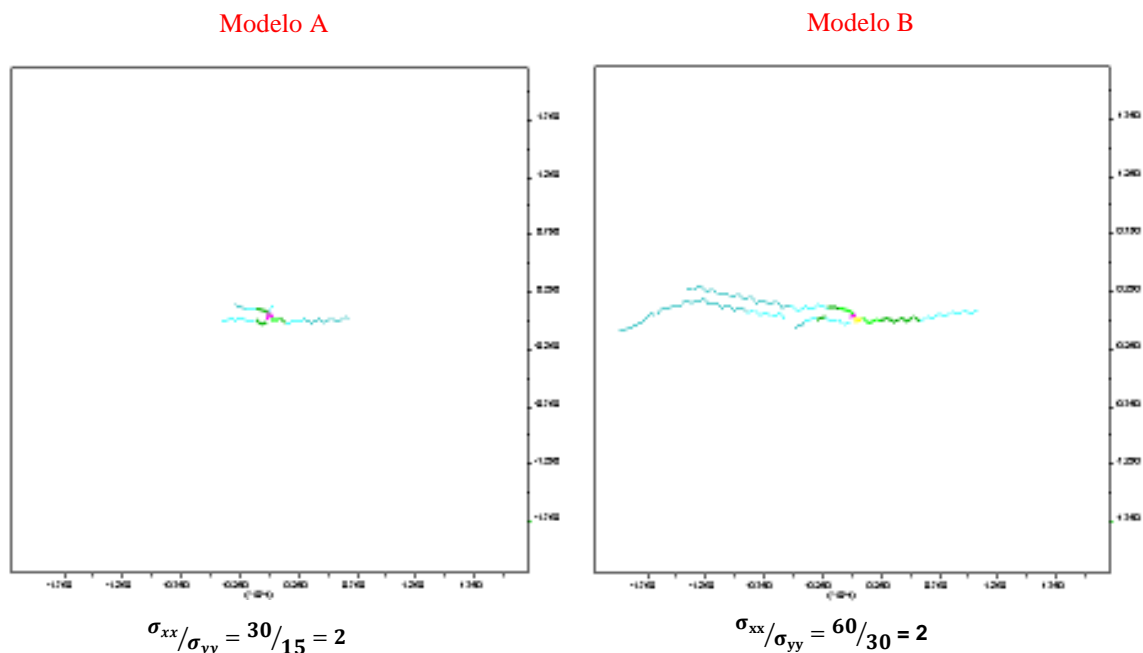


Figura 4.12 - Distribuição do fluido injetado no reservatório para razão de esforços 2, após 60 segundos de injeção.

O fluxo de fluidos, conforme apresentado através da Figura 4.10 a Figura 4.12, foi dominante na direção horizontal para a maior relação de tensões (Figura 4.12) tanto no modelo A, quanto no modelo B conforme maior anisotropia dos esforços *in situ*. Isto é conforme com o comportamento esperado apresentado na teoria (pag 67-68). As fraturas reabriram paralelas à tensão principal maior visando minimizar o trabalho de fratura. Entretanto que, para uma maior isotropia de esforços (Figura 4.10 no modelo A e B) a tendência do fluxo de fluidos foi simétrica em todas as direções conforme isotropia de esforços na rocha.

- ***Efeito da razão de esforços na distribuição de poropressão***

Resultados semelhantes ao anterior foram observados para efeitos de difusão de pressão (Figura 4.13 a Figura 4.15), assim, para uma maior anisotropia de esforços (Figura 4.15) tanto no modelo A, quanto no modelo B pode-se observar que a distribuição de pressão de poros é paralela à tensão principal maior. Esforços isotrópicos na rocha resultam em difusão de poropressão uniforme dentro da formação, conforme observado na Figura 4.13 para a razão 1 nos dois modelos.

Porém, pode ser observado que para um aumento da tensão horizontal maior (Figura 4.15 Modelo B-) a poropressão dentro do poço atinge um valor de 15 MPa, enquanto que, para menores valores de tensão principal menor (Figura 4.15 Modelo A-) esta desenvolve um valor menor (10MPa). Isto indica que para maior esforço médio na rocha, a pressão de injeção desenvolvida a uma taxa de injeção constante será maior, indicando um maior esforço para a iniciação e propagação de fraturas.

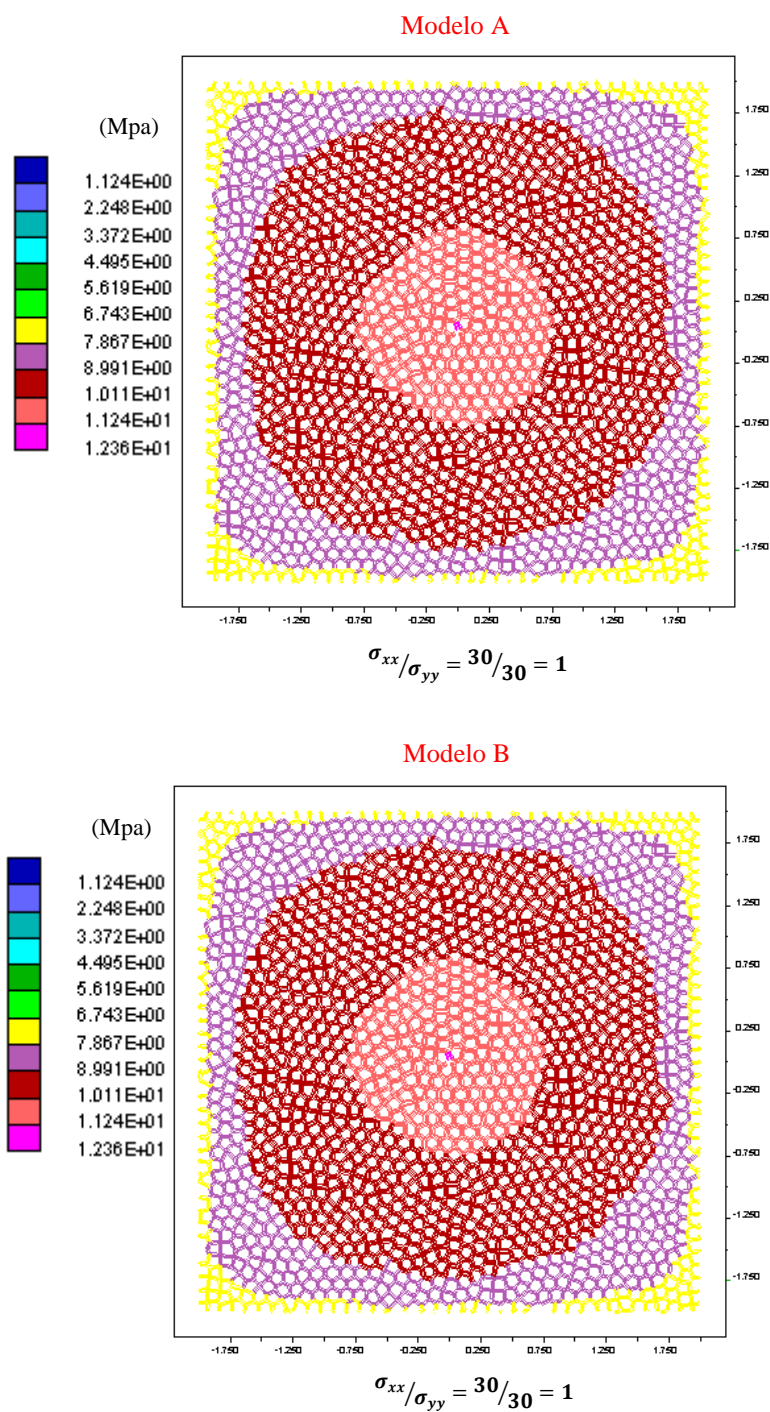
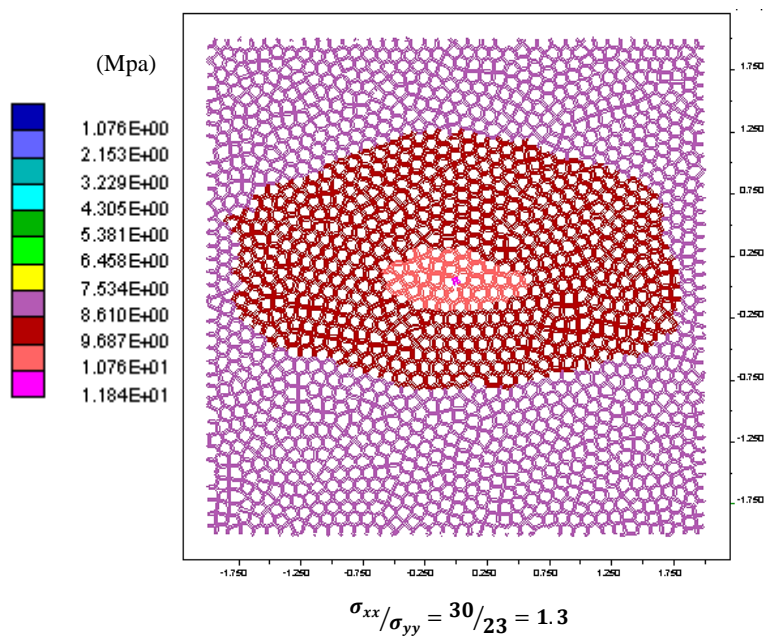


Figura 4.13 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 1, após 60 segundos de injeção.

Modelo A



Modelo B

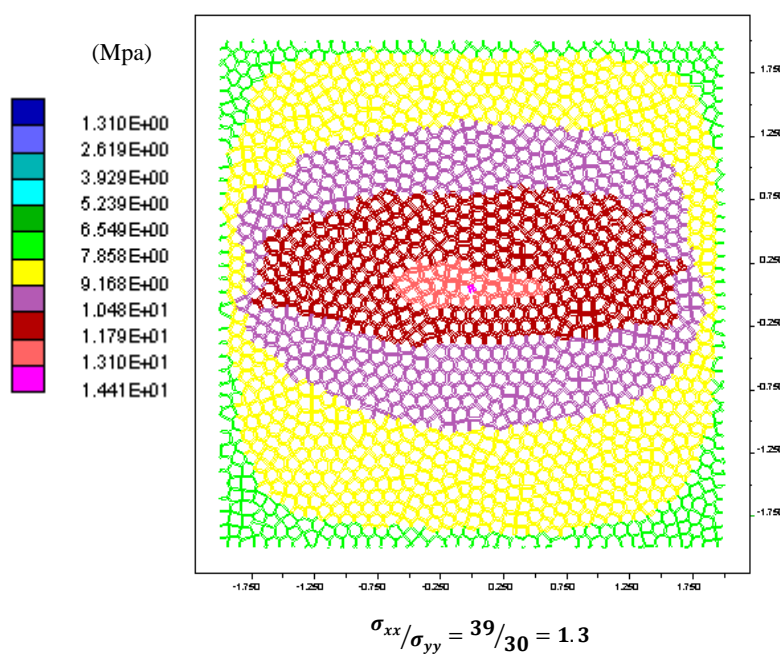
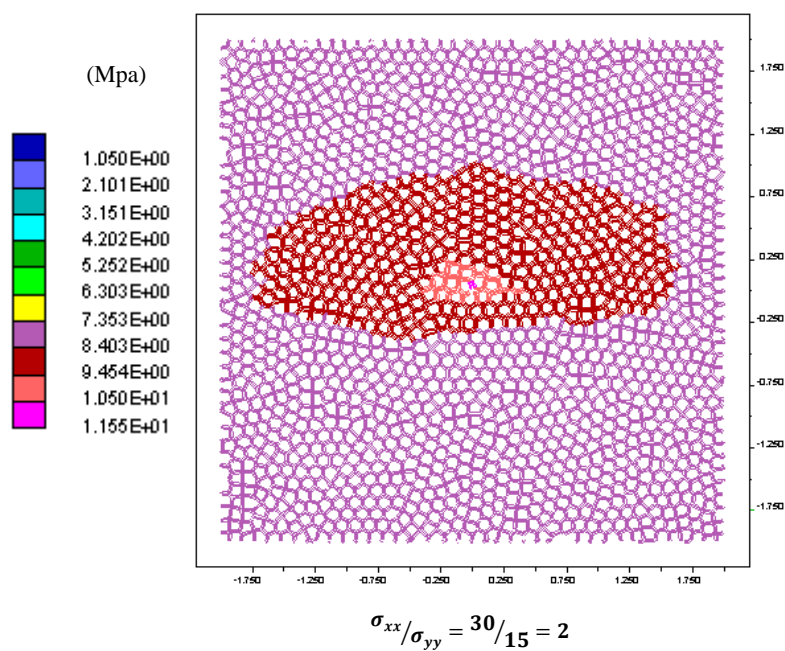


Figura 4.14 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 1.3, após 60 segundos de injeção.

Modelo A



Modelo B

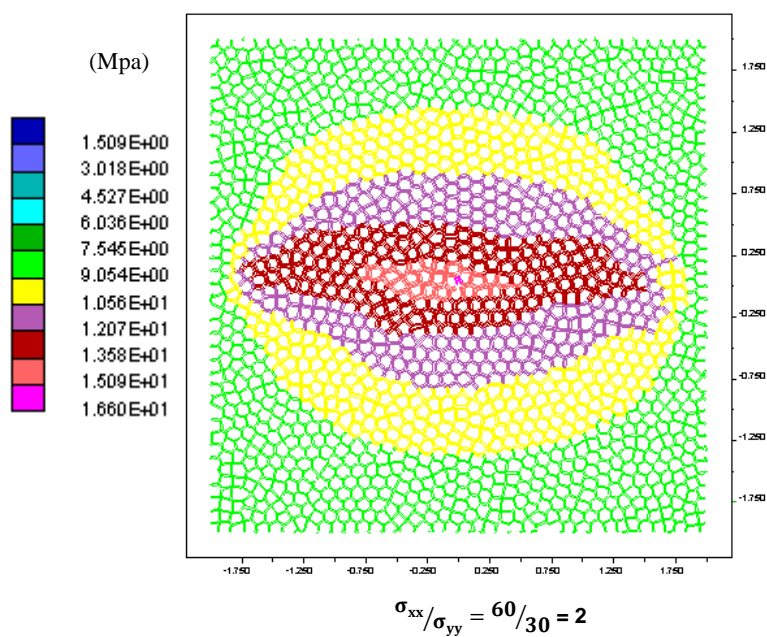


Figura 4.15 - Difusão de poropressão no reservatório para razão de esforços 2, após 60 segundos de injeção.

- *Efeito da razão de esforços no deslocamento dos blocos de rocha*

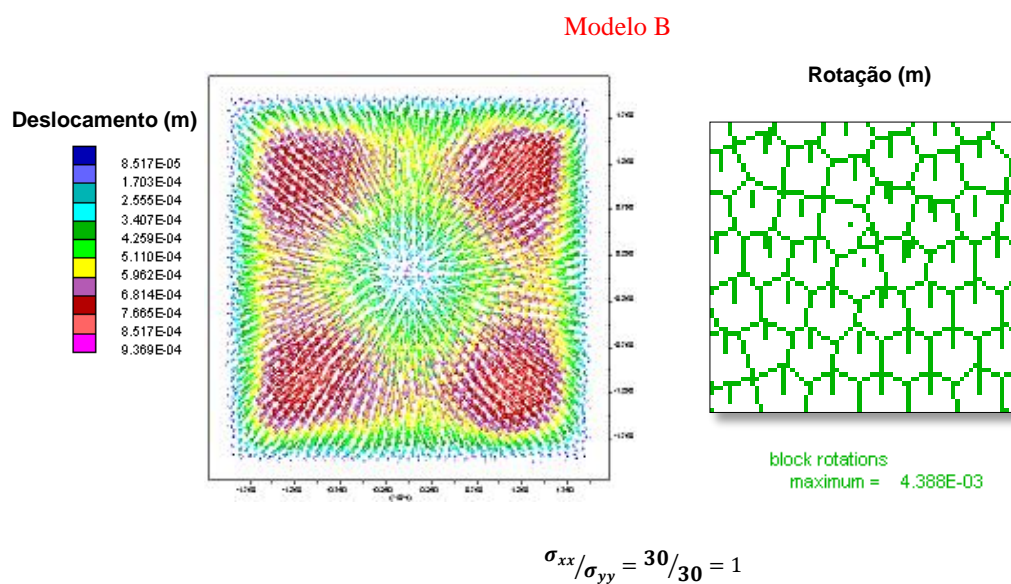
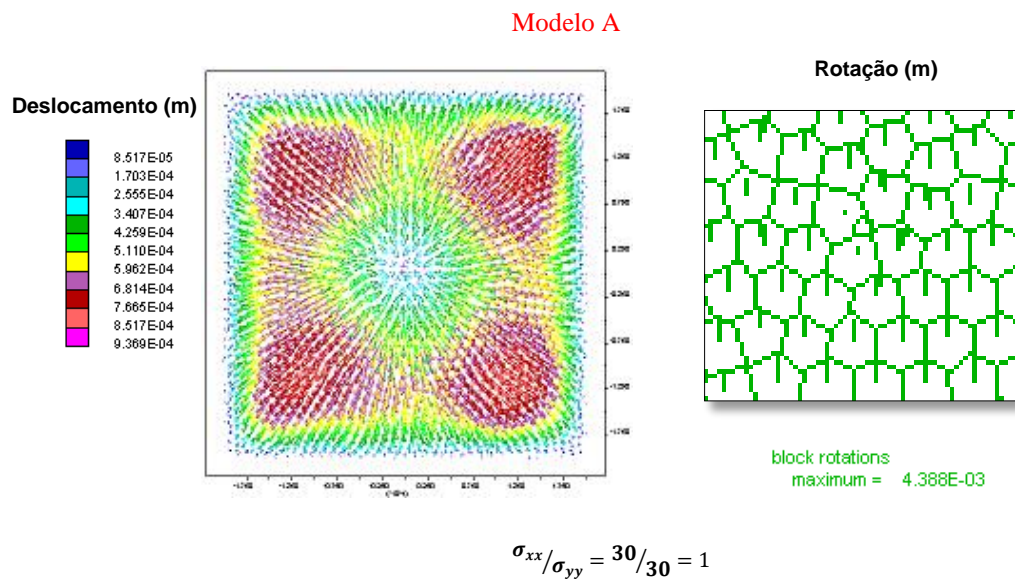
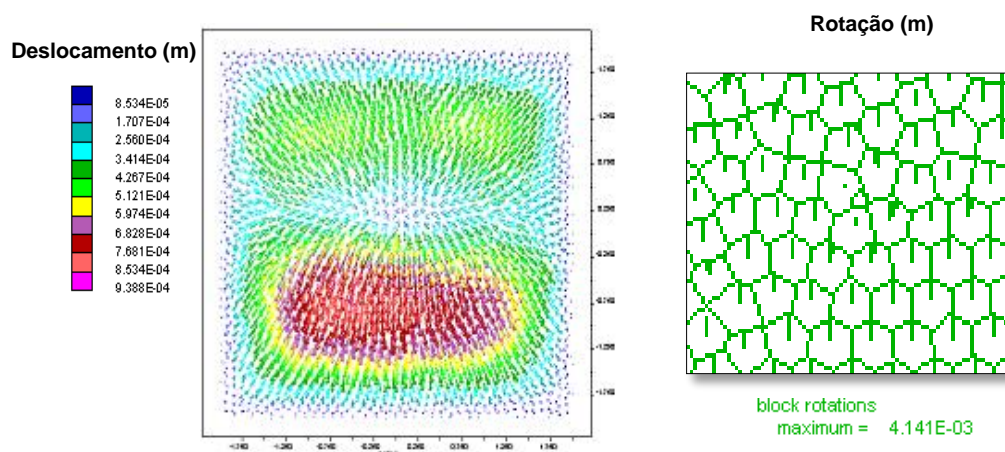


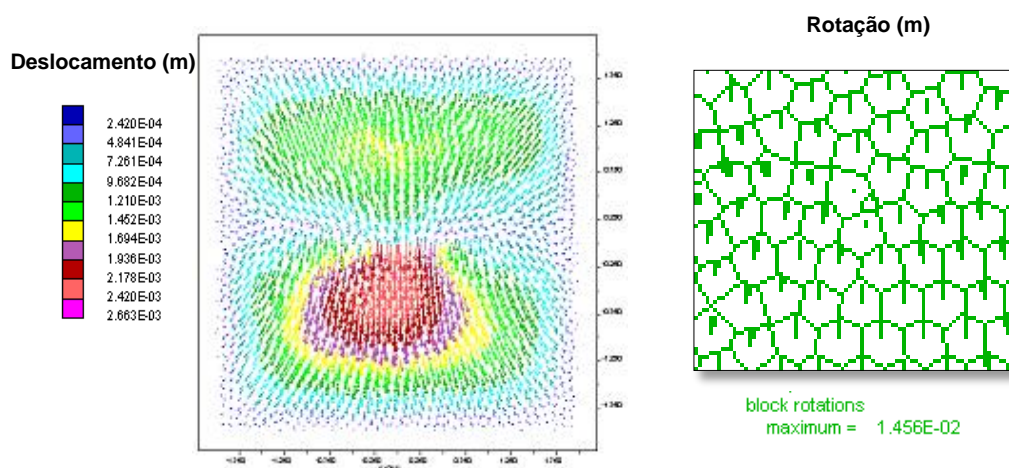
Figura 4.16 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.

Modelo A



$$\sigma_{xx}/\sigma_{yy} = 30/23 = 1.3$$

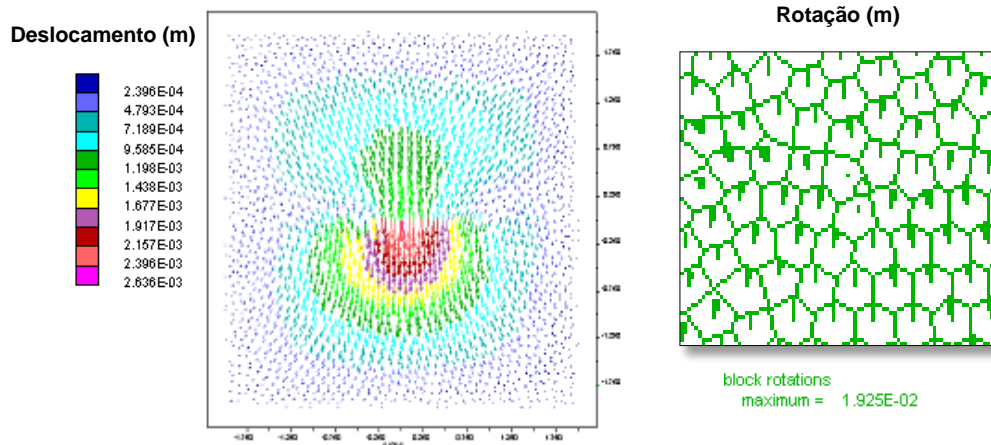
Modelo B



$$\sigma_{xx}/\sigma_{yy} = 39/30 = 1.3$$

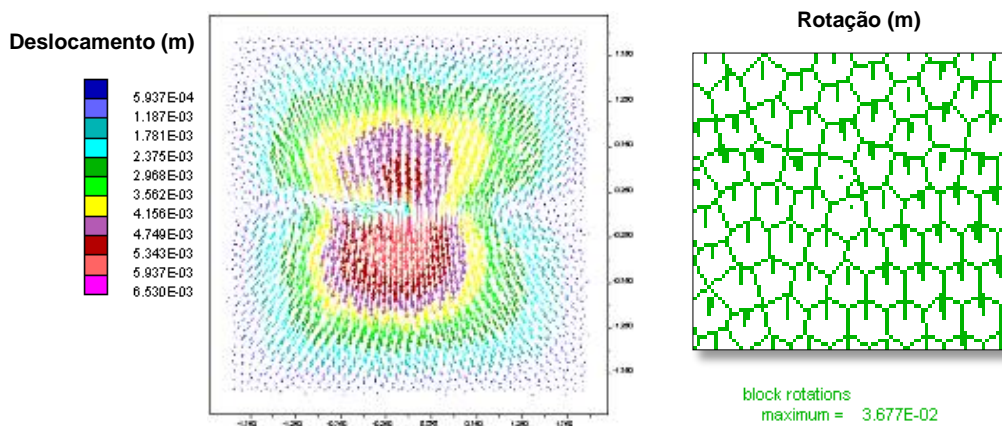
Figura 4.17 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.

Modelo A



$$\sigma_{xx}/\sigma_{yy} = 30/15 = 2$$

Modelo B



$$\sigma_{xx}/\sigma_{yy} = 60/30 = 2$$

Figura 4.18 - Deslocamentos e rotação de blocos para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.

Os blocos localizados ao redor do ponto de injeção rotam levemente, desenvolvendo com isto uma abertura de fratura, a qual gera um incremento da condutividade. Conforme apresentado na Figura 4.18 uma maior rotação dos blocos de rocha é desenvolvida para uma anisotropia maior de esforços ($R = 2$) tanto para o modelo A, quanto para o modelo B. Isto ocasiona deslocamentos cisalhantes e abertura de fratura conforme apresentados na Figura 4.31 e Figura 4.34.

Adicionalmente, o comportamento do deslocamento dos blocos é governado pela razão de esforços, assim, são desenvolvidos deslocamentos uniformes para maior isotropia ($R=1$) e deslocamentos assimétricos perpendiculares ao esforço principal menor para uma razão de esforços maior (Razão 2) nos dois modelos estudados. A assimetria do deslocamento respeito do eixo horizontal para a razão de esforços 2 (Figura 4.28) nos modelos A e B pode ser explicado em base à distribuição aleatória de fraturas no bloco de rocha.

- *Efeito da razão de esforços no deslocamento cisalhante*

Figura 4.19 a Figura 4.21 apresentam o deslocamento cisalhante das fraturas uma vez realizado o tratamento de fraturamento hidráulico. Quando se inicia o processo de injeção e o fluido ingressa à formação a fratura natural é dilatada uma vez superado o esforço normal compressivo atuante. Se o fluxo de fluidos continua, a fratura natural dilatada transforma-se em parte de uma rede de fraturas hidráulicas, isto é, torna-se uma fratura hidráulica e propaga-se através das fraturas naturais. A direção de propagação das fraturas, em grande escala é na direção perpendicular ao esforço principal menor (σ_3). Assim, pode ser observado na Figura 4.31 que para uma maior anisotropia de esforços (razão de esforços 2) a tendência do deslocamento cisalhante é fortemente marcada nesta direção, tanto no modelo A, quanto no modelo B. Para a razão de esforços $R=1$ pode-se observar uma maior uniformidade de deslocamento cisalhante em todas as direções, governada pela isotropia dos esforços in situ. É interessante notar que uma ramificação é desenvolvida na trajetória das fraturas, isto ocorre para nível de esforços isotrópicos no modelo A e B e alta razão de esforços ($R=2$) no modelo B. A ramificação multidireccional atinge o seu nível mais elevado no estado de tensão isotrópica conforme observado na Figura 4.28 para a razão de esforços $R=1$ nos modelos estudados.

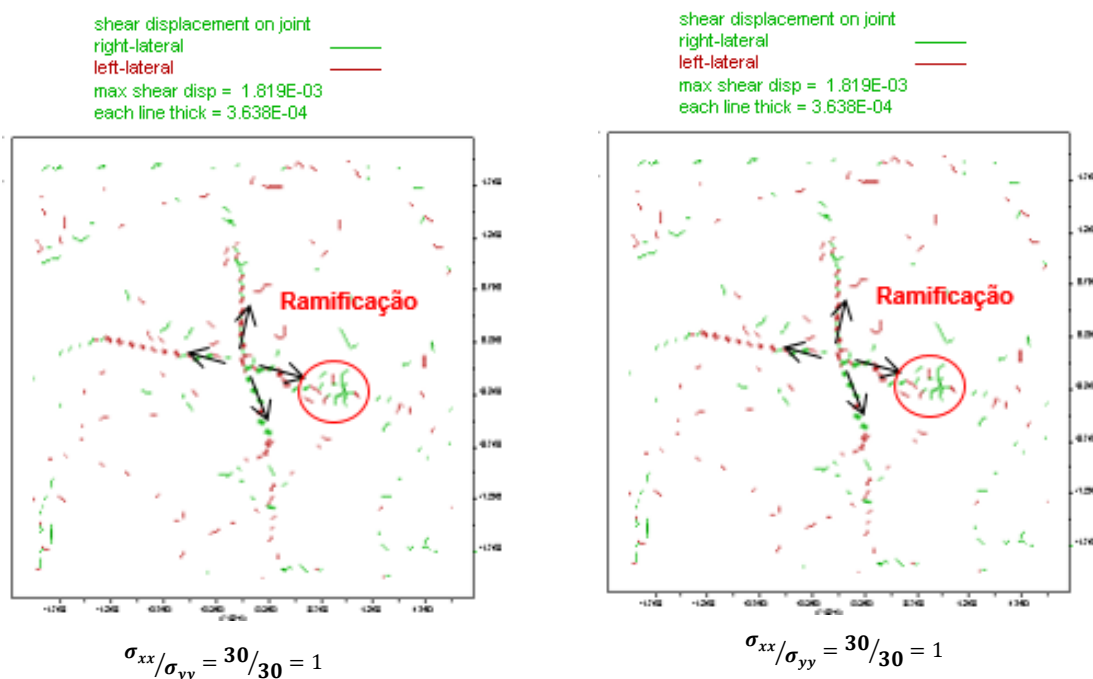


Figura 4.19 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.

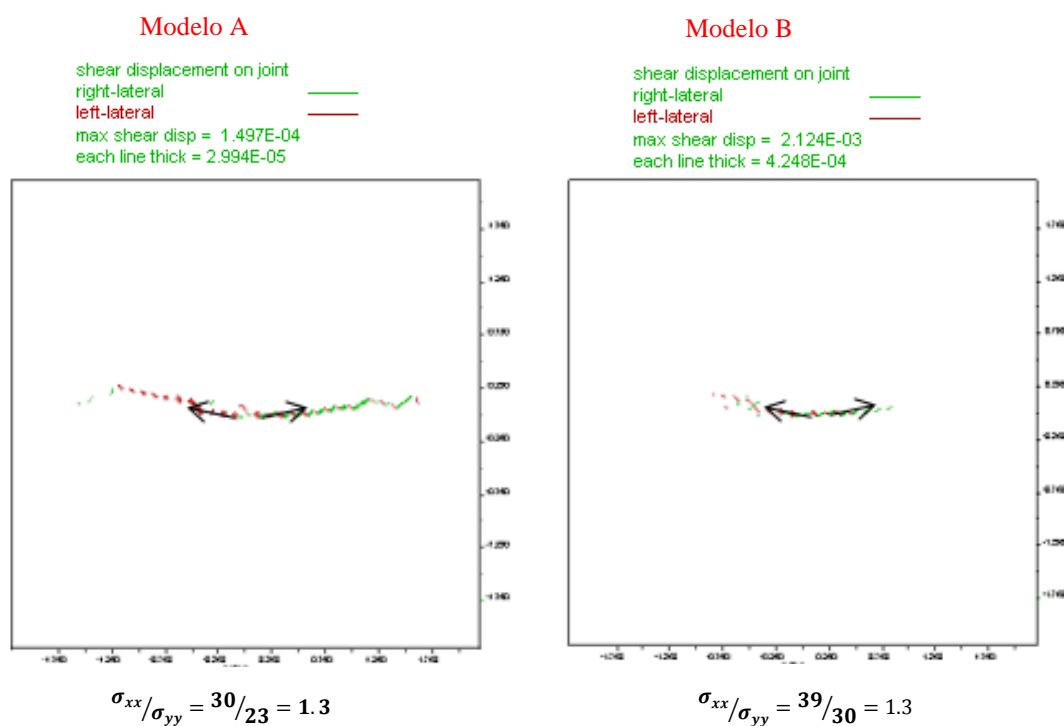


Figura 4.20 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.

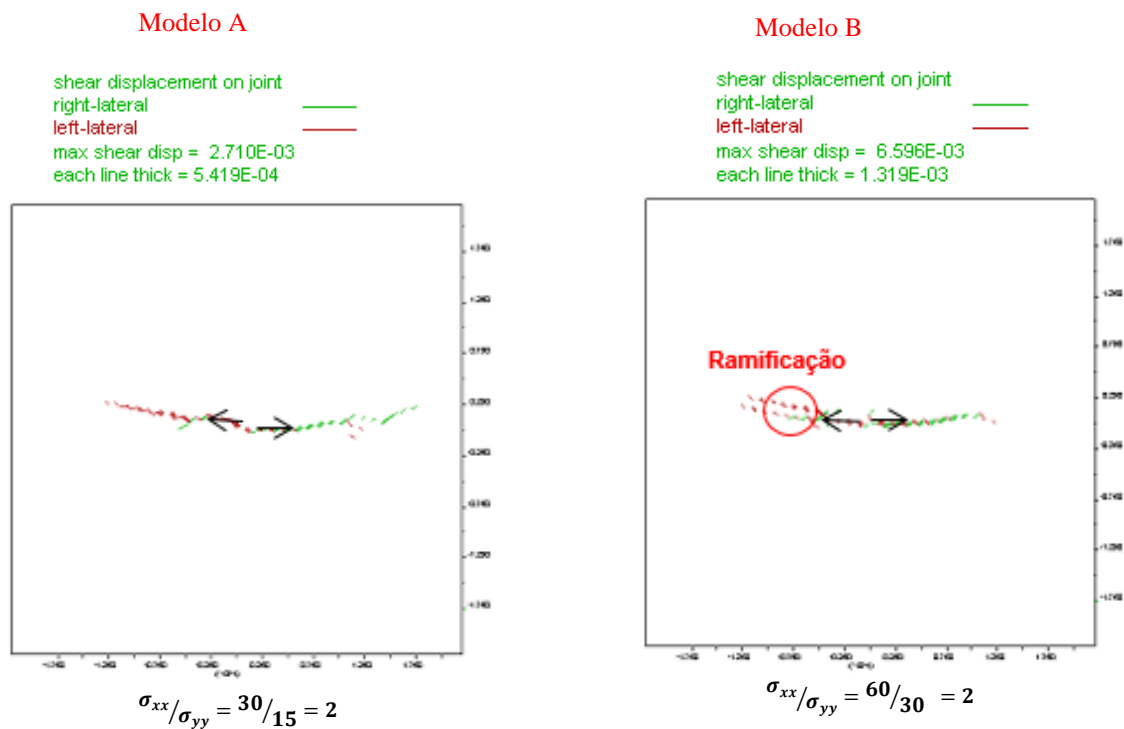


Figura 4.21 - Deslocamento cisalhante das fraturas para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.

- *Efeito da razão de esforços no deslocamento normal*

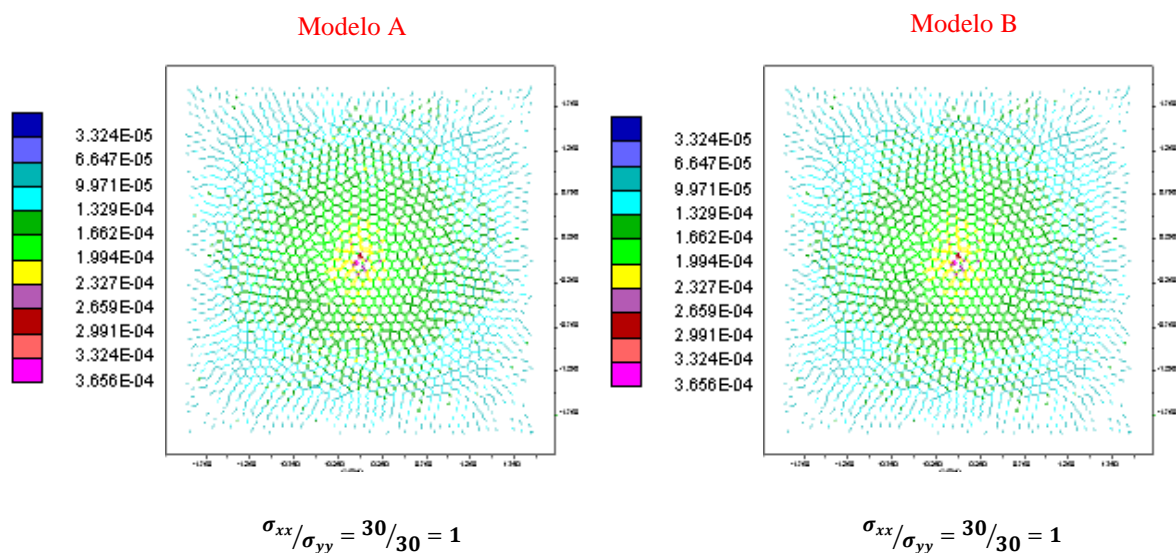


Figura 4.22 - Abertura de fraturas para razão de esforços 1 após 60 segundos de injeção.

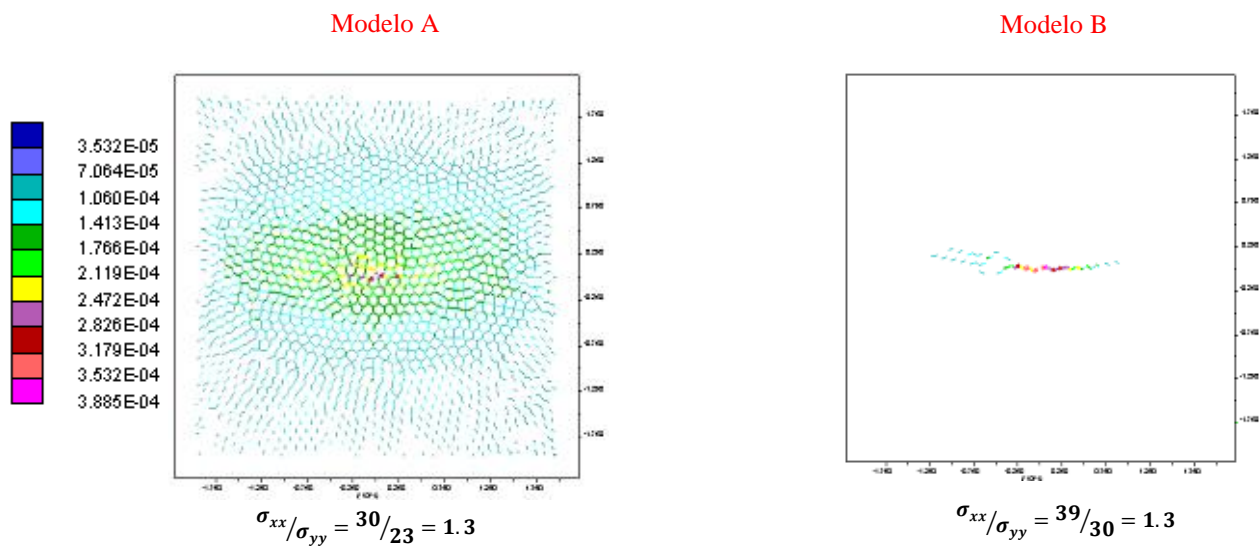


Figura 4.23 - Abertura de fraturas para razão de esforços 1.3 após 60 segundos de injeção.

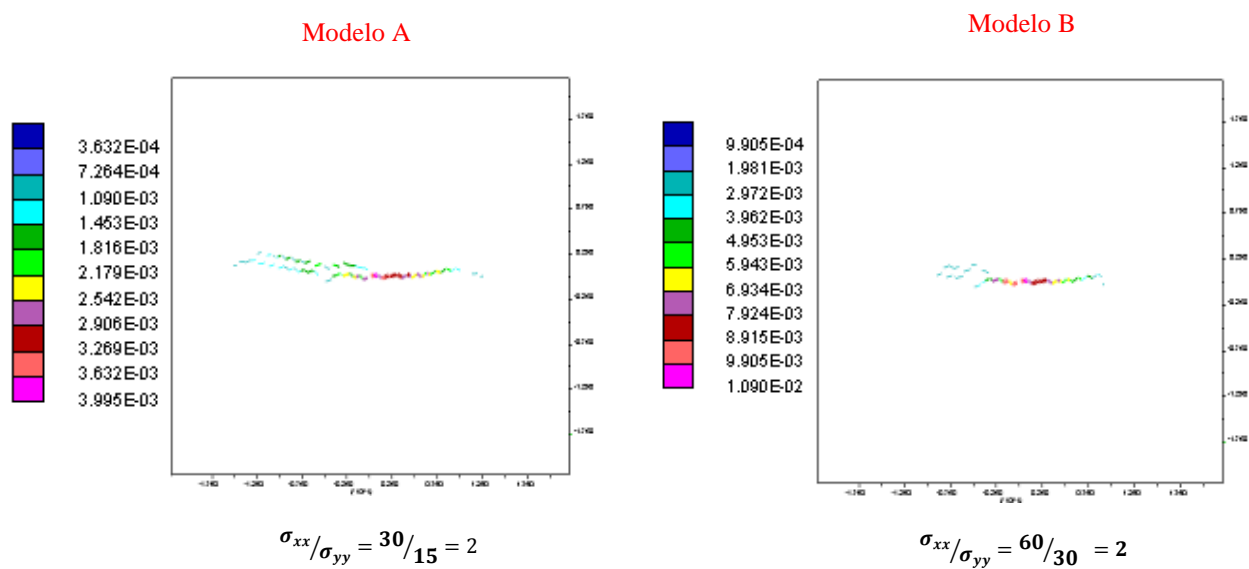


Figura 4.24 - Abertura de fraturas para razão de esforços 2 após 60 segundos de injeção.

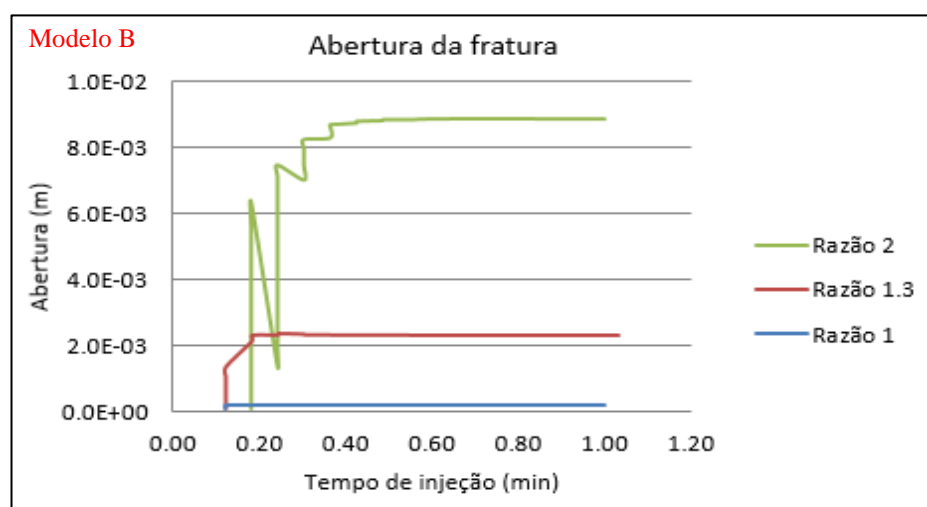
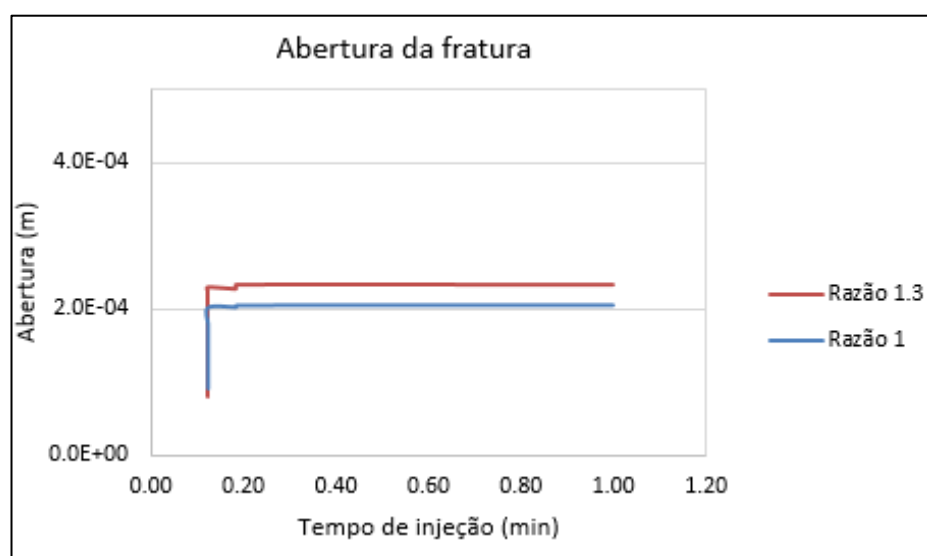
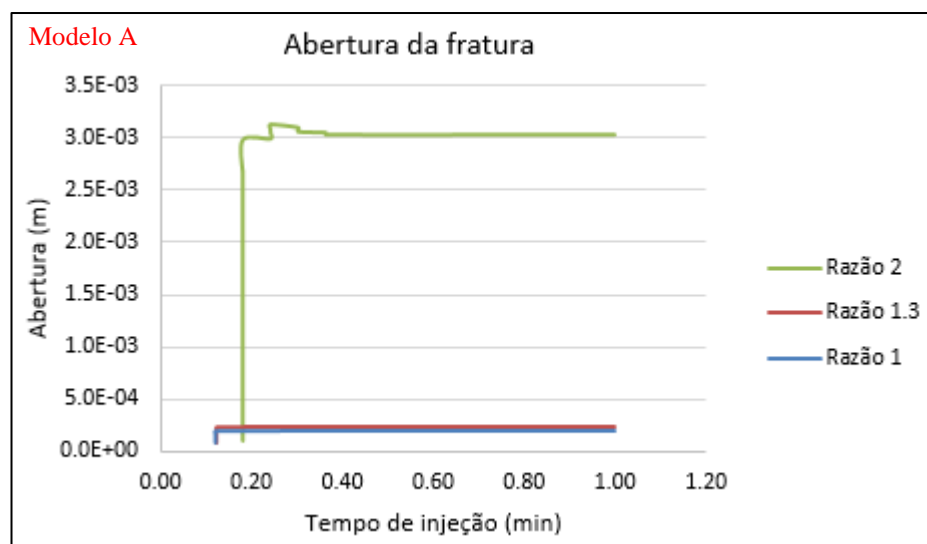


Figura 4.25 - Abertura da fratura em função da razão de esforços no ponto de análise (2.7031, 0.1257).

Pode ser observado por médio da Figura 2.27 que para maior razão de esforços tanto no modelo A quanto no modelo B, a propagação da rede de fraturas hidráulicas foi direcionada perpendicularmente ao esforço principal menor aplicado na formação. Entanto que, para maior isotropia (Figura 2.25) de esforços a rede de fraturas distribuiu-se de forma simetria dentro da formação.

Visando avaliar a abertura das fraturas estimuladas, conforme apresentado na mesma Figura, a abertura desenvolvida para os dois modelos avaliados foi crescente conforme o aumento da razão de esforços.

A Figura 4.9 apresenta o ponto monitoramento (2.7031, 0.1257) do crescimento da fratura para cada uma das razões de esforços avaliadas. Na Figura 2.28, pode ser observado que para a razão de esforços 2 tanto para o modelo A, quanto para o modelo B, a fratura desenvolveu uma maior abertura, isto se explica em base a distribuição anisotrópica de esforços na formação o que influi na distribuição dentro das fraturas, deslocando-se principalmente na direção do esforço principal maior. Além do anterior, maiores esforços na rocha, originam maiores deslocamentos nesta.

É possível analisar que a tensão média influencia os valores da abertura de fratura de forma diferente de acordo com o esforço que muda sob a formação. Assim, é possível observar através da Figura 4.26 que mudanças no esforço principal menor originarão menores aberturas de fraturas para tensões médias crescentes, atingindo valores maiores para menor tensão média e maior anisotropia de esforços ($R=2$). Por outro lado, um aumento da tensão principal maior reflete no aumento de abertura de fratura, atingindo altos valores para maior tensão média e maior anisotropia de esforços ($R=2$).

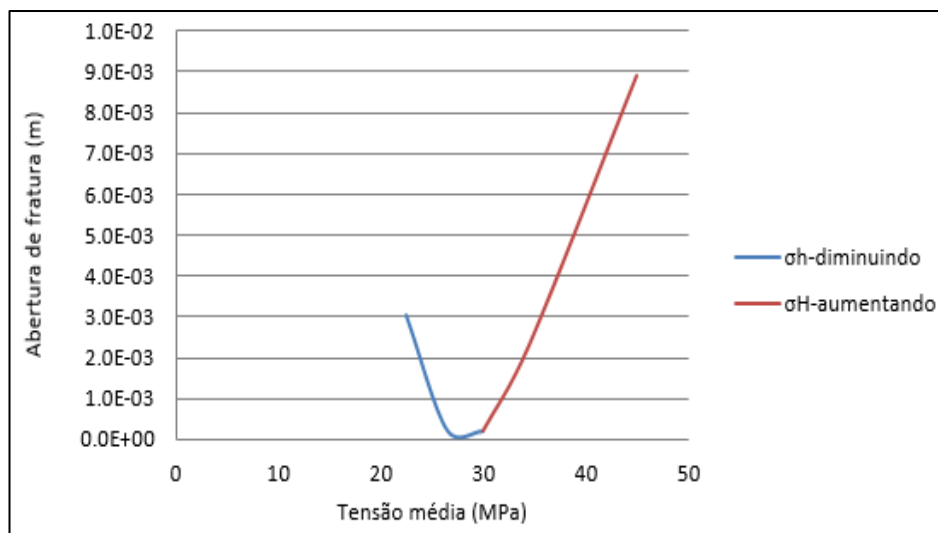
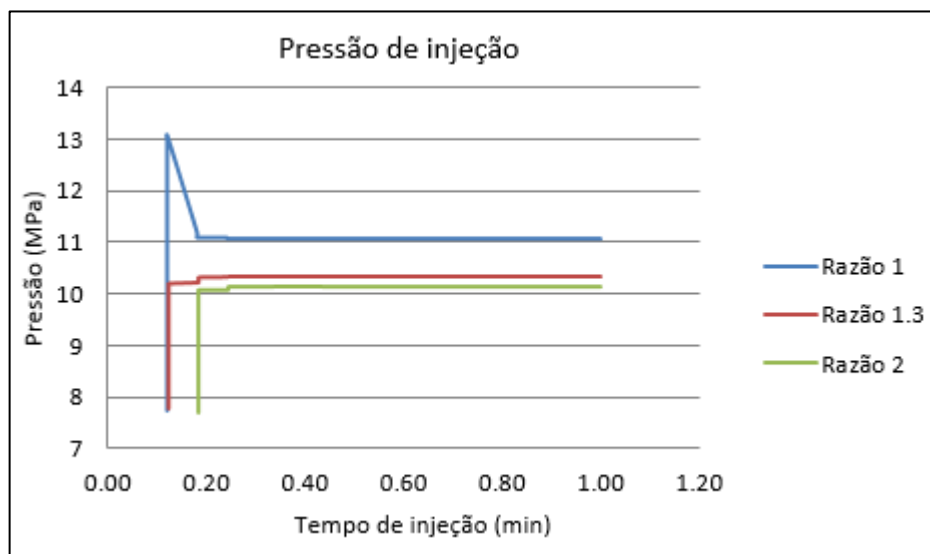


Figura 4.26 - Abertura de fratura em função da tensão média.

- *Efeito da razão de esforços na pressão de injeção*

Modelo A



Modelo B

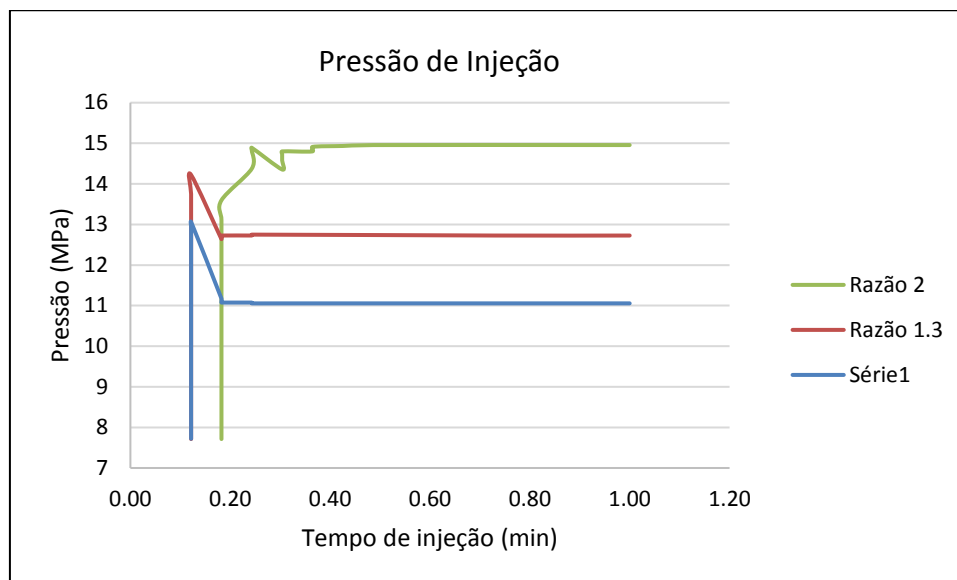


Figura 4.27 - Pressão de injeção em função dos esforços.

A pressão de injeção é uma das variáveis mais importantes a serem monitoradas durante um procedimento de fraturamento hidráulico, portanto o efeito que ocasionam parâmetros como as tensões *in situ* sob esta, deve ser monitorado. No modelo A (Figura 2.30), a pressão de injeção atinge altos valores para uma maior isotropia de esforços ($R=1$), e diminui seu valor com o aumento da razão de esforços, assim para $R=2$ existirá uma maior facilidade de ingresso de fluido na formação, aliviando a pressão de injeção no poço. Entretanto que, no modelo B (Figura 2.30), será desenvolvido um menor valor de pressão de injeção para a razão de esforços igual a 1 quando comparada com as razões de esforços 1.3 e 2, sendo este comportamento adverso ao apresentado no modelo A.

O anterior, pode ser explicado através da tensão média da formação $((\sigma_{xx} + \sigma_{yy})/2)$, a medida que esta aumenta, pressões de injeção maiores serão desenvolvidas, isto é apresentado na Figura 4.28.

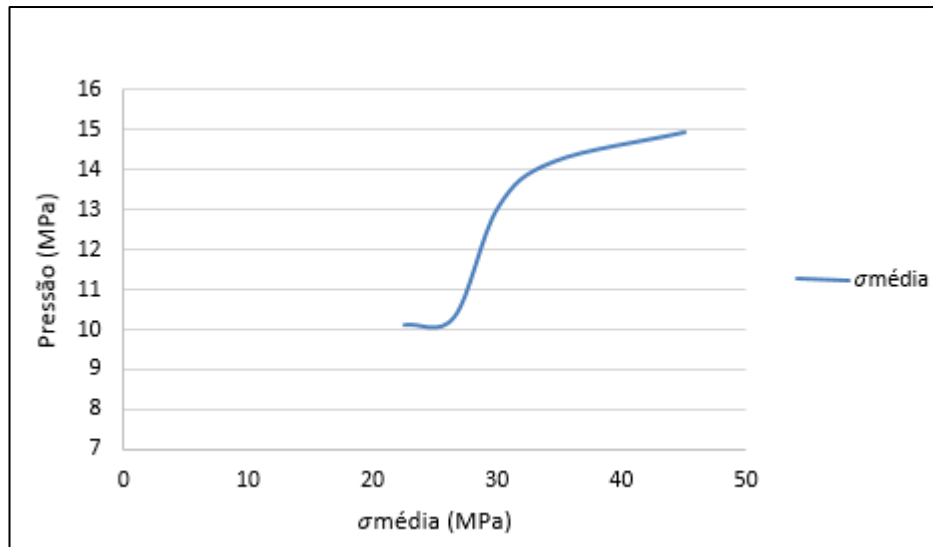


Figura 4.28 - Tendência de crescimento de pressão de injeção em função da tensão média.

4.3.2. Análise em função da taxa de injeção

Os resultados que estão apresentados a seguir se referem às análises realizadas para o modelo numérico apresentado na Figura 4.29 com propriedades descritas na Tabela 4.8. Neste estágio é avaliado o efeito da taxa de injeção sob a propagação da fratura hidráulica e estimulação do reservatório.

Para esta análise, foram monitorados parâmetros como: difusão de poropressão, tendência do fluxo de fluidos, cisalhamento, pressão de injeção e abertura das fraturas, para um tempo de injeção igual a 1 minuto. Nesta análise foram mantidos constantes os parâmetros razão de esforços para o modelo A ($R=2$) e viscosidade do fluido (1 cP).

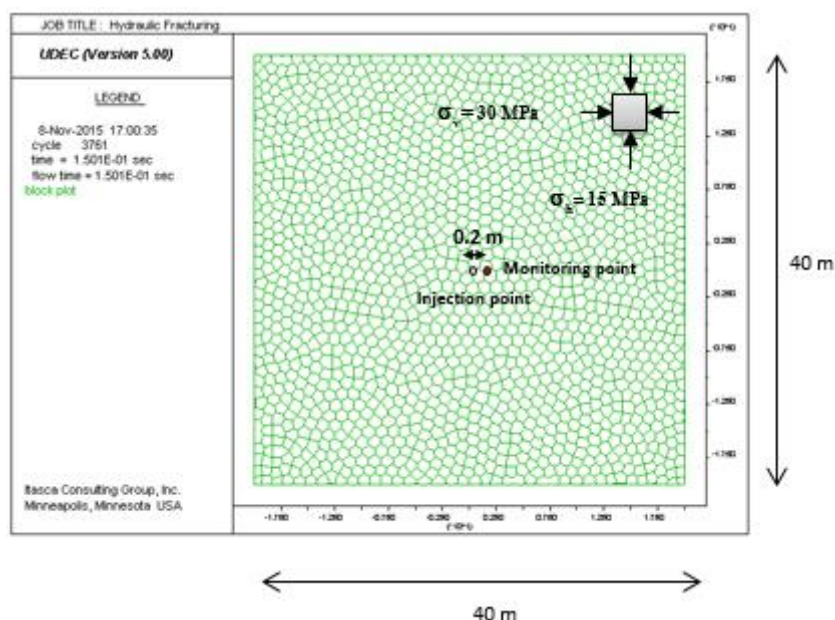


Figura 4.29 - Modelo numérico analisado em função da taxa de injeção.

Tabela 4.8 - Parâmetros analisados para diferentes taxas de injeção.

Propriedades do maciço rochoso		Tabela 4.2
Razão de esforços		2
Viscosidade		1×10^{-3} pas.sec (1 cp)
Tempo de injeção		60 seg
Esforços	$\sigma_v (\sigma_{xx})$ (MPa)	30
	σ_h (MPa)	15
	P_p (MPa)	7.69

- Efeito da taxa de injeção no fluxo de fluidos*

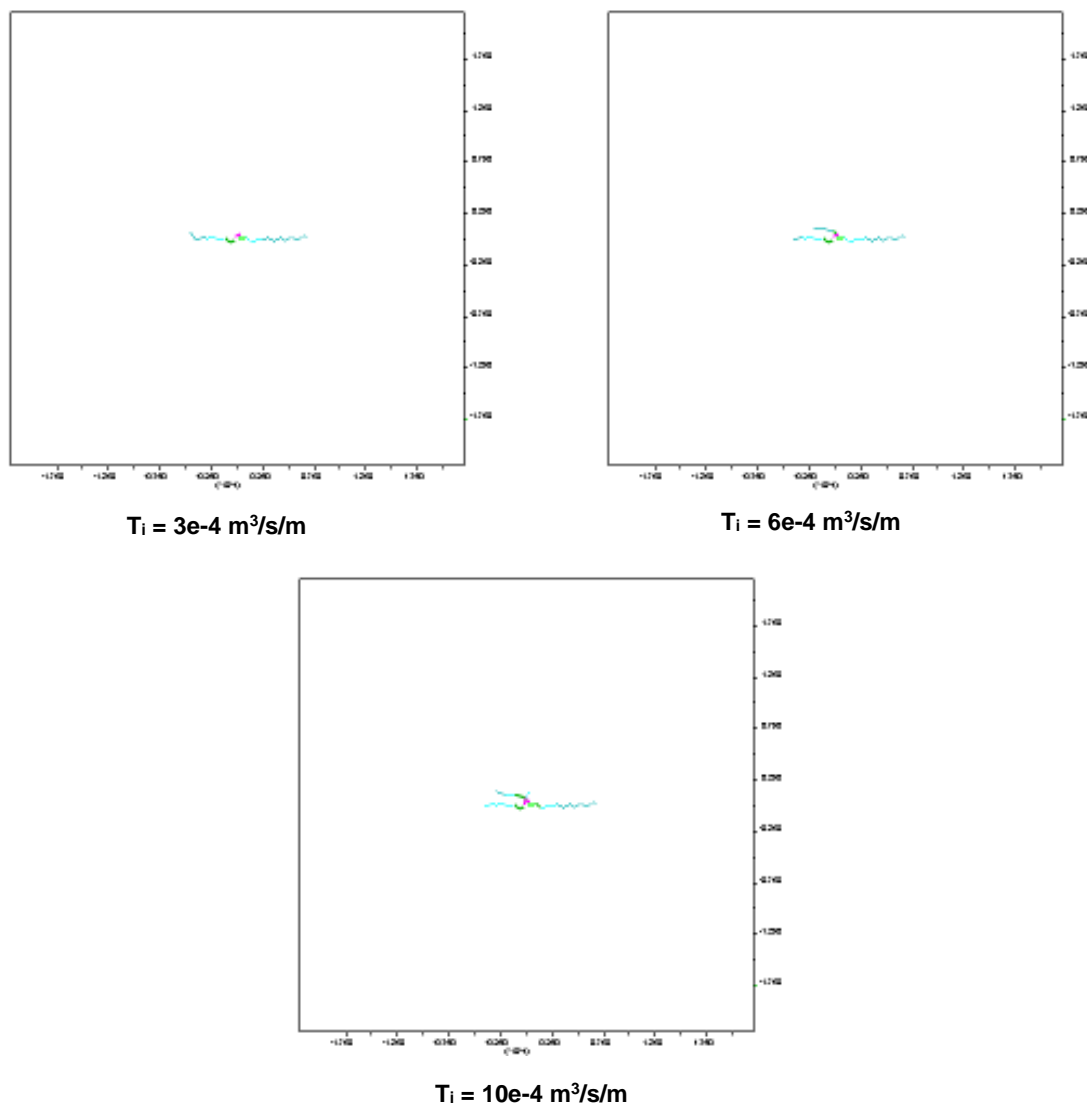


Figura 4.30 - Fluxo de fluidos nas fraturas em função da taxa de injeção.

Pode ser observado por médio da Figura 4.30 que o fluxo de fluidos dentro das fraturas foi como esperado, obtendo-se maior penetração dentro da formação quanto maior foi a taxas de injeção, isto para um mesmo tempo de injeção (60 segundos).

- *Efeito da taxa de injeção na distribuição de poropressão*

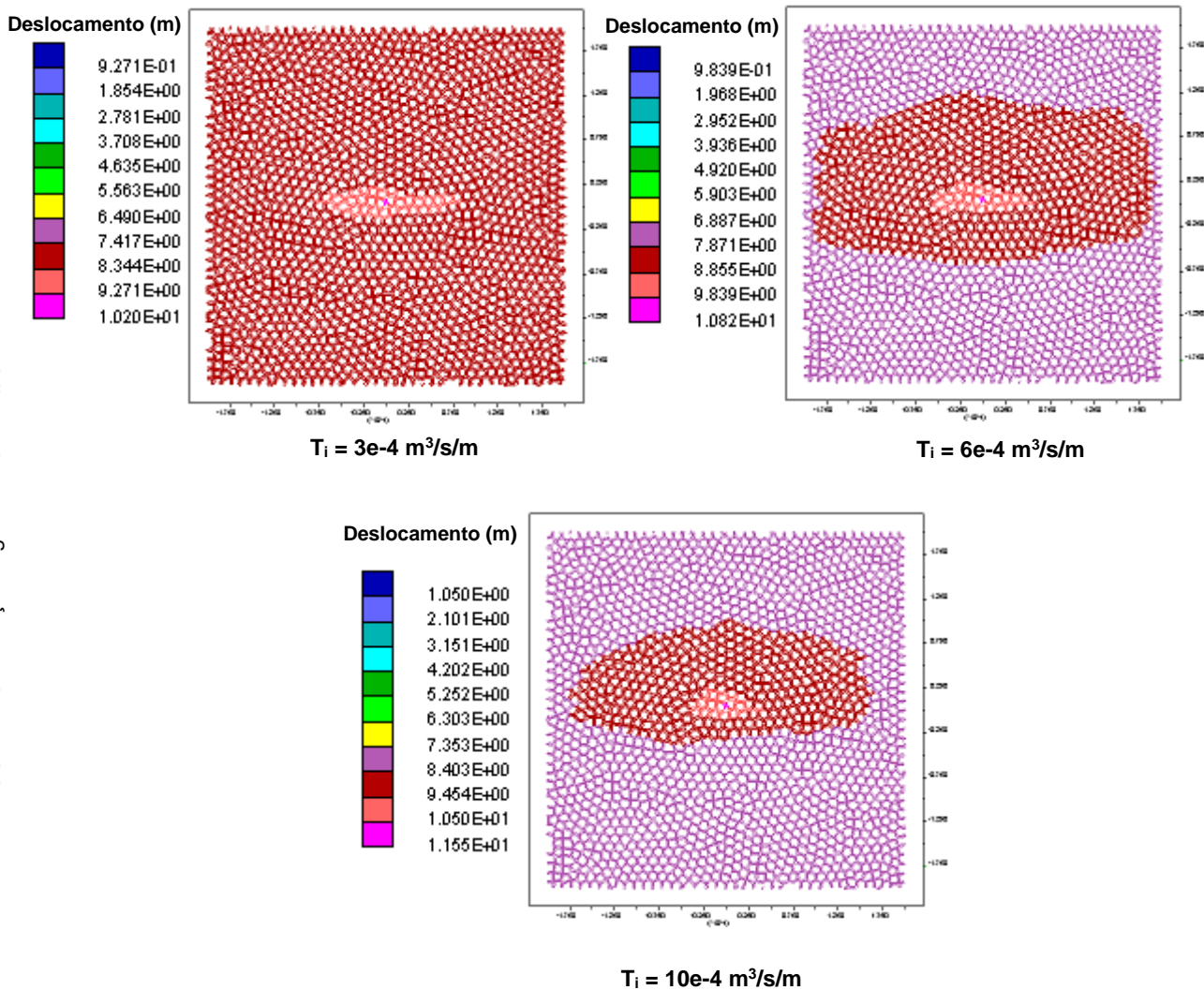


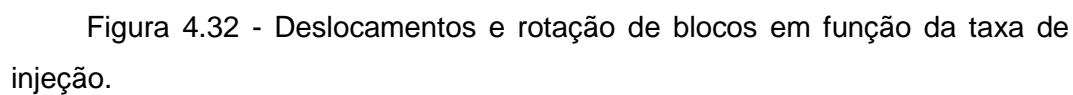
Figura 4.31 - Difusão de poropressão no reservatório em função da taxa de injeção.

Conforme apresentado na Figura 4.31 a difusão de poropressão dentro das fraturas distribui-se principalmente na direção do esforço principal maior,

aumentando seu valor dentro do poço e nas fraturas proporcionalmente à taxa de injeção de fluido para um mesmo tempo de injeção.

- ***Efeito da taxa de injeção no deslocamento dos blocos de rocha***

Os blocos localizados ao redor do ponto de injeção rotam levemente, desenvolvendo com isto uma abertura de fratura a qual gera um incremento na condutividade. Conforme apresentado na Figura 4.32 uma maior rotação de blocos de rocha é desenvolvida para uma maior taxa de injeção ($10\text{e-}4 \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$) ocasionando principalmente deslocamentos cisalhantes e abertura de fratura conforme apresentados na Figura 4.33 e Figura 4.34 respectivamente. Além do anterior, conforme pode ser observado o deslocamento dos blocos se mantem em maior proporção perpendicular ao esforço principal menor para as três taxas de injeção ($3\text{e-}4 \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$, $6\text{e-}4 \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$ e $10\text{e-}4 \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$) sob mesma razão de esforços $R=2$.



- ***Efeito da taxa de injeção no deslocamento cisalhante***

Para um tempo de injeção similar (1 minuto) altas taxas de injeção resultam em deslocamentos cisalhantes com maior interconexão de fraturas ao redor do poço conforme observado na Figura 4.33, o que indica um procedimento de fraturamento hidráulico mais eficaz visando melhorar a permeabilidade da formação. Isto pode ser explicado em base à injeção de grandes volumes de fluido. Por outro lado, baixas taxas de injeção favorecem a criação de deslocamentos cisalhantes em áreas distantes do ponto de injeção, resultando na abertura de fraturas preexistentes. Estas fraturas apresentam pouca interconexão à área do poço, portanto não são muito importantes na contribuição de produtividade do poço. Porém, através destas pode ser comprovado o efeito registrado por a microssismicidade para áreas distantes de onde a poropressão de fluido injetado não ingressou.

Conforme pode ser observado na Figura 4.33, os deslocamentos cisalhantes são desenvolvidos em uma extensa área do reservatório, distribuindo-se em zonas distantes à de penetração do fluido (Figura 4.30), obtendo-se assim uma área estimulada maior em função destes deslocamentos.

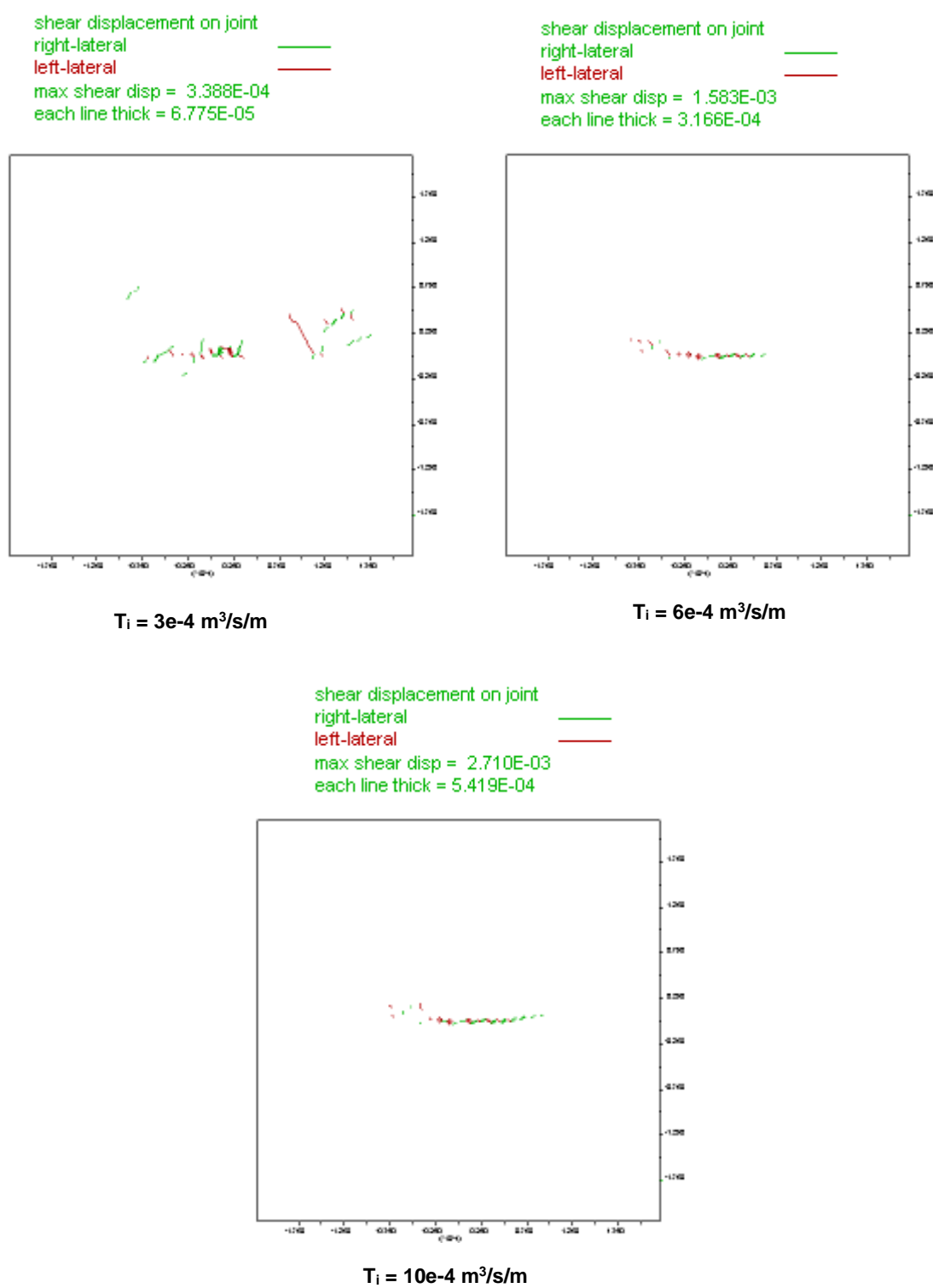


Figura 4.33 - Deslocamento cisalhante das fraturas em função da taxa de injeção.

- *Efeito da razão de esforços na abertura de fratura*

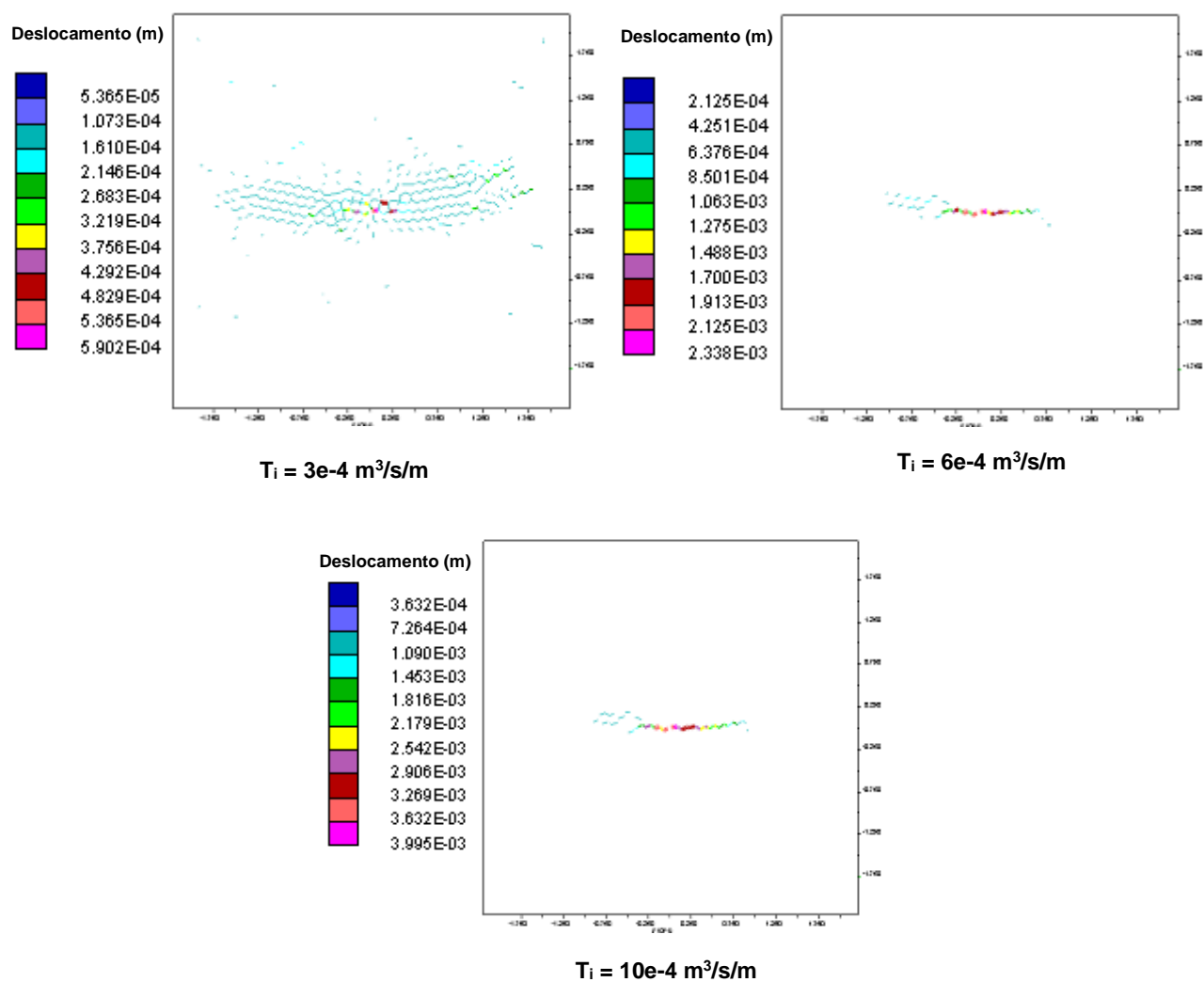


Figura 4.34 - Abertura de fratura em função da taxa de injeção.

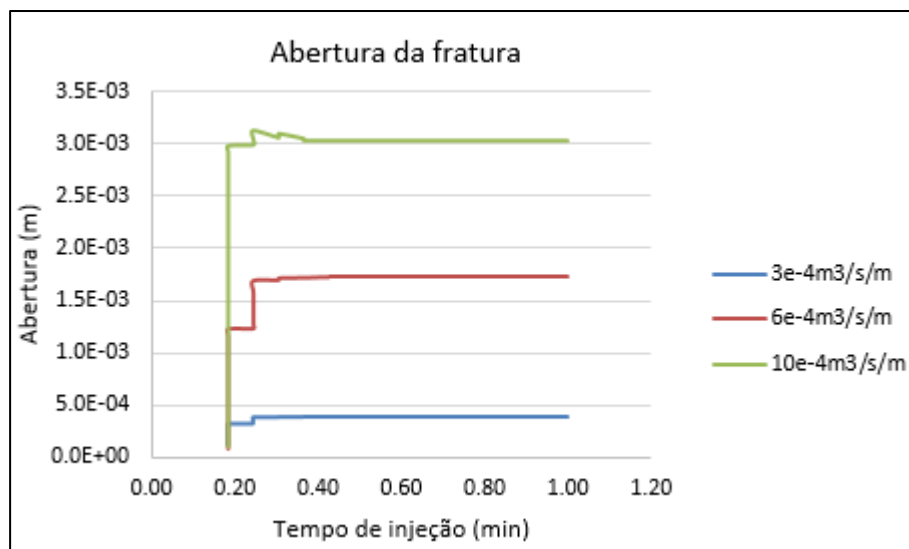


Figura 4.35 - Abertura da fratura em função da taxa de injeção no ponto de análise (2.7031, 0.1257).

Pode ser observado na Figura 4.35 que o deslocamento normal se desenvolveu de forma crescente conforme um aumento da taxa de injeção de fluidos. No caso analisado, para uma taxa igual a $10 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$ estes apresentam valores da ordem de $2.9 \times 10^{-3} \text{ m}$, contribuindo com a maior percentagem do deslocamento total dos blocos de rocha.

A Figura 4.35 apresenta o histórico de abertura da fratura monitorada no ponto (2.7031, 0.1257) conforme sinalizado na Figura 4.29. A abertura de fratura atinge valores maiores para altos valores de taxa de injeção. Assim, para uma taxa de injeção de $10 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$ (135 bpm) a abertura de fratura atingiu um valor médio de $2.9 \times 10^{-3} \text{ m}$ para um tempo de injeção de 1 minuto.

- ***Efeito da taxa de injeção na pressão de injeção***

A Figura 4.36 apresenta o histórico da pressão de injeção (em função do tempo de injeção). Nesta pode ser observado que para as taxas de injeção analisadas a pressão de injeção desenvolveu altos valores quanto maior foi a taxa de injeção estabelecida, mostrando a tendência esperada. Assim, esta apresentou um valor máximo de 10.12 MPa para uma taxa de injeção igual a $10 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}/\text{m}$ (135 bpm).

O comportamento observado para a pressão, registra o momento de abertura das fraturas ao redor do poço (pico de pressão) e sua posterior propagação dentro do reservatório, este comportamento é observado nos procedimentos de fraturamento hidráulico conforme registrado por Néquiz e Robles, 2014.

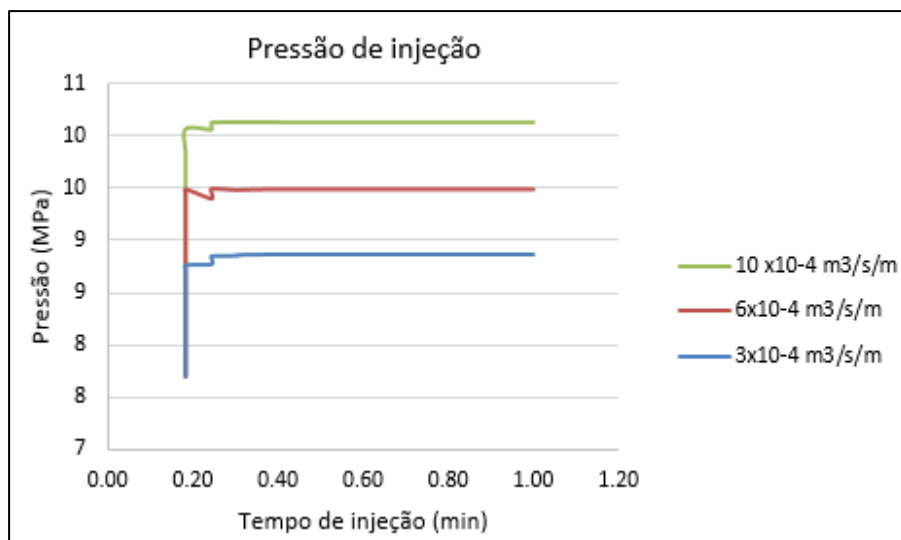


Figura 4.36 - Pressão de injeção em função da taxa de injeção.

4.3.3. Análise em função da viscosidade do fluido

Os resultados que estão apresentados a seguir se referem às análises realizadas para o modelo numérico apresentado na Figura 4.29 com parâmetros descritos na Tabela 4.9. Neste estágio é avaliado o efeito da viscosidade do fluido de fraturamento sob a propagação da fratura hidráulica e estimulação do reservatório.

Para esta análise, foram monitorados parâmetros como: difusão de poropressão, tendência do fluxo de fluidos, cisalhamento, pressão de injeção e abertura das fraturas, para um tempo de injeção igual a 1 minuto. Nesta análise foram mantidos constantes os parâmetros razão de esforços ($R=2$) e taxa de injeção de fluido igual a $10 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s/m}$ (135 bpm).

Tabela 4.9 - Parâmetros analisados.

Propriedades do maciço rochoso	(Tabela 4.2)	
Razão de esforços	2	
Taxa de injeção	10e-4 m ³ /s/m (135 bpm)	
Tempo de injeção	60 seg	
Esforços	σ_v (MPa)	30
	σ_h (MPa)	15
	P_p (MPa)	7.69

- *Efeito da viscosidade no fluxo de fluido injetado*

O fluxo de fluido injetado conforme observado na Figura 4.37, apresenta para baixos valores de viscosidade (1 cP) uma área invadida de maior dimensão e uma distribuição de fluido mais uniforme respeito ao esforço principal menor dentro do reservatório. Esta tendência é correspondente com o esperado uma vez que, para baixos valores de viscosidade de fluido uma menor resistência opõe-se ao fluxo e o caminho seguido pelo fluido será na direção do esforço principal maior. Para valores altos de viscosidade a tendência será uma uniformidade do fluxo de fluidos em todas as direções, isto ocorre devido aos altos valores de pressão desenvolvidos no poço superando a resistência das fraturas e abrindo em todas as direções.

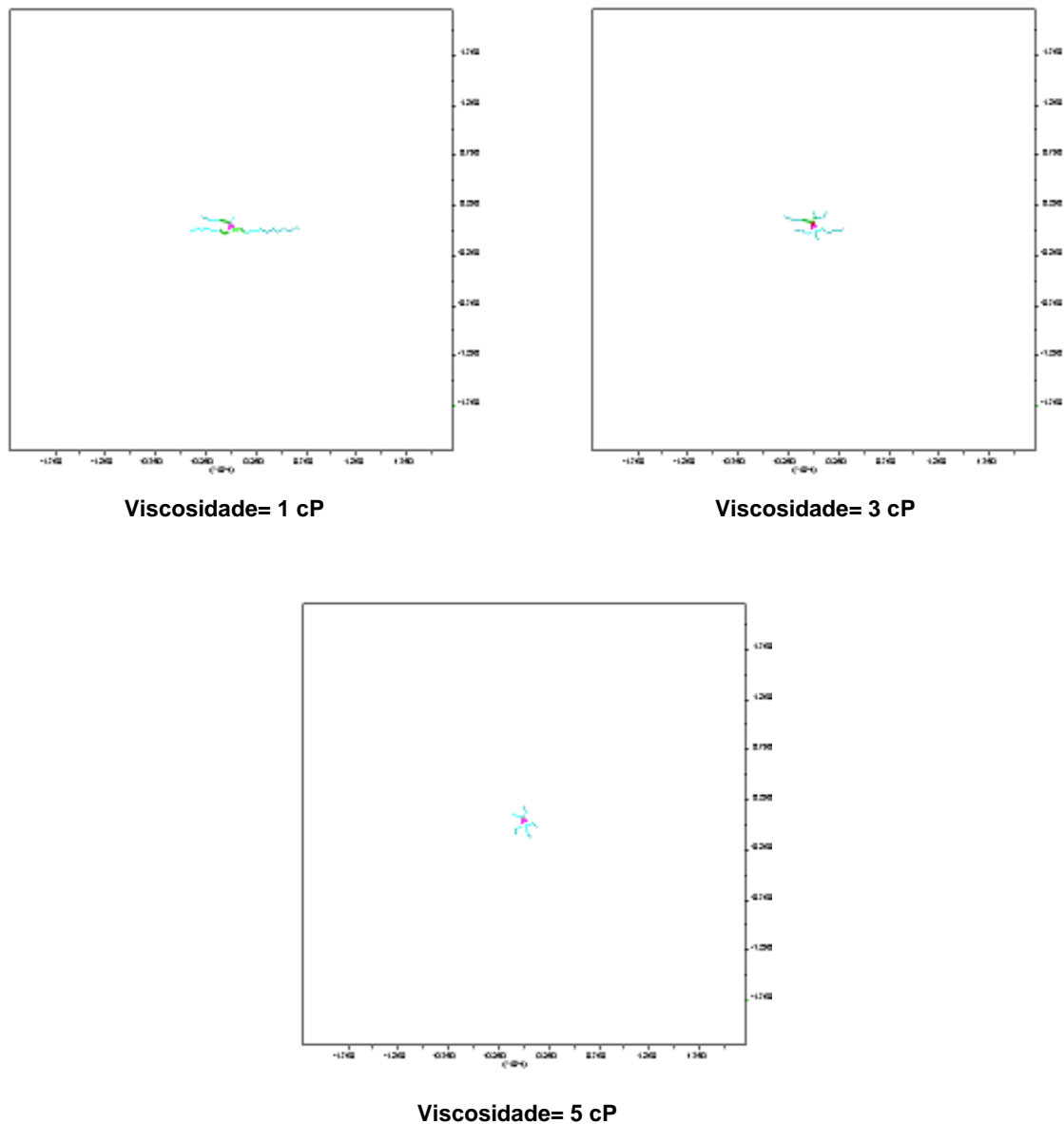


Figura 4.37 - Fluxo de fluido injetado nas fraturas em função da viscosidade do fluido.

- ***Efeito da viscosidade na distribuição de poropressão***

Conforme apresentado na Figura 4.38, a difusão de poropressão para baixos valores de viscosidade apresenta uma distribuição paralela ao esforço principal maior, isto se deve ao fato de menor restrição ao fluxo de fluido de fraturamento, podendo-se distribuir com maior facilidade dentro da formação em função dos esforços *in situ* aplicados. Adicionalmente, altas viscosidades de fluido, geram altos

valores de pressão, originando uma trajetória mais simétrica em todas as direções para o ingresso de fluido na formação. Na medida em que aumenta a viscosidade do fluido de fraturamento e o valor da tensão *in situ* principal menor tende a ser alcançada e superada, o ingresso de fluido e a dissipação de poropressão na formação adquire o formato de tensões isotrópicas *in situ*.

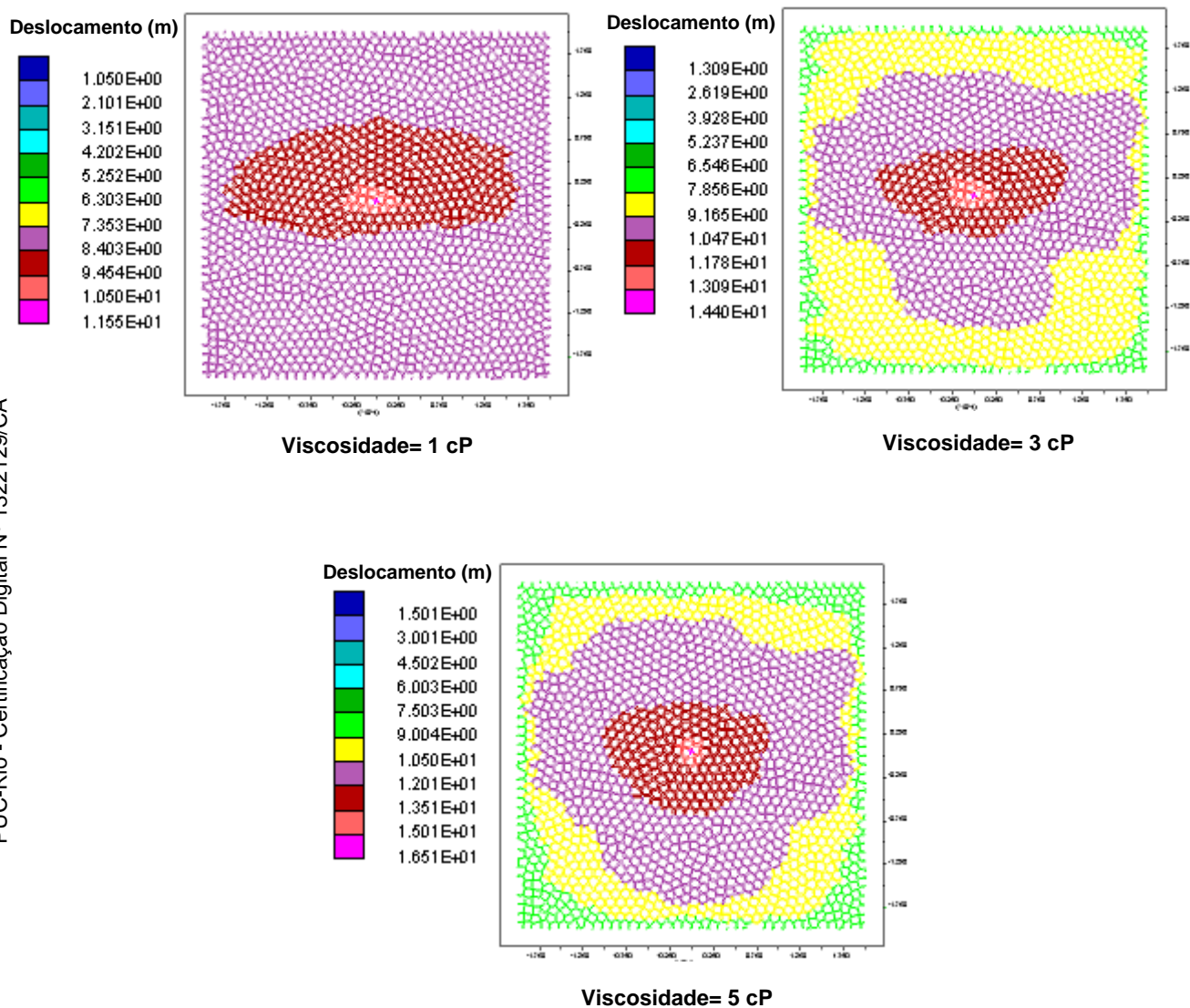


Figura 4.38 - Difusão de poropressão dentro do reservatório em função da viscosidade do fluido.

- *Efeito da viscosidade na pressão de injeção*

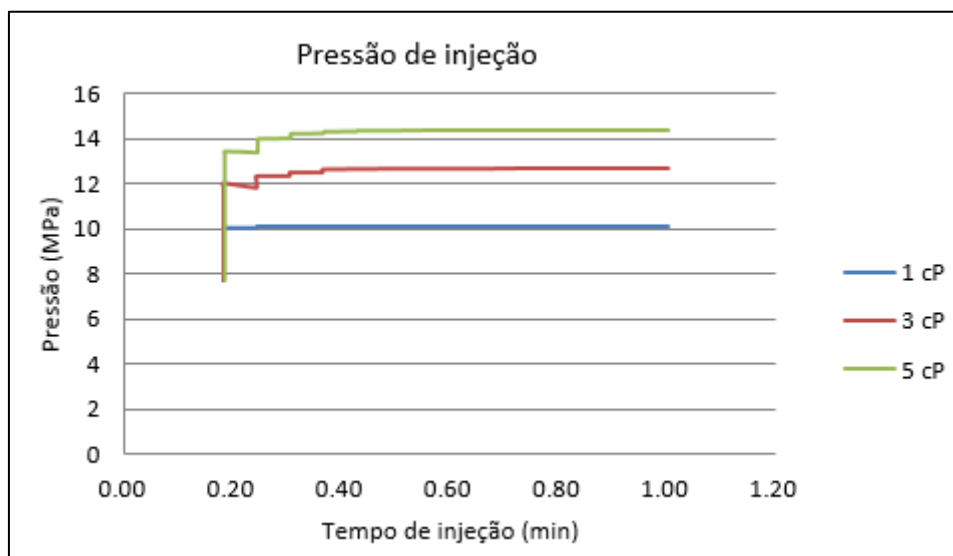


Figura 4.39 - Pressão de injeção em função da viscosidade do fluido.

Valores altos de viscosidades (3 e 5 cP) resultam no desenvolvimento de altas pressões de injeção conforme pode ser observado na Figura 4.39. A pressão de injeção para o caso de viscosidade com valor igual a 5 cP atingiu um valor máximo de 14.7 Mpa. Como esperado o formato de pressão de injeção apresenta um pico inicial que indica a abertura da fratura para 1cP e um comportamento mais irregular para viscosidades de 3 y 5cP, provavelmente devido à alta resistência ao fluxo gerado a partir destes valores de viscosidade.

- *Efeito da viscosidade no deslocamento dos blocos de rocha*

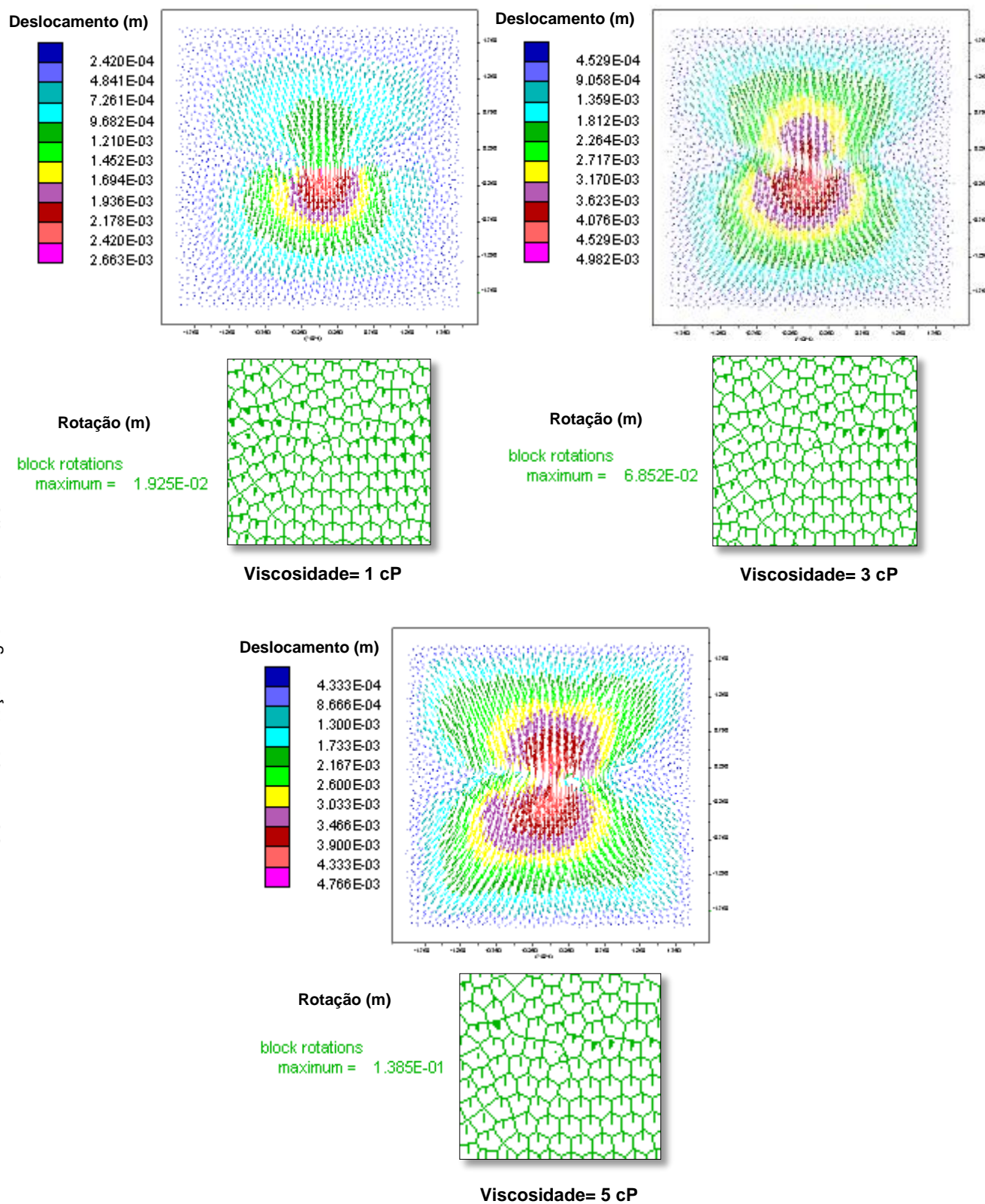


Figura 4.40 - Deslocamentos e rotação de blocos em função da viscosidade do fluido injetado.

Os blocos localizados ao redor do ponto de injeção rotam levemente, desenvolvendo com isto uma abertura de fratura, a qual gera um incremento da condutividade. Conforme apresentado na Figura 4.40 uma maior rotação de blocos de rocha é desenvolvida para uma maior viscosidade do fluido (5cP) ocasionando deslocamentos cisalhantes e abertura de fraturas conforme apresentados na Figura 4.41 e Figura 4.42 respectivamente. Porém foi observado que para uma viscosidade de 3cP foi desenvolvida um maior deslocamento total dos blocos se comparada com os deslocamentos desenvolvidos para uma viscosidade de 5cP. (Pouco significativa, observando a ordem de grandeza dos deslocamentos), isto pode ser explicado em função da redistribuição de esforços na formação.

- *Efeito da viscosidade no deslocamento cisalhante*

O aumento da viscosidade do fluido de fraturamento contribui em relação direta ao desenvolvimento de maior ramificação de fraturas dentro da formação. Conforme pode ser observado na Figura 4.41 os deslocamentos cisalhantes são desenvolvidos em uma extensa área do reservatório, apresentando para uma viscosidade de 5cP deslocamentos distribuídos em zonas distantes à de penetração do fluido, obtendo-se assim uma área estimulada maior em função aos deslocamentos cisalhantes desenvolvidos. Este fenômeno tem sido observado através de medições de microssismicidade (Dusseault, 2014), porém as fraturas estimuladas não possuem interconexão à área do poço, não contribuindo positivamente ao incremento da produtividade deste.

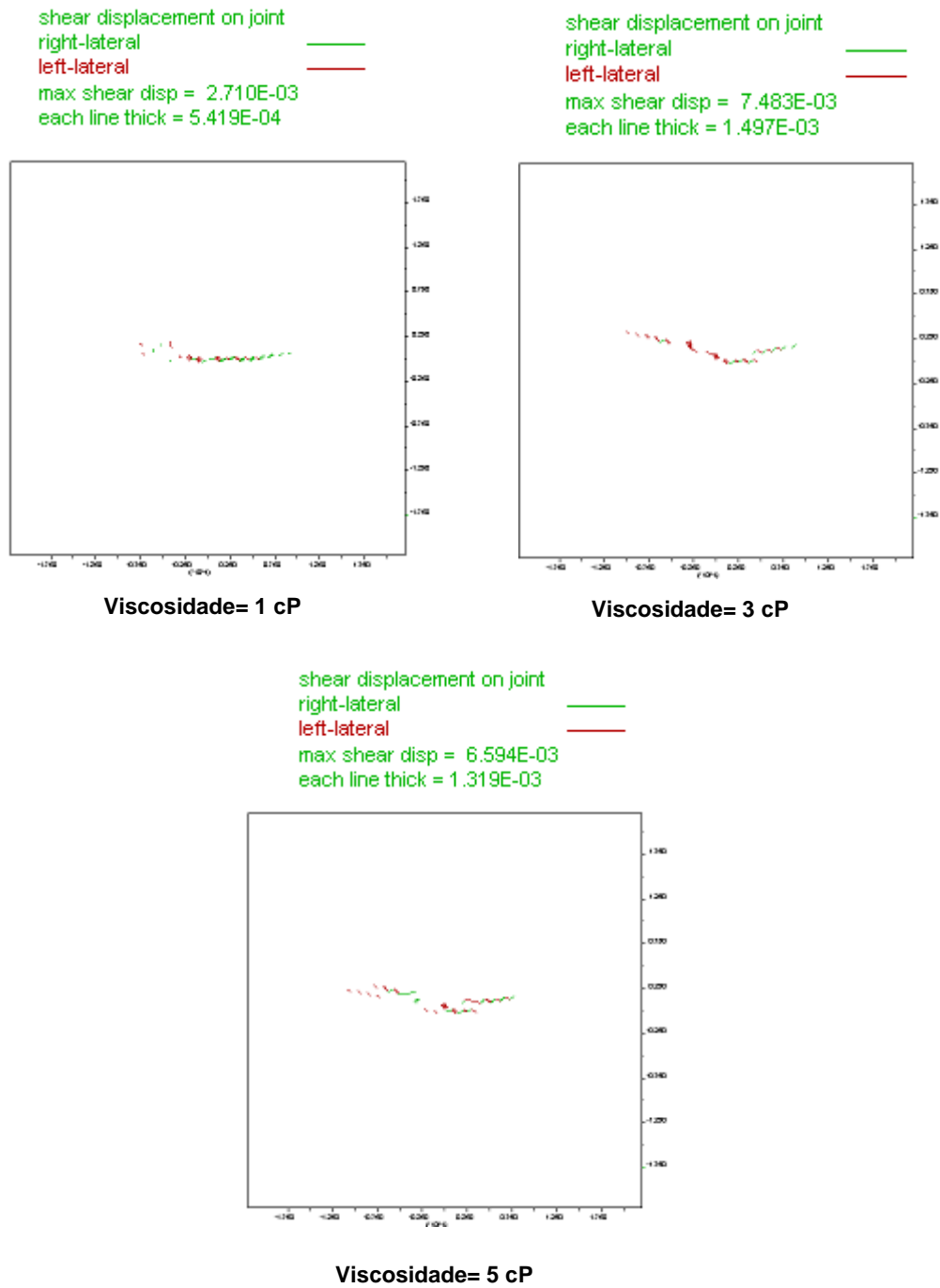


Figura 4.41 - Deslocamento cisalhante da fratura em função à viscosidade do fluido.

- ***Efeito da viscosidade na abertura de fratura***

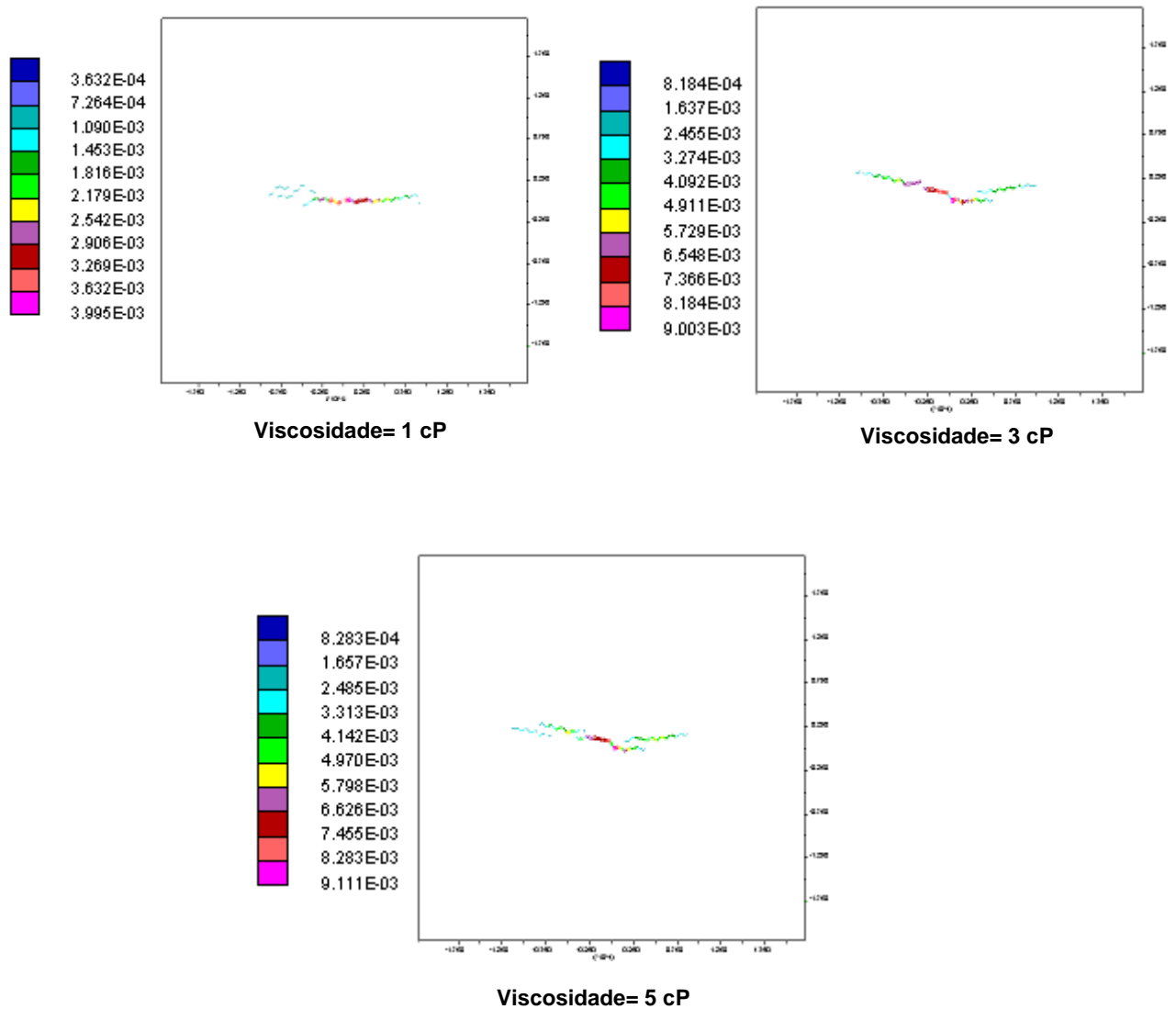


Figura 4.42 - Abertura de fratura após 60 segundos de injeção

Na medida em que a viscosidade do fluido aumenta, o mecanismo de deslocamento normal adquire maior importância uma vez que vá em aumento, isto pode ser observado através da Figura 4.42 indicando assim o efeito que exerce a viscosidade no mecanismo de deslocamento nas fraturas.

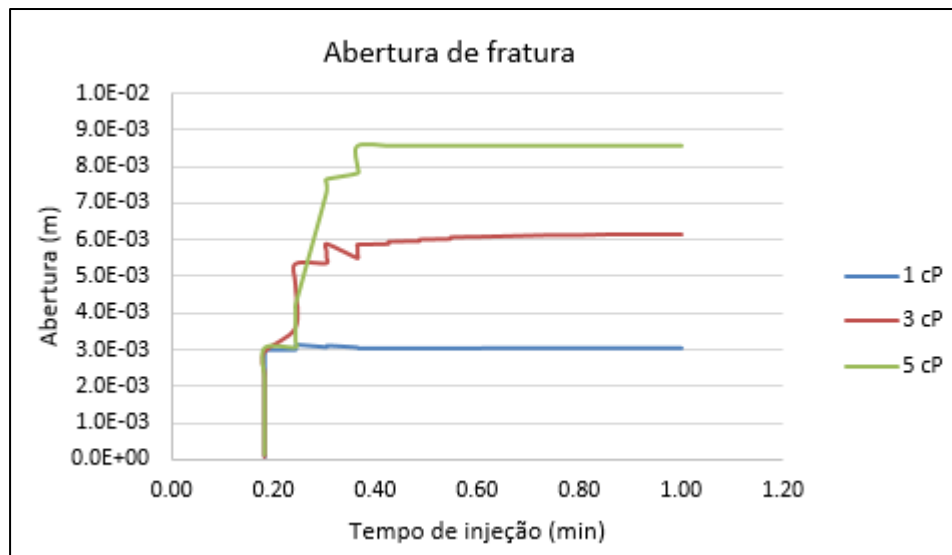


Figura 4.43 - Abertura da fratura no ponto de análise (0.352, 0.7225).

A abertura de fratura como pode ser observado na Figura 4.43 aumenta conforme o aumento da viscosidade do fluido. Assim, para a viscosidade de 5cP é obtida a maior abertura de fratura para o modelo estudado.

5

Considerações finais

5.1.

Conclusões

Esta dissertação teve como objetivo principal estudar a propagação de fraturas em um meio naturalmente fraturado (*shale gas*) sob a variação de parâmetros operacionais como taxa de injeção e viscosidade do fluido de fraturamento e parâmetros mecânicos como variação de esforços *in situ*, considerando uma solução totalmente acoplada do problema hidromecânico. Para tal tarefa, foi necessária uma imersão em diversas áreas do conhecimento como geologia, petrofísica, geoquímica, engenharia de reservatórios, fraturamento hidráulico, fluxo de fluidos na fratura, para que fosse possível compreender a real dimensão do problema proposto.

A idealização geométrica dos modelos buscou satisfazer algumas condições geológicas (estrutura da rocha, plano ortogonal de tensões principais máxima e mínima) e numéricas (análise de plano de propagação de fraturas).

Os resultados obtidos estabelecem que uma fratura hidráulica tende a seguir o caminho da fratura natural local antes que quebrar a resistente matriz de rocha. A orientação global do crescimento de fraturas é mantida normal ao esforço principal menor.

Dada uma diferença de tensões *in situ*:

- O fluxo de fluidos é dominante na direção do esforço principal maior, para razões de esforços maiores ($R=2$).
- A difusão de poropressão segue a direção do esforço principal máximo para uma maior anisotropia de esforços, seguindo a tendência de fluxo de fluidos na formação.
- A leve rotação dos blocos ao redor do ponto de injeção conduz à abertura das fraturas aumentando sua condutividade, estas rotações atingem valores superiores para maior anisotropia de esforços.

- A pressão de injeção de fluido aumenta com o incremento da razão de esforços.
- Campos de esforços anisotrópicos resultam em maiores valores de pressão de injeção.
- A ramificação ocorre logo após do ponto de injeção. Embora a ramificação seja restrita na maioria dos casos, alguma ramificação pode-se desenvolver mesmo para índices (razões) baixos de tensões. A ramificação atinge o seu nível mais elevado no estado de tensão isotrópica.
- A abertura das fraturas e por tanto a condutividade de estas, atinge valores altos para maior anisotropia de esforços sob a rocha, similarmente existe uma maior interconexão com a área do poço.

Pode-se concluir que a razão de esforços tem seu principal efeito na orientação e distribuição da rede de fraturas, uma vez que estas propagam-se na direção do esforço principal maior.

Dada uma diferença de taxas de injeção:

- Uma maior rotação de blocos é desenvolvida para altas taxas de injeção ocasionando principalmente deslocamentos cisalhantes.
- Maior interconexão de fraturas à área de poço e abertura são desenvolvidas para maiores taxas de injeção.
- Menores taxas de injeção resultam em maior deslocamento cisalhante no reservatório, parte destes deslocamentos podem ser encontrados em áreas distantes à área de interconexão ao poço, resultando em áreas não produtivas. Por outro lado, uma porcentagem do deslocamento cisalhante com interconexão ao poço é desenvolvida em uma área mais afastada à atingida pelo fluxo de fluidos, mostrando como este deslocamento contribui ao ganho de produtividade do reservatório. O deslocamento normal dos blocos é maior quanto maior é a razão de esforços contribuindo à permeabilidade das fraturas.
- O efeito de altas taxas de injeção na pressão de injeção é o aumento em proporção direta a esta.
- Pode ser concluído que altas taxas de injeção para fluidos de baixa viscosidade (*slickwater*) resultam em uma maior interconexão de fraturas e maior condutividade hidráulica.

Dada uma diferença de viscosidade de fluido:

- Uma maior rotação de blocos é desenvolvida para altas viscosidades de fluido ocasionando altos deslocamentos normais e cisalhantes na rocha.
- Maior interconexão de fraturas à área de poço e aberturas de fratura são desenvolvidas para maiores valores de viscosidade.
- Deslocamentos cisalhantes com interconexão à zona de poço são desenvolvidos em zonas distantes à área de penetração do fluido de fraturamento, contribuindo assim, ao aumento da área de reservatório estimulada, porém não contribuem ao aumento do índice de produtividade do reservatório. Valores altos de viscosidades de fluido resultam em maior deslocamento cisalhante no reservatório. O deslocamento normal dos blocos aumenta em forma proporcional ao aumento da viscosidade do fluido.
- O efeito do aumento da viscosidade na pressão de injeção é o aumento em forma proporcional a esta.

Como conclusão geral, pode-se afirmar que a consideração de estruturas geológicas complexas como um modelo de fraturas aleatórias (*voronoi*), tem caráter fundamental para a realização de uma modelagem numérica realística em reservatórios naturalmente fraturados na geomecânica do fraturamento hidráulico. Aliado a isso, tem-se o emprego de metodologias robustas para a simulação do fraturamento hidráulico, conforme foram aplicadas neste trabalho.

Portanto, para o caso de análise de fraturamento hidráulico, as abordagens empregadas neste estudo apresentam um grande potencial de aplicação, podendo ser aplicadas no fluxo de trabalho de analistas de reservatórios. Tal abordagem, pode auxiliar na tomada de decisão em relação às possíveis configurações, vazões e viscosidades que podem ser aplicadas no procedimento de fraturamento hidráulico.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Uma vez realizada a conclusão deste trabalho, algumas sugestões são realizadas para futuras pesquisas relacionadas ao assunto abordado nesta dissertação.

- Recomenda-se considerar efeitos adicionais associados a parâmetros como temperatura e interação química da rocha-fluido, parâmetros importantes na em rochas argilosas naturalmente fraturadas.
- Realizar modelagens numéricas em três dimensões, visando a inclusão de cenários geométricos adicionais a os avaliados em simulações 2D.
- Realizar um estudo paramétrico de fraturas com diferente valor de coesão, ângulo de fricção e dilatação.
- Inclusão de características geológicas como falhas em diferentes distancias ao ponto de injeção.
- Realizar uma análise paramétrica de diferentes tipos de fluxo como transiente com fluidos compressíveis e incompressíveis, mesmo que a expansão termal do fluido.

6

Referências bibliográficas

ADAMS, J., ROWE, C., **Differentiating applications of hydraulic fracturing.** Society of Petroleum Engineers, ISRM-ICHF-2013-002, International Society for Rock Mechanics, 2013.

AGUILERA, R., **Naturally Fractured Reservoirs.** Geology and Eng., n.2, p.1,14,77,148,315. 1995.

AHA, A., BROWN, T., DELGADO, R., LEE, D., PLUMB, D., SMIRNOV, N., MARSDEN, R., PRADO-VALVERDE, E., RAMSEY, L., SPOONER, D., STONE, T., STOUFFER, T., **Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo.** Oilfield Review, v. 15, no. 2, p. 22-41, 2003.

ALENZA, A., **Investigación técnica carbón.** Dirección General Energía, Informe final, EUR 17432 ES, 1998.

ALEXANDER, T., BAIHLY, J., BOYER, C., CLARK, B., JOCHEN, V., CALVEZ, J., LEWIS, R., THAELE, J., TOELLE, B., **Shale gas revolution.** Oil field review Schlumberger, v. 23, n. 3, 2011.

ANDERSON, G. D., **Effects of friction on hydraulic fracture growth near unbonded interfaces in rocks.** Society of Petroleum Engineers, SPE-8347-PA, Society of Petroleum Engineers Journal, 1981.

ARTHUR, J. D., BOHM, B., LAYNE, M., **Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the Marcellus shale.** GWPC Annual Forum, 2008.

ATLAS PETROLOGÍA SEDIMENTARIA. **Rocas Carbonáticas- Fractura.** Disponível em:

http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrosed/rc/por/ejemplos_pnsf_fr.html,
2015. Acesso em: 06. oct. 2015.

AZKENAZI, A., BISCAYART, P., CÁNEVA, M., MONTENEGRO, S., MORENO, M., **Analogía entre la formación Vaca Muerta y shale gas/shale oil plays de EEUU**. Society of Petroleum Engineers, Argentine Petroleum Section, Concurso de Jóvenes Profesionales, 2013.

BAKER, R. O., KUPPE, F., **Reservoir characterization for naturally fractured reservoirs**. Society of Petroleum Engineers, SPE 63286-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2000.

BOSCHÉE, P., **Handling produced water from hydraulic fracturing**. Oil and Gas Facilities, v. 1, n. 1, p. 23-26.

BOURBIAUX, B., BASQUET, R., DANIEL, J. M., HU, Y., JENNI, S., LANGE, A., RASOLOFOSAON, P., **Fractured reservoirs modeling. A review of the challenges and some recent solutions**. V. 23, n. 9, 2005.

BRATTON, T., VIET, D., VAN, N., DUC, N., GILLESPIE, P., LI, B., MARCINEW, R., MONTARON, B., NELSON, R., SCHODERBEK, D., SONNELAND, L., **The nature of naturally fractured reservoirs**, Oilfield Review, 2006.

CASTRO, L., CRAIG, S., MICHELI, R., LIVESCU, S. **Overcoming extended-reach challenges for annular fracturing**. Society of Petroleum Engineers, SPE 173683-MS, SPE/ Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 2015.

CHO, D., PEREZ, M., **Brittleness revisite**, GeoConvention, 2014.

CIPOLLA, C.L., LOLON, E.P., ERDLE, J.C., RUBIN, B. **Reservoir modeling in shale-gas reservoirs**. Society of Petroleum Engineers, SPE 125530- PA, SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2010.

CUNDALL, P.A. **Computer modeling of jointed rock masses**. 8th international conference on computer e advances in geomechanics, siriwardance, 1978.

CURTIS, J.B. **Fractured shale-gas systems**. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists 86 (11), p. 1921-1938, 2002.

DAMJANAC, B., AZADEH, R., **Numerical Study of Interaction Between Hydraulic Fracture and Discrete Fracture Network**. International Society for Rock Mechanics, ISRM, ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, 2013.

DAHI-TELEGHANI, A., OLSON, J.E., **Numerical Modeling of multi-stranded hydraulic fracture propagation: Accounting for the interaction between induced and natural fractures**. Society of Petroleum Engineers, SPE-124884-MS, SPE, Annual Technical Conference and Exhibition, 2009.

DEMBICKI, H., **Shale gas geochemistry mythbusting**. American Association of Petroleum Geologists, Annual Convention and Exhibition, 2013.

DERSHOWITZ, W., LEE, G., GEIGER, J., FOXFORD, T., LA POINTE, T., THOMAS, A., **Interactive discrete fracture data analysis, geometric modeling, and exploration simulation**. Golder associates, users guide, v. 2.6, p. 189, 1998.

DUSSEAULT, M.B. **Geomechanical aspects of shale gas development**. Rock Mechanics for Resource, Energy and Environment, p. 39-56. 2013.

EIA. **Shale oil and shale gas resources are globally abundant**. Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431>, 2015. Acesso em: 19. Maio. 2015.

FERNANDES, L. B., **Simulação de reservatórios naturalmente fraturados**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. PUC. 2013.

FISHER, M. K., HEINZE K. R., HARRIS, C.D., DAVIDSON, B.M., WRIGHT, C.A., DUNN, K. P. **Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett Shale using microseismic fracture mapping**. Society of

Petroleum Engineers, SPE 90051 - MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004.

FISHER, M. K., HEINZE, J. R., HARRIS, C. D., DAVIDSON, B. M., WRIGHT, C. A., DUNN, K. P., **Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping.** Society of Petroleum Engineers, SPE-90051-MS, SPE, Annual Technical Conference and Exhibition, 2004.

FISHER, M. K., WRIGHT, C. A., FIELDER, E. O., BUCKLER, W. S., STEINSBERGER, N. P., **Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations.** Society of Petroleum Engineers, SPE-77441-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.

GALE, J. F., **Natural fractures in the Barnett shale: constraints on spatial organization and tensile strength with implications for hydraulic fracture treatment in shale gas reservoirs.** Society of Petroleum Engineers, ARMA-08-096, The 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), 2008.

GREEN PLUG DISTRICT. **Hydraulic fracturing: what is hydraulic fracturing?.** Disponível em: <http://greenplug.nu/hydraulic-fracturing-what-is-hydraulic-fracturing/>, 2016. Acesso em: 15. Janeiro. 2016.

HAGEN, K., **Mapping of surface joints in air photos can help understand waterflood performance problems at North Burbank,** M.Sc.Thesis – University of Tulsa, Oklahoma, 1972.

HARPER, J. A., **The Marcellus shale- an old “new” gas reservoir in Pennsylvania.** Pennsylvania Geology, v. 38, n. 1, p. 2-13, 2008.

HASKETT, W. J., **The myth of sweet spot exploration.** Society of Petroleum Engineers, SPE-170960-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.

HOLDITCH, S., JENNINGS, J., NEUSE, S., WYMAN, R., **The optimization of well spacing and fracture length in low permeability gas reservoirs.**

Society of Petroleum Engineers, SPE-7496-MS. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1978.

KRESSE, O., COHEN, C., WENG, X., WU, R., GU, H., **Numerical modeling of hydraulic fracturing in natural fractured formations. implications for hydraulic fracture treatment in shale gas reservoirs.** Society of Petroleum Engineers, ARMA-11-363, The 45nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), 2011.

KRUGER, P., **Stimulation of geothermal energy resources.** Energy research and development administration, International conference II Fenomeno geotermico & sue applicazioni, Italia, 1975.

LIMSUKHON, M., GHAYAREB, K., AZIZ, R. M., NARHARI, S. R., **Calibration of DFN model with well test data- A case of the North Kuwait Jurassic complex.** Society of Petroleum Engineers, SPE-125566-MS, EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 2009.

MAXWELL, S. C., URBANCIC, T. I., **Real- time 4D reservoir characterization using passive seismic data.** Society of Petroleum Engineers, SPE-77631-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.

MAYERHOFER, M. J., LOLON, E. P., WARPINSKI, N.R., CIPOLLA, C.L., WALSER, D. **What is stimulated reservoir volume (SVR)?** Society of Petroleum Engineers, SPE 119890-MS, SPE Shale Gas Production Conference, 2008.

MCCARTHY, K., ROJAS, K., NIEMANN, M., PALMOWSKY, D., PETERS, K., STANKIEWICZ, A., **La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras.** Oilfield Review, v. 23, n. 2, 2011.

MONTGOMERY, C., **Fracturing fluids.** International Society for Rock Mechanics. ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, 2013.

NAGEL, N.B., SANCHEZ, M.A., LEE, B. **Gas shale hydraulic fracturing: A numerical evaluation of the effect of geomechanical parameters.** Society of Petroleum Engineers, SPE 152192-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012.

NAVIGANT CONSULTING, **North American natural gas supply assessment.** American Clean Skies Foundation, 2008.

NELSON, R. A., **Geologic analysis of naturally fractured reservoirs.** Geology and Eng., n.2, p.320. 2001.

NÉQUIZ, M. F., ROBLES, P. A., **Sistema de terminación multietapas en un pozo del área de Chicontepec.** Tesis de grado en Ingeniería de Petróleos. UNAM, 2014.

PHELPS, R. E., STRAUSS, J., **Capturing reservoir behavior by simulating vertical fracture and super-K zones in the Ghawar field.** Society of Petroleum Engineers, SPE-79048-MS, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 5, n. 4, 2002.

RAWNSLEY, K., WEI, L., **Evaluation of a new method to build geological models of fractured reservoirs calibrated to production data.** Petroleum Geoscience, v. 7, n.1, p. 23-33, 2001.

RENSHAW, C. E., **Influence of subcritical fracture growth on the connectivity of fracture networks.** Water Resources Research, vol. 32, n. 6, p. 1519-1530, 1996.

RICE, J. R., **A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notches and cracks.** Journal of applied mechanics, v. 35, n. 2, p. 379-386, 1968.

ROEN, J. B., KEPFERLE, R. C., **Petroleum geology of the Devonian and Mississippian black shale of eastern North America.** U. S. Geological Survey Bulletin, 1909B, p. 1-20, 1993.

TOURTELOT, H. A., **Black shale- its deposition and diagenesis**. Clays and clay minerals, v. 27, n. 5, p. 313-321, 1979.

UDEC. **UDEC User's Guide**. Itasca Consulting Group Inc. UDEC® vs. 5.0, Minneapolis, Minnesota, USA. 2011.

VAN GOLF, T.D., **Fundamentals of fractured reservoir engineering**. Developments in Petroleum Science, Vol 12, p 167. 1982.

VELILLA, J. D., **Estabilidade de poços de petróleo em meios fraturados empregando o método dos elementos discretos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. PUC. 2013.

WEI, L., HADWIN, J., CHAPUT, E., RAWNSLEY, K., SWABY, P., **Discriminating fracture patterns in fractured reservoirs by pressure transient tests**. Society of Petroleum Engineers, SPE 49233-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998.

WEI, L., **Well test pressure derivatives and the nature of fracture networks**. Society of Petroleum Engineers, SPE 59014-MS, SPE International Petroleum Conference and Exhibition, 2000.

WEIWEI, B. E., **Study of Natural and Hydraulic Fracture Interaction Using Semi-Circular Bending Experiments**. M.Sc.Thesis – University of Texas, Austin. 2014.

WUTHERICH, K. D., WALKER, K.J. **Designing completions in horizontal shale gas wells - perforation strategies**. Society of Petroleum Engineers, SPE 155485- MS, SPE Americas Unconventional Resources Conference, 2012.

XING, Z., SANDERSON, D. J., **Numerical modeling and analysis of fluid flow and deformation of fractured rock masses**. v. 1, p. 1-52, 2002.

ZANG, X., JEFFREY, R., **The role of friction and secondary flaws on deflection and re-initiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures.** Geophysical Journal International, v. 166, n. 3, p. 1454-1465, 2006.