Universidade Federal do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

MODELAGEM E SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PRODUÇÃO DE GÁS EM RESERVATÓRIOS DE SHALE GAS

Alexandre Augustus Michels Barbosa

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Orientadores:

Paulo Couto, Dr.Eng
Juliana Souza Baioco, D.Sc.

Rio de Janeiro,
Abril de 2016

MODELAGEM E SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PRODUÇÃO DE GÁS EM RESERVATÓRIOS DE SHALE GAS

Alexandre Augustus Michels Barbosa

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinada por:

_____

Prof. Virgílio J. M. Ferreira Filho, D.Sc.
DEI/POLI/UFRJ

_____

Profª. Juliana Souza Baioco, D.Sc.
TEQ/UFF

_____

Eng. Ramon de Souza Domingues, M.Sc.
SAR/PDGB/CENPES

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2016

Barbosa, Alexandre Augustus Michels

Modelagem e Simulação Numérica da Produção de Gás em Reservatórios de Shale Gas / Alexandre Augustus Michels Barbosa – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

XIV,69 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto

Juliana Souza Baioco

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p.55 - 59.

1. Modelagem e Simulação Numérica 2. Shale Gas I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Modelagem e Simulação Numérica da Produção de Gás em Reservatórios de Shale Gas

Dedico à minha família e amigos que me apoiaram e deram forças para realizar este trabalho.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família pelo carinho e apoio de toda a minha trajetória acadêmica e profissional.

Aos meus pais pela preocupação quanto aos estudos e por estarem sempre presentes em momentos mais necessitados. Posso dizer que sou eternamente grato pela educação e criação fornecida por eles, na qual as tenho com muita admiração.

Agradeço, também, a Deus por nunca faltar nada na minha vida.

Agradeço especialmente ao Rui Barbosa por me receber e apoiar durante o vestibular e ao todo processo para ingressar na faculdade.

Gostaria de enfatizar o meu agradecimento à Petrobras, mais especificamente ao Eng. Ramon Domingues, pela grande oportunidade de estágio e, desta forma, ter iniciado o estudo no referido tema. Sem dúvidas, os conceitos e a experiência adquirida foram determinantes para o trabalho.

Agradeço aos meus grandes amigos Ramon Antunes, Andrej Luigi, Luis Eduardo Chagas e Fabio Rodrigues pelo companheirismo durante toda a faculdade, e pela amizade nos dias de hoje.

Por fim, tenho a honra agradecer aos meus orientadores Paulo Couto e Juliana Baioco, primeiramente comprometimento e orientação neste projeto. Segundo, pela excessiva disposição e paciência em tirar dúvidas. E por último, pelo excelente ensinamento qualificado no curso de Engenharia de Petróleo que, certamente, facilitou o entendimento e o progresso do estudo.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

MODELAGEM E SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PRODUÇÃO DE GÁS EM RESERVATÓRIOS DE SHALE GAS

Alexandre Augustus Michels Barbosa

Abril de 2016

Orientadores: Paulo Couto
Juliana Souza Baioco
Curso: Engenharia de Petróleo

RESUMO

O presente trabalho aborda um estudo da modelagem e simulação de fluxo em meios porosos de multiescalas, na qual, habitualmente, utiliza-se esta abordagem para reservatórios naturalmente fraturados (NFR), ou para reservatórios que possuem fraturas artificiais, como os folhelhos de gás (*Shale Gas*). Sempre analisando os processos físicos-químicos de massa e transporte que ocorrem em diferentes escalas espaciais e temporais. Em ambos os casos, a incerteza geofísica e geológica são enormes, fato este que dificulta em muito a execução dos processos de caracterização de reservatórios desta natureza.

Do ponto de vista de modelagem e simulação de fluxo, existem dificuldades que requerem a atenção do engenheiro de reservatórios, como, por exemplo, a necessidade de uma análise multiescala para a simplificação de modelos e diminuição da demanda computacional. A outra está na validação do modelo, pois as ideias utilizadas para a redução de escala geralmente necessitam de aproximações de equações diferenciais e novos conceitos, como, o da função de transferência, que é difícil de aferir em laboratório, e sempre faz necessário transportar a análise de seus resultados para a escala de reservatórios.

Os modelos de fraturas em reservatórios implicam numa representação ideológica equivalente entre matrizes e fraturas. Estes, encontrados atualmente, são os de dupla porosidade e de dupla permeabilidade. Os mesmo tentam sanar as dificuldades com certa simplicidade, pois diminuem bastante o número de variáveis independentes do problema, reduzindo o custo computacional.

Será apresentado, portanto, com mais detalhe a modelagem de dupla porosidade, suas vantagens e desvantagens, bem como modelos matemáticos associados a estas representações do meio fraturados. Será identificada, também, a utilidade da função de transferência como ponto principal de relação entre matriz e fratura. Além disso, será citada, também, uma técnica para transformar modelos de dupla porosidade em modelos de porosidade simples equivalente.

Alguns resultados são expostos para casos executados no simulador comercial GEM da CMG, com o intuito de investigar os efeitos gravitacionais, viscosos e capilares encontrados em meios porosos multiescala. Desta forma, o trabalho tentará apresentar soluções existentes para alguns dos problemas citados, apontando alternativas, recomendações e possíveis desenvolvimentos futuros para o tema em questão.

Palavras-chave: dupla-porosidade e dupla-permeabilidade, fraturamento hidráulico, *shale gas*, reservatório não-convencional.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

MODELING AND NUMERICAL SIMULATION OF GAS PRODUCTION IN SHALE GAS RESERVOIR

Alexandre Augustus Michels Barbosa

April / 2016

Advisors: Paulo Couto
Juliana Baioco

Course: Petroleum Engineering

This paper reports a study of modeling and flow simulation in porous media of multiscale, which usually uses this approach to naturally fractured reservoirs (NFR), or reservoirs that have artificial fractures, such as shale gas. Always analyzing the physical-chemical processes and mass transport occurring at different spatial and temporal scales. In both cases, geophysical and geological uncertainty are enormous, a fact that makes it harder to implement the reservoir characterization of this kind of processes.

From the viewpoint of modeling and flow simulation, there are problems that require the attention of the reservoir engineer, for example, the need for a multiscale analysis for simplified models and reduced computational requirements. The other is the model validation because the ideas used for downscaling generally require approximations of differential equations and new concepts such as the transfer function, which is difficult to measure in the laboratory, and always is necessary to carry analysis of its results for the reservoir scale.

The models fractures in reservoirs imply an equivalent ideological representation of matrix and fractures. These currently found are the dual porosity and dual

permeability. The same attempt to remedy the difficulties with certain simplicity, as well reduce the number of independent variables of the problem, reducing the computational cost.

It will appear, therefore, in more detail the modeling of Dual Porosity, their advantages and disadvantages as well as mathematical models associated with these representations of the fractured medium. Will be identified, too, the transfer function utility as principal point of connection between matrix and fracture. It will also be cited, too, a technique for transforming models for dual porosity equivalent porosity simple models.

Some results are displayed for cases run the commercial simulator GEM CMG, in order to investigate the gravitational, capillary and viscous effects found in multiscale porous media. In this way, the work tries to present existing solutions to some of these problems, pointing out alternatives, recommendations and possible future developments to the issue at hand.

Keywords: dual porosity and dual permeability, hydraulic fracture, shale gas, non-conventional reservoir.

Sumário

1 Introdução 1

1.1 Contextualização 1

1.1 Motivação e Objetivo 2

2 Descrição de Reservatórios 3

2.1 Reservatório Não-Convencional 3

2.2 Reservatórios Naturalmente Fraturados 4

2.3 Shale Gas 8

3 Fraturamento Hidráulico 12

3.1 Definição e Processo de Fraturamento Hidráulico 12

3.2 Breve Histórico 12

3.3 Operação e Técnicas de Fraturamento Hidráulico 13

3.4 Interação de Fraturas Hidráulicas em RNC 18

3.5 Modelagem e Parâmetros Fundamentais que Afetam a Fratura Hidráulica .. 18

4 Simulação Numérica de Reservatórios 22

4.1 Simuladores Numéricos de Fluxo 22

4.1.1 Modelo *Black-Oil* 23

4.1.2 Modelo Composicional 23

4.1.2 Outros Modelos 24

4.2 Preparação do Modelo Numérico 25

4.3 Aplicação do Método das Diferenças Finitas 26

4.3.1 Breve Histórico 26

4.3.2 Introdução do método 26

5 Modelagem e Simulação de Fluxo 28

5.1 Modelos Disponíveis 28

5.2 Descrição das Físicas Atuantes 33

6 Modelagem do Reservatório de "*Shale Gas*" no GEM/CMG37

6.1 Geração de Volume de Reservatório Estimulado 45

7 Estudo de Caso 47

7.1 Resultados 49

8 Conclusões 54

Referências Bibliográficas 55

Apêndice A 60

Apêndice B 63

Índice de Figuras

Figura 1 – Idealização de um reservatório fraturado baseado no modelo de Warren and Root (1963), em que é representado po um reservatório real (a) e de um modelo de reservatório (b). Adaptado de WARREN, 1963. ..... **5**

Figura 2 - Sistema de classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados. Adaptado de NELSON, 2001. ..... **6**

Figura 3 - Teste transiente em Reservatório Fraturado. **7**

Figura 4 - Descrição dos termos para geometria laminar. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010. .. **9**

Figura 5 - Nomenclatura para rochas de granulação fina. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010. .. **9**

Figura 6 - Representação esquemática da evolução da matéria orgânica através da fotogênese. Fonte: Adaptado de BOHACS, 2013. ..... **10**

Figura 7 - Ilustração de um segmento da seção horizontal de um poço, revestido e cimentado em folhelho. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL*., 2012. ..... **14**

Figura 8 - Fraturamento com bombeio simultâneo pela coluna e anular. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL*., 2012. ..... **15**

Figura 9 - Aplicação do SurgiFrac™ no 1-RJS-512 HA, Congro, Bacia de Campos. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL*., 2017. ..... **16**

Figura 10 - Fraturamento com bombeio simultâneo pela coluna e anular. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *et al*., 2017. ..... **17**

Figura 11 - Exemplo ilustrado dos sistemas de fraturas: (a) vista superficial e (b) frontal. Fonte: Adaptado de MEYER *et al*., 2011. ..... **19**

Figura 12 - Possível cenário sobre intersecção de fraturas hidráulicas com fraturas naturais: (a) fratura hidráulica cruzando a fratura natural; (b) fratura hidráulica é presa e propaga-se para fora da extremidade da fratura natural; (c) a fratura hidráulica desvia para a fratura natural e ocorre uma torção antes de alcançar a ponta da fratura natural. Fonte: Adaptado de WU AND OLSON, 2014. ..... **20**

Figura 13 - Exemplo ilustrado de um caso de baixa fraturabiliade (a) e alta fraturabilidade (b). Fonte: Adaptado de RODRIGUES *et al*., 2012. ..... **20**

Figura 14 - Resumo das aplicações dos modelos de simulação de reservatórios no diagrama de fases pressão-temperatura (P,T). Fonte: MACHADO, 2011. ..... **25**

Figura 15 - Ilustração típica de uma malha de bloco-centrado (esquerda) e malha de ponto-distribuído (direita), ambos retangulares e não uniformes. Fonte: Adaptado de AZIZ (1993). .. **27**

Figura 16 - Descrição dos tipos possíveis de domínio porosos para reservatórios fraturados e seus respectivos modelos conceituais. Fonte: Adaptado de BARENBLATT, (1960). **30**

Figura 17 - Modelos de Dupla Porosidade (esquerda) e Permeabilidade (direita). Fonte: Adaptado de WARREN AND ROOT (1960). **31**
Figura 18 - Ilustração do modelo *Multiple Interacting Continua*. Fonte: Adaptado de PRUESS AND NARASIMHAN, (1985). **32**
Figura 19 - Efeito Capilar entre Bloco de Matrizes. Fonte: Adaptado de LABASTIE AND AQUITAINE, 1990. ..... **33**
Figura 20 - Distribuição do gás e geometria do *shale*, do micro à macro escala. **33**
Figura 21 - Isoterma de Langmuir. **34**
Figura 22 - (a) comprimento real e (b) comprimento calculado do fluido percorrido. **36**
Figura 23 - Construção do modelo no GEM. **40**
Figura 24 - Importando dados de microssísmica. **41**
Figura 25 - Propriedade das componentes (modelo de equação de estado). **41**
Figura 26 - Propriedades específicas do reservatório (adsorção do gás). **42**
Figura 27 - Propriedades da fratura (esquerda) e parâmetros da equação de Forchheimer (direita). **44**
Figura 28 - Adsorção de gás na fratura retirado do arquivo ".dat". **45**
Figura 29 - Estágio de SRV (esquerda) e blocos canhoneados (direita). **46**
Figura 30 - Seção de resultados das fraturas hidráulicas do arquivo de entrada do modelo ShaleGasModel_HF. **48**
Figura 31 - Template de um modelo de *shale gas* GMFRR006 com uma única *RTP (azul) e com duas *RTP (vermelho) no tempo inicial (lado esquerdo) e final (lado direito), representando a permeabilidade relativa do gás no reservatório. **50**
Figura 32 - Modelo de shale gas com *DIFFUSION (esquerda) e com *DIFFC-AQU (direita). **52**
Figura 33 - Arquivo .dat do ShaleGasModel (esquerda) e arquivo .dat do ShaleGasModel_ND (direita). **68**
Figura 34 - Arquivo .dat do ShaleGasModel_HF (esquerda) e arquivo .dat do ShaleGasModel_NETWORK (direita). **69**

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Distribuição dos recursos de gás tanto convencional quanto não-convencional. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010. ..... **11**

Tabela 2 - Fator de forma de Warren and Root (primeira linha) e de Gilman and kazemi (segunda linda). Fonte: Adaptado do GEM..... **38**

Tabela 3 - Modelo da matriz-fratura do comando *TRASNFER. **39**

Tabela 4 - Propriedade Rocha-Fluido do modelo base (Shale_Gas_Model).Erro! Indicador não definido.7

Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Vazão de gás versus tempo no poço produtor dos quatro modelos de shale gas. **49**

Gráfico 2- Comparação da produção de gás no produtor versus tempo entre os modelos GMFRR006 com uma única *RTP (curva vermelha) e com duas *RTP (curva azul). **51**

Gráfico 3 - Modelo de shale gas com *DIFFUSION (curva vermelha) e com *DIFFC-AQU (curva verde). **53**

1 Introdução

1.1 Contextualização

Os chamados reservatórios não-convencionais (RNC) foram responsáveis por uma revolução no volume e perfil de produção de gás nos EUA e agora despertam interesse em todo o mundo. Na maioria dos RNC o desenvolvimento da produção vem sendo viabilizado através de poços horizontais com múltiplas fraturas transversais. Os reservatórios de petróleo desta natureza consistem, atualmente, na maioria das rochas acumuladoras de hidrocarbonetos. No Brasil, encontram-se os campos do Canto do Amaro na bacia Potiguar e o de Jabuti em Marlim Leste na Bacia de Campos e, mais recentemente, foram encontradas fraturas naturais em alguns campos do pré-sal na Bacia de Santos.

Sobre estes campos é importante determinar o efeito das fraturas naturais o quanto antes para que o planejamento e desenvolvimento seja o mais efetivo possível e, também, para ampliar as estratégias de produção e reduzir riscos inerentes a explotação. Por isso, que o fenômeno de pesquisa sobre os reservatórios naturamente fraturados deve ser constante dentro dos grupos de reservatórios, pois este será ponto de acumulação de conhecimento que dará amparo à decisão nos projetos de E&P.

Muitos trabalhos têm sido desenvolvidos para tentar diminuir a lacuna existente para o entendimento destes reservatórios, mas ainda falta um caminho longo a percorrer ate que se desenvolva um conhecimento sólido ante ao grande desafio que são os reservatórios naturamente fraturados.

A engenharia de reservatórios esbarra em grandes problemas na qual é uma das principais variáveis que será abordada neste trabalho, pois propor modelos matemáticos consistentes com a geometria complexa dos NFR, identificar as influências de suas fraturas, estudar a interação entre rocha e fluido e perceber o impacto geomecânico durante a produção, configuram-se em tarefas muito complexas e de alto custo computacional.

Portanto, o que este projeto se propôs, inicialmente, foi identificar as estratégias em multiescala para reservatórios naturalmente fraturados desenvolvidas nas ferramentas atuais disponíveis no mercado para a caracterização, avaliação e validação

de modelos de reservatórios fraturados representativos (dupla-porosidade, dupla-permeabilidade) através de estudos de casos que envolvem observações importantes do ponto de vista dos mecanismos avançados de recuperação de fluido.

1.1 Motivação e Objetivo

A motivação inicial para o desenvolvimento deste projeto surgiu com uma demanda crescente de exploração e produção em todo o mundo. Além dos grandes desafios presentes nessa área, às demandas referentes aos serviços, atividades e estudos associado aos NFR exigem comumente bem mais dos estudiosos envolvidos, e buscar o aprimoramento destes tornou-se cada vez mais necessário dentro das empresas.

Este projeto tem como intuito analisar a simulação de fluxo de gás em reservatórios de *shale gas* cujo desafio encontra-se na complexidade estrutural da modelagem. Sabendo que cada simulador comercial, presente no mercado, tem uma abordagem diferente quanto às estratégias de simulação, o estudo foca-se na análise deste reservatório nos simuladores da CMG.

2 Descrição de Reservatórios

2.1 Reservatório Não-Convencional

Os modelos físicos e matemáticos apresentados em reservatório convencionais supõe que o meio poroso que constitui o reservatório seja homogêneo e isotrópico, ou seja, que a porosidade seja a mesma em todos os pontos do reservatório e que a permeabilidade não varie com a direção considerada. Mesmo que haja variações de porosidade e de permeabilidade, os reservatórios admitidos como sendo convencionais não apresentam variações bruscas de porosidade e/ou de permeabilidade ao longo da sua extensão. Entretanto, os chamados reservatórios naturalmente fraturados exibem uma marcante heterogeneidade, na qual será mais bem abordado no tópico seguinte (ROSA *et al.*, 1953).

Nestes tipos de reservatórios, segundo HOLDITCH (2001), os hidrocarbonetos em um modo geral, encontram-se aprisionados em rochas com baixa porosidade e pouca permeabilidade. Dessa forma, a movimentação dos fluidos nelas contidos é bastante dificultada. Cabe ressaltar que o termo não convencional está relacionado com reservatórios que não são produzidos economicamente sem a assistência de estimulações massivas ou aplicação de tecnologias de recuperação especiais tornam sua exploração mais cara, chegando a ser, muitas vezes, inviável. Além disso, as atividades para o desenvolvimento destes reservatórios são mais complexas.

Em termos gerais, os seguintes cenários podem ser considerados reservatório não-convencional: arenitos/carbonatos fechados com gás (*Tight gas sands/carbonates*), folhelhos produtores de gas (*shale gas*) ou óleo (*shale oil*), metano de hidrato de gás (*gas hydrate deposits*), óleo pesado (heavy oil), areias com tar (*tar sands*) e reservatórios com alta pressão e talta temperatura (HPHT *reservoirs*). Apesar deste trabalho enfatizar somente reservatórios de *shale gas*, parece apropriado esclarecer uma confusão semântica sobre o tema. Alguns autores diferenciam *shale oil* de *oil shale*. *Shale oil* ou *light tight oil* é óleo fino de alta qualidade produzido de alguns reservatórios de folhelhos produtores de hidrocarbonetos. Por outro lado *oil shale* ou *kerogen-rich shale* é o óleo produzido por aquecimento do querogênio presente em algumas rochas (OECD/IEA, 2012). É uma denominação incorreta, posto que o querogênio não é óleo, nem a rocha, no caso, é exatamente um folhelho.

2.2 Reservatórios Naturalmente Fraturados

Ao longo das últimas décadas, um esforço considerável tem sido dedicado à compreensão dos processos físicos que ocorrem em reservatórios fraturados e traduzir esses processos em modelos matemáticos apropriados para as análises dos reservatórios. Os Reservatórios Naturalmente Fraturados podem conter muitas fraturas naturais que permeiam em diferentes regiões do reservatório e que ocorre com maior intensidade perto de falhas ou dobras. A presença dessas fraturas naturais terão efeitos significativos nas taxas de fluxo, anisotropia, recuperação e estocagem. Estas fraturas servem como caminhos de fluxo e são altamente condutores para o fluido do reservatório, aumentando significativamente a permeabilidade efetiva ao longo da rocha matriz. O volume de fratura é geralmente pequeno, de modo que a matriz de rocha porosa serve como a principal fonte de hidrocarbonetos (DEAN & LO, 1987).

Na literatura, ROSA *et al.* (2006) diz que reservatório é constituído de um meio poroso formado por uma rocha-matriz e por um sistemas de várias fraturas naturais, na qual é o modelo real estudado conforme ilustrada na figura 1 (a). No modelo idealizado o reservatório real é substituído por um sistema mais simples, para que possa ser mais facilmente representado através de um modelo matemático. No exemplo da figura 1 (b) o modelo idealizado é constituído de paralelepípedos e as fraturas pelos espaços existentes entre os paralelepípedos.

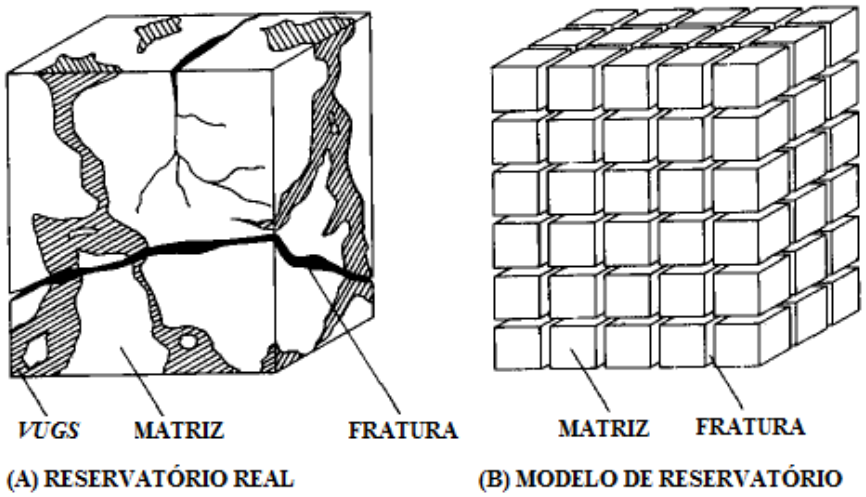

Figura 1 – Idealização de um reservatório fraturado baseado no modelo de Warren and Root (1963), em que é representado po um reservatório real (a) e de um modelo de reservatório (b). Adaptado de WARREN, 1963.

A chave para a compreensão deste processo é a da definição do tipo reservatório fraturado e, por conseguinte, o que é de se esperar a partir do sistema de faturas. Um exemplo desta abordagem é mostrado na figura 2. Este ponto de vista histórico dos problemas associados a estes campos agora pode ser usado como um indicador de problemas de avaliação e desenvolvimento em novos campos. Devemos ser capazes de classificar o tipo de reservatório fraturado no início de nossa avaliação e planejar para os desafios potenciais de um dia. Existem, portanto, o Tipo I (um), que é classificado assim quando as fraturas fornecem a capacidade de estocagem e permeabilidade. A matriz tem pouca porosidade ou permeabilidade. O Tipo II (dois) é quando a rocha fornece a capacidade de estocagem e as fraturas fornecem a permeabilidade essencial. A matriz tem baixa permeabilidade e baixa, moderada ou alta porosidade. O Tipo III (três) ocorre quando as fraturas fornecem permeabilidade assistida em reservatórios já economicamente produtores com boas porosidades e permeabilidade. E por sim, classifica-se o Tipo IV (quatro) quando as fraturas não fornecem capacidade adicional de estocagem ou permeabilidade em reservatórios já produtores, mas criam anisotropia (barreiras ao fluxo).

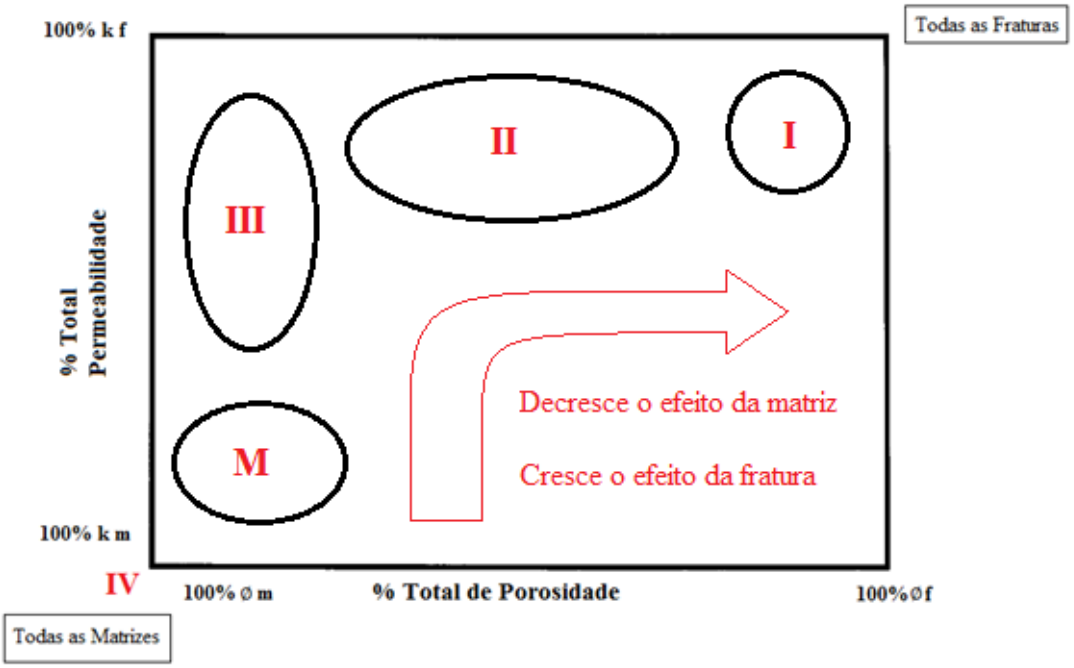

Figura 2 - Sistema de classificação de Reservatórios Naturalmente Fraturados. Adaptado de NELSON, 2001.

Para todos estes, a dificuldade no processo de caracterização é muito grande. Isso demanda um esforço de analise análise de dados de poço que nem sempre é possível de se perceber na prática. A representação espacial das fraturas quase sempre é feita com pouca validação dos dados de campo, e as técnicas empregadas para reduzir as incertezas envolvem diversas modalidades e grupos técnicos, que fazem uso muita das vezes de analogias de afloramentos para se estimar parâmetros pertinentes à modelagem. Por isso, trabalhar com modelos geológicos que contem fraturas naturais aumenta em muito a complexidade da modelagem, da interpretação dos dados físicos, da conceptualização de dados equivalentes, das condições de contorno do problema, da representação numérica de poços e da verificação do mecanismo de recuperação atuante.

A rede de fraturas é muito mais permeável do que a matriz, mas tem porosidade mais baixa. Idealmente as fraturas fornecem um conduto rápido para os fluidos injetados e deslocados, ajudando na recuperação. Mais provavelmente, as fraturas fornecem os caminhos preferenciais ao fluxo para fluidos injetados ou recuperação baixa. Os fatores de recuperação de reservatórios fraturados são tipicamente da ordem de 10%, portanto mesmo uma pequena melhora no fator de recuperação médio de tais

reservatórios resulta em um grande aumento da produção de óleo. Os mecanismos físicos para a recuperação de óleo em reservatórios fraturados são estudados por demanda, pois requerem desenvolvimento metodológico personalizado. Estes serão explicados com mais detalhes a diante, mas cita-se: embebição, drenagem gravitacional, deslocamento viscoso, expansão do fluido e outros, como transição de molhabilidade.

Uma forma de tentar mensurar o impacto das fraturas dinamicamente é através de testes de formação. Estes, por exemplo, permitem perceber o comportamento de modelos de dupla porosidade através de análise das variações de pressões em regime transiente ou pseudo-permanente no poço (DA PRAT, 1990). Desta análise, os parâmetros são aferidos e avaliados. O primeiro, a razão de estocagem (ω), controla a magnitude do vale em forma de V no gráfico da derivada da pressão versus tempo, ou seja, indica a capacidade da matriz abastecer a fratura (Figura 3).

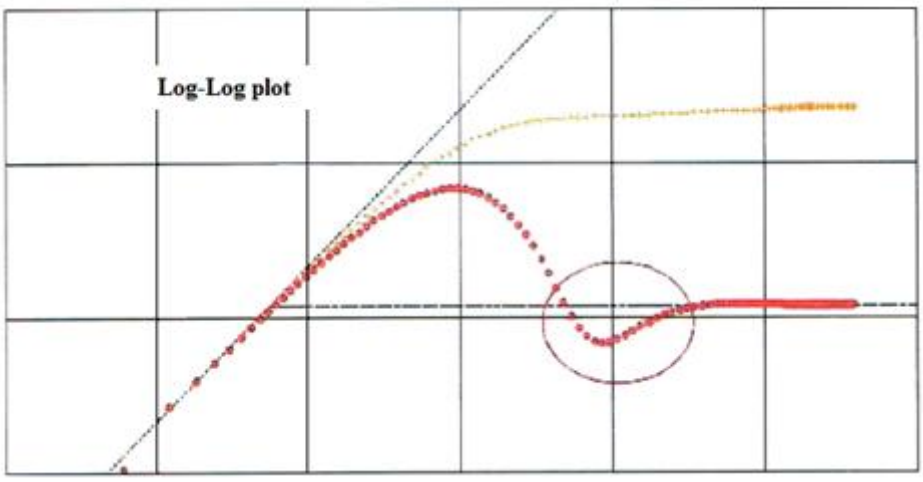

Figura 3 - Teste transiente em Reservatório Fraturado.

E, o segundo, é a razão de transmissividade (λ) que controla quando as fraturas começarão a influenciar o teste (no eixo tempo). Se a razão o λ for muito alta, o nível de heterogeneidade é usualmente pequeno para se perceber o efeito de dupla porosidade.

A abordagem da interpretação de dupla-porosidade parece não funcionar quando a permeabilidade e/ou a estocagem varia entre as fraturas, e quando o espaçamento das fraturas é não uniforme ou a frequência dos comprimentos das fraturas é não gaussiana (neste caso o fator de forma não pode ser parametrizado), ou seja, as fraturas são pobremente interconectadas, ou o comprimento das fraturas excede a escala de interesse

ou as fraturas cortam as camadas de matriz com propriedades diferentes. Pelo menos, para efeitos didáticos esta metodologia ajuda na busca do entendimento do comportamento dinâmico dos reservatórios fraturados em tempo curto de observação.

Também, uma análise geomecânica de reservatórios pode delimitar o escopo de projeto para um campo de petróleo (CHEN et al., 1997). Muita das vezes, as falhas e fraturas podem apresentar um comportamento diferente em campos depletados. Geralmente, estes estudos se restringem ao entorno do poço pela dificuldade de uma abordagem na escala real de campo, entretanto pode-se observar que por conta das fraturas apresentarem maiores compressibilidades do que as matrizes, elas se configuram como pontos de influência para a recuperação de fluidos, da mesma forma que as falhas, por exemplo, podem ao serem reativadas através de injeção de água, comprometer a explotação de um reservatório e afetar integridade de um poço. Através de uma análise das tensões *in-situ* é possível definir limites de operações de um poço em produção e auxiliar no gerenciamento de reservatórios.

2.3 Shale Gas

Shale é uma formação geológica de folhelhos, cujo termo vem sendo aplicado para descrever o tamanho da variedade de rochas que são compostas por rochas clásticas de granulação extremamente finas, tipicamente menores do que 4 micrometros de diâmetro, mas pode conter uma quantidade variável de partículas sílticas acima de 62.5 micrometros, BOHACS et al. (2010). Os folhelhos produtores de hidrocarbonetos são compostos por rochas sedimentares com predominância de clásticos, tais como quartzo e calcário e são constituídos por camadas paralelas laminares (Figura 4) facilmente friáveis, formada pela compactação de argila ou silte (Figura 5) e também podem variar de acordo com a rocha à quais estão associados, assim como a coloração pode variar de marrom escuro ao cinza através de *shale* preto. Estes folhelhos podem ser depositados em diversos ambientes onde ocorram baixos níveis de tração e predomine o processo de decantação (Duarte, 2010; Origi *et al*, 2011; Bohacs, 2013).

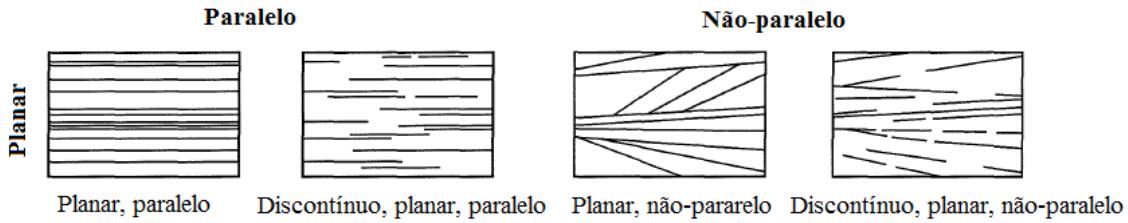

Figura 4 - Descrição dos termos para geometria laminar. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010.

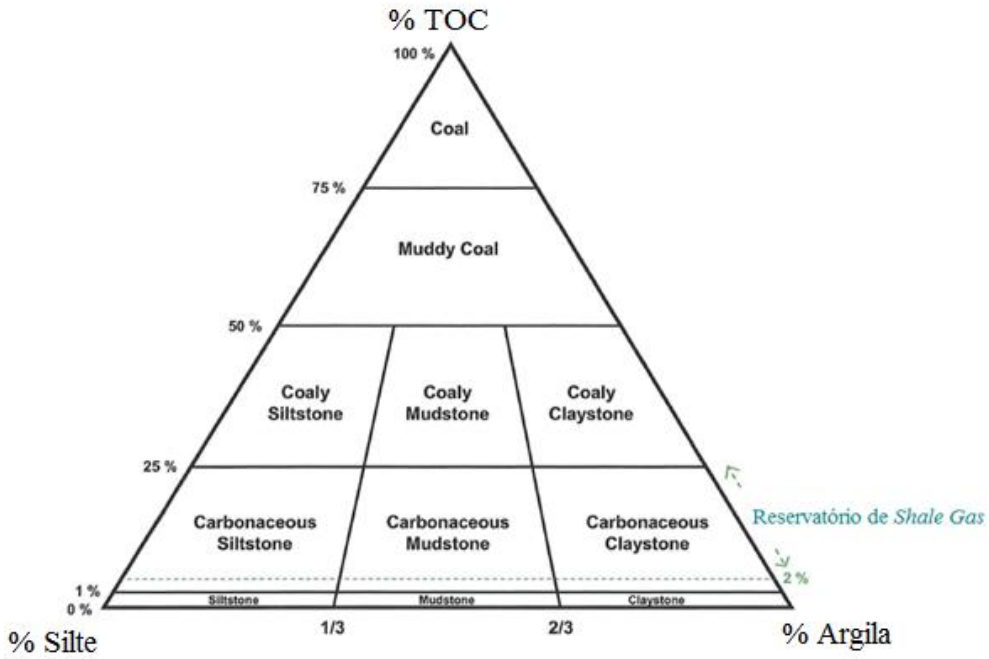

Figura 5 - Nomenclatura para rochas de granulação fina. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010.

Do ponto de vista microestrutural, estes reservatórios são compostos por vários níveis de porosidade, onde parte do gás fica armazenado em poros de diferentes tamanhos e uma parte encontra-se adsorvida na superfície da substância orgânica devido às forças intermoleculares, este assunto será mais bem detalhado no tópico das físicas atuantes. Segundo BOHAC (2013), este "material orgânico" é um termo genérico de classe usado para caracterizar o material enriquecido em carbono orgânico na qual tem várias formas, dos quais apenas algumas podem gerar hidrocarbonetos que ficam armazenados nos poros. Este material orgânico nas rochas dado uma pressão e temperatura abrangem fitoclastos, querogênio, betume, pirobetume, *char*, óleo morto,

juntamente com hidrocarbonetos líquidos retidos (Figura 6). Dependendo do processo analítico usado, todos ou um subconjunto destas formas poderiam ser representados pela quantidade total de carbono, *Total Organic Carbon* (TOC).

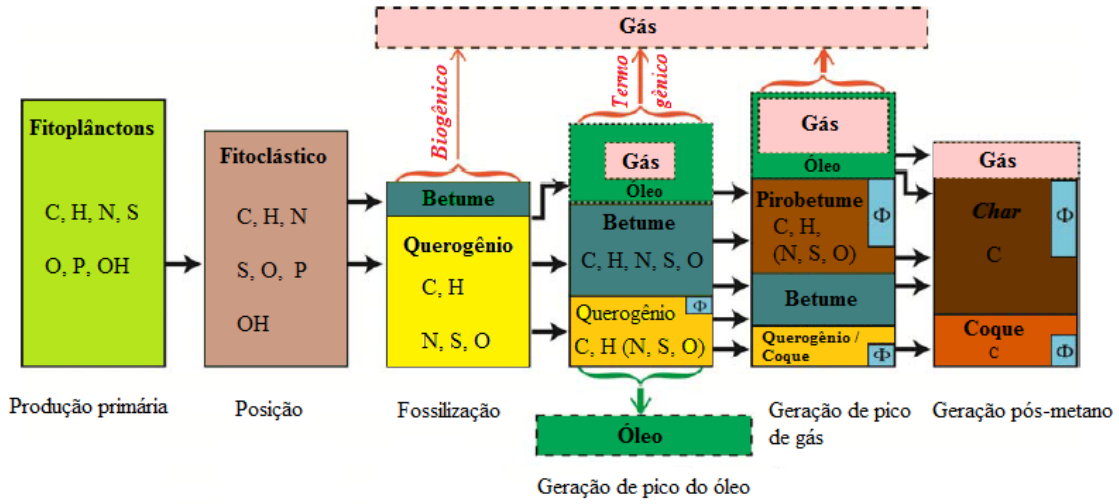

Figura 6 - Representação esquemática da evolução da matéria orgânica através da fotogênese. Fonte: Adaptado de BOHACS, 2013.

Sabe-se que, como mencionado anteriormente, os folhelhos se diferenciam dos reservatórios convencionais e até dos *tight gas* em termos de fluxo de gás. Mas cabe ressaltar que os reservatórios de *shale gas* tem outra característica diferente quanto ao sistema de formação e armazenamento. Nesses folhelhos, a própria rocha reservatório foi a rocha geradora no processo de maturação, além de apresentar ainda característica de rocha selante. Para que haja a ocorrência de hidrocarbonetos, a matéria orgânica geradora deverá se acumular sem sofrer oxidação. Em um dado ambiente deposicional a camada onde ocorrem taxas mínimas de oxigênio denominadas de *Oxygen Minimum Layer* (OML), representa um bom local para a deposição e preservação dos recursos marinhos ricos em sedimentos orgânicos (DALVI E CORADESQUI, 2013).

As principais ocorrências (*plays*) de shale gas são nos EUA (Barnett, Woodford, Fayeteville, Haynesville, Marcellus e Eagle Ford), porém destaca-se a primazia da China, a alta reserva da Argentina e a presença significativa do Brasil. Anualmente, a produção de gás natural através dos reservatórios de *coalbed methane* e *shale gas* nos EUA é aproximadamente 2,7 Tscf (trilhões de pés cúbicos), na qual representa 15% da

produção total de gás natural. A produção de *shale gas*, para mesma quantidade de poços completados, é de 1,0 Tscf, o que representa 37% da produção total (CRETIES et al., 2008). A relevância da produção pode ser ilustrada na tabela a seguir, dado que os recursos em todo o mundo são estimados a ultrapassar 16.000 Tscf, o que mostra um potencial tremendo para o futuro (RODRIGUES *et al*., 2012).

DISTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS DE GÁS CONVENCIONAL E NÃO-CONVENCIOANAL					
(Tscf)	Coaldbed Methane	Shale Gas	Tight Sand Gas	Methane Hydrate	Reservas (Master et al. USGS)
América do Norte	3.017	3.840	1.371	238.567	2.194
América Latina	39	2.116	1.293	178.935	1.465
Leste Europeu	157	509	353	29.816	952
Leste/Central Europeu	118	39	78	0	129
Antiga União Soviética	3.957	627	901	164.007	7.601
Oriente Médio e Norte da África	0	2.547	823	7.444	4.745
África Subsaariana	39	274	784	14.928	901
Ásia e China Centralmente planejada	1.215	3.526	353	14.928	678
Pacífico (OECD)	470	2.312	705	59.632	153
Ásia Pacífica	0	313	549	7.444	705
Sul da Ásia	39	0	196	14.928	306
Mundo	9.090	16.103	7.405	730.589	19.829

Tabela 1 - Distribuição dos recursos de gás tanto convencional quanto não-convencional. Fonte: Adaptado de LAZAR, 2010.

3 Fraturamento Hidráulico

3.1 Definição e Processo de Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico é o processo de injeção de fluido para dentro do poço para criar esforços de tração na formação exposta à pressão de fluido, causando uma pressão na formação para ultrapassar a resistência à tração da rocha. Este fluido injetado é contínuo e é aplicado a uma taxa elevada, gerando uma rachadura, ou melhor, uma fratura na qual se propaga para dentro da formação a partir do furo do poço. A pressão do fluido chega até 8.000 psi e é suficiente para fraturar o folhelho em até 3.000 ft (914,4 metros) em cada direção ao redor do poço. Além disso, as fraturas mais próximas do poço podem medir de 3,175 mm a 6,35 mm de largura (FRANTZ et al., 2005). Após o término do bombeamento, as fraturas recém-criadas tendem a se fechar devido à pressão de confinamento.

Em algumas formações, por exemplo, em reservatórios carbonáticos, o ácido pode ser utilizado como fluido de fratura, enquanto que em outros, o uso de propantes tais como as areias podem ser injetadas com o fluido a base de água, de modo que após a cessação de bombeamento e propagação de fraturas, a fratura mantém-se uma condutividade viável para que o fluido flua a partir do reservatório para dentro do poço (SCHECHTER, 1992). O fluido de fraturamento exerce pressão suficiente para iniciar as fraturas e ao mesmo tempo transporta os grãos de areia para o interior das fraturas à medida que eles crescem. Por outro lado, quando a pressão do fluido é aliviada, os grãos de areia mantêm as fraturas abertas. Esses grãos do propante devem ser bem selecionados a fim de criar uma zona de alta permeabilidade na fratura.

3.2 Breve Histórico

THOMAS (2001) relaciona que o fraturamento hidráulico e perfuração direcional foram duas tecnologias chave que fizeram o desenvolvimento de formações *shales* serem viavelmente econômico. Além de ter sido o principal e relativamente o mais barato método de estimulação utilizado para recuperação avançada de petróleo e gás na indústria do petróleo desde 1949 e utilizada em mais de milhões de poços.

Segundo HOLDITCH (2006), a primeira realização experimental foi em 1947, em um poço de gás operado pela companhia Stanolind Oil no campo de Hugoton localizado em Grant County, Kansas, EUA. Dois anos depois, a empresa Howco (Halliburton Oil Well Cementing Company), detentora exclusiva da patente da então nova tecnologia, executou as duas primeiras operações comerciais de fraturamento hidráulico, utilizando uma mistura de óleo cru e gasolina com a adição de 100 a 150 lbm (45.3 a 67.9 kg) de areia.

SHAHAB (2000) contabilizou um total de 332 poços foram estimulados, com um aumento de produção média de 75%. Desde sua primeira execução comercial em 1949, estima-se que perto de 2,5 milhões de operações de fraturamento já tenham sido executadas por todo mundo e que aproximadamente 60% dos poços perfurados atualmente sofrem este tipo de tratamento.

3.3 Operação e Técnicas de Fraturamento Hidráulico

As técnicas de fraturamento são cuidadosamente controladas e monitoradas e as operações procedem em várias etapas. Na fase inicial, uma solução de ácido clorídrico é bombeada no poço a fim de limpar os resíduos deixados durante a cimentação do poço. Cada etapa sucessiva da operação bombeia volumes discretos de fluido e propante no fundo do poço, com o intuito de abrir e propagar a fratura ainda mais para dentro da formação. Alguns poços podem receber vários ou mais tratamentos a fim de produzir fraturas múltiplas em diferentes profundidades ou em pontos mais distantes dentro formação, como no caso de poços horizontais.

A estimulação de um poço em folhelho é constituída pelo fraturamento hidráulico dos segmentos em que foi subdivida a extensão que atravessa a espessura produtora. No caso de *shale gas* a grande maioria dos poços é horizontal, sendo o poço revestido e cimentado (Figura 7). Porém, existem diversos casos de poços que não são cimentados e também alguns casos de poços verticais.

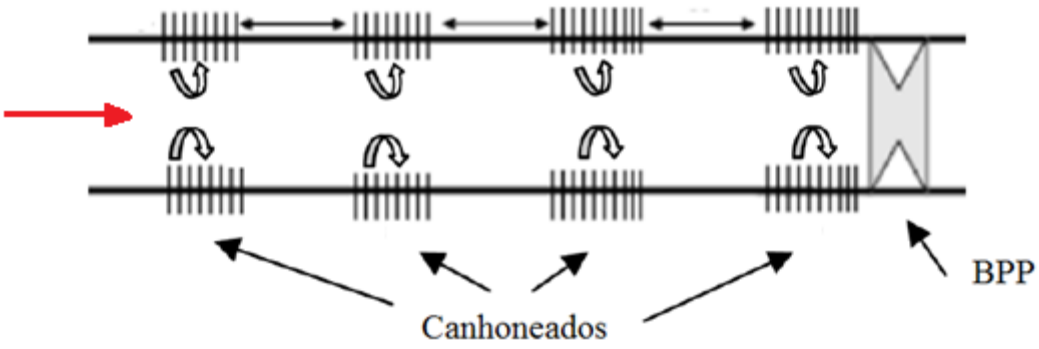

Figura 7 - Ilustração de um segmento da seção horizontal de um poço, revestido e cimentado em folhelho. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL*., 2012.

A técnica de fraturamento por entrada limitada caracteriza-se por uma vazão de entrada mínima de 1,5 a 2,0 bpm por canhoneado no segmento (indicada por uma seta vermelha na figura X). O tampão *Bridge Plugs Permanents* (BPP), localizado na extremidade direita da figura 6, indica que um segmento anterior já foi fraturado (RODRIGUES *et al*., 2012).

Devido ao grande número de segmentos e respectivas etapas de fraturamento, a indústria tem buscado o desenvolvimento de técnicas que acelerem a realização de fraturamentos por entrada limitada. Com isso, a técnica mais usada é a *plug-and-perforate*, fazendo uso de flexitubo ou trator com cabo elétrico para a realização dos canhoneios. Após o multifraturamento do segmento, assenta-se um tampão (*bridge plug* ou *frac plug*), isolando o segmento e realizando-se os canhoneios do próximo segmento. Esta sequência é repetida até a estimulação de todos os segmentos e, em seguida, cortam-se os tampões e posteriormente colocando o poço em produção. A maior vantagem desta técnica é permitir controle e simplicidade da realização de cada fraturamento. Em contrapartida, a desvantagem é o custo de cimentação, avaliação, canhoneios, isolamento temporário entre cada segmento e posterior corte dos tampões. A aplicação dessa técnica em dois poços em sequência constitui o fraturamento tipo *ziper*, na qual as equipes de fraturamento e de cabo elétrico/flexitubo se alternam entre os segmentos de um e outro poço. Cabe ressalta que existem algumas variantes da técnica *plug-and-perf*, como o uso de tampões de areia ao final de cada fraturamento, ao invés do assentamento de BPP (RODRIGUES *et al*., 2012).

BEAMAN e MCNEIL (2012) propuseram uma técnica conhecida como CTFDM (*Coiled Tubing Fracturing Downhole Mixing*) com o uso de flexitubo, na qual

o canhoneio é substituído por jateamento com abrasivo, sendo o fraturamento realizado individualmente, no que corresponderia a cada ilha de canhoneados como mostra a figura 8. Esta técnica resolveria as deficiências da técnica de entrada limitada, as quais são significativas, em particular a criação de fraturas desiguais, com desenvolvimento privilegiado de algumas em detrimento de outras.

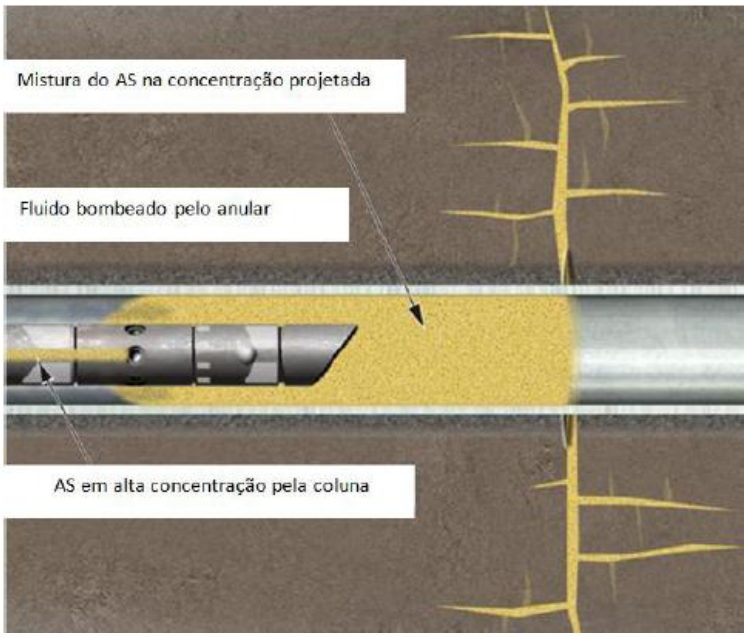

Figura 8 - Fraturamento com bombeio simultâneo pela coluna e anular. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL*., 2012.

No Brasil, aplicam-se a técnica CTFDM (que é um forma de SurgiFrac™) em alguns poços revestido com liner perfurado, como pode-se analisar uma aplicação na figura a seguir (RODRIGUES *et al*., 2007).

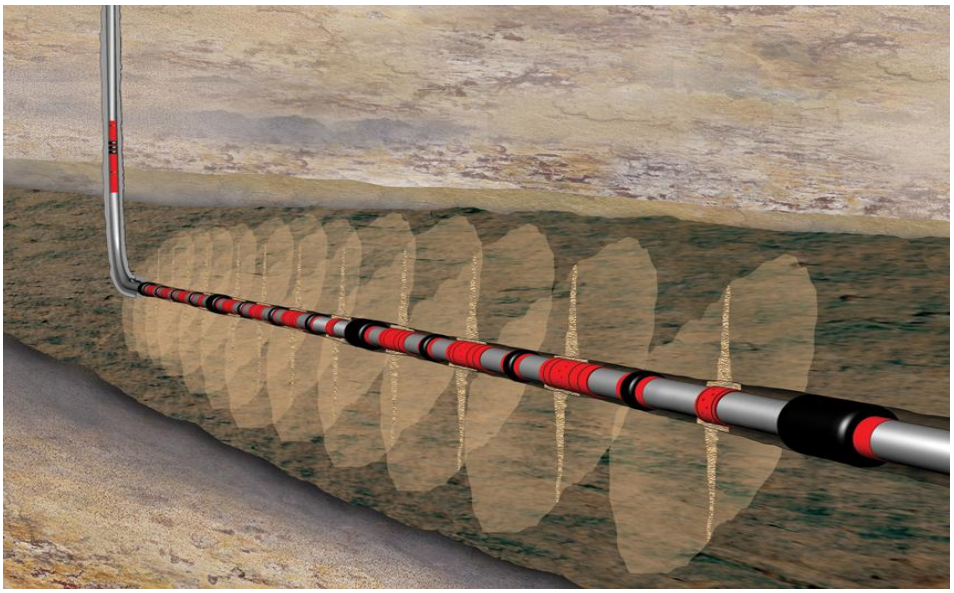

Figura 9 - Aplicação do SurgiFrac™ no 1-RJS-512 HA, Congro, Bacia de Campos. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *ET AL.*, 2017.

A completação em poço aberto (*barefoot completion*) buscou reduzir custos e preservar fraturas naturais, evitando contato de cimento com estas. As intervenções são mais fáceis e o bloqueio de produção de água ou gás são mais difícies, porém mais fácil que para poços com *liner* perfurado. Na técnica mais comum são usadas *sliding sleeves* ativadas com esferas. Estas esferas permitem o isolamento do intervalo já fraturado, e a abertura da *sliding sleeve* do intervalo seguinte. Elas são lançadas no deslocamento dos estágios de fraturamento e vão aumentando de diâmetro à medida que os fraturamentos vão sendo realizados (SOLIMAN, 2012). Nesta técnica a divergência no poço entre os estágios de fraturamento é obtida com as esferas assentadas em suas sedes e a segmentação no anular do revestimento ocorre através de *packers* externos que podem ser do tipo incháveis (*swell packers*) ou ativados hidraulicamente, ou uma combinação de ambos (Figura 10).

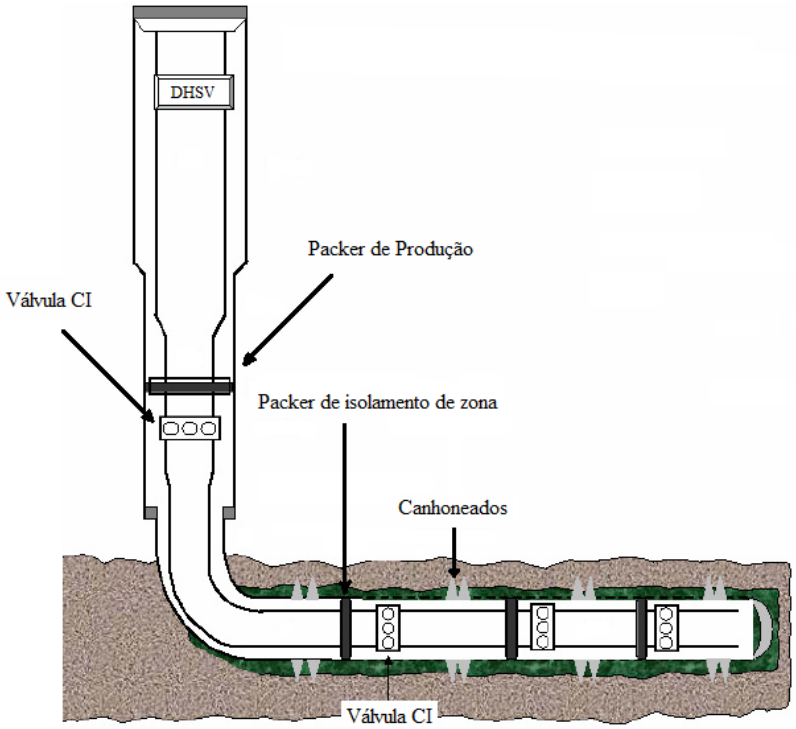

Figura 10 - Fraturamento com bombeio simultâneo pela coluna e anular. Fonte: Adaptado de RODRIGUES *et al.*, 2017.

A técnica de entrada limitada (citada no início deste tópico) também pode ser utilizada em poço aberto, na medida em que já foram desenvolvidas esferas que permitem a abertura de mais de uma *sliding sleeve* para o mesmo estágio de fraturamento.

A grande vantagem das técnicas em completação revestida e não cimentada é a redução de custo decorrente da não realização de cimentação, canhoneios e assentamentos e cortes de tampões e de operações de fraturamento mais rápidas. Como as esferas são lançadas no deslocamento de cada fraturamento, o multifraturamento é realizado em um processo contínuo de bombeio. O fraturamento da zona seguinte é iniciado quase que imediatamente após o término do fraturamento da zona anterior. As desvantagens neste tipo de completação são as restrições de diâmetro durante o bombeio, em função das sedes das esferas, a complexidade mecânica da ferramenta, a dificuldade de se controlar o ponto de iniciação da fratura no intervalo aberto (KING, 2010) e o risco de redução da concentração de Agente de Sustentação (AS) na interface poço-fratura. Outra desvantagem de completações revestidas e não cimentadas é a possibilidade de colapso da formação quando submetida ao *drawdown* de produção, o que pode bloquear a produção do segmento (POPE *et al.*, 2009).

Estudos indicam que a presença do *packer* pode forçar a iniciação da fratura nas proximidades deste, em função da tensão gerada durante seu assentamento. Neste caso, a interface entre o *packer* e formação funcionaria como um plano de fraqueza para a propagação da fratura. Cumpre ressaltar, que o risco de embuchamento prematuro exige, como contingência, a presença de um longo flexitubo na sonda para possível intervenção (SOLIMAN *et al*., 2012).

3.4 Interação de Fraturas Hidráulicas em RNC

Além da posição e do espaçamento do poço, estratégias completação e otimização de estimulação de fratura hidráulica são cruciais para a viabilidade econômica de um reservatório de *shale gas*. Ao contrário do que ocorre em reservatórios convencionais, a chave para o sucesso econômico é estimular esses reservatórios baixa permeabilidade com tratamentos de fratura bem sucedidas e eficazes. O projeto de poço bem sucessido, completado e estimulado, exige uma descrição geológica muito detalhada da variação local das propriedades estruturais e de propriedades das rochas, que podem afetar significativamente o regime de tensões que controlam o crescimento, distribuição e orientação da fratura hidráulica. A sua viabilização através de multi-fraturamento em poços horizontais, na qual influenciam tanto a taxa de produção e declínio inicial de produção (IP), levou à indagação sobre que modelo de geometria de fratura explicaria este fenômeno (MEYER *et al*., 2013).

3.5 Modelagem e Parâmetros Fundamentais que Afetam a Fratura Hidráulica

A modelagem da propagação de fratura é uma integração do mecanismo do fluxo do fluido na fratura, transporte de partículas, mecânica das rochas, petrofísicas, simulação de reservatórios, e fluxo de fluido através de meios porosos. O modelo mais aceito, atualmente, é o modelo de redes de fraturas (Figura 11), associado a conceitos de fraturabilidade, condutividade da fratura, complexidade de fratura e volume de reservatório estimulado (RODRIGUES *et al*., 2007).

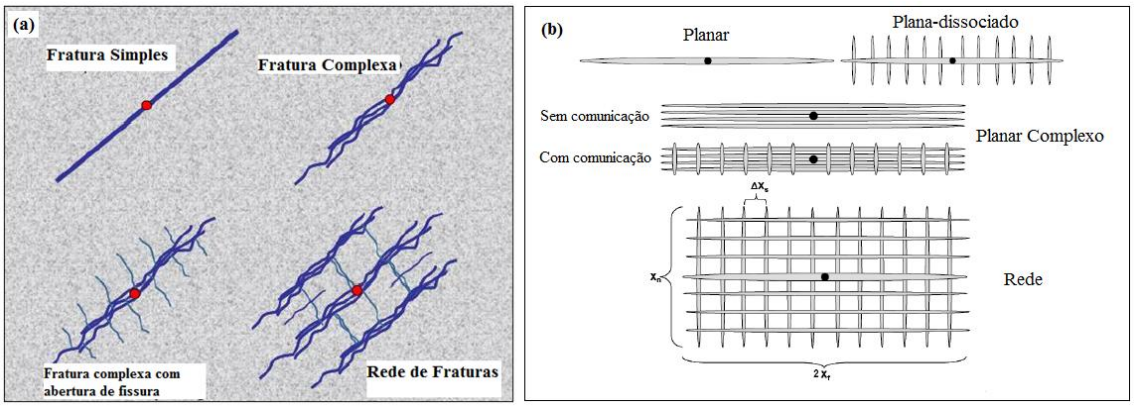

Figura 11 - Exemplo ilustrado dos sistemas de fraturas: (a) vista superficial e (b) frontal. Fonte: Adaptado de MEYER *et al*., 2011.

As propriedades da rocha incluem o módulo de Young (E), módulo de cisalhamento e razão de Poisson (*v*), resistência à tração, resistência à ruptura, tensões *in situ* (σ), etc. As propriedades de interesse do fluido de fratura na qual incluem modelos reológicos, viscosidade, densidade, filtração (*leakoff*), capacidade de transporte do propante, etc, podem ser a pressão , temperatura e taxa cisalhamento (CIPOLLA, 2009, NOLTE, 2000).

Acredita-se que as fraturas que estão presentes nos reservatórios de *shale* afetam a direção de propagação das fraturas induzidas. Neste tópico, as redes de fraturas complexas, definidas como não-planares, ramificando a geometria da fratura causada por efeitos de tensões fortes ou interações com fraturas naturais, muitas vezes são induzidas quando fraturas hidráulicas são criadas nos reservatórios naturalmente fraturados.

Existem três possibilidades que podem ocorrer quando fraturas hidráulicas cruzam com fratura natural (Figura 12). Em primeiro lugar, a fratura hidráulica pode atravessar a fratura natural e continua a se propagar ao longo da direção original. Em segundo lugar, a fratura hidráulica pode ser presa pela natural, em que desvia a propagação ao longo da fratura natural e, em seguida, sai da ponta da fratura natural. Em terceiro lugar, a fratura hidráulica desvia para a fratura natural e reiniciada em algum ponto fraco ao longo da fratura natural.

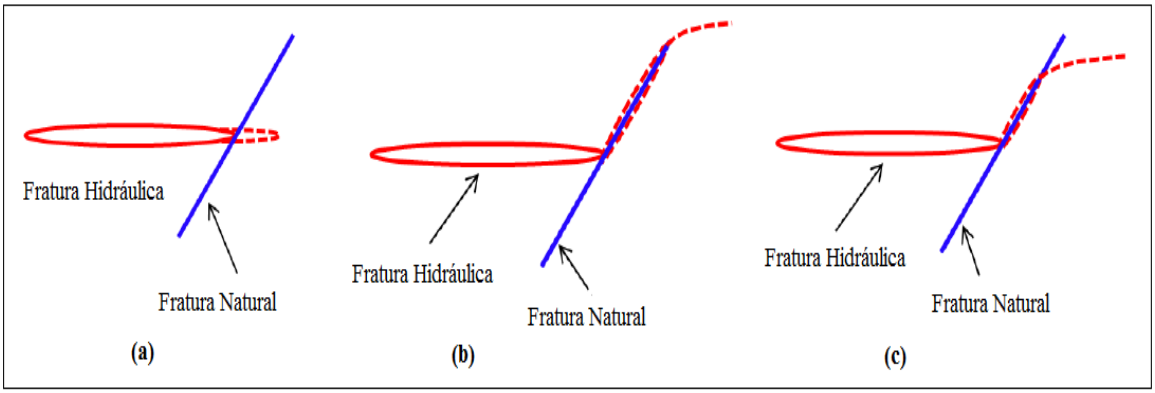

Figura 12 - Possível cenário sobre intersecção de fraturas hidráulicas com fraturas naturais: (a) fratura hidráulica cruzando a fratura natural; (b) fratura hidráulica é presa e propaga-se para fora da extremidade da fratura natural; (c) a fratura hidráulica desvia para a fratura natural e ocorre uma torção antes de alcançar a ponta da fratura natural. Fonte: Adaptado de WU AND OLSON, 2014.

Mais do que indicar a possibilidade de se criar uma fratura hidráulica em um folhelho, o conceito de fraturabilidade (Figura 13) se refere à facilidade que o folhelho oferece para que seja criada uma fratura principal com uma rede de fraturas conectadas a esta, de sorte a se obter significativo volume de reservatório contactado ou estimulado (RODRIGUES et al., 2007).

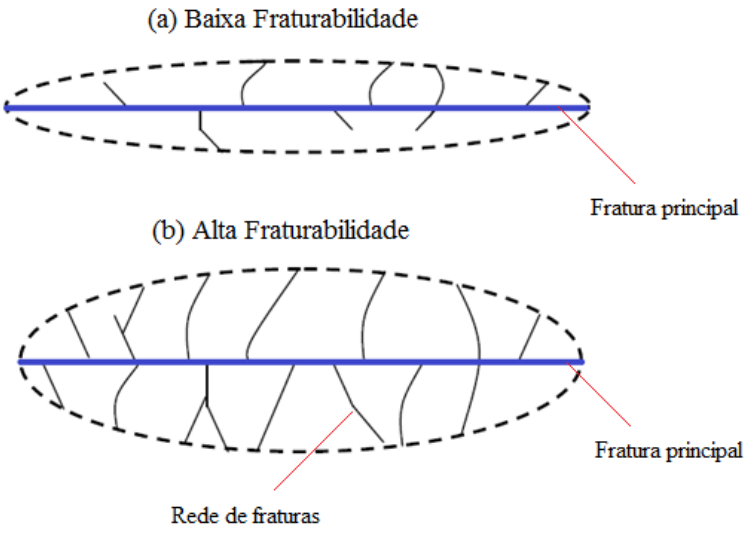

Figura 13 - Exemplo ilustrado de um caso de baixa fraturabiliade (a) e alta fraturabilidade (b). Fonte: Adaptado de RODRIGUES *et al.*, 2012.

Entretanto, NAGEL *et al*., (2012) concluiu através da simulação numérica, que a influência das propriedades da rocha (mais especificamente o módulo de Young e a razão de Poisson) na rede de fraturas são muito pequenas. De qualquer forma, um dos caminhos para o aperfeiçoamento dos projetos de fraturamento hidráulico é selecionar os segmentos a serem fraturados apenas em regiões de alta fraturabilidade. Isso pode ser conseguido com o uso de perfis de tensão, E e ν.

Em reservatórios de baixa permeabilidade, como no caso de *shale*, onde as estruturas de redes complexas em vários planos são criadas, os conceitos de *single-plane-fracture*, *half-length* e *conductivity* são insuficientes para descrever o desempenho da estimulação. Esta é a razão para qual o conceito da utilização de volume do reservatório estimulado (*Stimulated Reservoir Volume* - SRV) como um parâmetro de correlação para o desempenho de produção do poço. Segundo CHEN *ET AL*. (1997), o tamanho da rede fraturas criadas podem ser aproximada como o volume 3D (volume do reservatório estimulado) no evento microssísmico. E o índice de complexidade de fratura (ICF), na qual definido como a razão entre a largura e o comprimento da nuvem de pontos obtida em mapeamento microsísmico (CIPOLLA *et al*., 2008). Assim, as fraturas planares apresentam baixo valor de ICF e as fraturas desdobradas em rede apresentam alto valor de ICF.

4 Simulação Numérica de Reservatórios

Os simuladores de sistemas podem ser classificados entre físicos e matemáticos. Os simuladores físicos são, por exemplo, os simuladores analógicos, os modelos reduzidos e os protótipos. Os simuladores matemáticos podem ser subdivididos em analíticos e numéricos. Como exemplos de simuladores analíticos podem ser citados a solução do modelo da fonte linear, a equação de balanço de materiais, as curvas de declínio e o modelo de Buckley-Leverett (ROSA et al., 1953).

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e o modelo de Buckley-Leverett, como mencionado no parágrafo acima. Os simuladores numéricos de reservatório são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica (ROSA *et al*., 1953).

4.1 Simuladores Numéricos de Fluxo

A classificação apresentada na literatura depende muito da forma que os fluidos presentes no reservatório são modelados, tendo em vista suas características e formas de tratamento da composição e propriedades destes fluidos. Portanto, pode-se assumir a seguinte classificação: *Black-oil* (volumétrica ou tipo Beta) e Composicional.

Alguns conceitos como fase e componente são relevantes para a compreensão. A primeira refere-se a uma região de fluido quimicamente homogênea que é separada de uma outra região por uma interface, que pode ser oleosa, aquosa ou gasosa. Já o outro conceito é uma espécie química que pode estar presente em uma fase. Por exemplo, a fase aquosa contém os componentes água (H_2O), cloreto de sódio (NaCl) e oxigênio dissolvido (O_2). Além disso, a fase oleosa contém centenas de componentes, isto é, C_1, C_2, C_3, etc.

4.1.1 Modelo *Black-Oil*

Neste tipo de modelo (Figura 14), é assumido quando o fluido pode se apresentar em três fases: óleo, água e gás. Desta forma, o modelo é usado em situações em que o processo de recuperação é insensível às mudanças composicionais nos fluidos do reservatório como, por exemplo, mecanismos de recuperação primária e injeção de água. Óleo e água são assumidos ser imiscíveis e o gás é assumido ser solúvel no óleo. Nesta abordagem, os fluidos estão em temperatura constante e em equilíbrio termodinâmico dentro do reservatório. Sob estas condições, o comportamento PVT do sistema pode ser expresso pelos fatores volume formação do óleo, da água e do gás dados, respectivamente, por B_o, B_w e B_g e a transferência de massa entre óleo e gás é descrito pela razão de solubilidade (Rs) (MACHADO, 2011).

4.1.2 Modelo Composicional

O modelo composicional (Figura 14) é usado quando o processo de recuperação é sensível a mudanças composicionais dos fluidos do reservatório em que a PVT é governada por equações cúbicas de estado. Ou seja, cada fase é modelada a partir de seus vários componentes e, ainda, cada fase tem sua constante de equilíbrio químico calculada em casa interação. No entanto, como o número de componentes de determinada fase é grande, é comum aglutinar vários componentes que ocorrem em menor quantidade em um só, o chamado pseudocomponente. Por exemplo: o gás natural é modelado por seus componentes $\mathrm{C}_1, \mathrm{C}_2, \mathrm{C}_3$ e C_4; os outros, C_{5+}, são reunidos em um pseudocomponente. Exemplo de simulador composicional: GEM (MACHADO, 2011).

As situações para aplicação do modelo composicional incluem depleção de reservatórios de óleo volátil e gás retrógrado e processos de recuperação baseados em miscibilidade após múltiplos contatos (MACHADO, 2011).

Há ainda os modelos semi-composicionais, cuja diferença em relação aos composicionais encontra-se no fato de que a constante de equilíbrio químico é constante em relação a mudanças de composição, isto é, ela só muda com alterações da pressão e da temperatura, e seus valores são previamente definidos a partir das tabelas de K *values* (MACHADO, 2011).

4.1.2 Outros Modelos

Segundo, MACHADO (2011) para modelar processos que dependem fortemente da temperatura, como injeção de vapor e combustão *in-situ*, deve-se adotar simuladores térmicos (Figura 14). Estes simuladores usam uma equação de balanço de energia mais a equação do balanço de massa, associados a abordagens composicionais, como é no caso do STARS.

Vale ressaltar que há ainda outros modelos de simulação, menos populares, específicos para simular processos químicos (injeção de polímeros e surfactantes) e microbiológicos (geração de H_2S no reservatório por bactérias redutoras de sulfato) (MACHADO, 2011).

Um último tipo de modelo a ser mencionado é o modelo de dois meios (*dual media model*), onde a rocha reservatório é considerada a ser composta por duas redes interconectadas, a fratura e a matriz, cada uma sendo caracterizada com suas próprias propriedades. Estes modelos adotam formulações *black-oil* ou composicional, usando diferentes configurações usualmente chamadas de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (serão detalhados no capítulo 3), dependendo se o fluxo na matriz é permitido ou não. Estes modelos são tipicamente aplicados aos estudos de reservatórios naturalmente fraturados, tal como acontece em alguns reservatórios carbonáticos também (MACHADO, 2011).

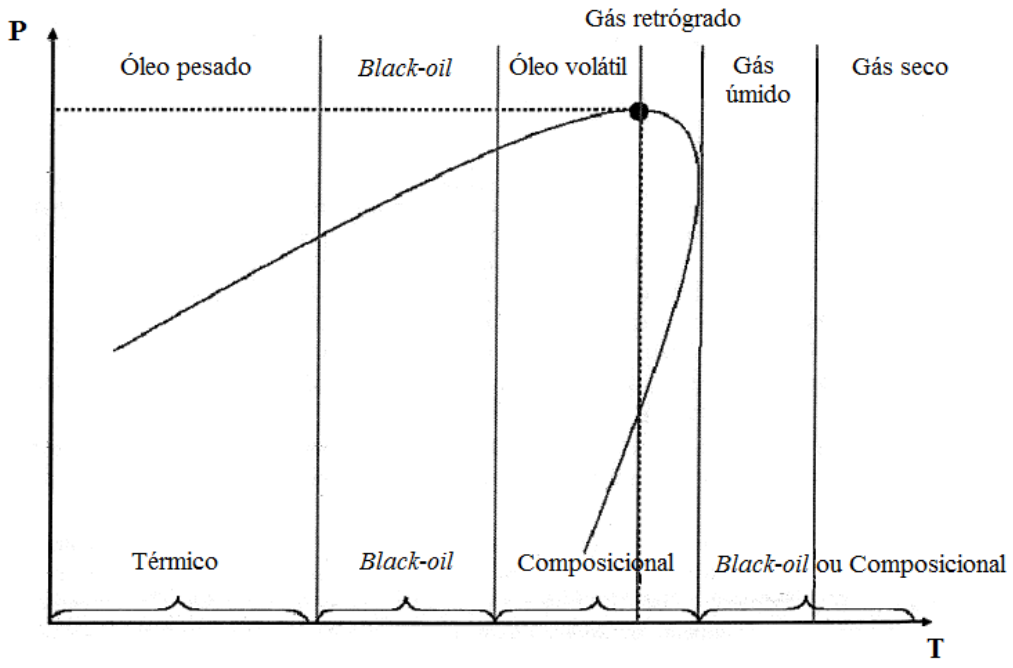

Figura 14 - Resumo das aplicações dos modelos de simulação de reservatórios no diagrama de fases pressão-temperatura (P,T). Fonte: MACHADO, 2011.

4.2 Preparação do Modelo Numérico

Após a coleta e preparação de dados, a etapa seguinte consiste na construção do modelo numérico propriamente dito. Para isso faz-se inicialmente o chamado lançamento do *grid* ou malha, ou seja, constrói-se uma malha para se transpor apara o modelo às informações necessárias. Esta etapa consiste então em dividir o reservatório em várias células, cada uma delas funcionando como um reservatório, conforme ilustra a figura 14 (MACHADO, 2011).

As linhas da malha precisam estender-se por todo o reservatório e cada célula é identificada pelas suas coordenadas, em geral, cartesianas. Para cada célula em que foi dividido o reservatório devem ser fornecidos os dados necessários para compor o modelo numérico, tais como porosidade, permeabilidade, espessura etc. Assim, o modelo numérico contém todas as informações necessárias que servem de dados de entrada para o simulador numérico de fluxo, isto é, para executar o simulador (MACHADO, 2011).

4.3 Aplicação do Método das Diferenças Finitas

4.3.1 Breve Histórico

A teoria das diferenças finitas foi formulada no início da década de 1950, justamente quando os computadores eletrônicos programáveis começaram a surgir. Não tardaram a aparecer às primeiras aplicações dessa técnica ao estudo do fluxo de fluidos em meios porosos. Assim nasceu a simulação de reservatórios, que desde então tem sido constantemente aperfeiçoada e encontra aplicações cada vez mais numerosas (ROSA *et al*., 1953).

4.3.2 Introdução do método

As técnicas numéricas devem ser aplicadas para resolver as equações de escoamento em meio poroso. O método numérico mais popular, corretamente em usa na indústria, é o método das diferenças finitas (MACHADO, 2011).

Este método é implementado por imposição de uma malha de diferenças finitas sobre o reservatório a ser modelado. A malha escolhida é então usada para aproximar as derivadas espaciais das equações contínuas. Estas aproximações são obtidas por truncamento da expansão de Taylor para as incógnitas (pressão e saturação). Procedimento similar é feito no domínio do tempo (MACHADO, 2011).

Segundo ERTEKIN *et al*., (2001) existem dois tipos de sistemas de malhas (*grids*) que são geralmente usados na simulação de reservatórios: bloco-centrado e ponto-distribuído. Note que no bloco-centrado (Figura 15 – a), os pontos de pressão estão no centro dos blocos. No ponto-distribuído (Figura 15 – b), as áreas coloridas correspondem a células de volume do reservatório associado aos blocos e os pontos de pressão são afastados do centro das células de volume. Ou seja, elas distinguem-se na localização dos pontos de cálculo das soluções nos blocos.

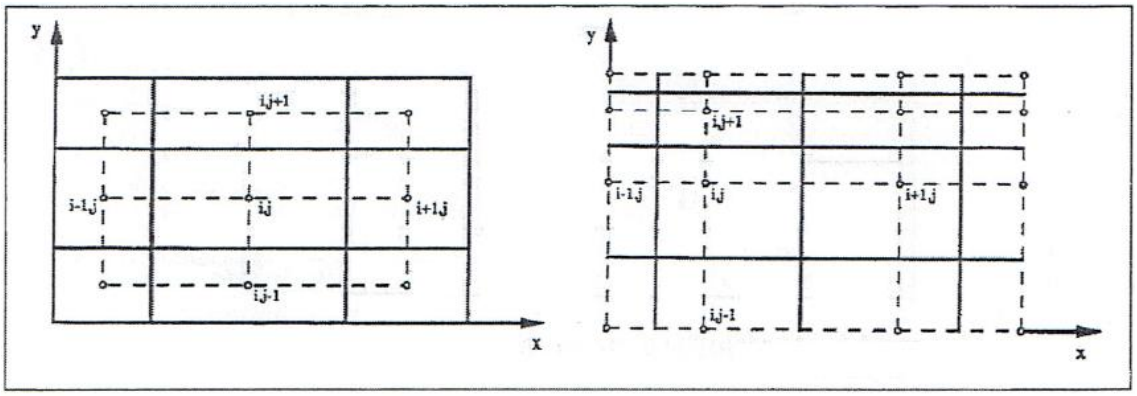

Figura 15 - Ilustração típica de uma malha de bloco-centrado (esquerda) e malha de ponto-distribuído (direita), ambos retangulares e não uniformes. Fonte: Adaptado de AZIZ (1993).

A implementação de aproximações de diferenças finitas resulta em equações algébricas chamadas propriamente de equações de diferenças finitas. Deve ser enfatizado que as soluções destas equações são obtidas somente nos pontos discretos pelo sistema de malha. Este é o contraste para as soluções das equações contínuas, cuja solução é obtida para todos os pontos do reservatório. Portanto, discretização é o processo de converter equações contínuas (e seu domínio) em equações de diferenças finitas (MACHADO, 2011).

5 Modelagem e Simulação de Fluxo

5.1 Modelos Disponíveis

Este capítulo tem o intuito de descrever um modelo multifísica para sistemas porosos complexos numa escala mais apropriada de informações contidas. Porém com o avanço dos estudos, diferentes conceitos foram surgindo e o mais importante deles é o VER (SOUTO, 2005), que significa "Volume Elementar representativo" (Figura 16), que dependendo de alguma relação de escala, basicamente é possível substituir um meio poroso por um meio contínuo equivalente.

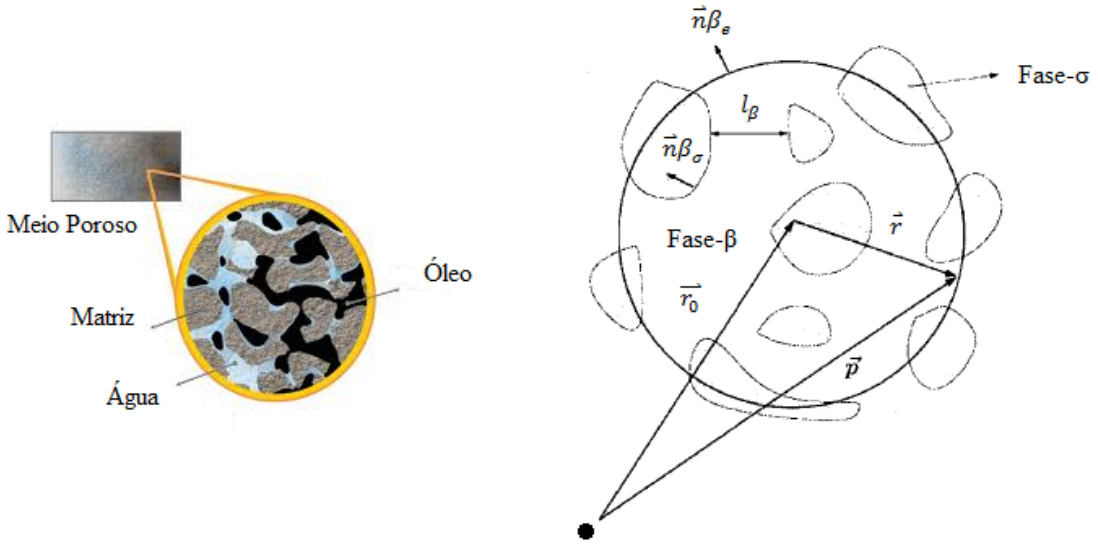

Figura 16 - Ilustração do Volume Elementar Representativo. Fonte: Adaptado de SOUTO, (2005).

Segundo a literatura, muitas técnicas têm sido empregadas para criar sistemas representativos em escalas mais grosseiras. Pode-se citar, por exemplo, a Técnica de Média Volumétrica (WHITAKER, 1998), que fez uso de transformações matemáticas em volumes médios espacialmente referenciados (Equação 1) sobre as propriedades físicas na escala micro, sobre os operadores diferenciais gradientes e divergentes e sobre potenciais e fluxo do fenômeno físico em observação, dando luz a sistemas equivalentes, tendo o cuidado de garantir espacialidade das variáveis. Entretanto, deve-

se preocupar com fato de que o VER deve ser grande o bastante para evitar indesejáveis flutuações nas propriedades equivalentes. E pequeno o suficiente para que haja uma dependência espacial destas propriedades

$$\langle \emptyset_\beta \rangle = \frac{1}{V} \int \emptyset_\beta dV \quad (1)$$

De acordo com JACOBS BEAR (1988), o conceito em inglês de *continuum* é possível em diferentes escalas como, por exemplo, para o caso de reservatórios fraturados do Tipo 1, onde apenas as farturas contribuem para o sistema de fluxo, identificando-se um único meio atuante e contínuo. Entretanto, as matrizes, que preenchem os espaços entre as fraturas, podem impactar consideravelmente os processos de fluxo e transporte. Por sua vez, se este meio poroso de matrizes puder ser considerado um meio contínuo, um modelo conceitual novo também poderá ser definido para ele, desta forma o que ocorreria, então, seria a existência de dois meios contínuos e uma interação entre eles através de um modelo de transferência de massa (BARENBLATT, 1960).

Cabe ressaltar que é comum adotar uma representação mais simplificada quando se trata de domínio do tipo I da figura 17. E geralmente, inclusive nos simuladores comerciais, faz-se uma modelagem de porosidade simples (*single porosity*), onde se identifica pontualmente as fraturas e suas contribuições através de parâmetros equivalentes. O tipo II da figura 17 requer uma abordagem mais complexas colocando este numa modalidade que se chama de dupla porosidade; múltiplos modelos contínuos equivalentes devem ser definidos para o cálculo das pressões e saturações nos meios equivalentes. Geralmente, este esbarra num problema de identificação de estratégias para o cálculo da função de transferência entre os meios “matrizes” e “fraturas” (o assunto será discutido a seguir). O modelo III apresentado na figura 17 é conhecido como Modelo de Rede de Fraturas Discretas (*Discrete Fracture Network* – DFN), onde a predominância é inteiramente das fraturas e da geometria complexas entre os seus conjuntos. Dependendo da ordem da escala, este ainda pode ser engrossado via técnicas analíticas ou numéricas de *upscaling* (CHRISTIE, 1996). Já o último, o tipo IV, não é comumente usado para caracterizar reservatórios naturalmente fraturados, entretanto podemos identificar neste um uso para reservatórios que possuam fraturas artificiais, ou seja, as fraturas hidráulicas e assim faz-se uso de fenômenos físicos mais complexos

para a explotação, como, por exemplo, o objetivo estudado: os reservatórios de *shale gas*.

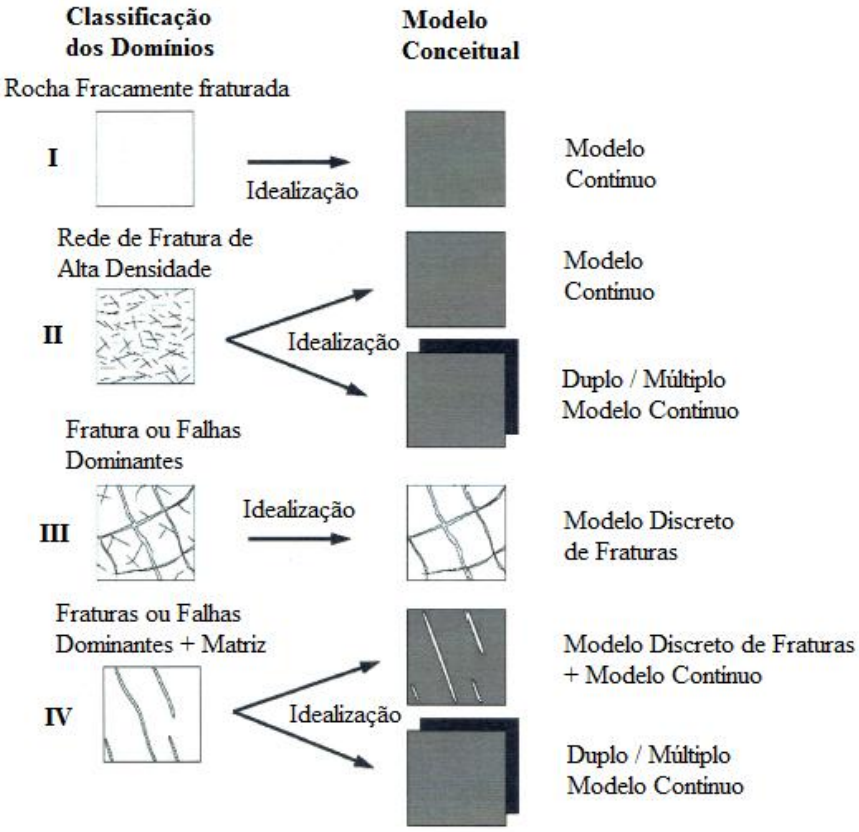

Figura 16 - Descrição dos tipos possíveis de domínio porosos para reservatórios fraturados e seus respectivos modelos conceituais. Fonte: Adaptado de BARENBLATT, (1960).

Observe, então, que de acordo com o tamanho e intensidade das fraturas, e, bem como, as influências das propriedades permo-porosas da matriz no fluxo, o modelo contínuo equivalente para os reservatórios fraturados podem ser totalmente diferentes. Desta forma, uma representação semelhante foi sugerida nos modelos de BARENBLATT (1960) e WARREN AND ROOT (1960), mais conhecidos como modelos de dupla porosidade e permeabilidade.

O conceito por trás dos modelos observados na figura 17, que relacionam matrizes e fraturas através de conjuntos de fatias ou cubos, para a representação de reservatórios, tem sido amplamente utilizado. Esta modelagem virou a mais usual entre os simuladores comerciais para simulação de fluxo. Esta abordagem parte da ideia de

que as células de matrizes e fraturas são como espelhos, ou seja, possuem a mesma posição espacial, mas que recebem valores diferentes para certas propriedades físicas e geométricas, como, por exemplo, porosidade e permeabilidade (Figura 18). E, que de acordo com o modelo escolhido, estas podem se relacionar ou não, para efeito de transferência de massa e continuidade de pressão, por uma função de transferência. Mas a diferença entre os modelos é basicamente o fluxo do fluido entre os blocos. No caso da modelagem de dupla porosidade, o fluxo nos blocos ocorre somente da matriz para a fratura. O que é semelhante na de dupla permeabilidade, porém pode ocorrer entre os blocos de matriz para matriz.

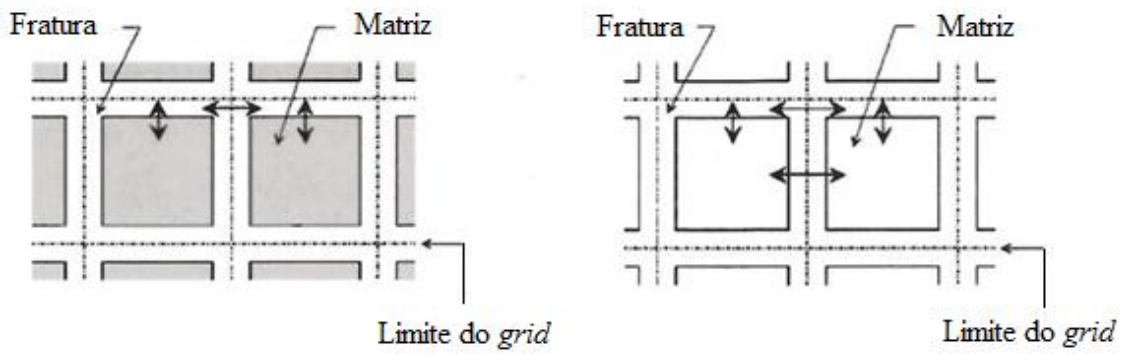

Figura 17 - Modelos de Dupla Porosidade (esquerda) e Permeabilidade (direita). Fonte: Adaptado de WARREN AND ROOT (1960).

Houve a intenção de melhorar as abordagens de dupla porosidade e de dupla permeabilidade por vários grupos de pesquisas que perceberam que os modelos não representavam bem alguns fenômenos físicos. Pode-se citar, por exemplo, os efeitos transientes, gravitacionais e de continuidade capilar. A modelagem para efeitos transientes dentro da matriz foi proposta por WU AND PRUESS, (1988) através do modelo chamado em inglês de MINC (*Multiple Interacting Continua*). Em suma este modelo cria sub-blocos na matriz (Figura 19) que através de estágios temporários vão comunicando fluxo de uma matriz interna a uma matriz mais externa simulando, portanto, fluxo transiente.

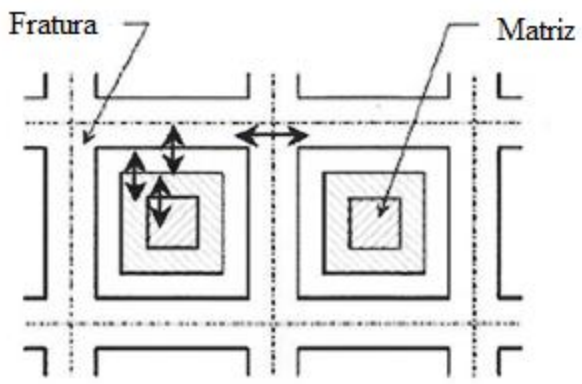

Figura 18 - Ilustração do modelo *Multiple Interacting Continua*. Fonte: Adaptado de PRUESS AND NARASIMHAN, (1985).

Outra estratégia muito usada para contabilizar efeitos gravitacionais (gás subindo ou água descendo) dentro da matriz foi proposta por GILMAN (1983) e utilizada em simuladores como o IMEX, STARS e ECLIPSE. Esta necessidade advém do fato que contrariando a concepção inicial proposta pelo Waren and Root, a função de transferência deve ser calculado através da diferença de potencial entre a matriz e fratura e não da diferença de pressão. Dependendo do comprimento vertical da matriz o impacto do efeito gravitacional é considerável, necessitando, portanto, de uma modelagem mais acurada. Faz-se isto calculando diversas pressões no interior da matriz conforme partições nelas fatias, esta estratégia é conhecida nos simuladores da CMG como *Subdomain*, e no Eclipse como *Vertical Discrete Matrix Gravity Drainage Model*.

O estudo da continuidade da pressão capilar entre blocos de matrizes é um assunto bem discutido entre os pesquisadores LABASTIE AND AQUITAINE (1990) e FIROOZABADI AND HAUGE (1990), alguns acreditam que isso de fato pode influenciar na recuperação de óleo na matriz, e dependendo do mecanismo de recuperação atuante, as forcas capilares entre blocos pode exercer um efeito contrário ao fluxo de saída do fluido da matriz. Portanto, tomou-se o cuidado de incluir modelos de dupla-porosidade e permeabilidade, seja através de computo de novas pseudo-curvas ou por re-parametrizar a cruva de pressão capilar entre os blocos e inter-blocos. A Figura 20 mostra possíveis esquemas para a pressão capilar entre os blocos.

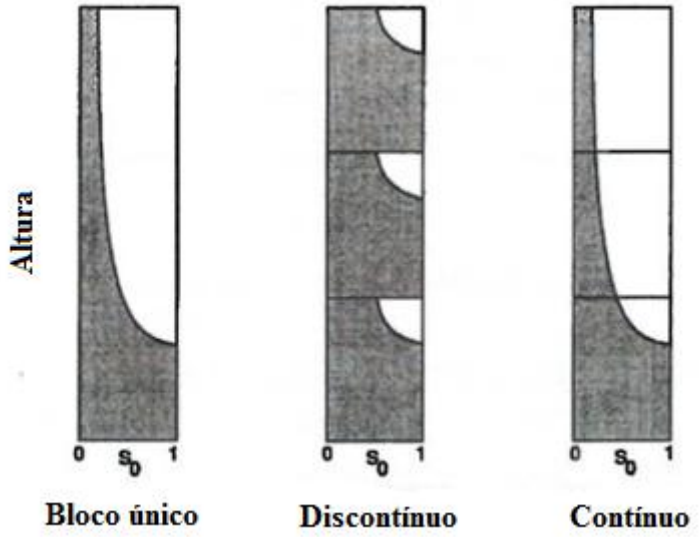

Figura 19 - Efeito Capilar entre Bloco de Matrizes. Fonte: Adaptado de LABASTIE AND AQUITAINE, 1990.

5.2 Descrição das Físicas Atuantes

Em reservatórios de *shale gas*, temos a atuação da física em três tipos de escalas de diferentes ordens de grandezas: micro, macro e nano. Tratando da escala nanoscópica, na garganta de poros ocorre, além do gás livre, a liberação da molécula de gás que é adsorvido à superfície da matéria orgânica (Figura 21).

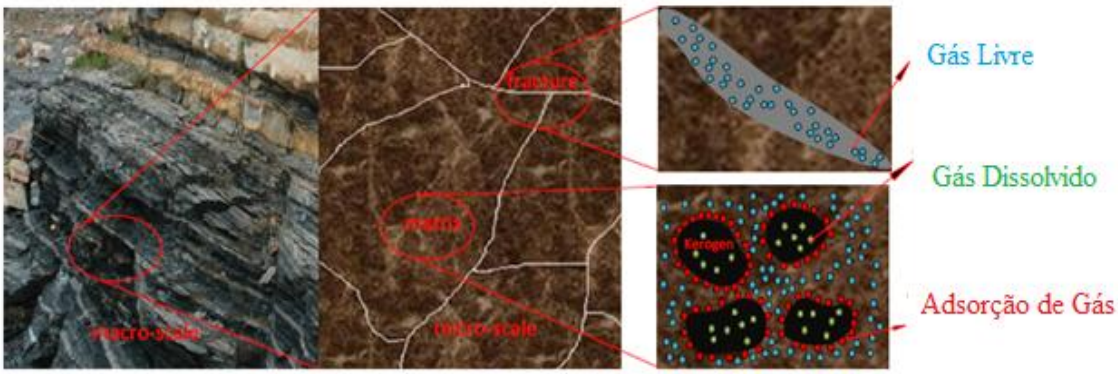

Figura 20 - Distribuição do gás e geometria do *shale*, do micro à macro escala.

Este fenômeno físico-químico acontece devido à miscibilidade do gás cuja tensão interfacial é baixa o suficiente para ocorrer à mistura entre as fases. Para considerar as condições de equilíbrio termodinâmico, o simulador usa o modelo de adsorção de multi-componentes que é obedecido segundo a equação de Langmuir:

$$\omega_i = \omega_{i,max}\left(\frac{B_i y_i p}{1+p\sum_j B_j y_{jg}}\right) \quad (2)$$

onde,

B_i = parâmetro para a relação isoterma de Langmuir;
ω_i = moles do componente adsorvida por unidade de massa ou rocha;
$\omega_{i,max}$ = moles máxima de componente adsorvido "i" por unidade de massa de rocha;
p = pressão;
y_{ig} = fracção molar do componente i adsorvida na fase gasosa.

Esta equação implica que a adsorção de gás aumenta de forma não linear com a pressão e é reversível através da diminuição da pressão (Figura 22). Se a temperatura e a pressão do reservatório são conhecidas, uma isotérmica pode ser utilizada para estimar a quantidade máxima de gás adsorvido.

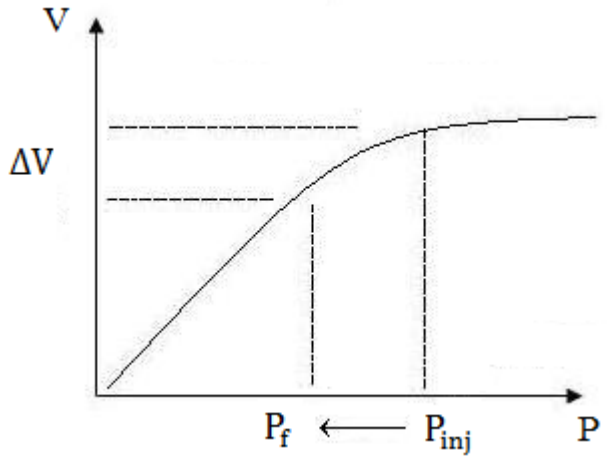

Figura 21 - Isoterma de Langmuir.

Analisando agora a escala micro, tem-se gás dissolvido na fase aquosa e através da diferença de concentrações entre gás e água, ocorre o fluxo por difusão Fickiana (Equações 3, 4, 5, 6). Para modelar esta etapa, assume-se a hipótese de que a água não se movimenta devido à baixa permeabilidade associada aos microporos, bem como a existência de efeitos capilares que tendem a imobilizar a água nos micro e nanoporos.

O processo difusivo do gás é lento e ocorre em pequenos percursos até que o gás atinja as fissuras induzidas pelo fraturamento hidráulico, onde este se desprende da fase aquosa formando a fase gás livre. A definição de tortuosidade é a razão entre o comprimento real do caminho percorrido por uma partícula que flui através do meio para a distância macroscópica traçada (Figura 23).

$$J_i = -\sum_k \emptyset\, \rho_k\, S_k D_{t,ik} \nabla y_{ik}, \;\; i = 1, \dots, n_c; \;\; k = o, g, w \tag{3}$$

$$D_{t,ik,mm} = \frac{D_{ik}}{\tau_k} + \frac{(\alpha_{kl} - \alpha_{kt})}{\emptyset S_k |u_k|} u^2{}_{km} + \alpha_{kt} \frac{|u_k|}{\emptyset S_k} \tag{4}$$

$$D_{t,ik,mn} = \frac{(\alpha_{kl} - \alpha_{kt})}{\emptyset S_k |u_k|} u_{km} u_{kn} \tag{5}$$

$$\tau_k = F \text{ x } \emptyset \text{ x } S_k \tag{6}$$

onde,

D_{ik} = coeficiente de difusão;
F_k = fator de resistividade formação;
α_{kl} e α_{kt} = parâmetros dispersividade longitudinal e desvio para o modelo de dispersão;
μ_k = viscosidade, tudo para a fase k.

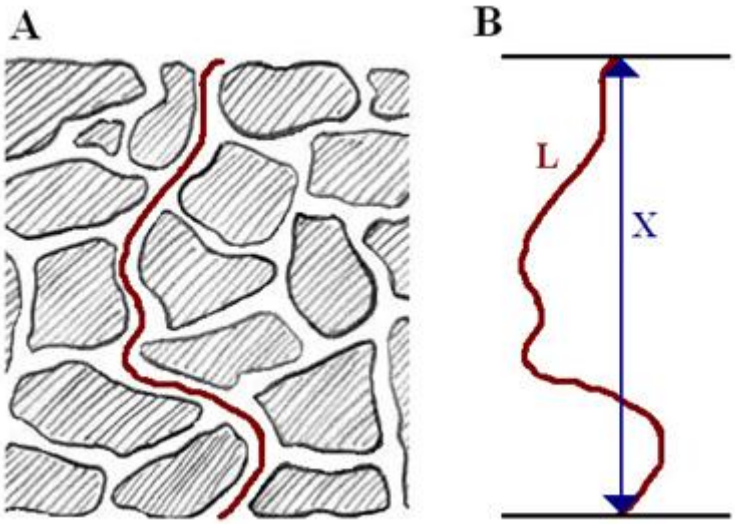

Figura 22 - (a) comprimento real e (b) comprimento calculado do fluido percorrido.

6 Modelagem do Reservatório de "*Shale Gas*" no GEM/CMG

As estratégias de caracterização de reservatório fraturados usadas pelos simuladores da CMG para representar o conjunto fratura-matriz, usam um termo definido como transmissibilidade matriz-fratura (Equação 7), na qual representa toda a informação disponível que pode acontecer na transferência de massa entre os dois meios. O termo de transferência de massa pode ser calculado através da diferença de potencial entre matriz e fratura (Equação 8). Neste termo é incluído o efeito capilar, gravitacional e potencial. Um coeficiente de proporcionalidade também é inserido para indicar dependência das propriedades dos fluidos, da permeabilidade efetiva, e da geometria que o fluxo mássico atravessa a matriz pela fratura.

$$\tau = \mathrm{T_{mf}}.(\emptyset_{\mathrm{m}} - \emptyset_{\mathrm{f}}) \tag{7}$$

$$T_{mf} = \sigma\left(\frac{A_m}{d_m/2}K_m\right)\left(\frac{K_{rl}}{\mu_l B_l}\right) \tag{8}$$

Percebe-se que na equação anterior existe um termo que os simuladores da CMG utilizam para calcular o efeito geométrico entre matriz-fratura, conhecido como fator de forma ou *shape factor* (σ). A tabela a seguir introduz os diferentes valores para o fator de forma em que tem sido proposto pela literatura. Entre eles destacam-se WARREN AND ROOT (1960) e KAZEMI (1976), na qual é descrito pelo GEM usando o comando *SHAPE *GK referente à Gilman e Kazemi e *SHAPE *WR, referente à Warren e Root.

TABLE 1—OVERVIEW OF SHAPE FACTORS PROPOSED IN THE LITERATURE*

1D	2D	3D	Author
$\frac{12}{L_x^2}$	$\frac{8\left(L_x+L_y\right)^2}{\left(L_xL_y\right)^2}$	$\frac{60\left(L_xL_y+L_xL_z+L_yL_z\right)^2}{9\left(L_xL_yL_z\right)^2}$	Warren and Root
$\frac{4}{L_x^2}$	$4\left(\frac{1}{L_x^2}+\frac{1}{L_y^2}\right)$	$4\left(\frac{1}{L_x^2}+\frac{1}{L_y^2}+\frac{1}{L_z^2}\right)$	Kazemi
$\frac{12}{L_x^2}$	$\left(\sum_{k,l=0}^{\infty}\left[\frac{8^2}{\alpha_k^2\alpha_l^2\left(\alpha_k^2+r\alpha_l^2\right)}\right]\right)^{-1}\frac{1}{L_x^2}$	$\left(\sum_{k,l,m=0}^{\infty}\left[\frac{8^3}{\alpha_k^2\alpha_l^2\alpha_m^2\left(\alpha_k^2+r\alpha_l^2+s\alpha_m^2\right)}\right]\right)^{-1}\frac{1}{L_x^2}$	Coats
$\frac{\pi^2}{L_x^2}$	$\pi^2\left(\frac{1}{L_x^2}+\frac{1}{L_y^2}\right)$	$\pi^2\left(\frac{1}{L_x^2}+\frac{1}{L_y^2}+\frac{1}{L_z^2}\right)$	Chang, Lim, and Aziz

*In Coats' results, the following abbreviations are used: $\alpha_k=\pi\left(2k+1\right)$; $r=\left(k_y/k_x\right)\left(L_x/L_y\right)^2$; $s=\left(k_z/k_x\right)\left(L_x/L_z\right)^2$.

Tabela 2 - Fator de forma de Warren and Root (primeira linha) e de Gilman and kazemi (segunda linda). Fonte: Adaptado do GEM.

Quando se trata do método de SUBDOMAIN e MINC no GEM, os comandos para acionar estas funções são respectivamente *SUBDOMAIN idiv e *MINC idiv, onde "idiv" representa o número de subdivisões para cada camada da matriz.

A modelagem para as estratégias tanto no IMEX quanto no GEM é realizada na sessão de descrição do reservatório onde os comandos são exatamente o nome do modelo desejado. A estratégia *DUALPOR/*DUALPERM deve ser definida na sessão de entrada usando em sequencia o comando *TRANSMF, na qual especifica a transmissibilidade para fluxo de fluido entre a matriz e fratura, e *TRANSFER, em que indica o tipo de modelo de matriz-fratura para tratar diferentes fases de dupla porosidade ou dupla permeabilidade em reservatórios. Este último deve vir seguido de um número do modelo da matriz-fratura (ntran) conforme mostra a tabela 3.

Ntran	MODELO
0	Sem tratamento especial.
1	Modelo de segregação de fase completa.
2	Pseudo-modelo de pressão capilar.
3	Pseudo-modelo de pressão capilar com correções para contatar áreas entre as fases.
Veja o **Apêndice A** para obter mais informações	

Tabela 3 - Modelo da matriz-fratura do comando *TRASNFER.

Os reservatórios naturalmente fraturados (NFR) podem ser modelados usando os modelos padrões de dupla porosidade/permeabilidade, SUBDOMAIN ou MINC. Porém devido aos transientes de pressões extremamente lentos em *shales*, o fluxo não pode ser descrito com precisão usando esses modelos padrões. Por isso, a preocupação da modelagem de reservatórios de *shale gas* é descrever, com precisão, o fluxo de gás dentro da matriz e as propriedades de uma rede de fraturas, para avaliar o desempenho do poço e entender os parâmetros críticos que afetam a recuperação de gás.

Este estudo baseia-se na ferramenta "Builder" da CMG a fim de desenvolver com mais detalhes a construção do modelo de *shale gas* no GEM. Para construir no Builder, primeiramente devem-se escolher as cincos técnicas disponíveis no simulador para representar a porosidade e permeabilidade entre matriz e fratura (*single porosity*, DUALPOR, DUALPERM, MINC e SUBDOMAIN) conforme especificadas no tópico anterior. Em sequência, deve-se escolher o shape factor para a função de transferência (Gilman e Kazemi ou Warren e Root). A figura 24 mostra uma janela ao iniciar a construção no Builder com as opções desejadas.

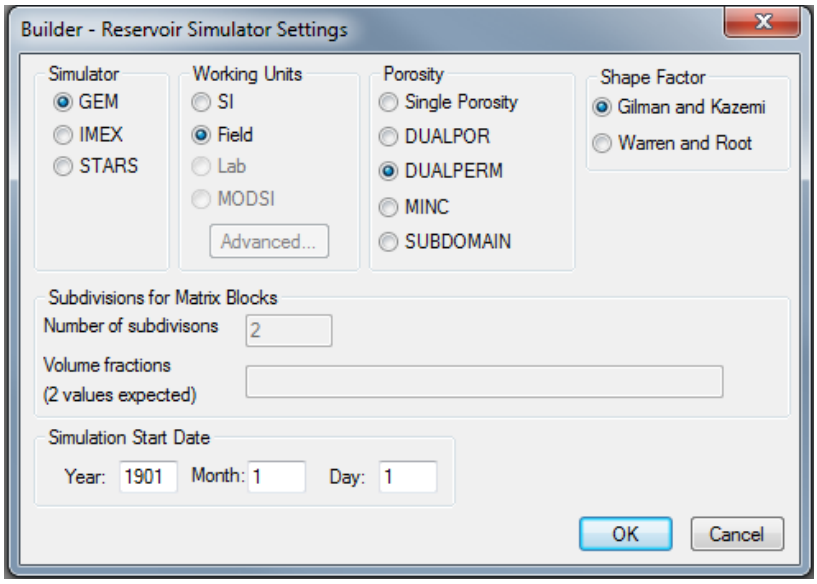

Figura 23 - Construção do modelo no GEM.

Próximo passo é importar os dados de microssísmica delimitando o tipo de campo do arquivo. Observe que o formato do arquivo é em XML, mas outros formatos podem ser usados (texto, Excel) para depois exportar para o arquivo XML e ser usado no futuro. Assim que já estiver especificado o *grid*, em ferramentas vai aparecer a opção de "Gerenciador de dados Microsísmico" e desta forma irá importar os dados selecionando o arquivo desejado. É importante escolher o tipo de campo de dados do arquivo que não seja XML e desmarcar todos os delimitadores deixando somente a vírgula como selecionador de colunas. Em seguida, devem-se selecionar as colunas apropriadas e colocando o formato da data (mês, dia, ano). Se o *grid* já foi criado usando um software de modelagem geológica, a microssísmica deve ser importada (Figura 25). Porém, um simples *grid* pode ser criado baseado nos dados da microssísmica. Estes próprios dados da microssísmica têm a capacidade de criar um volume de reservatório estimulado utilizando os dados em um modelo geológico existente. Mas este assunto será detalhado no tópico 4.2.

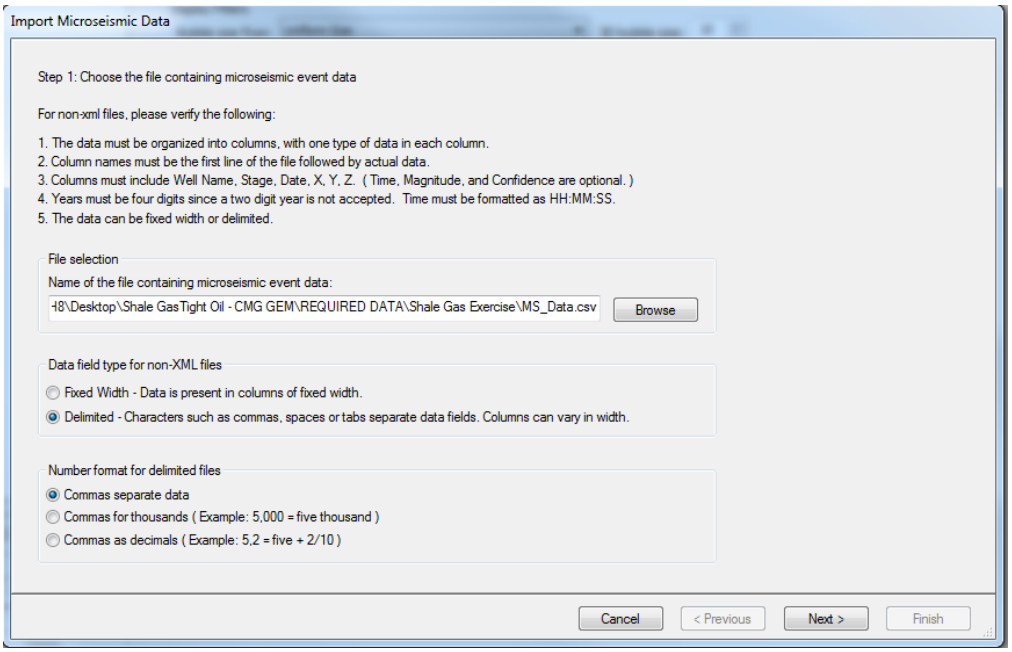

Figura 24 - Importando dados de microssísmica.

No GEM, por ser um simulador composicional, deve-se criar as propriedades das componentes. Para isto, deve-se selecionar o modelo importando do Winprop ou podendo cria-los na opção que aparece. Em sequencia, o simulador oferece dois modelos de equações de estado: Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong (Figura 26). Agora voltando nas propriedades dos componentes, deve-se adicionar o EOSSet e editar os componentes escolhendo o gás através da lista. Desta forma, têm-se todos os parâmetros da equação de estado requeridos para o modelo do gás.

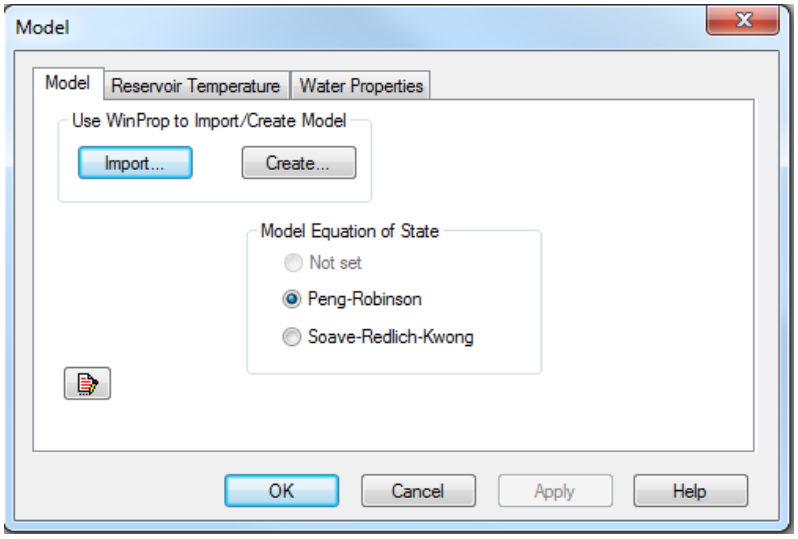

Figura 25 - Propriedade das componentes (modelo de equação de estado).

Nas propriedades específicas na sessão do reservatório, devem-se incluir os dados de adsorção do gás, como mostra na figura 27. No Builder foi construído um assistente para converter unidades de massa adsovida a partir de dados de laboratório para as unidades necessárias para o simulador quando tralhando com CBM (*Coaldbed Methane*). Porém para *shale gas*, estes dados podem ser convertidos manualmente (usando as leis de gás ideal) ou pode ser convertido usando a função de configuração rápida da CBM no Builder. No entanto, ao utilizar o assistente rápido da CBM deve-se ter em mente que o COAL-DIF-TIME ou COAL-DIF-COMP desativa o fluxo de Darcy na matriz. Por isso, essas palavras-chave não devem ser inseridas e o comando de "difusão" deve ser usado. A difusão pode ser adicionada no modelo de *shale* na sessão de propriedades dos componentes, clicando na opção "*Gas-Phase Matrix-Fracture Diffusion*" e em seguida inserindo o valor da tortuosidade da componente. Estes assuntos de adsorção e difusão do gás serão mais detalhados no tópico seguinte.

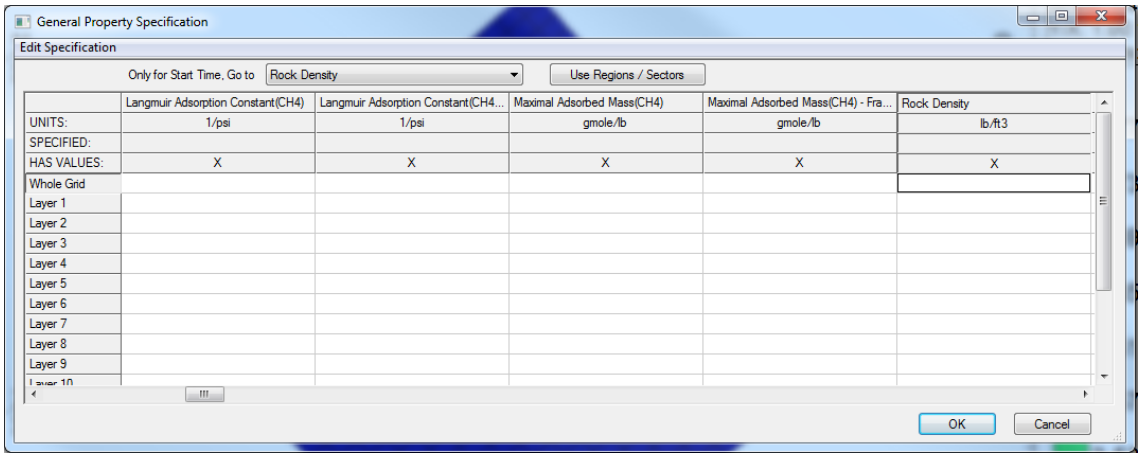

Figura 26 - Propriedades específicas do reservatório (adsorção do gás).

Como visto em reservatórios de *shale gas*, é necessário ter o faturamento hidráulico no modelo. Nota-se que para modelar a fratura de forma mais explícita do que usar o fator de dano (*skin factor*), você precisa fazer um refinamento local e criar uma largura de célula do *grid* relativamente pequeno perpendicular à direção da fratura.

O Assistente fraturamento hidráulico de poço automatiza esta tarefa e executa o refinamento de rede local (LGR) para trazer o tamanho do bloco do *grid* perto da largura real de fratura. Uma vez que na simulação, a largura mínima do bloco não pode

ser menor do que o raio, a menor largura da *grid*, isto é, *grid* da fratura, é normalmente definido como dois pés e, em seguida, outro parâmetro de fratura é devidamente ajustado para chegar a uma condutividade de fratura adimensional (Equação 9) do valor desejado. Pode criar uma fratura vertical, de único plano em um poço ou de várias "alas" de fratura vertical em um poço horizontal e em ponto cartesiano ou de canto. Portanto no Builder, deve-se adicionar o fraturamento hidráulico. Selecione "*Hydraulically Fractured Wells*" na opção "*Well*" na parte superior do *menu*. Posteriormente na opção de "*Non-Darcy Flow Option*", deve-se inserir os coeficientes para a equação de Forchheimer (Figura 28). Ainda na janela do fraturamento hidráulico do poço, deve-se selecionar o poço e em ferramentas adicionar uma nova fratura entrando com seus devidos parâmetros (Figura 28). Em seguida, deve-se acionar o número de blocos refinados em cada direção dentro das propriedades da fratura. Uma vez especificando necessariamente todos os parâmetros da tabela de fratura, deve-se selecionar o canhoneado. Feito isso, a seção de fraturamento hidráulico está pronta para rodar.

$$Cf_d = \frac{K_f.w}{k.X_f} \tag{9}$$

Onde:

k_f = Permeabilidade da fratura;

X_f = Comprimento de uma ala da fratura (no caso de *bi-wing*);

W = Altura da fratura em relação ao diâmetro do poço fraturado;

K = Permeabilidade da matriz

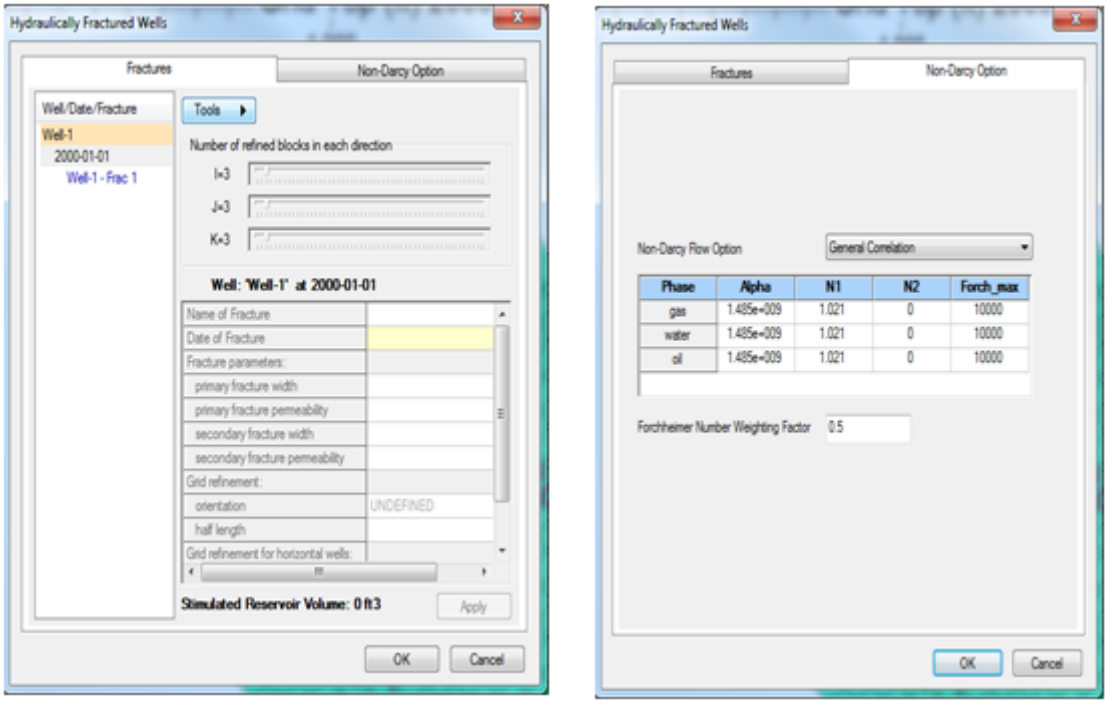

Figura 27 - Propriedades da fratura (esquerda) e parâmetros da equação de Forchheimer (direita).

Os comandos no GEM para descrever a adsorção devem ser inseridos na seção de rocha-fluido (Figura 29). Esses comandos indicam os parâmentros usados pelo simulador seguindo a equação anterior. Entre eles destacam-se:

*ADGCSTC – Parâmetro de pressão inversa (1/PL);

*ADMAXC – Especifica o número máximo de moles da componente adsorbida por unidade de massa de rocha (VL)

*ROCKDEN – Densidade da rocha sem contar os poros (somente da parte orgânica).

Cabe ressaltar que o fenômeno da adsorção do gás só ocorre na matriz, portanto na fratura a massa adsorvida é nula, conforme ilustra a figura.

```
ADGMAXC 'CH4' *FRACTURE CON          0   *ADGMAXC 'C1'  *MATRIX   *CON 0.3500
ADGMAXC 'CH4' *MATRIX CON          0.1   *ADGCSTC 'C1'  *MATRIX   *CON 3.000E-05
ADGCSTC 'CH4' *FRACTURE CON        0.002 *ADGMAXC 'C1'  *FRACTURE *CON 0.0
ADGCSTC 'CH4' *MATRIX CON        0.002   *ADGCSTC 'C1'  *FRACTURE *CON 0.0
ROCKDEN *MATRIX CON          120
```

Figura 28 - Adsorção de gás na fratura retirado do arquivo ".dat".

6.1 Geração de Volume de Reservatório Estimulado

A modelagem da rede fraturas no GEM se estende o trabalho feito na etapa anterior para modelar o fluxo não-darciano em reservatórios hidráulicamente fraturados usando *grids* LGR. Verifica-se que a fratura pode ser representada por uma pseudo-fratura de dois metros de espessura se os fluxos de Darcy e Forchheimer forem "pseudorizadas" para prever a quedas de pressão na fratura. Além disso, a região em torno da fratura é necessária para ser modelada utilizando um LGR finamente reticulado, a fim de reproduzir a queda de pressão em torno da fratura com precisão. Na modelagem de fluxo não-darcy em reservatórios fraturados de *shale*, estende-se o modelo anterior usando *grids* LGR para modelar o fluxo na rede de fraturas conectadas a poços verticais ou horizontais.

Novamente usando como base deste estudo a ferramenta Builder e tendo como continuidade o modelo proposto no tópico X, deve-se ser selecionado a opção de "*Hydraulically Fractured Wells*" em "*Well*" no topo do *menu* e posteriormente selecionar a data para adicionar o novo estágio de SRV em "*Add New SRV Stage*". Adiante se deve clicar na opção do uso dos dados de microssísmica e clicar no primeiro estágio do poço. Entra-se com os valores para as propriedades da fratura e números de refinamento e em seguida devem-se selecionar os blocos que serão canhoneados clicando em "*Select Perforation(s) for fracture Source*". Por fim clica-se em "*Attach disconnected blocks to SRV*" (Figura 30) e a rede de fraturas estará terminada.

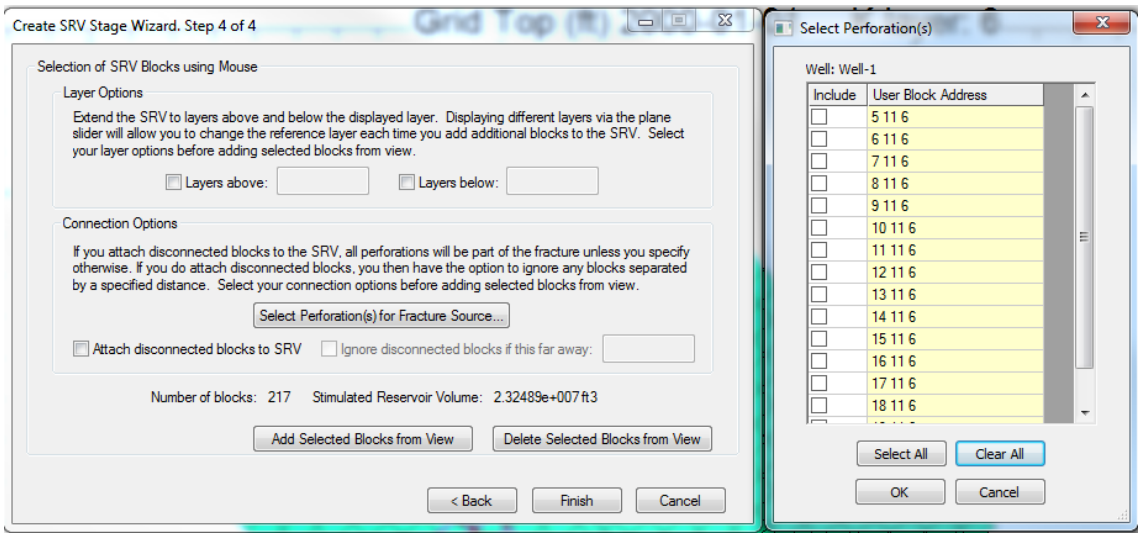

Figura 29 - Estágio de SRV (esquerda) e blocos canhoneados (direita).

7 Estudo de Caso

Este estudo objetiva analisar o efeito da física que atua em reservatórios de *shale gas*. Desta forma, a título de comparação da taxa de produção de gás ao longo do tempo, foram criados quatro modelos de *shale gas*. O primeiro (Shale_Gas_Model) simula, em um período de 5 anos, a produção de gás de um reservatório óleo, água e gás contendo uma única componente (CH_4). Este modelo foi construído usando uma malha cartesiana 26x20x14 (25 ft de espaçamento da fratura) com estratégia de dupla-porosidade e fator de forma de GK, contendo a adsorção e a difusão do metano na matriz (Tabela 4). Neste modelo utilizou-se apenas por um único poço produtor vertical localizado no centro da malha, com restrição de operação mínima de 500 psi no BHP e máxima de dois milhões de pés cúbicos por segundo na vazão de gás. As demais propriedades encontram-se no apêndice B.

PROPRIEDADES ROCHA-FLUIDO	
Porosidade da Matriz	0,03
Porosidade da Fratura	8,00E+05
Permeabilidade da Matriz I* (md)	0,0001
Permeabilidade da Fratura I* (md)	4,00E+05
Permeabilidade da Matriz J* (md)	0,0001
Permeabilidade da Fratura J* (md)	4,00E+05
Permeabilidade da Matriz K* (md)	0,0001
Permeabilidade da Fratura K* (md)	8,00E+05
Máxima Massa de Adsorção (g.mole/lb)	0,1
Difusão (cm²/s)	0,002
Apêndice B	
*I, J, K são as direções na malha cartesiana	

Tabela 4 - Propriedade Rocha-Fluido do modelo base (Shale_Gas_Model).

Com intuito de criar fraturas hidráulicas, o segundo modelo (Shale_GasModel_ND) foi modelado com os mesmo dados do anterior acrescentando apenas os parâmetros de Forchheimer para representar o fluxo não-Darcy (rever a Figura 28). Em sequência, para enfim criar as fraturas (ShaleGasModel_HF) foi realizado um refinamento de malha (LGR) conforme mostra o retângulo em vermelho na figura 30 e foi construído quatro fraturas com 11 estágios cada (colchetes em vermelho na figura 30) e em sequência sendo canhoneados (Apêndice B).

```
**$ Fracture
RESULTS FRACTURE  BEGIN
RESULTS FRACTURE  WELLNAME      'Well-1'
RESULTS FRACTURE  DATE          2000-01-01
RESULTS FRACTURE  FRACTURENAME  'Well-1 - Frac 1'
RESULTS FRACTURE  ORIENTATION   'J'
RESULTS FRACTURE  REFINEMENTS   7 7 1
RESULTS FRACTURE  LAYERSUP      4
RESULTS FRACTURE  LAYERSDOWN    5
RESULTS FRACTURE  HALFLENGTH    350.00
RESULTS FRACTURE  WIDTH         0.00100
RESULTS FRACTURE  PERMEABILITY  1.000e+004
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    150 786 760 734 708 682 656 630 604 812 838 864 890 916 942 968 1306
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    1280 1254 1228 1202 1176 1150 1124 1332 1358 1384 1410 1436 1462 1488 1826 1800
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    1774 1748 1722 1696 1670 1644 1852 1878 1904 1930 1956 1982 2008 2346 2320 2294
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    2268 2242 2216 2190 2164 2372 2398 2424 2450 2476 2502 2528 2866 2840 2814 2788
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    2762 2736 2710 2684 2892 2918 2944 2970 2996 3022 3048 3386 3360 3334 3308 3282
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    3256 3230 3204 3412 3438 3464 3490 3516 3542 3568 3906 3880 3854 3828 3802 3776
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    3750 3724 3932 3958 3984 4010 4036 4062 4088 4426 4400 4374 4348 4322 4296 4270
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    4244 4452 4478 4504 4530 4556 4582 4608 4946 4920 4894 4868 4842 4816 4790 4764
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    4972 4998 5024 5050 5076 5102 5128 5466 5440 5414 5388 5362 5336 5310 5284 5492
RESULTS FRACTURE  FRACBLOCKS    5518 5544 5570 5596 5622 5648
RESULTS FRACTURE  CNTRBLOCKS    150 15*786 15*1306 15*1826 15*2346 15*2866 15*3386 15*3906 15*4426 15*4946 15*5466
RESULTS FRACTURE  SRV           'FALSE'
RESULTS FRACTURE  SRVSTAGEDATE  'UNDEFINED'
RESULTS FRACTURE  END
```

Figura 30 - Seção de resultados das fraturas hidráulicas do arquivo de entrada do modelo ShaleGasModel_HF.

Por último (Shale_Gas_Model_NETWORK), em sequência do fraturamento hidráulico foi adicionado os estágios do SRV para representar a rede de fraturas (Apêndice B). Cabe ressaltar que o objetivo deste estudo de caso em particular foi apenas de simular uma produção de gás usando uma rede de fraturas no modelo. Por isso os três últimos modelos foram complementados a partir do primeiro, tomado este como modelo base.

7.1 Resultados

Nota-se que através do gráfico (Gráfico 1) que a vazão de gás (ft³/dia) no poço produtor do quarto modelo citado (linha verde) é bem discrepante aos outros modelos devido ao volume de reservatório que foi estimulado com as redes de fratura. Desta forma a produção de gás no primeiro ano foi da ordem de dois milhões de pés cúbicos por dia de gás enquanto que no modelo de fraturamento hidráulico manteve-se constante em 84.457,0 ft³/dia (linha azul do Gráfico 1). Percebe-se também que a linha vermelha e rosa, nas quais representam apenas o fluxo entre matriz-fratura contendo a adsorção e difusão, apresentam uma vazão de gás muito baixa, na ordem 2.997,8 ft³/dia. O que ratifica os conceitos estudados nos capítulos anteriores.

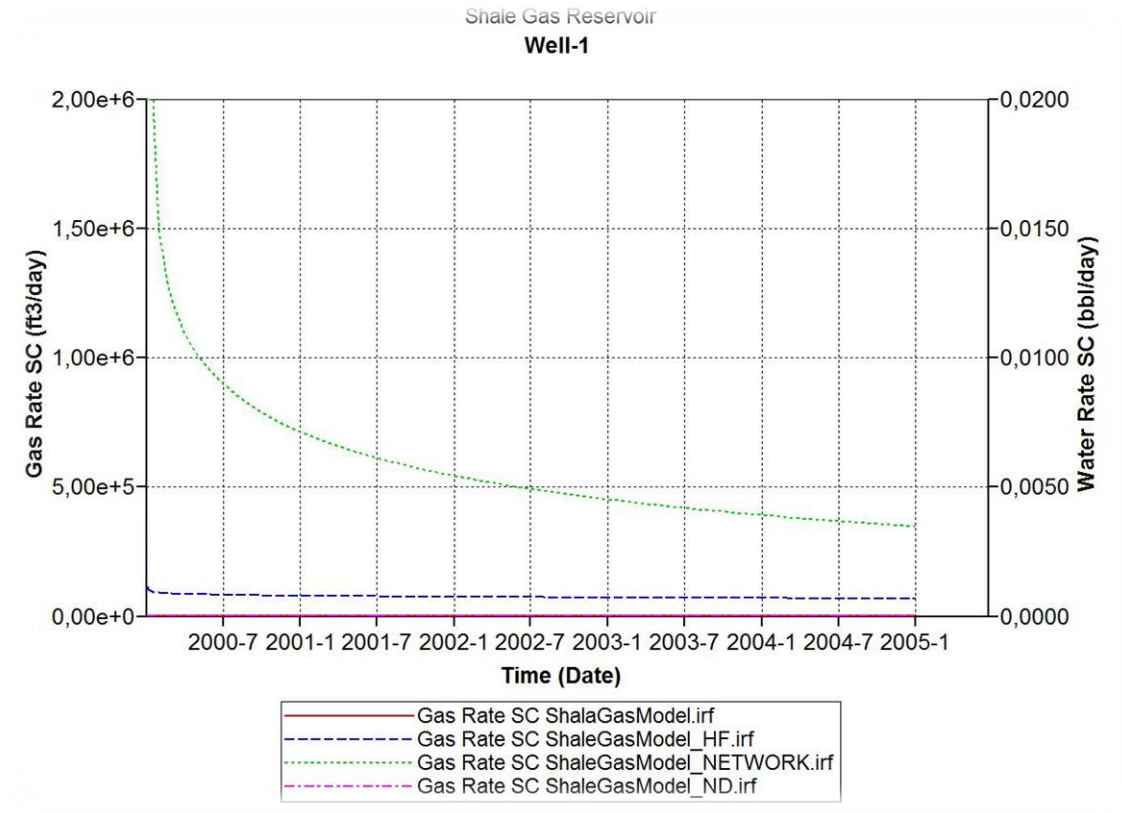

Gráfico 1 - Vazão de gás versus tempo no poço produtor dos quatro modelos de shale gas.

Um ponto importante analisado nos modelos de *shale gas* estudado no GEM é a curva de permeabilidade relativa. Usando agora como referência o arquivo ShaleGasModel e o template GMFRR006, foi analisado na parte de sessão da rocha-

fluido a modelagem de uma única curva de permeabilidade relativa tanto para a matriz quanto para a fratura. Enquanto que ao decorrer do estudo de reservatórios naturalmente fraturados, os templates da CMG definem uma curva de permeabilidade relativa para matriz e para a fratura. Ou seja, o comportamento do fluxo do fluido na matriz e na fratura é diferente e não iguais conforme se pode perceber ao observar, na figura 31, o mesmo valor de permeabilidade relativa do gás na matriz e na fratura. No teste feito com o *template* GMFRR006, foi acrescentado uma curva de permeabilidade relativa (*RTP) retirada aleatoriamente de um dos *templates* de fraturados e definindo assim a região para a matriz e para a fratura com (*RTYPE). Nota-se como esperado que a produção de gás fosse maior no modelo com duas regiões em relação ao de uma região, conforme mostra a gráfico 2.

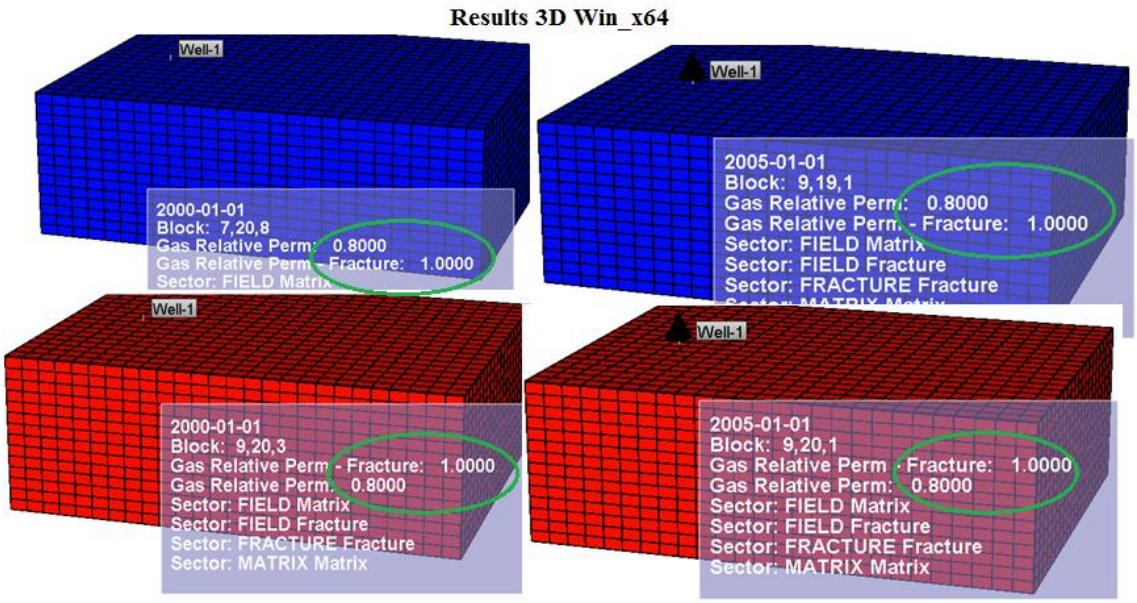

Figura 31 - *Template* de um modelo de *shale gas* GMFRR006 com uma única *RTP (azul) e com duas *RTP (vermelho) no tempo inicial (lado esquerdo) e final (lado direito), representando a permeabilidade relativa do gás no reservatório.

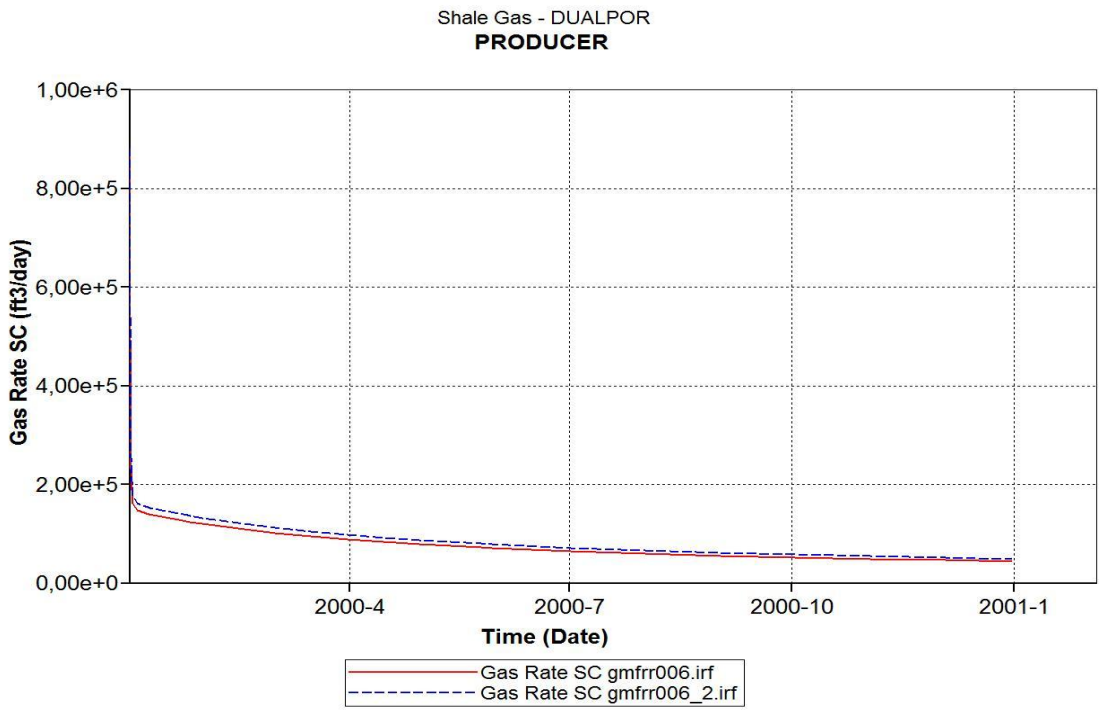

Gráfico 2- Comparação da produção de gás no produtor versus tempo entre os modelos GMFRR006 com uma única *RTP (curva vermelha) e com duas *RTP (curva azul).

Outro ponto analisado é o efeito difusivo na matriz. Percebe-se que através das simulações usando como teste o *template* GMGHG006, o tempo em que o fluxo do gás por efeito de difusão percorre a matriz até chegar o poço produtor é relativamente baixo em comparação ao efeito de adsorção nesta mesma matriz. Visto isto, conclui-se que a difusão do gás em grande escala de tempo de observação é desprezível. Além disso, foram estudados os comandos para computar este efeito na modelagem. No GEM, existem duas formas de representar a difusão: *DIFFUSION e as variações *DIFFC-AQU, *DIFFC-OIL e *DIFFC-GAS, seguidas estas pelo comando *SOLUBILITY. Ou seja, o comando *SOLUBILITY indica que a solubilidade dos componentes na fase aquosa pode ser modelada. Se for necessária a solubilidade dos componentes do usuário, as constantes de Henry devem ser especificadas usando o comando *HENRYC / *VINFINITY / *REFPH ou *HENRY-CORR-XXX. O comando *DIFFC-AQUI ativa a modelagem da difusão molecular. Os parâmetros que determinam a quantidade de difusão podem ser calculados por duas correlações diferentes para a fase de óleo, por uma única correlação para a fase gasosa, e pode ser introduzida diretamente (sempre em cm^2/s) para o óleo, gás e as fases aquosas. Já o comando *DIFFUSION ativa a inclusão

de um período de difusão em fase gasosa do fluxo molecular de entre um bloco de fraturas e a sua matriz dos blocos justapostos. Desta forma, através de um teste combinando estes comandos, percebeu-se que a representação mais acurada desse efeito foi utilizando o comando *DIFFC-AQU, como mostram a figuras e o gráfico a seguir.

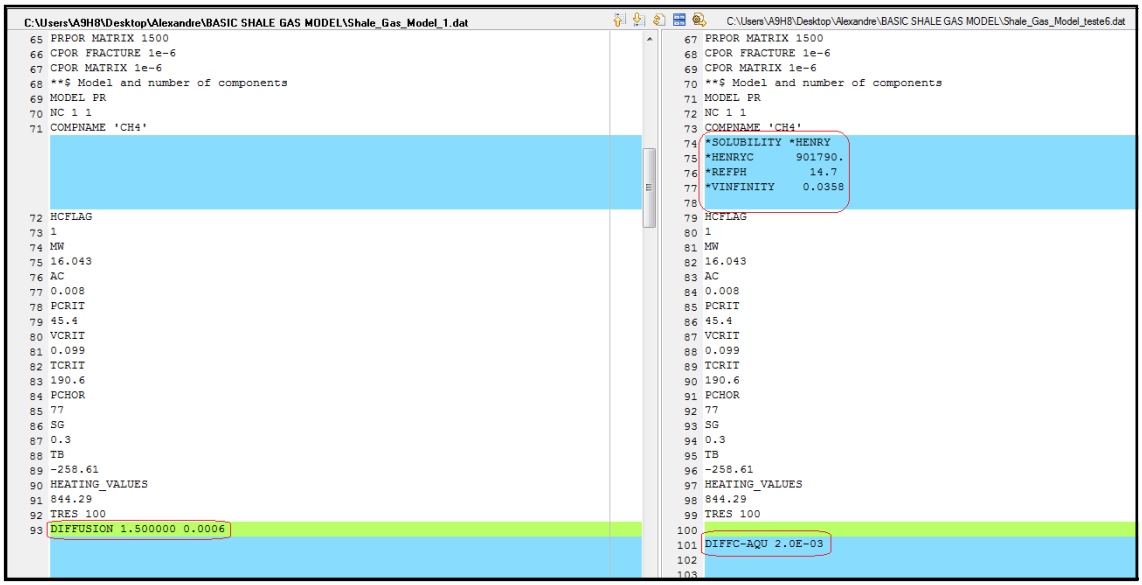

Figura 32 - Modelo de *shale gas* com *DIFFUSION (esquerda) e com *DIFFC-AQU (direita).

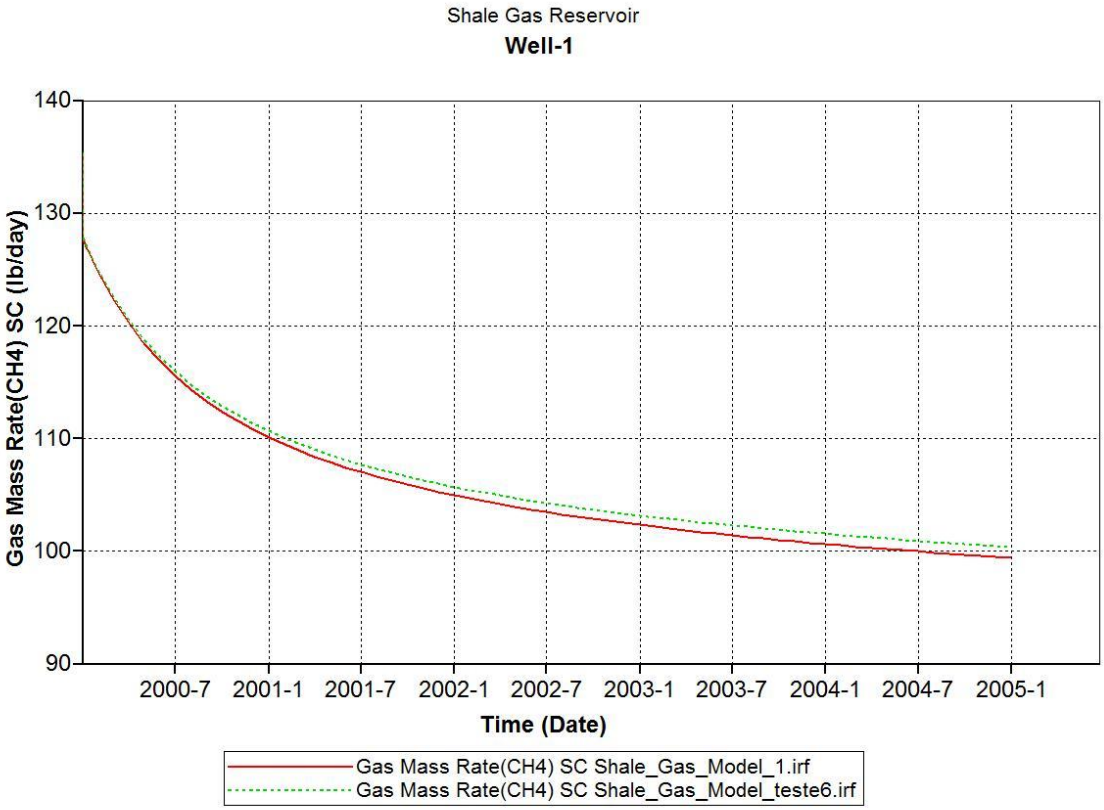

Gráfico 3 - Modelo de *shale gas* com *DIFFUSION (curva vermelha) e com *DIFFC-AQU (curva verde).

8 Conclusões

Sabe-se através dos conceitos apresentados, que os reservatórios de *shale* apresentam alto nível de complexidade em termos de escoamento de fluxo do gás. Portanto, o estudo aqui proposto teve como finalidade analisar a modelagem de reservatórios não-convencionais de gás de folhelhos (*shale gas*) em função do comportamento das físicas atuantes neste tipo de reservatório, usando como ferramenta o simulador composicional GEM da CMG. Obviamente, outros cenários e resultados poderiam enriquecer ainda mais o trabalho, entretanto o desenvolvimento de uma abordagem multi-escala foi apresentado de uma forma consistente.

A título de esclarecimento, para a evolução do presente estudo teve como procedimento do entendimento dos conceitos de dupla-porosidade/permeabilidade, os arquivos executados em *single media*. Com isso, houve dificuldades de várias naturezas para um estudo pormenorizado do tema, cujo maior deles são a dificuldade de calcular o fluxo de gás na matriz e a outra seria a complexidade na caracterização dos sistemas de fraturas hidráulicas e induzidas (RSV). Mesmo excluindo as incertezas da caracterização dos reservatórios naturalmente fraturados, verificar a modelagem proposta requer algum cuidado adicional. Em algumas situações se tornaram impraticáveis a simulação, pois o *timesteps* fora reduzido pelo simulador a valores muitos pequenos (em torno de 10^{-4} dias) para se perceber a variação das saturações na região de fratura no caso particular do modelo de porosidade simples devido aos seus baixos volumes porosos. Portanto, esta tentativa foi abandonada.

Outra coisa foi que a presença da pressão capilar na matriz tem que ser definida cuidadosamente para haver uma invasão pela água na mesma, do contrario a estratégia de conversão não funciona, nem tão pouco a modelagem de porosidade simples. Alguns artifícios para equivalência dos modelos são utilizados, como por exemplo, o já mencionado, multiplicador de transmissibilidade entre fratura-matriz, que funciona para corrigir alguma disparidade entre os modelos, principalmente ajustes da colocação dos poços.

Conclui-se que a análise e a comparação dos efeitos da adsorção e de difusão na matriz são fatores determinantes para o melhor entendimento na produção de gás nestes reservatórios e, desta forma, ajudam a definir melhores estratégias de explotação.

Referências Bibliográficas

Aguilera, R., **Naturally Fractured Reservoirs**, 2nd ed., PennyWell, 1995

Aziz, K., **Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems**. SPE 25233. SPE symposium on reservoir simulation, 1993, New Orleans.

Barenblatt G.I., Zheltov I. P. and Kochina I.N., **Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquid in Fissured Rocks**, Soviet Appl. Math. Mech, 1960

Beaman, D., McNeil, F. 2012. **New Hydraulic-Fracturing Process Enables a Low Risk, Operationally Efficient Solution While Maximizing Stimulation Effectiveness in Unconventional Reservoirs**, artigo SPE 150856, SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 23-25 January, 2012.

Bohacs, K.M. *et al.*, **From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Caracterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs**, SPE, 2010

Bohacs, K.M. et al., **The Spectrum of Fine-Grained Reservoir from 'Shale Gas' to 'Shale Oil'/Tight Liquids: Essential Attributes, Key Controls, Practical Characterization**, ExxonMobil Upstream Research Co., IPTC 16676, 2013

Bear, J., **Dynamics if Fluids in Porous Media**, Dover Publications, 1988

Chen, H.Y., Teufel, L.W., **Coupling Fluid-Flow and Geomechaniscs in Dual-Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs**, SPE ATCE, 38884-MS, 1997

Christie, M.A, **Upscaling for Reservoir Simulation**, Journal of Petroleum Technology, 37324-MS, 1996

Cipolla, C.L., Lolon, E.P., and Dzubin, B. 2009. **Evaluating Stimulation Effectiveness in Unconventional Gas Reservoirs**. Paper SPE 124843 presented at the

SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 4-7 October.

Coradesqui, S., Santos, P.R., **Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville**, Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2013

Curtis, J.B, **Fractured Shale-Gas Systems**, AAPG Bulletin v. 86, no. 11, pp. 1921-1938, Novembro 2002

Da Prat, G., **Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation**, Elsevier, 1990

De Swaan O., A., **Analytic Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing**, SPE Journal, 546-PA, 1976

Dietrich P., Helming, R., Sauter, M. *et al.*, **Flow and Transport in Fractured Porous Media**, Springer, 2005 Edition

Ertekin, T., Abou-Kassen, J.H., King, G.R. **Basic Applied Reservoir Simulation**. Richardson: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE, 2001

Ewing, R. Spagnulo, M., **Difficulties and Uncertainties in Mathematical/Numerical Modeling of Fluid Flow in Fractured Media**, doi: 101144/GSL.SP.2003.209.01.16, Geological Society London, 2003

Firoozabadi, A., Hauge, J., **Capillary Pressure in Fractured Porous Media, SPE Conference Paper**, 18747-MS, 1989

Gilman, J.R, Kazemi H., **Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs**, SPE Journal, 10511-PA, 1983

Gilman, J.R, **An Efficient Finite-Difference Method for Simulating Phase Segregation in the Matrix Blocks in Double Porosity Reservoirs**, SPE Reservoir Engineering Journal, 12271-PA, 1986

Holdich, S. 2001. **The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Bussiness**, presentation SPE/Holditch 3/12/2001

Kazemi, H., MERRILL. JR, L.S., PORTERFIELD, K.L. *et al*. **Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs**, SPE-5719-PA, December 1976

King, G.E. 2010. **Thirty Years of Gás Shale Fracturing: What Have We Learned?**, SPE 133456, SPE Annual Technical Conference, Florence Italy, 19-22 September 2010.

Labastie, A., Elf Aquitaine, **Capillary Continuity Between Blocks of a Fractured Reservoir**, SPE ATCE, 20515-MS, New Orleans, 19909

Machado, M.V., ***Modelagem e Simulação Numérica de Reservatórios de Petróleo***, Programa de formação Petrobras, 2011

Meyer, R.B., Bazan, L.W., **A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures: Theory, Parametric and Case Studies**, SPE, Meyer & Associates, Inc., Bazan Consulting, Inc., SPE 140514

Meyer, B.R., Bazan, L.W., Brown, E.K. *et al*., **Key Parameters Affecting Successful Hydraulic Fracture Design and Optimized Production in Unconventional Wells**, Meyer Technologies, LLC, SPE, , Bazan Consulting, Inc., SPE, Bazan Consulting, Inc, SPE, Baker Hughes, Inc., SPE 165702

Mirzaei, M., Cipolla, C.L., **A Workflow for Modeling and Simulation of Hydraulic Fractures in Unconventional Gas Reservoirs Schlumberger**, SPE 153022

Nelson, Ronald A., **Geologic Analysis Of Naturally Fractured Reservoirs**, Second Edition, Gulf Professional Publishing, 2001

Nagel, N. B., Sanchez-Nagel, M. e Lee, B. 2012. **Gas Shale Hydraulic Fracturing: A Numerical Evaluation of the Effect of Geomechanical Parameters**, SPE 152192,

SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA.

Nolte, K.G. and Economides, M.J., 2000. **Reservoir Stimulation**, Third Edition by Wiley books

Pope, C.D., Peters, B., Benton, T. *et al*., 2009. Haynesville Shale – **One Operator´s Approach to Well Com-pletions in this Evolving Play**, SPE 125079, 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, 4-7 October 2009.

Pruess, K., Narasimhan, T.N., **A Practical Method for Modeling Fluid and Heat Flow in Fractured Porous Media**, SPE-10509-PA, February 1985

Rodrigues, V.F., De Azevedo, C.T., JR, F.M., Da Costa, F.G., Tinoco, F.L., Fontes, L.C., **Fraturamento Hidráulico em Poços Horizontais em Folhelhos Produtores de Gás, Shale Gas** – Principais Indagações e Respostas Atuais, XI Seminário de Engenharia de Poço, 2012

Reiss, L.H, **The reservoirs Engineering Aspects of Fractured Formations**, Editions Technip, 1980

Rosa, A., Carvalho, R., Xavier, D., 2006, ***Engenharia de Reservatórios de Petróleo***. 1 ed. Rio de Janeiro, Interciência

Soliman, M.Y., Daal, J., East, L. 2012. **Impact of Fracturing and Fracturing Techniques on Productivity of Unconventional Formations**, SPE 150949, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibi-tion, 20-22 March 2012, Vienna, Austria

Souto, H.P.A, **Introdução à Técnica da Média Volumétrica**, I Escola de Modelagem Computacional Multiescala, 2005, http://www.lncc.br/~m-escala/

Van Golf, T.D. Racht, **Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering**, Elsevier Science, 19882

Warren, J.E, Root, P.J., **The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs**, SPE Journal, 426-PA, 1960

Warren J.E., Skiba, F.F., Price, H.S, **An Evaluation of the Significance of Permeability Measurements**, Aime members, Gulf Research & Development Co., Pittsburgh, PA

Warren J.E., Price, H.S, **Flow in Heterogeneous Porous Media, Gulf Research & Development Co.**, Pittsburgh, PA

Whitaker, S., **The Method od Volume Averaging**, Springer, 1998

Wu, Yu-Shu, Pruess K., **A Multiple Porosity Method for Simulation of Naturally Fractured Petroleum Reservoirs**, SPE Reservoir Engineering Journal, 15129-PA, 1988

Apêndice A

Matrix - Fracture Transfer, NTRAN = 0

Segundo Kazemi *et al* (1976).

$$\tau_{jmf} = \sigma V \frac{K_{rj}\rho_j}{\mu_j}\left(p_{jm} - p_{jf}\right) \quad j = o, g, w \tag{A.1}$$

onde

$$P_g = P_o + P_{cog} \tag{A.1.1}$$

$$P_w = P_o - P_{cwo} \tag{A.1.2}$$

$$\sigma = 4\left(\frac{k_x}{l^2{}_x} + \frac{k_y}{l^2{}_y} + \frac{k_z}{l^2{}_z}\right) \tag{A.1.3}$$

com V sendo o volume do bloco do *grid* e l_x, l_y e l_z os espaçamentos de fratura em X, Y e Z, respectivamente. Os blocos de matriz e de fratura são considerados com a mesma profundidade, nenhum termo gravidade está incluído nas equações explicitamente. Geralmente, a pressão capilar da matriz é muito maior do que as pressões capilares da fratura e a Equação (A.1) não pode modelar corretamente o processo de drenagem por gravidade.

Matrix - Fracture Transfer, NTRAN = 1

Os efeitos da gravidade podem ser incluídos assumindo segregação de gravidade completa das fases de óleo, gás e água da seguinte forma:

$$\tau_{omf} = \sigma V \frac{K_{ro}\rho_o}{\mu_o}\left(p_{om} - p_{of}\right) \tag{A.2.1}$$

$$\tau_{omf} = \sigma V \frac{K_{ro}\rho_o}{\mu_o}\left[p_{gm} - p_{gf} + \left(\frac{S_g}{1 - S_{org} - S_{wr}} - \frac{1}{2}\right)_m \Delta\gamma_{ogm} h - \left(\frac{S_g}{1 - S_{org} - S_{wr}} - \frac{1}{2}\right)_f \Delta\gamma_{ogf} h\right] \quad (A.2.2)$$

$$\tau_{wmf} = \sigma V \frac{K_{rw}\rho_w}{\mu_w}\left[p_{wm} - p_{wf} - \left(\frac{1}{2} - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{orw} - S_{wr}}\right)_m \Delta\gamma_{wom} h + \left(\frac{1}{2} - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{orw} - S_{wr}}\right)_f \Delta\gamma_{wof} h\right] \quad (A.2.3)$$

Onde

$\Delta\gamma_{og} = (\text{densidade mássica de óleo} - \text{densidade mássica de gás})g;$

$\Delta\gamma_{wo} = (\text{densidade mássica de água} - \text{densidade mássica de óleo})g;$

$h = \text{altura do elemento da matriz no sentido da gravidade};$

$f = \text{propriedade da fratura};$

$h = \text{propriedade da matriz}.$

Matrix - Fracture Transfer, NTRAN = 2

Ao determinarem as equação, os efeitos das pressões capilares e gravidade são considerados separadamente e depois somados. Uma abordagem mais rigorosa é a utilização de pseudo-pressões capilares. Assumindo as gravidades verticais instantâneas - equilíbrio capilar, as pseudo-pressões capilares podem ser derivadas da seguinte forma:

$$\int_{\breve{p}_{cog} - \gamma_{og} h/2}^{\tilde{p}_{cog} + \gamma_{og} h/2} S_g dp_{cog} - \gamma_{og} h S_g = 0 \quad (A.3.1)$$

$$\int_{\breve{p}_{cwo} - \gamma_{ow} h/2}^{\tilde{p}_{cwo} + \gamma_{ow} h/2} S_w dp_{cwo} - \gamma_{ow} h S_w = 0 \quad (A.3.2)$$

onde estão os pseudo P_{cog} e pseudo P_{cwo} são responsáveis tanto pelo capilar quanto pelos efeitos da gravidade.

$$\tau_{omf} = \sigma V \frac{K_{ro}\rho_o}{\mu_o}(p_{om} - p_{of}) \tag{A.3.3}$$

$$\tau_{omf} = \sigma V \frac{K_{rg}\rho_g}{\mu_g}\left(p_{om} + \breve{p}_{cog,m} - p_{of} - \breve{p}_{cog,f}\right) \tag{A.3.4}$$

$$\tau_{wmf} = \sigma V \frac{K_{rw}\rho_w}{\mu_w}\left(p_{om} - \breve{p}_{cwo,m} - p_{of} - \breve{p}_{cwo,f}\right) \tag{A.3.5}$$

As pressões capilares são funções de pseudo saturações de fluidos, bem como as densidades são formas de curvas de pressão capilares da rocha. Eles mudam de forma dinâmica com a mudança de saturação de fluidos e densidades. Como estas pseudo-pressões capilares aparecem no limite de integrais, são avaliadas de forma iterativa e podem ser demorado. Geralmente, as equações (A.3.1) a (A.3.5) dá resultados semelhantes aos encontrados no (A.3.3) através de (A.3.4). Na verdade, este último pode ser derivado a partir da antiga assumindo pressões capilares de rocha negligenciáveis.

Matrix - Fracture Transfer, NTRAN = 3

Todas as equações anteriores assumem que a transferência de todas as fases ocorre através de todas as superfícies do elemento de matriz. Isto não é verdadeiro, quando o elemento da matriz é parcialmente imerso em água ou de gás. Para levar em conta este efeito, as equações (A.1.7) a (A.1.9) foram as seguintes alterações:

$$\tau_{omf} = \sigma V \frac{K_{ro}\rho_o}{\mu_o}(p_{om} - p_{of}) \tag{A.5.1}$$

$$\begin{aligned}\tau_{gmf} = \sigma V \frac{K_{rg}\rho_g}{\mu_g}\Big\{&(p_{om} - p_{of}) \\ &+ \left[S_{gm} + \frac{\sigma_z}{\sigma}\left(\frac{1}{2} - S_{gm}\right)\right](\breve{p}_{cog,m} - \breve{p}_{cog,f})\Big\}\end{aligned} \tag{A.5.2}$$

$$\begin{aligned}\tau_{wmf} = \sigma V \frac{K_{rw}\rho_w}{\mu_w}\Big\{&(p_{om} - p_{of}) - (p_{cwo,m} - p_{cwo,f}) \\ &- \left(\frac{1}{2}\frac{\sigma_z}{\sigma}\right)\left[(\breve{p}_{cwon,n} - \breve{p}_{cwo,f}) - (p_{cwon,n} - p_{cwon,f})\right]\Big\}\end{aligned} \tag{A.5.3}$$

Apêndice B

Descrição sucinta dos *templates* citados no capítulo7.

Template GMFRR006.DAT

Este *template* é um modelo padrão DUALPOR usado para representar um reservatório fraturado de *shale gas* com 7 componentes e um *grid* cartesiano 21x21x1.

```
**-------------------------------------------------RESERVOIR DATA------
*GRID *CART 21 21 1
*KDIR *DOWN

*DUALPOR

*DI *CON 20.0
*DJ *CON 20.0
*DK *CON 20.0
*PAYDEPTH *CON 1000.0

*DIFRAC *CON  8.0
*DJFRAC *CON  8.0
*DKFRAC *CON  8.0

*POR *FRACTURE *CON   0.001
*POR *MATRIX   *CON   0.04

*PERMI *FRACTURE *CON 0.001
*MOD
11 6:16 1 = 1
*PERMJ *FRACTURE *EQUALSI
*PERMK *FRACTURE *CON 0.001

*PERMI *MATRIX   *CON 0.0001
```

```
*PERMJ *MATRIX   *CON 0.0001
*PERMK *MATRIX   *CON 0.0001

*CPOR  *MATRIX   1.45E-7
*CPOR  *FRACTURE 1.45E-7
*PRPOR *MATRIX   7650.0
*PRPOR *FRACTURE 7650.0

**-------------------------------------------------ROCK FLUID----------
*ROCKFLUID
RPT 1
SWT
**$       Sw       krw        krow
        0.05        0         0.1
    0.096875  0.003125    0.0878906
     0.14375    0.0125    0.0765625
    0.190625  0.028125    0.0660156
      0.2375      0.05      0.05625
    0.284375  0.078125    0.0472656
     0.33125    0.1125    0.0390625
    0.378125  0.153125    0.0316406
       0.425       0.2        0.025
    0.471875  0.253125    0.0191406
     0.51875    0.3125    0.0140625
    0.565625  0.378125   0.00976563
      0.6125      0.45      0.00625
    0.659375  0.528125   0.00351563
     0.70625    0.6125    0.0015625
    0.753125  0.703125  0.000390625
        0.8       0.8           0
SLT
**$       Sl       krg        krog
        0.1       0.8           0
    0.153125  0.703125  0.000390625
```

```
 0.20625    0.6125    0.0015625
0.259375  0.528125   0.00351563
 0.3125      0.45      0.00625
0.365625  0.378125   0.00976563
 0.41875    0.3125    0.0140625
0.471875  0.253125    0.0191406
  0.525       0.2        0.025
0.578125  0.153125    0.0316406
 0.63125    0.1125    0.0390625
0.684375  0.078125    0.0472656
  0.7375      0.05      0.05625
0.790625  0.028125    0.0660156
 0.84375    0.0125    0.0765625
0.896875  0.003125    0.0878906
   0.95         0          0.1


*ROCKDEN *MATRIX   *CON 2560.0
*ROCKDEN *FRACTURE *CON 2560.0

*ADGMAXC 'C1'  *MATRIX   *CON 0.3500    ** gmol/kg of rock
*ADGCSTC 'C1'  *MATRIX   *CON 3.000E-05 ** 1/kPa
*ADGMAXC 'C1'  *FRACTURE *CON 0.0
*ADGCSTC 'C1'  *FRACTURE *CON 0.0
```

Template ShaleGasModel.dat

Este template é um modelo DUALPOR usado para representar um reservatório de shale gas somente com fraturas naturais, adsorção e difusão do gás (metano).

```
**$
*************************************************************************
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
```

```
**$
*****************************************************************
*****
GRID VARI 26 20 14
KDIR DOWN
DI IVAR
 26*52.41295
DJ JVAR
 20*68.13683
DK ALL
 7280*30
DTOP
 520*3380
DUALPERM
SHAPE GK
POR *MATRIX CON          0.3
POR *FRACTURE CON       8E-005
PERMI *MATRIX CON       0.0001
PERMI *FRACTURE CON       4E-005
PERMJ *MATRIX CON       0.0001
PERMJ *FRACTURE CON       4E-005
PERMK *MATRIX CON       0.0001
PERMK *FRACTURE CON       8E-005
DJFRAC CON           25
DIFRAC CON           25
DKFRAC CON            0
DIFFUSION 1.500000 0.0006
ROCKFLUID
RPT 1
**$       Sw       krw      krow
SWT
         0.2         0       0.8
       0.2375  0.003125  0.703125
        0.275    0.0125    0.6125
```

```
      0.3125  0.028125  0.528125
        0.35      0.05      0.45
      0.3875  0.078125  0.378125
       0.425    0.1125    0.3125
      0.4625  0.153125  0.253125
         0.5       0.2       0.2
      0.5375  0.253125  0.153125
       0.575    0.3125    0.1125
      0.6125  0.378125  0.078125
        0.65      0.45      0.05
      0.6875  0.528125  0.028125
       0.725    0.6125    0.0125
      0.7625  0.703125  0.003125
         0.8       0.8         0
**$        Sl       krg      krog
SLT
        0.25       0.8         0
     0.29375  0.703125  0.003125
      0.3375    0.6125    0.0125
     0.38125  0.528125  0.028125
       0.425      0.45      0.05
     0.46875  0.378125  0.078125
      0.5125    0.3125    0.1125
     0.55625  0.253125  0.153125
         0.6       0.2       0.2
     0.64375  0.153125  0.253125
      0.6875    0.1125    0.3125
     0.73125  0.078125  0.378125
       0.775      0.05      0.45
     0.81875  0.028125  0.528125
      0.8625    0.0125    0.6125
     0.90625  0.003125  0.703125
        0.95         0       0.8
ADGMAXC 'CH4' *FRACTURE CON            0
```

ADGMAXC 'CH4' *MATRIX CON 0.1

ADGCSTC 'CH4' *FRACTURE CON 0.002

ADGCSTC 'CH4' *MATRIX CON 0.002

ROCKDEN *MATRIX CON 120

Template ShaleGasModel_ND.dat

Este *template* é um modelo complementado do modelo ShaleGasModel.dat na qual usa o fraturamento hidráulico, a figura 33 mostra os arquivos sendo comparados com o auxílio do WordPad . Nota-se que o trecho na cor azul indica os parâmetros de Forchheimer.

```
RPT 1
**$        Sw       krw      krow
SWT
          0.2         0       0.8
       0.2375  0.003125  0.703125
        0.275    0.0125    0.6125
       0.3125  0.028125  0.528125
         0.35      0.05      0.45
       0.3875  0.078125  0.378125
        0.425    0.1125    0.3125
       0.4625  0.153125  0.253125
          0.5       0.2       0.2
       0.5375  0.253125  0.153125
        0.575    0.3125    0.1125
       0.6125  0.378125  0.078125
         0.65      0.45      0.05
       0.6875  0.528125  0.028125
        0.725    0.6125    0.0125
       0.7625  0.703125  0.003125
          0.8       0.8         0
**$        Sl       krg      krog
SLT
         0.25       0.8         0
      0.29375  0.703125  0.003125
       0.3375    0.6125    0.0125
      0.38125  0.528125  0.028125
        0.425      0.45      0.05
      0.46875  0.378125  0.078125
       0.5125    0.3125    0.1125
      0.55625  0.253125  0.153125
          0.6       0.2       0.2
      0.64375  0.153125  0.253125
       0.6875    0.1125    0.3125
      0.73125  0.078125  0.378125
        0.775      0.05      0.45
      0.81875  0.028125  0.528125
       0.8625    0.0125    0.6125
      0.90625  0.003125  0.703125
         0.95         0       0.8
```

```
NONDARCY GENERAL 0.5
1.485e+009 1.021 0 10000
1.485e+009 1.021 0 10000
1.485e+009 1.021 0 10000
RPT 1
**$        Sw       krw      krow
SWT
          0.2         0       0.8
       0.2375  0.003125  0.703125
        0.275    0.0125    0.6125
       0.3125  0.028125  0.528125
         0.35      0.05      0.45
       0.3875  0.078125  0.378125
        0.425    0.1125    0.3125
       0.4625  0.153125  0.253125
          0.5       0.2       0.2
       0.5375  0.253125  0.153125
        0.575    0.3125    0.1125
       0.6125  0.378125  0.078125
         0.65      0.45      0.05
       0.6875  0.528125  0.028125
        0.725    0.6125    0.0125
       0.7625  0.703125  0.003125
          0.8       0.8         0
**$        Sl       krg      krog
SLT
         0.25       0.8         0
      0.29375  0.703125  0.003125
       0.3375    0.6125    0.0125
      0.38125  0.528125  0.028125
        0.425      0.45      0.05
      0.46875  0.378125  0.078125
       0.5125    0.3125    0.1125
      0.55625  0.253125  0.153125
          0.6       0.2       0.2
      0.64375  0.153125  0.253125
       0.6875    0.1125    0.3125
      0.73125  0.078125  0.378125
        0.775      0.05      0.45
      0.81875  0.028125  0.528125
       0.8625    0.0125    0.6125
      0.90625  0.003125  0.703125
         0.95         0       0.8
NDARCYCOR *MATRIX CON          0
```

Figura 33 - Arquivo .dat do ShaleGasModel (esquerda) e arquivo .dat do ShaleGasModel_ND (direita).

Template ShaleGasModel_HF.dat / ShaleGasModel_NETWORK.dat

Novamente foi usado o WordPad para o auxílio da comparação dos arquivos “.dat” estudados. Nota-se na figura 34, que o lado direito tem as especificações do *grid* refinado.

```
**$ ************************************************************************
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$ ************************************************************************
**$  Distance units: ft
DUALPERM
SHAPE GK
REFINE 19,16,11 INTO 7 3 1

DI RG 19,16,11 IVAR
 17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
DJ RG 19,16,11 JVAR
 2*21.69313 24.75057
REFINE 19,15,11 INTO 7 3 1

DI RG 19,15,11 IVAR
 17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
REFINE 19,14,11 INTO 7 3 1


DI RG 19,14,11 IVAR
 17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
REFINE 19,13,11 INTO 7 3 1


*PERMI *MATRIX *RG 7 15 4 *ALL
 3*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 3*0.0001
*PERMI *MATRIX *RG 7 16 4 *ALL
 3*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 10*0.0001
*PERMI *MATRIX *RG 7 11 5 *ALL
 3*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001
 0.5 6*0.0001 0.5 3*0.0001
*PERMI *MATRIX *RG 7 10 5 *ALL
 3*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 6*0.0001 0.5 3*0.0001
*PERMI *MATRIX *RG 7 9 5 *ALL
```

```
39 **$ ************************************************************
40 **$ Definition of fundamental cartesian grid
41 **$ ************************************************************
42 **$  Distance units: ft
43 DUALPERM
44 SHAPE GK
45 REFINE 15,8,12 INTO 7 7 1
46
47 DI RG 15,8,12 IVAR
48  17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
49 DJ RG 15,8,12 JVAR
50  23.55926 7.267375 2.241783 2 2.241783 7.267375 23.55926
51 REFINE 15,7,12 INTO 7 7 1
52
53 DI RG 15,7,12 IVAR
54  17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
55 DJ RG 15,7,12 JVAR
56  23.55926 7.267375 2.241783 2 2.241783 7.267375 23.55926
57 REFINE 17,7,11 INTO 7 7 1
58
59 DI RG 17,7,11 IVAR
60  17.38369 5.852468 1.970317 2 1.970317 5.852468 17.38369
61 DJ RG 17,7,11 JVAR
62  23.55926 7.267375 2.241783 2 2.241783 7.267375 23.55926
63 REFINE 15,7,11 INTO 7 7 1
4119  5 6*0.0001 5 3*0.0001
4120 *PERMI *MATRIX *RG 13 17 4 *ALL
4121  3*0.0001 5 6*0.0001 5 6*0.0001 5 3*0.0001 7*5 3*0.0001 5
4122  5 6*0.0001 5 3*0.0001
4123 *PERMI *MATRIX *RG 9 13 5 *ALL
4124  3*0.0001 5 6*0.0001 5 6*0.0001 5 3*0.0001 7*5 3*0.0001 5
4125  5 6*0.0001 5 3*0.0001
4126 *PERMI *MATRIX *RG 10 13 5 *ALL
4127  3*0.0001 5 6*0.0001 5 6*0.0001 5 3*0.0001 7*5 3*0.0001 5
4128  5 6*0.0001 5 3*0.0001
```

Figura 34 - Arquivo .dat do ShaleGasModel_HF (esquerda) e arquivo .dat do ShaleGasModel_NETWORK (direita).