

2

Revisão bibliográfica

Neste capítulo, primeiramente, serão apresentados conceitos fundamentais sobre reservatórios naturalmente fraturados, como classificação, caracterização e modelagem. Em seguida, serão abordados os principais métodos de simulação de reservatórios naturalmente fraturados, suas vantagens e desvantagem, detalhando os mais utilizados nos simuladores comerciais atuais, e sua formulação matemática. Por fim, será apresentada uma metodologia utilizada para a seleção do modelo mais adequado para a simulação de fluxo.

2.1.

Reservatórios naturalmente fraturados

Nesta seção são abordados conceitos fundamentais para o estudo de reservatórios naturalmente fraturados, desde sua definição, seus indícios, sua classificação, e seus processos de recuperação, passando pela sua caracterização e modelagem, no processo de obtenção de dados para a simulação de fluxo, e destacando o impacto das permeabilidades dos meios e das tensões sobre a variação da permeabilidade do sistema de fraturas.

2.1.1.

Definição de um reservatório naturalmente fraturado

Todos os reservatórios de petróleo contêm fraturas, sejam naturais e/ou induzidas, e em diferentes escalas. As fraturas naturais são resultantes das interações das tensões atuantes no subsolo. Entretanto, existem fraturas que são induzidas por atividades como a perfuração, o aumento na pressão de poros em operações de injeção de fluidos, pelo fraturamento hidráulico, bem como pela redistribuição do estado de tensões como resultado da produção do campo. Assim sendo, a abordagem de reservatórios naturalmente fraturados trata do primeiro tipo de fraturas relacionado, as naturais, e para aumentar a compreensão sobre estas é necessário destacar alguns dos principais fatores geológicos de geração de reservatórios naturalmente fraturados:

Configuração tectônica: reservatórios localizados em regiões estruturalmente complexas são mais propícios a sofrerem com falhas, dobramentos e fraturamento difuso (em pequena escala);

Litologia: reservatórios fraturados podem ser encontrados em várias estruturas sedimentares, contudo, formações carbonáticas, em média, são mais frequentemente fraturados do que formações areníticas. Isso ocorre por várias razões, incluindo as diferentes propriedades mecânicas das rochas, e também diferentes susceptibilidades da evolução pós-deposição da sedimentação.

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

Do ponto de vista puramente geomecânico, as fraturas podem ser definidas como descontinuidades do maciço rochoso, superfícies que sofreram a perda de coesão. Desta maneira as fraturas são o resultado da ruptura do material que sofreu um processo de perda de coesão. Em geral, fraturas que sofreram algum deslocamento são definidas como falhas, enquanto fraturas que não obtiveram deslocamento são definidas como juntas (van Golf-Racht, 1982). Após a ruptura, as fraturas podem sofrer alterações diagenéticas, cimentação, permanecerem abertas ou fechadas, enfim, podem causar um efeito positivo ou negativo ao fluxo dentro do maciço.

Segundo Nelson (2001), “encontrar fraturas não é o suficiente”, pois um reservatório naturalmente fraturado é antes de tudo um reservatório onde existem fraturas naturais e estas afetam, ou possivelmente irão afetar o fluxo de fluido de forma a aumentar a permeabilidade e/ou a porosidade do reservatório ou aumentar a anisotropia da permeabilidade.

Para que este impacto seja efetivamente considerado no decorrer do desenvolvimento do campo, uma integração eficiente das fraturas no modelo de simulação de fluxo é necessária e condicionada por uma caracterização e modelagem cada vez melhor desenvolvida.

2.1.2. Indícios de um reservatório naturalmente fraturado

Na busca por identificar o impacto da presença de fraturas, alguns indícios, informações de fluxo do campo, são considerados e correspondem a uma expressão “dinâmica” das fraturas. Esses indícios provêm tanto de informações da perfuração, do comportamento do fluxo próximo aos poços, ou entre poços, quanto de dados do histórico de produção do campo, e são mais detalhados a seguir. Contudo, cabe destacar que esses indicadores não são suficientes sozinhos para a descrição do sistema de fraturas, e assim, precisam ser confrontados com informações providas da geologia.

Informações da perfuração:

Dados de perda de lama: devido à presença de fraturas condutivas em dada profundidade do poço é possível determinar a largura hidráulica da fratura pelo equacionamento de placas paralelas, considerando a reologia do fluido apropriada (Dyke et al, 1995; Vergas et al, 2000; apud Bourbiaux, 2010). São determinadas apenas fraturas amplas, com largura hidráulica em torno de 0,2mm.

Aumento na taxa de penetração: um aumento na taxa de penetração pode indicar a perfuração de uma zona com níveis de fraturamento, aliado a recuperação de amostras pobres de cascalhos.

Comportamento do fluxo de poços:

Testes de Poço: testes de fluxo transiente podem fornecer informações sobre o contraste na capacidade de estocagem de fluido entre matriz e fratura em um reservatório de dupla-porosidade, bem como sobre o fator de troca entre esses meios. Podem também indicar falhas e suas distâncias em relação ao poço e são bons para identificar altos contrastes de permeabilidades entre camadas, como por exemplo, camadas de alta permeabilidade, também conhecidas como ‘camadas de super-k’ que, por vezes, podem ser tratadas como fraturas horizontais dentro do reservatório.

Produtividade dos poços: informação valiosa quando confrontada com outros dados do poço como distribuição das falhas e fraturas ao longo do poço,

dados petrofísicos medidos dos testemunhos e dados de fluxo como os perfis de produção (PLT – *production logging tool, flowmeters*).

O Índice de Produtividade (IP) dos poços também pode ser avaliado. Entretanto, cabe destacar que este dado não reflete somente a permeabilidade na região em torno do poço, mas também indica possíveis alterações na rocha (avaliadas pelo efeito *Skin* como um dano ou uma estimulação ao poço). Assim, como uma tentativa preliminar de identificar o impacto das fraturas ao fluxo, pode-se analisar o IP normalizado (IP dividido pelo comprimento da completação) correlacionando-o com a densidade das fraturas ao longo da seção completada ou outro possível indicador de fratura como a distância da falha mais próxima.

Perfil de Produção: o perfil de produção de toda a seção completada do poço permite especificar a contribuição de cada face para o teste de permeabilidade, que pode ser comparada com a permeabilidade das faces derivadas dos testemunhos, a fim de obter a contribuição das fraturas para a permeabilidade do reservatório face por face. Estas contribuições podem, então, ser confrontada com as densidades de fraturas medidas nas amostras ou nos perfis de imagens das respectivas faces, isso para qualificar a condutividade do conjunto de fratura definidos pelo geólogo.

Histórico de produção do campo:

Mapas de distribuição da produtividade e/ou injetividade dos poços e de produção acumulada de fluidos, mapas de pressão, evolução do contido entre fluidos com o tempo, tempos de *breakthrough*, tendências no corte de água e na evolução da razão gás/óleo, RGO, com o tempo, são exemplos de informações obtidas a partir do histórico de produção de um campo. Embora exista a necessidade de se antever estes impactos, como há poucos dados antes da produção do campo, estes dados de histórico são muito importantes para confirmação ou comparação de estimativas realizadas.

Para campos já desenvolvidos, os dados multifásicos de produção são muito importantes para futuras otimizações de produção ou re-desenvolvimento do campo em si.

Para campos multi-compartimentados são interessantes os dados de evolução da pressão e da composição do fluido (propriedades PVT do óleo, salinidade da água) durante a produção para avaliação de possível comunicação entre os compartimentos do reservatório na presença de falhas condutivas.

2.1.3.

Classificação de reservatórios naturalmente fraturados

A classificação do reservatório como fraturado não é simples e direta, depende do critério de avaliação escolhido e da disponibilidade de dados que indiquem a presença de fraturas naturais. Em relação à exploração, o critério determinante para classificar um reservatório como fraturado não trata somente da presença ou não das fraturas, mas sim do efeito causado por elas ao fluxo. Por exemplo, em reservatórios tidos como impermeáveis, a presença de fraturas naturais pode representar o ganho em porosidade e permeabilidade necessário ao estoque e transporte de fluxo.

A magnitude das propriedades porosidade e permeabilidade nos meios matriz e fraturas é bastante diferenciada. Segundo dados do trabalho de Nelson (2001) a porosidade da matriz varia de 10 a 30%, a permeabilidade da matriz varia de 5mD a 100mD, podendo atingir 2000mD em camadas de altíssima permeabilidade, por outro lado, as fratura apresentam baixa porosidade, variando de 0,1 a 10% e altíssima permeabilidade, acima de 100mD e podendo chegar a 20.000mD.

Uma classificação de reservatórios fraturados comumente utilizada consiste em considerar a contribuição adicional da matriz para a porosidade e permeabilidade geral do reservatório. Esta classificação implicitamente assume o papel das fraturas sobre a permeabilidade do reservatório, isto é, sobre sua produtividade.

Assim, são definidos segundo Nelson (2001) quatro principais tipos de reservatórios naturalmente fraturados:

Tipo (1) – matriz impermeável, onde as fraturas garantem a porosidade e a permeabilidade do reservatório;

Tipo (2) – a matriz contribui com mais da metade da porosidade, capacidade de estocagem, do reservatório, mas não contribui significativamente com a permeabilidade e produtividade do mesmo;

Tipo (3) – o reservatório já é produtivo, ou seja, a matriz é porosa e permeável, e a presença de fraturas aumenta a produtividade do meio; e

Tipo (4) – o reservatório contém fraturas, contudo estas não exercem um impacto positivo ao fluxo, funcionando de forma a aumentar a anisotropia do meio (barreiras).

Nelson (2001) apresenta um esquema que relaciona a porcentagem de contribuição de cada meio ao fluxo e relaciona os tipos de reservatórios naturalmente fraturados, conforme Figura 2. 1. Ainda, neste esquema ele apresenta o Tipo (M) de reservatório, onde as fraturas podem aumentar permeabilidade do meio já de alta porosidade e permeabilidade, contudo normalmente, funcionam como barreiras ao fluxo.

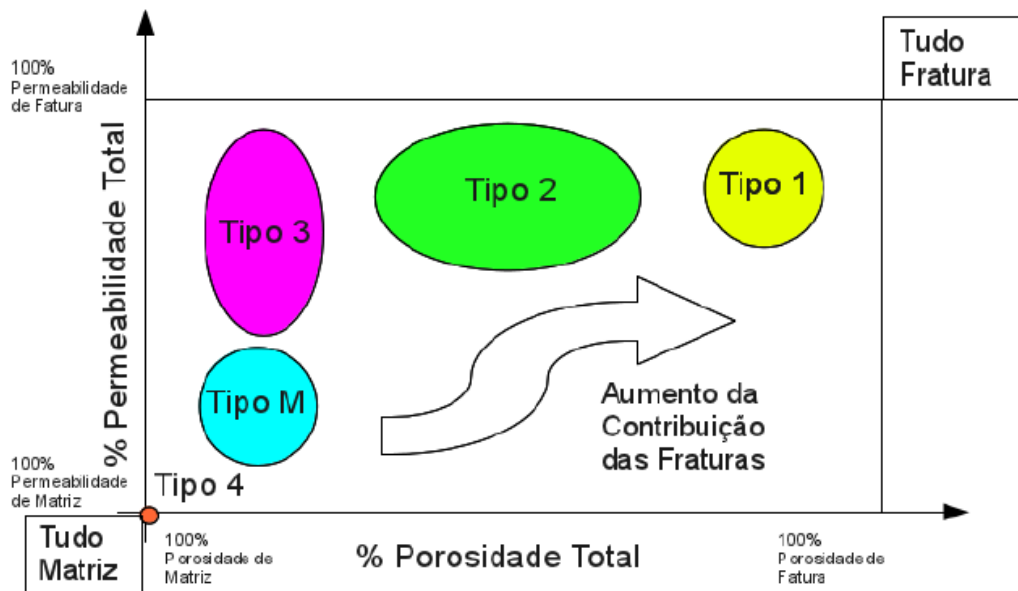


Figura 2. 1 - Esquema da porcentagem de porosidade do reservatório versus a porcentagem de permeabilidade do reservatório (porcentagem devido à matriz contra a porcentagem devido à fratura) segundo a classificação de reservatórios naturalmente fraturados de Nelson (2001).

O grau do fluxo entre matriz e fratura condiciona quais dos principais problemas de produção que podem surgir e também determina o nível da recuperação que pode ser esperada. Segundo Baker e Kuppe (2000), foram relacionados os quatro principais tipos de fluxo, conforme classificação de Nelson (2001), às suas principais implicações, vide Tabela 1.

Tabela 1 – Principais implicações de reservatórios naturalmente fraturados.

Tipo 1:
<ul style="list-style-type: none"> – É necessário ter uma alta intensidade de fraturas ou ter uma alta porosidade de fraturas para que se tenha um reservatório economicamente produtivo; – Pode resultar em <i>breakthroughs</i> recentes, isto por ser governado pela altura e conectividade vertical das fraturas; – O influxo de água é frequentemente seguido por um rápido declínio na produção de óleo; – As fraturas podem promover a produção de rochas não produtivas; – A determinação da porosidade das fraturas é crítico para a estimativa de recuperação.
Tipo 2:
<ul style="list-style-type: none"> – A eficiência da recuperação primária e secundária é altamente dependente de quanto a matriz está exposta ao sistema de fraturas; – Possivelmente o reservatório sofrerá <i>breakthrough</i> precoce e um rápido declínio de produção; – Modelos de desenvolvimento devem considerar as heterogeneidades, por exemplo, a comunicação entre matriz e fratura pode variar arealmente; – A intensidade das fraturas e seu mergulho precisam ser conhecidos antes do início do desenvolvimento; – As fraturas aumentam a produtividade em reservatórios com baixa entregabilidade, ou seja, capacidade de promover fluxo; – A determinação da permeabilidade e heterogeneidade das fraturas é crítica na obtenção dos parâmetros efetivos e o potencial de recuperação.
Tipo 3:
<ul style="list-style-type: none"> – Podem ocorrer respostas não usuais para a recuperação secundária; – A área de drenagem pode ser elíptica; – Pode ser difícil de reconhecer ou detectar o sistema de fraturas, em função de o reservatório já ser produtivo; – As fraturas podem, então, aumentar as oportunidades já economicamente viáveis; – Assim como no reservatório do Tipo 2, a determinação da permeabilidade e da heterogeneidade do reservatório é um ponto crítico.
Tipo 4:
<ul style="list-style-type: none"> – A recuperação é baixa devido à severa compartimentalização do reservatório; – Se devidamente planejado, o desenvolvimento do campo pode ser otimizado; – Pode apresentar uma baixa recuperação secundária por causa da compartimentalização.

Os dois parâmetros que controlam a recuperação nos reservatórios fraturados são:

1. A magnitude e a heterogeneidade da permeabilidade da fratura; e
2. A extensão da comunicação entre matriz e fratura.

A permeabilidade da fratura irá controlar o fornecimento de fluido enquanto que a heterogeneidade irá controlar a extensão do influxo de água ou gás. Uma boa comunicação entre matriz e fratura é essencial para a produtividade em longo prazo ou para altos fatores de recuperação. Esta comunicação entre os meios é dependente tanto do espaçamento das fraturas quanto da permeabilidade da matriz. Estes dois parâmetros definem a força do mecanismo de recuperação atuante. Se o espaçamento das fraturas for pequeno e/ou a permeabilidade da matriz for alta, então, poderá se obter uma boa eficiência de varrido pela injeção de água, pelo mecanismo de embebição, bem como o desenvolvimento do mecanismo de drenagem gravitacional. O contrário ocorre se o espaçamento das fraturas for amplo e/ou a permeabilidade da matriz for baixa, pois o fluido injetado ou influxo de um aquífero atuante frequentemente tendem a passar diretamente pelas fraturas, não varrendo adequadamente a matriz e, assim, produzindo baixos fatores de recuperação (Baker e Kuppe, 2000).

Todavia, a integração das fraturas no modelo de simulação de fluxo não é simples e direta, uma vez que, ainda há muitas incertezas entre a estrutura geológica e seu impacto sobre os mecanismos de recuperação, estes cada vez mais complexos.

2.1.4. Processos de recuperação em reservatórios naturalmente fraturados

Nos reservatórios fraturados ocorrem processos de recuperação particulares, devido à descontinuidade do meio poroso, assim como as características de condutividade hidráulica e capilar das fraturas. Os principais mecanismos de recuperação em reservatórios fraturados são detalhados a seguir:

Expansão de Fluidos - Variação de volume entre as fases devido à variação de pressão entre os meios e a compressibilidade dos fluidos.

Embebição - Deslocamento espontâneo de fluidos entre os meios até que atinjam o equilíbrio capilar entre as fases. Após o processo de embebição espontânea segue a embebição forçada até que se alcance a saturação residual da fase deslocável.

Drenagem Gravitacional - Relacionada ao equilíbrio hidrostático entre as colunas de fluidos da matriz e da fratura das fases contínuas e móveis. Por exemplo, para um bloco de matriz cercado por fraturas saturadas com gás haverá um desequilíbrio hidrostático na base do bloco de tal forma que a pressão da coluna de óleo dentro do bloco é superior a pressão da coluna de gás na fratura, assim haverá no topo do bloco o deslocamento por drenagem gravitacional do óleo que se encontra dentro do bloco de matriz.

Deslocamento Viscoso - Ocorre devido à diferença de pressão ao longo do bloco de matriz, que pode ser estabelecido pelo gradiente de pressão na fratura.

Difusão - Envolve transferência de massa entre matriz e fratura devido à diferença de concentração de um componente em uma determinada fase em um meio.

Convecção Natural - Movimento espontâneo dos fluidos causado pela variação de densidade de determinada fase ao longo do reservatório, causando um desequilíbrio hidrostático, devido à variação de composição ou temperatura.

Cabe destacar que sistemas termodinâmicos isotérmicos e *black oil* não consideram variações de temperatura e composição. Desta forma os processos devido à difusão e convecção natural não são considerados em simuladores de fluxo convencionais. Todavia, estes processos são aplicados a simuladores composicionais.

Conforme citado por Legrand et al. (2011) dependendo da estrutura e do tipo do reservatório fraturado uma variedade de processos de recuperação podem ser aplicados para a recuperação de óleo. Mecanismos de recuperação eficientes são embebição para carbonatos molháveis à água e drenagem gravitacional gás/óleo para reservatórios de molhabilidade intermediária, ou mista, à molháveis ao óleo. O mecanismo de deslocamento por gás em

reservatórios fraturados geralmente não promove valores significantes de recuperação de óleo em poços completados na crista, ou topo, do reservatório. Isto porque, assim que o gás atinge sua saturação crítica, ele se torna móvel e se desloca para as partes mais altas do reservatório, provocando um aumento na produção de gás aliado a rápida queda de pressão gerada. Contudo, em casos onde a mobilidade da fase líquida seja aumentada em relação à mobilidade do gás, então, é possível atingir altos fatores de recuperação.

Há grandes desafios no estudo da depleção natural, da injeção de gás imiscível e miscível e da injeção de água em reservatórios fraturados. Por exemplo, Firoozabadi (2000) mostra que é possível atingir uma boa recuperação de óleo em reservatórios de molhabilidade intermediária a molháveis ao óleo em função da injeção de água, embora testes de laboratório estimem o contrário. Os principais processos de recuperação e suas implicações em reservatórios fraturados são apresentados a seguir.

Recuperação primária

A recuperação primária está intimamente relacionada à compressibilidade dos fluidos e da rocha fraturada. Considerar a compressibilidade da formação em meio fraturados com óleo subsaturado pode ter um grande impacto na recuperação, principalmente quando não existe disponibilidade de injeção de água ou gás. Por exemplo, a alta compressibilidade possibilita uma depleção econômica de reservatórios fraturados do Tipo 1, que não possuem matriz porosa, onde não ocorra um aquífero atuante, porém contenham óleo altamente subsaturado, 4000 a 5000 psi (Firoozabadi, 2000).

A duração desta fase de recuperação depende da magnitude da sobrepressão existente, diferença entre a pressão inicial do reservatório e a pressão de saturação, ou pressão de bolha, do fluido estocado. Para reservatórios fraturados de gás com aquífero atuante, a duração desta fase de queda de pressão depende da altura da coluna de gás acima do contato gás/água.

Expansão da capa de gás

A expansão da capa de gás é condicionada pela drenagem gravitacional. Assim, reservatórios fraturados com uma espessura considerável e/ou que sejam constituídos por blocos de matriz com altura significativa ou possuam alta permeabilidade, a expansão da capa de gás pode ser eficiente pela alta carga gravitacional e pela alta cinética de drenagem.

Deslocamento pelo gás em solução

Este processo inicia quando a pressão interna do reservatório decresce e atinge o ponto de bolha do fluido. Isto ocorre nas regiões mais altas do reservatório, onde as pressões são menores e nas proximidades dos poços produtores. As bolhas de gás se formam dentro do bloco de matriz, porém permanecem imóveis e são carregadas junto com a fase óleo pelas fraturas até o poço produtor. No momento em que as bolhas de gás atingem a saturação crítica de gás, elas formam uma fase móvel e, então, passa a prevalecer o mecanismo de deslocamento do gás em solução. Firoozabadi (1992, apud Bourbiaux, 2010) atenta para a importância de se conhecer essa saturação crítica do gás para a estimativa da recuperação de reservatórios sob a influência desse processo. Bourbiaux (2010) cita que na literatura esse parâmetro varia de 2 a 27% do volume poroso e que para reservatórios fraturados altos valores desse parâmetro correspondem a altas taxas de recuperação.

No geral, Bourbiaux (2010) destaca que esse processo fornece baixas taxas de recuperação, exceto para campos muito difíceis de serem explorados, onde os reservatórios são espessos, molháveis à óleo e com fluido de alta viscosidade, no qual a matriz não consiga ser embebida pela água nem drenada pelo gás.

Injeção de água

A injeção de água é o processo de recuperação mais utilizado mundialmente e tem se apresentado bem eficiente em alguns reservatórios fraturados. Os três principais mecanismos atuantes no deslocamento de óleo pela água injetada são a embebição capilar espontânea da matriz de rocha molhável preferencialmente pela água, o deslocamento viscoso devido ao gradiente de pressão gerado pelo fluxo nas fraturas e o efeito gravitacional em função da diferença de densidade entre a água e o óleo.

A atenção na injeção de água está voltada para a molhabilidade do meio fraturado em questão. Para meios molháveis preferencialmente à água e com blocos de matriz pequenos, ou seja, com uma alta intensidade de fraturas, devido à força capilar, a água invadirá o bloco de matriz em um processo de embebição espontânea e promoverá o deslocamento concorrente e contracorrente do óleo que estava estocado, e por consequência, a eficiência de varrido será maior e apresentará uma melhor recuperação de óleo. Para meios de molhabilidade intermediária a molháveis à óleo, a eficiência na recuperação não dependerá da embebição espontânea do bloco de matriz, mais sim do efeito

de outros mecanismos como a embebição forçada, o deslocamento viscoso e também o efeito gravitacional.

Firoozabadi (2000) explica que embora testes de laboratório indiquem uma baixa recuperação por embebição para alguns meios, a resposta apresentada em campo pode ser controversa. Isso porque, o teste consiste na imersão em água de uma amostra saturada de óleo e a imersão força a embebição ser contrária ao fluxo de óleo. Logo, para meios não molháveis preferencialmente à água, esse teste estima baixas taxas de recuperação. Contudo, em uma situação real, a injeção de água no campo promove embebição contrária e/ou concorrente ao fluxo de óleo. Por consequência, a recuperação em meios não molháveis preferencialmente à água será resultado da embebição concorrente e forçada pela água. E o aumento na recuperação de óleo será fruto do aumento da pressão capilar atuante (sucção), vide Figura 2. 2 e Figura 2. 3.

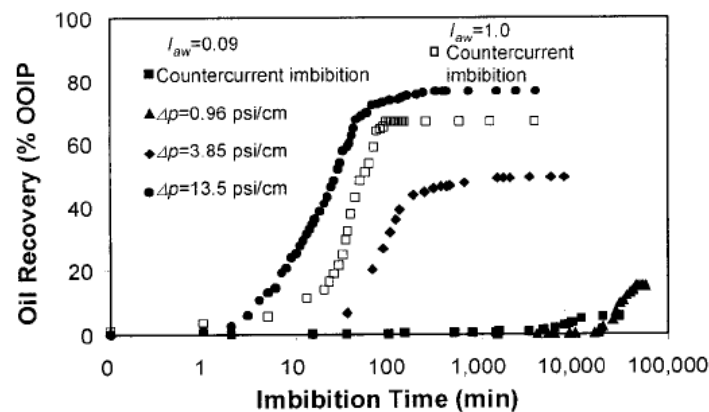


Figura 2. 2 – Recuperação de óleo para reservatórios molháveis à água ($I_{aw}=1,0$) e não molháveis à água ($I_{aw}=0,09$) Firoozabadi (2000).

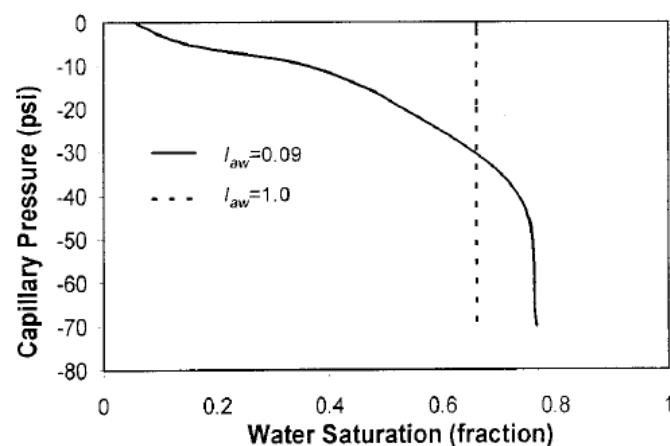


Figura 2. 3 – Aumento da sucção (pressão capilar) para reservatório não molháveis à água ($I_{aw}=0,09$) Firoozabadi (2000).

Como exemplos pode-se citar o campo Ekofisk no Mar do Norte e o campo Midale no Canadá, que embora não molháveis preferencialmente à água apresentaram bons resultados com a injeção de água. Após a injeção de água no reservatório, uma grande quantidade de óleo pode ainda permanecer tanto trapeada nos poros da matriz quanto em regiões não varridas do reservatório. Nestes casos, pode ser estudada a aplicação de um processo de recuperação terciário, como no campo Midale onde foi introduzida a injeção de CO₂ miscível, obtendo boas estimativas de recuperação.

Reservatórios fraturados de gás também são sujeitos ao mecanismo de deslocamento por água. Quantidades significativas de gás são produzidas de reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade ou de folhelhos fraturados e, por vezes, esses reservatórios são surpreendidos por *breakthroughs* antecipados em função de fraturas que se conectam com aquíferos atuantes. Os sopés das montanhas de Alberta e do nordeste de British Columbia possuem reservatórios desse tipo. Inicialmente esses reservatórios produzem pelo mecanismo de expansão da capa de gás e após esse período, quando na presença de um aquífero atuante, passa a atuar o processo de embebição, que geralmente é bastante lento. Pow et al. (1997 apud Lemonnier e Bourbiaux, 2010) ao estudar amostras de reservatórios de Alberta concluíram que, em alguns casos, a melhor estratégia de produção seria produzir estes reservatórios com a maior taxa de produção possível até que os poços iniciassem a produção de água, e, então, que os poços fossem fechados para permitir que o gás reacumulasse. De fato, há poucos trabalhos publicados sobre embebição em sistemas gás/água.

Injeção de gás

A injeção de gás em reservatórios é na maioria das vezes um processo de recuperação composicional, uma vez que o gás injetado raramente estará em pleno equilíbrio com o óleo *in situ*. Dependendo da composição tanto do gás injetado quanto do óleo e das condições termodinâmicas no reservatório, a miscibilidade dos dois fluidos pode ser alcançada. Contudo, essas condições ideais de deslocamento em reservatórios fraturados necessitam que o gás injetado penetre no bloco de matriz em função das forças gravitacionais e também pela difusão molecular entre as duas fases.

Em muitos casos, na prática essas condições termodinâmicas podem não ser atingidas e o processo de injeção pode se tornar essencialmente multifásico e a drenagem gravitacional ser o principal mecanismo de retirada do óleo da

matriz em direção às fraturas. O deslocamento, então, imiscível de gás/óleo na forma de drenagem gravitacional devido ao gás pode contribuir substancialmente na recuperação de óleo.

Como em um sistema gás/líquido a fase líquida sempre será a fase molhante da rocha, a força capilar nesse caso atua de forma a reter o óleo no interior dos blocos de matriz. Por outro lado, a magnitude da força capilar está intimamente relacionada com a pressão do reservatório, se anulando próximo à pressão de miscibilidade gás/óleo. O efeito do fluxo viscoso nas fraturas é menos importante do que na injeção de água, em função da baixa viscosidade do gás, geralmente, sendo desconsiderado, com exceção para casos de reservatórios pouco fraturados.

O gás injetado pode ser proveniente de uma fonte externa, como no caso de injeção de CO₂, injeção imiscível de nitrogênio (a miscibilidade do nitrogênio geralmente não é atingida nas condições de reservatório), e injeção de ar, ou pode ser oriundo do próprio reservatório, ocasião onde o gás produzido é reinjetado.

Dois mecanismos podem afetar a eficiência deste tipo de recuperação: a reinfiltração e a continuidade capilar. A reinfiltração pode direcionar o fluxo de óleo para a matriz de baixa permeabilidade, ao invés de direcioná-lo para as fraturas de alta permeabilidade. A continuidade capilar entre os blocos de matriz pode aumentar significativamente a recuperação final. Contudo, conforme apresentado por Firoozabadi (2000), em função da diferença de pressão capilar entre matriz e fratura, a taxa de drenagem no meio fraturado pode ser menor do que em matrizes homogêneas de baixa permeabilidade.

Cabe ressaltar que em um simulador convencional *black oil* de simulação de fluxo, não é possível considerar a injeção de gás miscível em reservatórios. Somente os simuladores composicionais são capazes de considerar esses efeitos.

2.1.5. Caracterização e modelagem

A fase de caracterização e modelagem é sem dúvidas uma etapa crucial para uma simulação adequada do meio analisado. A caracterização de reservatórios naturalmente fraturados é um processo complexo, que se sustenta fortemente na experiência e no empirismo e ainda, muito pouco, em abordagens sistêmicas. Deste modo, maximização das reservas desse tipo de reservatório

se trata de um estudo multidisciplinar baseado na integração dos trabalhos de geocientistas e engenheiros de reservatórios. A qualidade das previsões de produção é dependente da qualidade da caracterização e modelagem do meio.

A descrição do reservatório deve ser calcada em informações provenientes de fontes estáticas e dinâmicas. E quando se trata de reservatórios fraturados, além da caracterização convencional do reservatório, é necessário realizar o mapeamento das fraturas em termos de propriedades como abertura, espaçamento, comprimento, altura e conectividade.

Os dados estáticos são provenientes de técnicas diretas de estudo de fontes como os testemunhos de sondagem, que permitem a identificação da orientação e da direção das fraturas, bem como seus espaçamentos e estimar sua permeabilidade; os perfis de imagem do poço (BHI – *Borehole Images*), que indicam a orientação e o espaçamento das fraturas; e os afloramentos (*outcrops*), que fornecem meios de visualizar e estudar rochas similares aos reservatórios.

Por outro lado, os dados dinâmicos são gerados a partir de técnicas inversas, onde se tem, por exemplo, o comportamento do fluxo em um teste de fluxo e tenta-se obter a permeabilidade do meio. Esses dados são históricos de produção, testes de pressão (*drawdown* e *build-up*), entre outros. Eles, na realidade permitem a confirmação ou não dos parâmetros estimados na análise direta.

Em relação à geologia, falhas e fraturas são definidas como superfícies de descontinuidades dentro de um volume de rocha sobre dado estado de tensões inicial. Elas podem atuar como caminhos preferenciais para o fluxo ou como barreiras, dependendo do histórico de estado de tensões e da circulação de fluidos durante sua geração, bem como do grau de cimentação. Elas estão presentes em todas as escalas (da escala de 100 km de bacia até à escala de centímetro dentro da amostra). A existência de estrutura de falhas e fraturas em diferentes escalas é identificada e quantificada a partir de fractal (modelos dependentes de escalas similares). Dependendo da sua posição e das propriedades intrínsecas de fluxo, as falhas podem ser responsáveis por criar compartimentos dentro do reservatório e, assim, a detecção e o posicionamento das mesmas tornam-se essenciais para a delimitação do campo.

Phelps e Strauss (2002) relacionam os principais componentes constituintes de reservatórios naturalmente fraturados e os classifica em relacionados às falhas e relacionados à matriz. Os relacionados à falha são as falhas em si, os corredores de fraturas e as fraturas difusas, ou seja, de pequena

escala podendo também ser chamada de *background fractures*. Quanto aos relacionados à matriz estão a matriz em si e as camadas de superpermeabilidade. Esses componentes são ilustrados pela Figura 2. 4 abaixo.

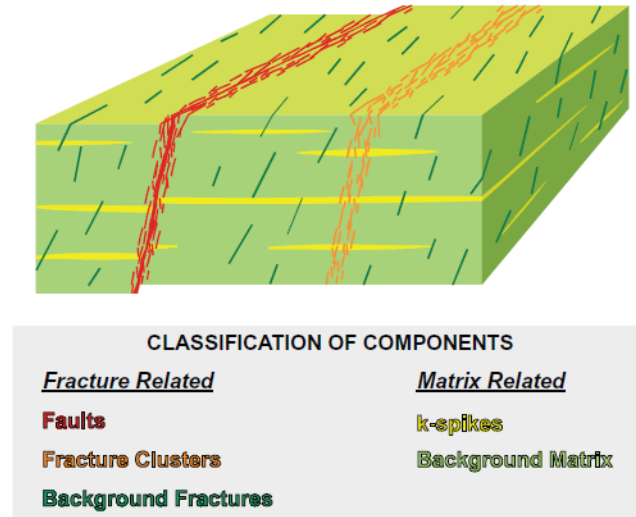


Figura 2. 4 – Componentes de um reservatório naturalmente fraturados (Phelps e Strauss, 2002).

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

1. construção de um modelo geológico limitador do sistema de fraturas baseado em análises, interpolação e extrapolação de informações obtidas em poços e derivadas de dados sísmicos, por vezes complementadas por análises de afloramentos;
2. caracterização das propriedades fluidodinâmicas deste sistema natural de fraturas a partir de dados de fluxo;
3. escolha de um modelo de simulação de fluxo que se adeque ao comportamento apresentado pelas fraturas e falhas em várias escalas, bem como transferência de parâmetros do modelo geológico de fraturas já com suas propriedades condutivas calibradas para este novo modelo de simulação de fluxo, em escala de campo;
4. simulação da produtividade e recuperação do reservatório com base em uma avaliação física dos mecanismos de fluxo predominantes na transferência entre os dois meios.

Esses passos são correlacionados na Figura 2. 5, a seguir. Essa metodologia de análise dos reservatórios naturalmente fraturados foi proposta por Cascas et al. (2001) e sintetizada por Bourbiaux et al. (2005). Ela sugere uma análise geológica detalhada das informações de fraturas naturais disponíveis em dados de poços, como os testemunhos e os perfis de imagem do poço, os dados de sísmica de superfície e dados de afloramentos análogos à rocha em estudo. Embora os geólogos sejam capazes de fornecer uma classificação detalhada acerca dos sistemas fraturas existentes no meio, os engenheiros de reservatórios são conduzidos a considerar apenas as famílias de fraturas mais relevantes, as que geram um maior impacto ao fluxo. Isto é, na prática, quando se trata de modelo de fraturas em multi-escala são consideradas apenas duas categorias, as fraturas em grande escala (escala da sísmica e subsísmica) e fraturas em pequena escala (ou difusas, observadas nos testemunhos e nos perfis de imagem).

Fraturas de grande escala

Dados da sísmica 3D são as fontes mais confiáveis para a construção de um modelo de fraturas. Primeiramente é necessário localizar a posição das falhas, identificadas como objetos determinísticos. Então, o sistema de falhas é extrapolado para a escala subsísmica por meio de um processo de modelagem estocástica que honre os parâmetros estatísticos do mapa de falhas determinístico (orientação, comprimento, entre outros) e as propriedades fractais da distribuição das falhas no espaço. Os próximos limitadores deste modelo são os mapas da presença de falhas subsísmicas construídos com base na análise de morfologia pela sísmica e de vários atributos sísmicos 3D. Considera-se como fraturas de grande escala os chamados corredores de fraturas (*fracture swarms* ou *fracture corridors*) que são pequenas fraturas alinhadas e agrupadas, promovendo uma descontinuidade localizada de grande escala.

Fraturas de pequena escala

Primeiramente é realizado um trabalho de análise e identificação das famílias de fraturas observadas nos testemunhos e perfis de imagem. Diferentes famílias são definidas pelas orientações médias, que são resultados das características estruturais e/ou dos eventos tectônicos. A natureza das fácies geológicas também constitui outro parâmetro de classificação, isto porque, a expressão do evento de fraturamento em uma dada fácies está intimamente relacionada às suas propriedades mecânicas. Uma vez identificadas as famílias

de fraturas e as fácies relevantes, um geomodelo das fraturas, descrevendo a distribuição dos parâmetros das fraturas (orientação e densidade) para cada família e para cada fácies, pode ser construído por meio de um geomodelo de matriz. Por fim, um modelo estocástico dos sistemas de fraturas de pequena escala (difusas) pode ser gerado para qualquer posição dentro do reservatório com base nos parâmetros desse geomodelo de fraturas.

Baseado nessas análises constrói-se um modelo de fraturas em multi-escalas utilizando métodos estocásticos limitados por observações determinísticas e regras de gênese.

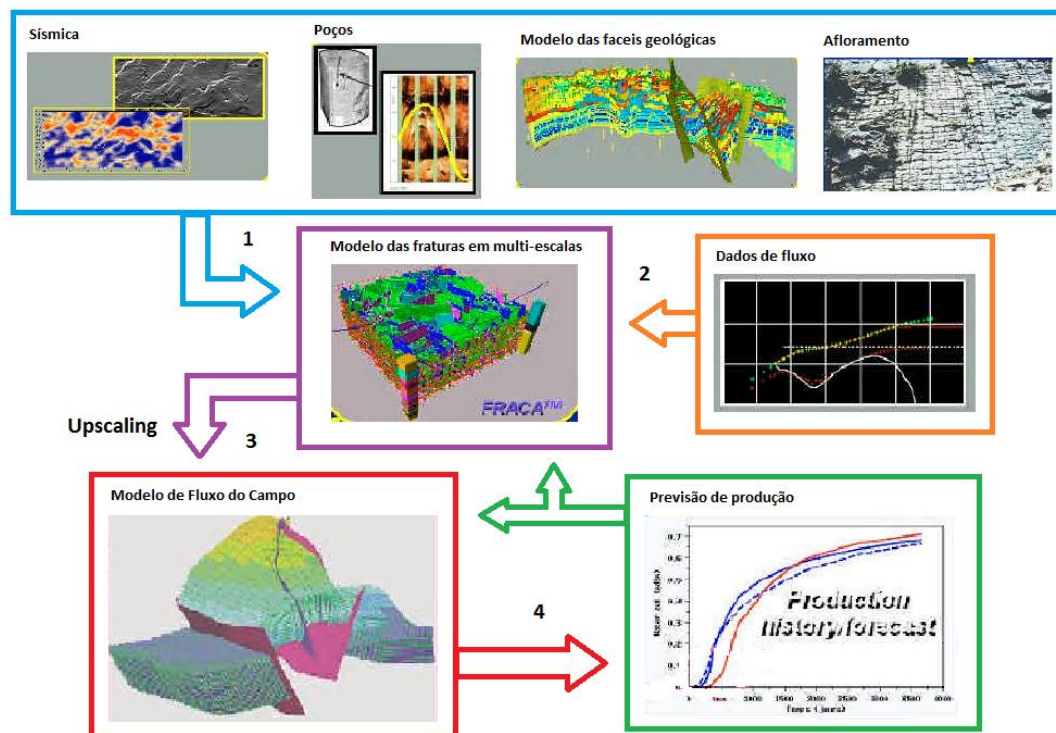


Figura 2. 5 – Metodologia integrada para o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados (adaptado de Bourbiaux et al., 2005).

A construção deste modelo de fraturas tem sido realizada recentemente através de *softwares* de modelagem discreta da rede de fraturas, também conhecida pela sua sigla em inglês DFN - *Discrete Fracture Network*. Por exemplo, o software utilizado para geração do modelo DFN acima foi o programa FRACA™. Esse método descreve as fraturas explicitamente por meio de elementos finitos, e permite uma modelagem mais realista do sistema de fraturas, englobando tanto o geomodelo de fraturas difusas quanto o modelo de falhas subsísmicas, vide Figura 2. 6. Esses modelos são geralmente gerados para uma seção do reservatório e, por meio deles, é possível simular o fluxo de

fluidos somente nas fraturas e, assim, obter os parâmetros de fraturas necessários à simulação em escala de campo.

Outra possibilidade bastante discutida trata da modelagem discreta de fraturas e da matriz, com sigla em inglês DFM - *Discrete Fracture and Matrix*. Neste caso são discretizados tanto as fraturas quanto a matriz rochosa e é possível realizar diretamente a simulação de fluxo em um meio fraturado. Contudo esse método apresenta certas particularidades/limitações que não permitem até o momento a sua aplicação em escala de campo.

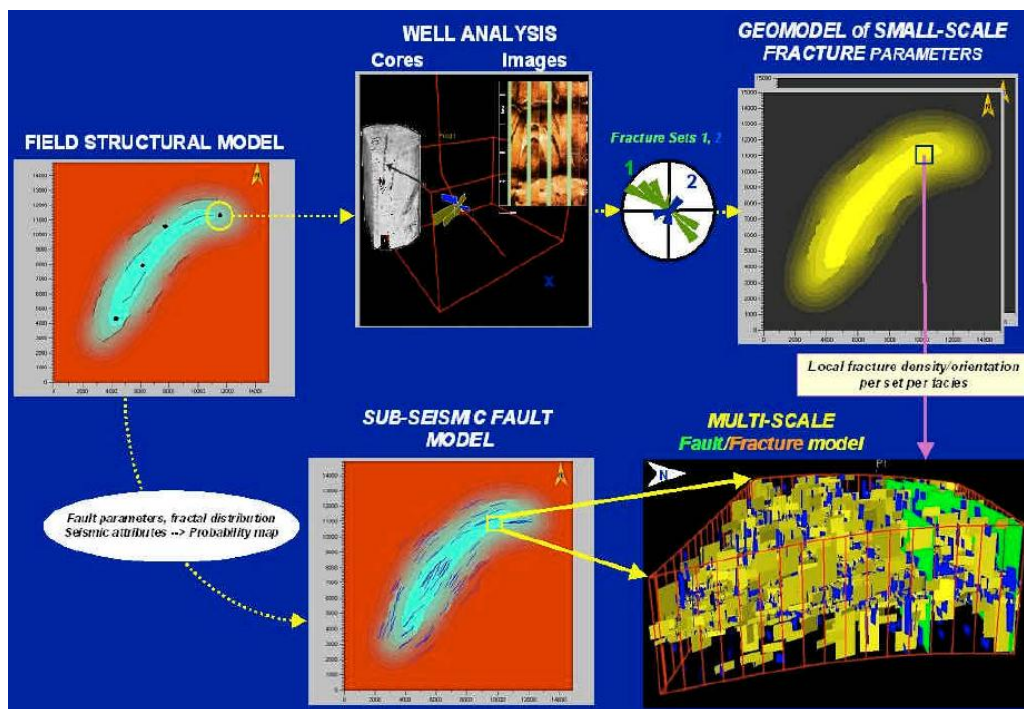


Figura 2. 6 - Construção de um modelo de fraturas em multi-escalas (modelo DFN) (Bourbiaux et al., 2005).

A importância de se realizar uma caracterização e modelagem cada vez mais realista reflete o objetivo de se fornecer parâmetros equivalentes, estruturais e hidrodinâmicos, mais precisos para a etapa de simulação e assim estimar com a maior acurácia possível o comportamento futuro da produção do campo de petróleo. Embora o modelo DFN seja capaz de prover essa modelagem mais realista do meio fraturado, ele não pode ser utilizado diretamente para a simulação do fluxo em escala de campo usando as tecnologias atuais. Em função disso, mesmo com limitações a abordagem

tradicional de dupla-porosidade é utilizada para a simulação, em escala de campo, do fluxo em reservatórios naturalmente fraturados.

Assim, é necessário realizar uma conversão (*upscaling*) de parâmetros do modelo DFN para um *grid* pré-definido de um modelo de dupla-porosidade. Os principais parâmetros necessários para a simulação de reservatórios naturalmente fraturados são:

- **Porosidade** tanto da matriz quanto da fratura;
- **Permeabilidades** tanto da matriz quanto da fratura;
- **Parâmetro de transferência matriz-fratura**: caracterizado por um fator de forma dado pelas dimensões do bloco de matriz, ou seja, pelo espaçamento das fraturas.

Cabe ressaltar o grande número de incertezas que norteiam os estudos de reservatórios naturalmente fraturados e o grande número de simplificações impostas em todo o processo. Assim sendo, após a construção de um modelo de fraturas é necessário validar este modelo e calibrar suas características hidráulicas, de tal modo a fornecer parâmetros equivalentes adequados para a etapa de simulação de fluxo.

2.1.5.1. Calibração hidráulica do modelo de fraturas

Após a construção do modelo geológico estrutural das fraturas, DFN, segue a etapa de validação e calibração hidráulica do mesmo. A calibração do tamanho e da conectividade das fraturas no modelo DFN é, então, realizada através da integração de informações dinâmicas, como testes de poço e dados de produção ao modelo DFN. Através do resultado de testes de poço é possível observar, no campo, o comportamento do fluxo nas regiões em torno do poço, e em testes de longo alcance é possível estimar o comportamento em regiões mais distantes do poço, ultrapassando regiões possivelmente afetadas pelo fluido de perfuração. Dados de pressão transiente, tanto de *drawdown* quanto de *build-up*, são fontes valiosas para a caracterização do reservatório, especialmente em reservatórios naturalmente fraturados. A assinatura do reservatório observada nesses tipos de testes pode ser utilizada para calibrar os modelos de simulação do reservatório através do histórico de produção

(Limsukhon et al., 2009). A Figura 2. 7, a Figura 2. 8 e a Figura 2. 9 exemplificam esta questão.

Os objetivos da integração dos dados dinâmicos ao modelo de fraturas são:

i. Quantificar as propriedades de fluxo do modelo de fraturas, como a permeabilidade e porosidade do sistema de fraturas, de tal modo que a permeabilidade e a porosidade equivalente do bloco podem ser derivadas e utilizadas nos simuladores convencionais de reservatório (Dershowitz et al., 1998, apud Rawnsley e Wei, 2001);

ii. Quantificar alguns dos aspectos geométricos do modelo de fraturas, por exemplo, a extensão vertical das fraturas; e

iii. Acertar outras hipóteses conceituais, como o papel dinâmico de algumas litologias especiais, de falhas sísmicas, entre outros.

A proporção de como os testes de poço podem ajudar na caracterização de reservatórios fraturados depende do raio de influência dos testes (testes de longa duração e múltiplos testes em diferentes locais), da variedade de testes (MDT, DST, teste de interferência entre poços e teste de poço estendido) e da qualidade dos dados obtidos.

Rawnsley e Wei (2001) afirmam que por meio da simulação das respostas dos testes de poço de diferentes poços é possível estender o conhecimento local das fraturas para um modelo mais amplo com as dimensões do campo. E que, se existirem dados suficientes de pressão de produção de fluxo monofásico, estes podem ser usados para condicionar os modelos em escala de campo.

Características como a abertura e a altura das fraturas podem ser estimadas a partir dos perfis de imagem. Contudo, durante a simulação de fluxo, esses aspectos da geometria da fratura podem ser variados a fim de obter o impacto observado no teste de fluxo. Mudanças extremas como a troca de uma família de fraturas, ou a mudança na altura das fraturas, ou até a variação nas interseções entre poços e fraturas podem ser facilmente alteradas (Rawnsley e Wei, 2001).

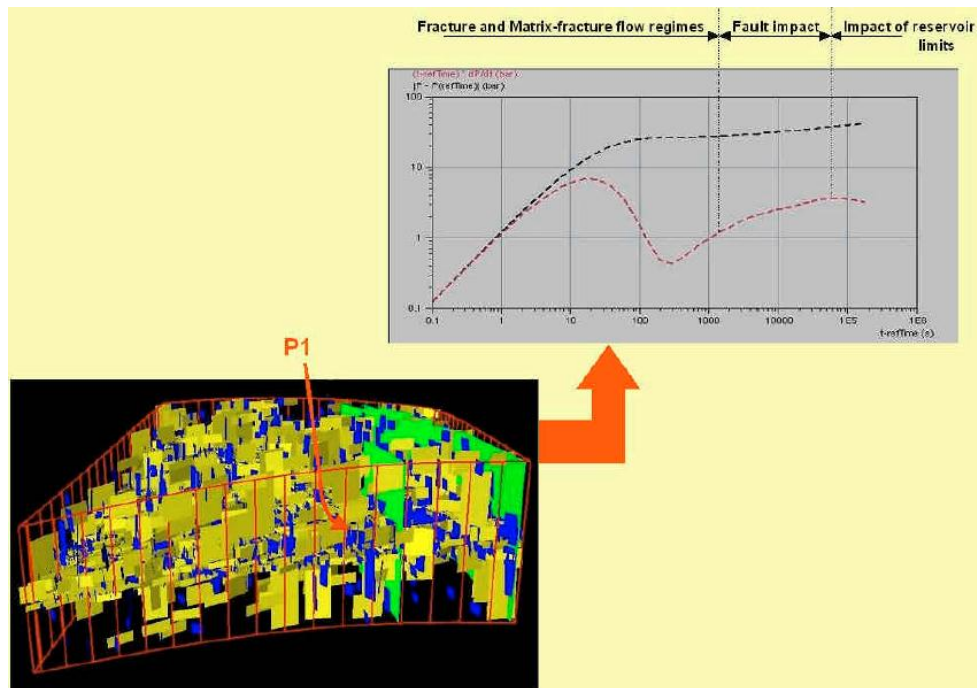


Figura 2. 7 - Simulação de um teste de *build-up* no modelo geológico discreto de um setor do reservatório fraturado (Bourbiaux et al., 2005).

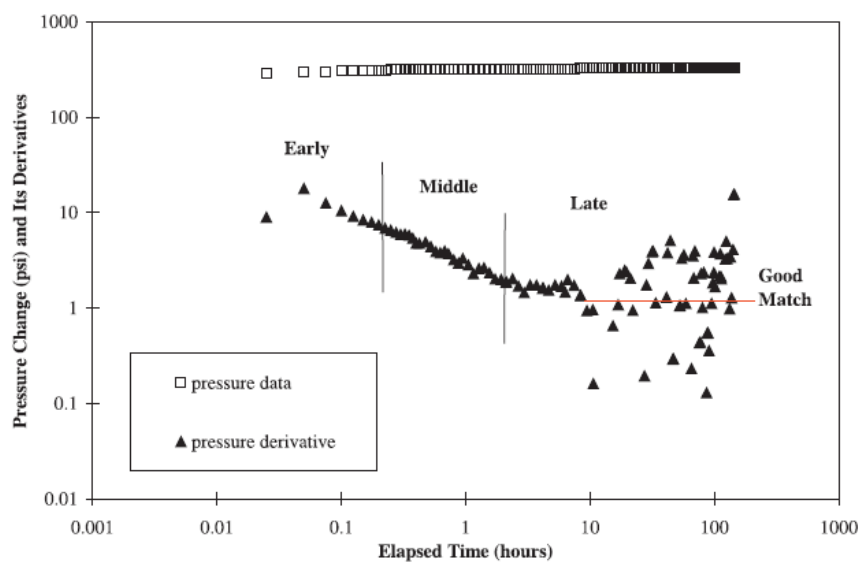


Figura 2. 8 - Extensão do teste de pressão e sua derivada: teste de curta (*early*), média (*middle*) e longa (*late*) duração (Rawnsley e Wei, 2001).

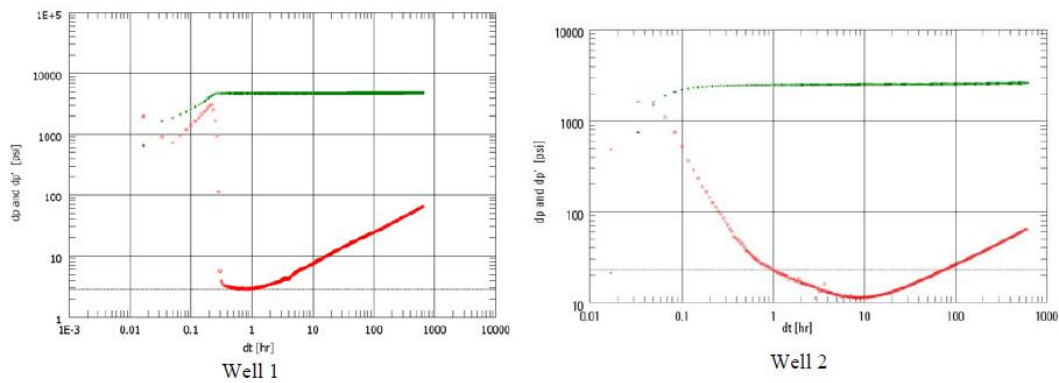


Figura 2. 9 - Diferença de comportamento entre um meio não fraturado (*Well 1*) e um meio fraturado (*Well 2*) (Limsukhon et al., 2009).

Segundo Limsukhon et al. (2009) existem basicamente duas opções para realizar a calibração do modelo DFN utilizando o comportamento de poços:

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

Opção 2: Um modelo baseado em elementos finitos (ou volumes finitos), que explicitamente incorpora o modelo DFN, é utilizado para simular o fluxo dentro da área de drenagem do poço. As propriedades do modelo DFN são calibradas de modo a reproduzir os dados do teste de poço e do histórico de produção, se disponível. Então o modelo DFN já calibrado é transferido para o modelo de dupla-porosidade. Cabe destacar, que o processo de calibração realizado pela Opção 1 é, normalmente, necessário para garantir que as propriedades das fraturas após o *upscale* sejam capazes de reproduzir a resposta transiente na escala do modelo dinâmico.

A Figura 2. 10 e a Figura 2. 11 a seguir apresentam, respectivamente, exemplos da modelagem discreta de fraturas (DFN) e da obtenção dos parâmetros equivalentes para o caso estudado por Weber et al. (2001).

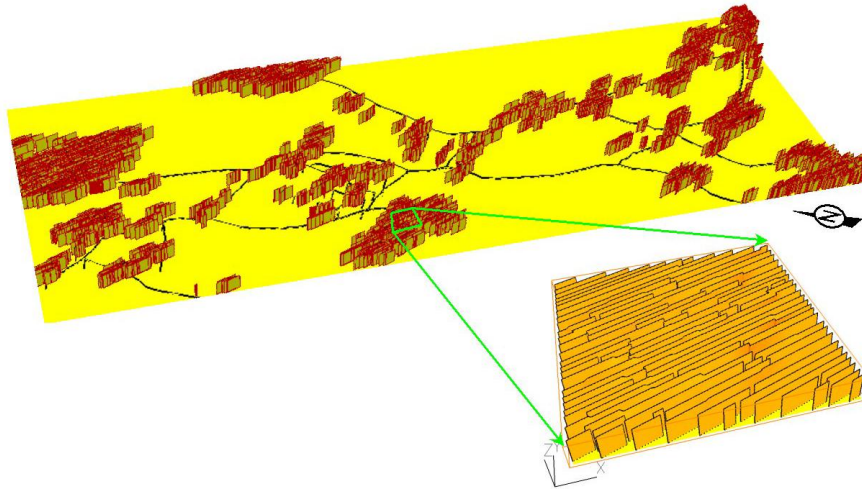


Figura 2. 10 – Exemplo de um modelo discreto de fraturas (Weber et al., 2001).

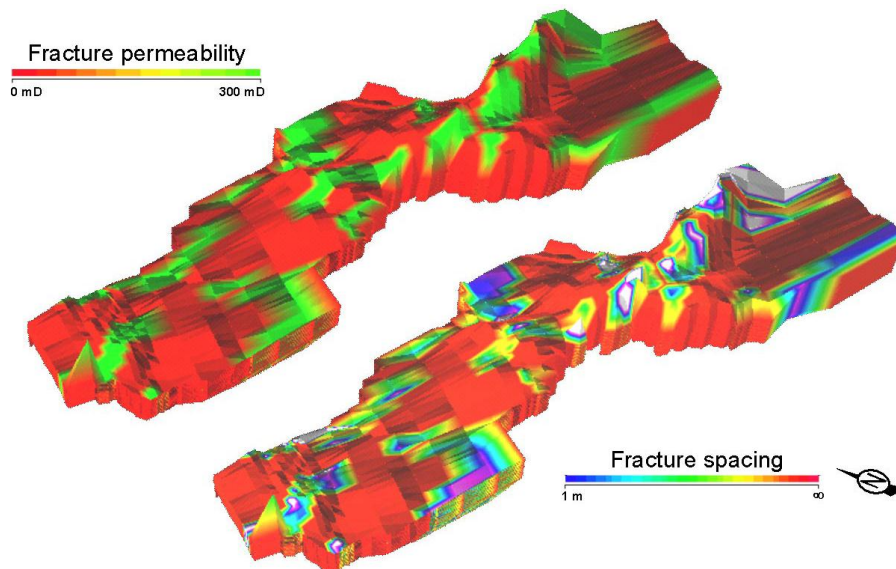


Figura 2. 11 – Resultado do processo de validação e calibração hidráulica aplicado ao modelo discreto de fraturas apresentado na Figura 2. 10: mapa de permeabilidade da fratura (acima) e mapa de espaçamento das fraturas (abaixo) (Weber et al., 2001).

Conforme mencionado anteriormente, para a aplicação do modelo de fraturas DFN, pelo qual é possível realizar uma modelagem mais detalhada do sistema de fraturas, em um simulador convencional de reservatórios, comumente utilizado pela indústria do petróleo, faz-se necessário, após a validação e calibração do modelo (de acordo com a Opção 2, acima), realizar o *upscale* das propriedades da fratura, ou seja, transpor as propriedades de um modelo setorial

(escala de poço) para um modelo em escala de campo, o que será melhor detalhado na próxima seção deste capítulo.

Cabe destacar que Limsukhon et al. (2009) mencionam que o desafio ainda permanece após a calibração do modelo de fraturas, pois é preciso popular o espaço entre os poços no modelo em escala de campo, vide Figura 2. 12. Isso explica o motivo da segunda calibração realizada no modelo do campo, após o modelo setorial já ter sido calibrado anteriormente (seguindo a Opção 2 de calibração), uma vez que é necessário conferir se após o *upscale* e a população entre poços, o modelo continua reproduzindo os testes de poço e os dados de produção reais do campo.

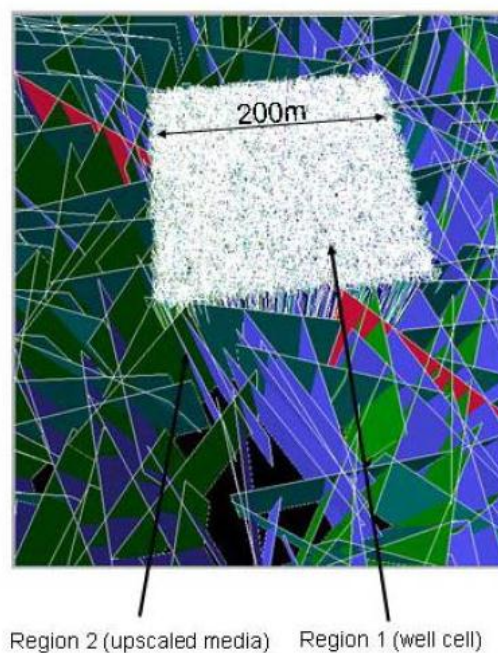


Figura 2. 12 – Detalhe do modelo de fraturas: região próxima ao poço e região do *upscale* de propriedades utilizada para a simulação do teste de fluxo (Le Maux et al., 2005).

2.1.5.2.

Upscale dos parâmetros de um modelo setorial para um modelo de simulação de fluxo em escala de campo

A simulação de fluxo em escala de campo requer a adoção de simplificações na representação do meio fraturado, e como consequência a adoção de parâmetros equivalentes de fluxo. Deste modo, o processo de *upscale* envolve: a determinação de propriedades equivalentes de fraturas provenientes da condução de fluxo monofásico no modelo geológico (DFN) na escala da célula e; a determinação das dimensões equivalentes do bloco de

matriz a partir de técnicas de processamento de imagens (Bourbiaux et al., 1997).

Após o modelo de fraturas ser calibrado pode-se realizar o *upscale* dos parâmetros equivalentes do sistema de fraturas (vide Figura 2. 13):

- Porosidade equivalente da fratura;
- Permeabilidade equivalente da fratura nas direções X, Y, e Z; e
- As dimensões equivalentes do bloco de matriz (l_x , l_y e l_z).

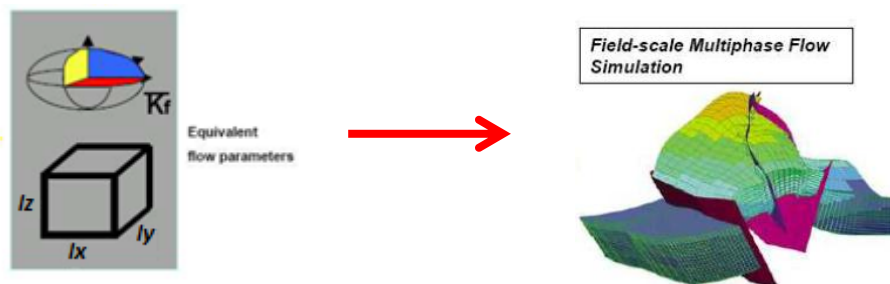


Figura 2. 13 – Transferência de parâmetros equivalentes do modelo discreto de fraturas para o modelo de simulação de fluxo de um simulador convencional (Adaptado de Al-Muftah et al., 2009).

Esses parâmetros podem ser utilizados diretamente em um modelo de dupla-porosidade (meio duplo) ou serem combinados com os parâmetros da matriz para serem aplicados em um modelo de porosidade única (meio único) (Al-Muftah et al., 2009; Bourbiaux et al., 1997 e 2005; Cosentino et al., 2002; Le Maux et al., 2005). A seguir serão detalhadas as características embutidas na determinação dos parâmetros equivalentes de acordo com a escolha do modelo de simulação de fluxo adotado, porosidade única ou dupla-porosidade.

Propriedades equivalentes do modelo de porosidade única:

Quando é feita a opção por simular o meio fraturado por meio de um modelo convencional de porosidade única, as propriedades aplicadas a cada célula do *grid* de simulação tem que representar as contribuições dos dois meios, matriz e fratura, para o fluxo bem como as trocas de fluido entre matriz-fratura. Neste caso, o modelo de simulação será um modelo de meio equivalente.

Segundo Bourbiaux (2010), a determinação das permeabilidades equivalentes é dada pela soma das permeabilidades de cada meio

separadamente, ou seja, é adicionada a permeabilidade estimada para a matriz a permeabilidade das fraturas computada pelo modelo discreto de fraturas. Contudo essa aproximação só é válida quando estes meios funcionam como dois meios contínuos superpostos e a transferência entre matriz-fratura é bem rápida, com os dois meios em equilíbrio quase estático. Há de se destacar que essas condições podem não ser atingidas em ambientes de fraturas pouco conectadas e onde ocorrer um alto contraste de permeabilidade entre os meios, ocasionando uma lenta transferência de fluido entre matriz e fraturas.

Quando na presença de fraturas pouco conectadas, a determinação das propriedades efetivas dos dois meios requer resolver equações acopladas de fluxo em modelos discretos de rede de fraturas e de matriz. Entretanto essa aplicação não é possível em modelos em escala de campo com até milhões de células.

Outra questão é que a determinação de permeabilidades efetivas multifásicas, ou permeabilidades pseudo-relativas, não tem uma solução geral. Exceto para transferências quase instantâneas, determinar tais propriedades não é trivial, uma vez que estas são dependentes do mecanismo de fluxo considerado, das condições de fluxo nas fraturas em termos de taxa, ou saturação, composição e temperatura, e do histórico de fluxo do campo.

Bourbiaux (2010) ressalta que, por estas razões, o modelo de dupla-porosidade é o modelo de simulação recomendado para a maioria dos reservatórios fraturados.

Propriedades equivalentes do modelo de dupla-porosidade:

Basicamente, os dados de entrada para as células do modelo de dupla-porosidade são: permeabilidade equivalente da fratura (nas três direções ortogonais, i-j-k, ou seja, um tensor de permeabilidades) e um valor para o parâmetro de transferência entre matriz e fratura (ou o espaçamento das fraturas que definem o tamanho do bloco de matriz, e é utilizado para o cálculo do parâmetro de transferência). Estes parâmetros são obtidos a partir do modelo discreto de fraturas calibrado e são atribuídos a cada célula ou grupo de células do modelo de simulação.

- **Permeabilidade equivalente da fratura:** Pode ser calculado por meio de método analítico (válido somente em certas condições) ou método numérico, este último consiste em resolver um problema de fluxo permanente sobre uma rede de fraturas discretas com aplicação da

fórmula de Poisseuille para análise do fluxo, a qual correlaciona a condutividade hidráulica com a abertura das fraturas.

- **Porosidade equivalente da fratura:** calculado a partir da abertura das fraturas estimada para o modelo discreto de fraturas. Assim, após a calibração do modelo DFN, é fornecida a porosidade equivalente.
- **Parâmetro de transferência matriz-fratura:** Dependendo do simulador de reservatórios utilizado este parâmetro pode consistir nas dimensões do bloco de matriz característico (ou equivalente) ou em um fator de forma, este último inversamente proporcional ao quadrado das dimensões do bloco de matriz.

Cabe destacar que um bloco da matriz não significa uma célula do *grid* de simulação. Isto é, um bloco de matriz é definido pelo espaçamento de três fraturas ortogonais, enquanto que o tamanho da célula do *grid* está relacionada a extensão do reservatório analisado e ao custo em termos de tempo de rodada da simulação.

Outra questão é determinar uma altura vertical equivalente do bloco nos casos onde seja estimada a interrupção da continuidade capilar por razões sedimentares ou estruturais, tais como fraturas com grandes mergulhos, camadas muito finas ou de alta permeabilidade (super-permeabilidade). As incertezas sobre os valores de altura equivalente do bloco de matriz são inevitáveis e requer a análise de históricos de produção para ajuste desses valores.

A Figura 2. 14 ilustra o processo de *upscale* dos parâmetros do modelo discreto de fraturas para o modelo de dupla porosidade. Para cada célula do *grid*, uma seção correspondente do sistema de fraturas é submetida à simulação de fluxo monofásico em elementos finitos nas três direções ortogonais. Os valores resultantes para a permeabilidade do sistema de fraturas são aplicados ao *grid* de dupla-porosidade do simulador de reservatórios (Weber et al., 2001).

Bourbiaux et al. (2005) aplicam a seguinte metodologia de transferência do modelo geológico de fraturas/falhas para o modelo de dupla-porosidade, a qual é realizada em três etapas. Primeiramente, as permeabilidades do sistema de fraturas e as dimensões de equivalentes do bloco de matriz são computadas e interpoladas sobre todo o modelo do campo (escala de campo). Em seguida, as transmissibilidades das falhas são determinadas célula por célula considerando

a sua direção em relação à orientação do *grid*. Por fim, esses valores de transmissibilidade são convertidos em valores de permeabilidades equivalentes e estes são adicionadas aos valores do sistema de fraturas, de tal modo a compor o *grid* de permeabilidade de fraturas que servirá de dado de entrada para o modelo de simulação de fluxo do reservatório. Esta metodologia é apresentada pela Figura 2. 15.

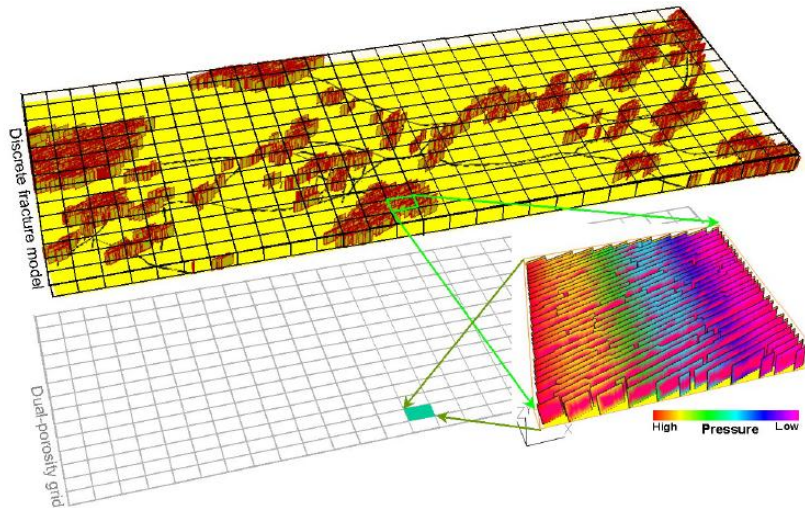


Figura 2. 14 – *Upscaling* do sistema de fraturas discretas para um modelo de dupla-porosidade (Weber et al., 2001).

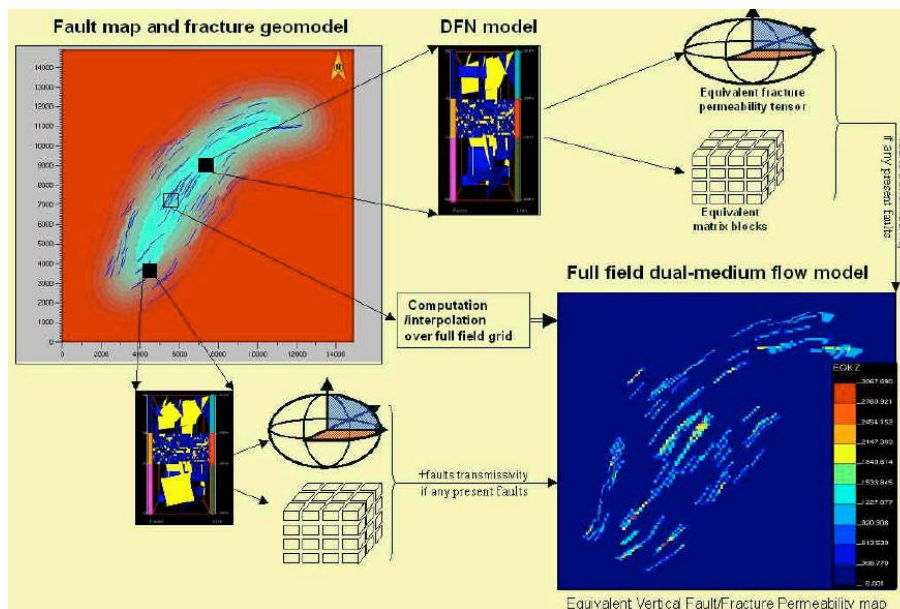


Figura 2. 15 – Transferência das propriedades equivalentes de fluxo do sistema de fraturas e falhas para o modelo de dupla-porosidade do campo (Bourbiaux et al., 2005).

2.1.6. Importância relativa entre a permeabilidade da matriz e a permeabilidade do sistema de fraturas

A permeabilidade de um meio é fator essencial para o deslocamento de fluidos pelo seu interior. Para um reservatório ser considerado produtivo não basta possuir altos índices de porosidade, é necessário também, entre outros fatores, apresentar bons índices de permeabilidade. Principalmente para reservatórios fraturados, onde há a configuração de dois meios, é fundamental que seja avaliada a permeabilidade de ambos os meios, bem como a magnitude do contraste entre esses dois parâmetros.

Em reservatórios fraturados as permeabilidades da matriz e da fratura atuam de forma inversa. Enquanto a alta permeabilidade da matriz atua de forma a melhorar a varredura do bloco de matriz, a alta permeabilidade da fratura gera um rápido fluxo da água injetada em direção ao poço produtor. Ao mesmo passo que o aumento no contraste de permeabilidade para esses dois meios atua contrariamente à boa produtividade do campo.

2.1.7. Importância das tensões na variação da permeabilidade das fraturas

As fraturas representam, em geral, o principal caminho para o fluxo em reservatórios fraturados. Sendo assim, a magnitude da permeabilidade das fraturas é um fator determinante para a produtividade desse tipo de reservatório. Entretanto, em reservatórios mais sensíveis às variações de tensão, o declínio de poropressão devido às altas vazões iniciais de produção do reservatório pode ocasionar o fechamento das fraturas, em função do aumento da tensão confinante efetiva. Assim, a interação entre o fluxo de fluidos e a deformação volumétrica dos poros do reservatório pode promover uma redução significativa da permeabilidade das fraturas.

Deste modo, compreender as características hidráulicas da rede de fraturas e do esqueleto de matriz como função da tensão confinante efetiva é fundamental para a estimativa do desempenho do reservatório, para aumentar a produtividade e também para otimizar o plano de desenvolvimento do mesmo.

Em um reservatório fraturado, constituído por matriz e fratura, a compressibilidade da fratura é maior do que a compressibilidade da matriz. O contraste entre estes valores depende de muitos fatores, o grau de cimentação

das fraturas, a orientação das fraturas, as tensões *in situ* e a condição de pressão do reservatório, se ele está sobre-pressurizado ou não.

Se o reservatório está inicialmente sobre-pressurizado, o fechamento das fraturas pode ser significativo, provocando baixos fatores de recuperação. Contudo, caso o reservatório esteja inicialmente sub-pressurizado, o fechamento das fraturas é insignificante, isso porque, a maioria das fraturas já se encontram fechadas. Esse último caso produz um fator de recuperação maior que o caso anterior.

Navarro (2012) ao estudar o campo de Bulo Bulo na Bolívia descreve a redução repentina nas reservas de gás e nas taxas de produção como sendo geradas por efeitos geomecânicos de colapso/fechamento das fraturas existentes no reservatório. O autor aplica o conceito de tensões efetivas de Biot para avaliar o impacto do declínio da poropressão, conforme equação (2. 1).

$$\sigma' = \sigma_T - \alpha_{Biot} \cdot P \quad (2. 1)$$

Onde α_{Biot} é a constante poroelástica definida por:

$$\alpha_{Biot} = 1 - \frac{c_{matriz}}{c_b}, \quad 0 < \alpha_{Biot} < 1 \quad (2. 2)$$

E, por sua vez, a compressibilidade volumétrica (*bulk compressibility* - c_b), é dada por:

$$c_b = 1 - \frac{3(1 - 2\nu)}{E} \quad (2. 3)$$

Navarro (2012) adotou $\alpha_{Biot} = 1$, considerando a rocha como incompressível e obteve os resultados apresentados pela Figura 2. 16. Por esta figura é possível observar que com o aumento da tensão confinante efetiva, primeiramente, ocorre a compactação das fraturas (zona de compressibilidade das fraturas), em seguida é atingida uma zona de transição onde a partir de então se inicia a compactação dos poros da matriz rochosa.

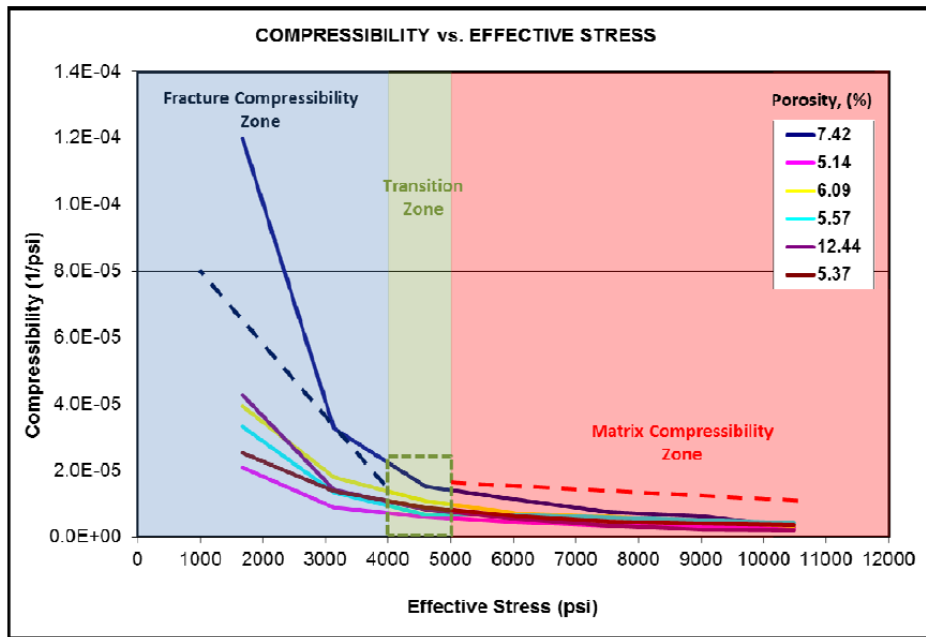


Figura 2. 16 - Efeito da tensão efetiva sobre o fechamento das fraturas Navarro (2012).

Weber et al. (2001) apresentam a Figura 2. 17 e a Figura 2. 18, a seguir, onde é possível observar, para o campo estudado, as zonas de aumento e de redução de compressão, e a geração de fraturas nas zonas de baixa compressão, em função da tensão de tração e da tensão de cisalhamento induzidas, e visualizadas no gráfico de tensões construído segundo o critério de tensões de Griffith (ruptura por tração/*tensile*) e o critério de tensões de Coulomb (ruptura por cisalhamento/*shear*).

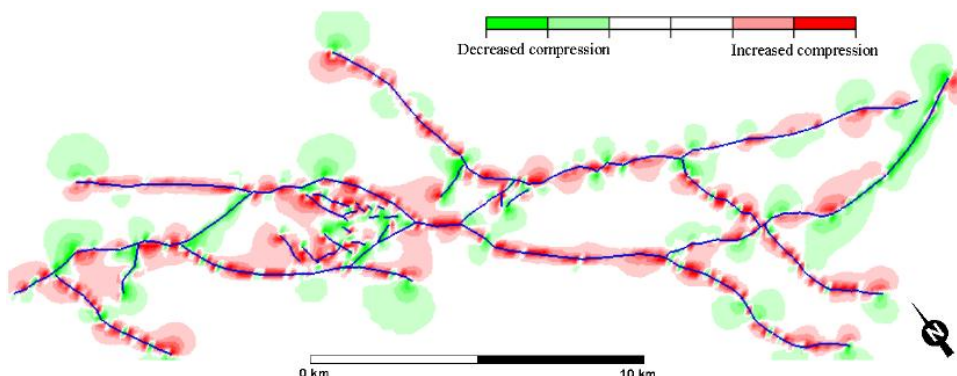


Figura 2. 17 - Mapa de distribuição de tensão de compressão: máxima (em vermelho) e mínima (em verde) (Weber et al., 2001).

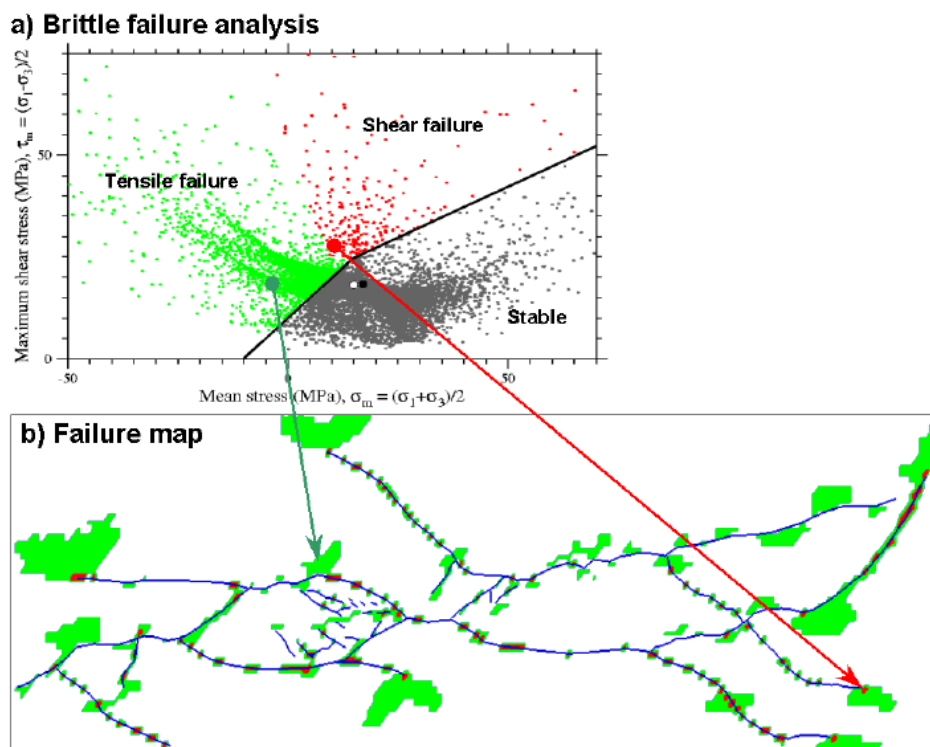


Figura 2. 18 - Geração de fraturas nas zonas de compressão mínima da Figura 2.16 (Weber et al., 2001).

2.2. Métodos de simulação de reservatórios naturalmente fraturados

O modelo de simulação de reservatórios deste tipo necessita incorporar o efeito do sistema de fraturas ao meio rochoso no qual ele está inserido. A descrição clássica de um único meio pode não ser adequada para o modelo de simulação de um reservatório naturalmente fraturado. De igual modo, a descrição explícita das fraturas como células no *grid* de simulação pode acarretar um aumento excessivo do número de células. Assim, ao longo do tempo, metodologias foram, e vem sendo, desenvolvidas para superar esses desafios. São relatados na literatura quatro métodos para a simulação de fluxo em meios porosos fraturados: descrição explícita das fraturas (*explicit discrete fractures*), meio único equivalente (*single continuum*), meio de dupla-porosidade (*dual continua*) e modelo discreto de fraturas (*discrete-fracture networks*) (Bear, 1993 *apud* Kim & Deo, 2000). Esses métodos são detalhados a seguir:

Representação explícita: As fraturas podem ser modeladas explicitamente, através da identificação de suas geometrias, formas e tamanhos, como células do *grid* do modelo de simulação, existindo, então, células matriz e células fratura. Contudo devido ao grande número de células com refinamento requerido para uma descrição explícita, esse método se torna inviável para aplicações em casos reais, em função de seu alto custo computacional em termos de tempo de simulação e memória (Uba et al., 2007).

Pseudo-curvas: As fraturas são representadas em um modelo simples equivalente, de apenas um domínio, ou seja, uma porosidade, por meio de pseudo-curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar (Thomas et al., 1983 apud Lemonnier & Bourbiaux, 2010). Exceto para situações de transferência quase instantânea de fluxo entre matriz e fratura, esse método não apresenta uma solução única, visto a dependência do mecanismo de fluxo em consideração, das condições de fluxo na fratura em termos de vazão, ou saturação, composição, temperatura e do histórico de fluxo do campo. Sendo assim, esse método é indicado apenas para meios onde o sistema matriz-fratura se comporta como um único meio.

Método de múltiplos domínios: Os meios ou domínios, matriz e fraturas, são discretizados independentemente e conectados por meio dos termos fonte (matriz) e sumidouro (fratura) definido por uma função de transferência de fluxo entre os meios (vide Figura 2. 19). O modelo de dupla-porosidade é um exemplo do método de múltiplos domínios, onde são definidos dois domínios através da construção de dois *grids* sobrepostos, um para cada meio. Outra possibilidade é a discretização de um domínio em subdomínios, como nos modelos *Subgridding* e MINC (*Multiple Interacting Continua*), melhor detalhados na seção 2.2.4. Esse método está implementado nos simuladores de reservatórios comerciais atuais.

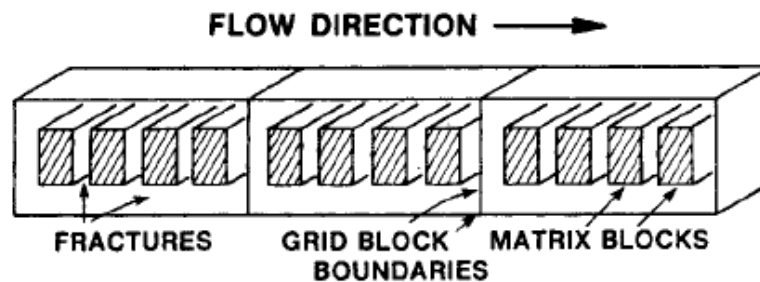


Figura 2. 19 – Exemplo da discretização dos dois meios matriz e fraturas dentro de cada célula do *grid* (*grid block*) (Adaptado de Gilman e Kazemi, 1988).

Modelo de Fraturas Discretas: As fraturas são representadas de forma espacialmente explícita por meio do método de elementos finitos. A formatação em elementos finitos se sustenta pela geometria complexa dos sistemas de fraturas. Através do método de Galerkin a matriz é representada por elementos triangulares enquanto as fraturas são representadas por elementos lineares, isto para uma representação em 2D, ou ainda, em 3D, por quadriláteros (matriz) e planos (fraturas). Este modelo tem sido desenvolvido para prover uma infraestrutura para a utilização dos sofisticados métodos de identificação e mapeamento de fraturas. É o método que representa de modo mais realista o fluxo em meios fraturados, embora modelos de simulação de reservatório em elementos finitos ainda não sejam muito comuns (Uba et al., 2007). Como desvantagem deste método, existe a necessidade de um bom estudo estatístico das características do reservatório fraturado, dos sistemas de fraturas presentes, e para casos onde se tenha um número elevado de fraturas, é aumentada a necessidade computacional, prejudicando a sua aplicação em escala de campo.

Conforme mencionado por Hui et al. (2007), uma medida para a redução dos custos computacionais seria a utilização de um modelo discreto simplificado representando somente as fraturas, ou seja, desconsiderando a matriz rochosa. Este modelo simplificado é definido como modelo de Sistema de Fraturas Discretas (DFN). Deste modo, faz-se uma análise do fluxo apenas pelas fraturas. Assim, como discutido anteriormente na seção 2.1.5, os resultados obtidos nos modelos DFN podem, posteriormente, ser aplicados em modelos de dupla-porosidade, por exemplo.

2.2.1. Modelo de dupla-porosidade - DP

Barenblatt et al. (1960) ao estudar a infiltração de líquidos em meio poroso fissurado propuseram o conceito de duplo-contínuo, isto é, de dois meios independentes e intercomunicados para descrever a matriz rochosa e as fissuras, respectivamente. As fissuras ou fraturas estão fisicamente no interior do volume do espaço definido por cada célula da malha, mas são representadas pela célula da malha que as contém fisicamente. A Figura 2.20 a seguir ilustra a idealização do meio fraturado segundo Barenblatt et al. (1960).

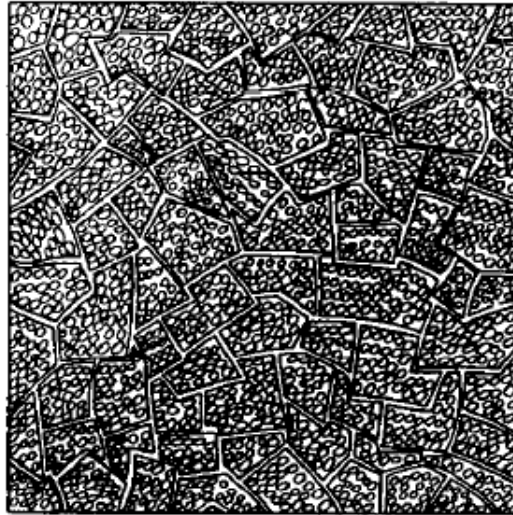


Figura 2.20 – Representação do meio fraturado (Barenblatt et al., 1960).

Na idealização de dupla-porosidade, estes dois meios, matriz e fratura, são sobrepostos fisicamente no espaço, de tal forma que cada ponto represente uma dupla de variáveis representativas da matriz e da fratura (pressão, saturação, composição, etc.). As variáveis representam valores médios ao redor de um ponto, que devem ser obtidos em escala suficientemente grande, para que sejam representativos de um grande número de blocos, bem como um grande número de poros, porém em volumes relativamente pequenos para que seja válida a hipótese do contínuo e, conseqüentemente, a análise diferencial.

Barenblatt et al. (1960) desenvolveram equações básicas de infiltração de líquidos tanto para as fraturas como para a matriz porosa delimitada por tais fraturas. Assim, a equação 2.4 descreve o balanço de massa para o meio fraturado, o qual recebe o fluxo de fluido da matriz. Enquanto a equação 2.5 descreve o fluxo saindo da matriz em direção às fraturas. Conforme notação de Barenblatt et al. (1960), 1 refere-se à fratura e 2 refere-se à matriz.

$$\frac{\partial m_1 \rho}{\partial t} + \text{div} \rho V_1 - q = 0 \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial m_2 \rho}{\partial t} + q = 0 \quad (2.5)$$

A matriz porosa é considerada como fonte de fluido enquanto que as fraturas exercem a função de canal ao fluxo. Desta forma a transferência de fluido da matriz para a fratura foi proposta por Barenblatt et al. (1960), através da

Lei de Darcy e considerando apenas a expansão dos fluidos devido à diferença de pressão entre os meios, conforme a equação 2.6:

$$q = \sigma \frac{\kappa}{\mu} (P_2 - P_1) \quad (2.6)$$

Onde $\sigma = \frac{1}{l^2}$ é um fator geométrico do bloco de matriz e l é uma dimensão do bloco.

Em 1963, Warren e Root aplicaram o conceito de duplo-contínuo, introduzido por Barenblatt et al. (1960), para interpretação de testes de poço e fluxo monofásico. Eles idealizaram o modelo simplificado de meio fraturado exibido a seguir na Figura 2.21.

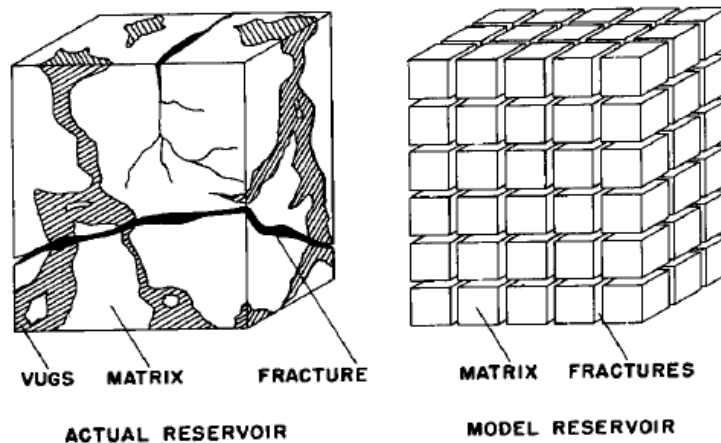


Figura 2.21 – Idealização das heterogeneidades do meio poroso (Warren e Root, 1963).

Nesta idealização, o fluxo acontece pelas fraturas e entre matriz e fratura. Cada bloco de matriz é completamente cercado por fraturas e não pode se comunicar com o bloco de matriz adjacente. Essa hipótese não é realista, pois nela os blocos de matriz estariam “mergulhados ou flutuando” na fratura, enquanto na realidade as fraturas suportam as tensões da rocha e permitem o contato entre os blocos de matriz.

Warren e Root (1963) ainda no mesmo trabalho reescreveram o fator geométrico de Barenblatt et al. (1960), em função das dimensões dos blocos de matriz, como visto na equação 2.7:

$$\sigma\kappa = \frac{4N(N+2)}{l^2}\kappa \quad (2.7)$$

Onde N é o número de dimensões de fluxo, variando de 1 a 3; e l_x , l_y e l_z são as dimensões do bloco de matriz, logo o parâmetro l acima é dado pela equação 2.8:

$$l = \frac{3l_x l_y l_z}{l_x l_y + l_y l_z + l_x l_z} \quad (2.8)$$

A primeira tentativa de aplicar o conceito de dupla-porosidade para simular o fluxo multifásico tridimensional em um reservatório fraturado foi apresentada por Reiss et al. (1973 apud Lemonnier e Bourbiaux, 2010), contudo ela apresentou dificuldades em relação ao termo de transferência entre os meios.

Em 1976, Kazemi et al. apresentaram um modelo óleo/água bi-dimensional no qual a taxa de fluxo entre matriz e fratura é relacionada à diferença de potencial entre esses dois meios. Adicionalmente introduziu uma nova definição de fator de forma, conforme equação 2.9:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \quad (2.9)$$

Computacionalmente, o modelo de dupla-porosidade consiste na sobreposição de dois *grids* idênticos, um *grid* referente à fratura e um *grid* para a matriz, de modo a considerar a existência e o impacto das fraturas em cada célula do *grid* de simulação. Assim, conforme apresentado por Lemonnier e Bourbiaux (2010), cada célula do *grid* de simulação pode conter n blocos de matriz geometricamente idênticos definidos pelas fraturas ortogonais, cujas dimensões são l_x , l_y e l_z . Contudo, cada um desses blocos de matriz se comporta como um bloco localizado no centro da célula pertencente à malha da matriz. Da mesma forma, as fraturas delimitadas por esta mesma célula do *grid* de simulação também serão representadas por um único nó, porém este localizado na célula da malha da fratura. Conseqüentemente, cada célula de matriz possui uma célula de fratura correspondente, conforme ilustrado na Figura 2.22.

Cabe ressaltar que as dimensões de uma célula de simulação são Δx , Δy e Δz , logo o número de blocos de matriz dentro de uma célula é definido por: $n = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z / (l_x \cdot l_y \cdot l_z)$.

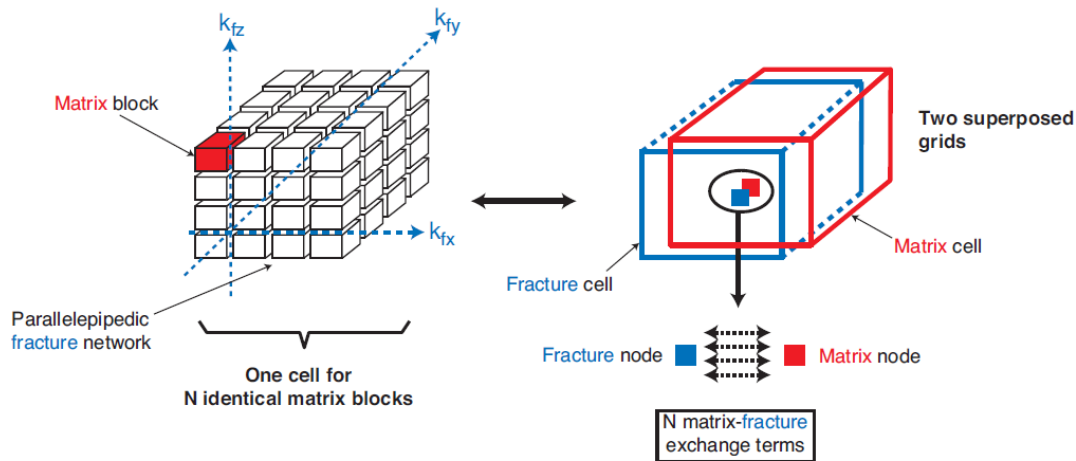


Figura 2.22 – Representação do reservatório fraturado no modelo de dupla-porosidade. Destaque para a sobreposição dos *grids* de fratura e de matriz (Lemonnier e Bourbiaux, 2010).

Considerando o modelo de dupla porosidade, onde a matriz é fonte de fluidos, a formulação generalizada para escoamento multifásico em um sistema isotérmico utilizando um modelo termodinâmico “*black oil*” por Kazemi et al. (1976) é apresentada pela equação 2.10.

Neste trabalho foi adotada a mesma notação utilizada por Paiva (2012), a qual expressa de forma clara e de fácil percepção os parâmetros do meio fratura através de termos sob o sinal circunflexo (^).

$$\tau_\alpha + q_\alpha = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_\alpha}{B_\alpha} \right)$$

(2. 10)

$$\nabla \cdot \left(\frac{\hat{k}_{r\alpha}}{\hat{\mu}_\alpha \hat{B}_\alpha} \hat{K} \nabla \hat{\Phi}_\alpha \right) V - \tau_\alpha + \hat{q}_\alpha = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\hat{\phi} \hat{S}_\alpha}{\hat{B}_\alpha} \right)$$

Onde, τ é o termo que trata da transferência de fluxo entre matriz e fratura; e $V = \Delta x. \Delta y. \Delta z$ descreve o volume da célula do *grid* de simulação.

A primeira equação trata do meio matriz. Uma vez que para o modelo de dupla-porosidade e permeabilidade simples a matriz exerce apenas a função de estocagem do fluido, a primeira equação, referente à matriz, apresenta apenas o termo referente à vazão aplicada ao sistema e o termo de transferência de fluxo da matriz para a fratura (com sinal positivo representando a saída de fluido). Enquanto que a equação que trata das fraturas apresenta o termo de vazão, o termo de transferência de fluxo (com sinal negativo, pois as fraturas estão recebendo fluxo) e um termo que adiciona o fluxo entre os outros blocos da malha representativa do meio fratura.

Com exceção do termo de transferência entre matriz e fratura, as equações para o sistema de fraturas são as mesmas utilizadas em modelos de porosidade única.

2.2.2.

Modelo de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade - DPK

Enquanto o modelo de dupla-porosidade e permeabilidade simples, descrito na seção anterior, considera que o fluxo de fluido ocorre apenas pelas fraturas, o modelo de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade incorpora também a ocorrência de fluxo entre os blocos da malha representativa do meio matriz. A equação proposta por Kazemi (1976) ganha mais um termo na parcela referente à matriz, o qual descreve o fluxo entre os blocos de matriz, como visto abaixo.

$$\nabla \cdot \left(\frac{\kappa_{r\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} K \nabla \Phi_{\alpha} \right) V + \tau_{\alpha} + q_{\alpha} = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right) \quad (2.11)$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{\hat{\kappa}_{r\alpha}}{\hat{\mu}_{\alpha} \hat{B}_{\alpha}} \hat{K} \nabla \hat{\Phi}_{\alpha} \right) V - \tau_{\alpha} + \hat{q}_{\alpha} = V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\hat{\phi} \hat{S}_{\alpha}}{\hat{B}_{\alpha}} \right)$$

Gilman e Kazemi (1988) mencionam que quando a permeabilidade da matriz é muito pequena em relação à permeabilidade da fratura, o termo de troca de fluidos entre blocos de matriz torna-se insignificante, então um modelo DP e um DPK apresentam os mesmos resultados.

2.2.3.

Termo de transferência de fluxo entre a matriz e as fraturas

Na simulação de duplo-contínuo o termo de transferência de fluxo entre matriz e fraturas deve representar os diferentes mecanismos físicos que atuam no processo de recuperação de fluidos.

Consideram-se as fraturas como condições de contorno para os processos físicos que ocorrem nos blocos de matriz (Figura 2. 23). Esses mecanismos são apresentados pela seção 2.1.4, porém os principais processos considerados nos simuladores de reservatórios comerciais são: expansão de fluido, embebição capilar, drenagem gravitacional e deslocamento viscoso.

Em problemas multifásicos, as condições de contorno podem ser impostas em condição de imersão total ou parcial dos blocos de matriz.

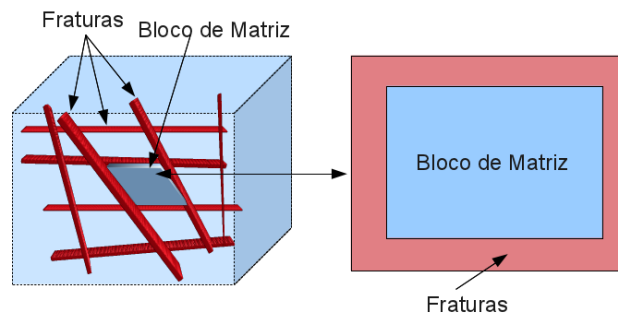


Figura 2. 23 – Detalhe do bloco de matriz cercado por fraturas (Paiva, 2012).

Segundo Coats (1989) as funções de transferência de fluxo entre matriz e fratura possuem duas características fundamentais:

1. A relação de equilíbrio entre a célula da matriz e da fratura (curva de pressão capilar);
2. A natureza transiente na qual o equilíbrio é alcançado.

Relembrando a função de transferência de fluxo proposta por Barenblatt et al. (1960), pode-se observar que esta considera apenas a expansão de fluidos, devido ao diferencial de pressão entre a matriz e a fratura (equação 2.12 expressa para o fluxo de óleo), e o fator de forma pode ser expresso por Warren e Root (1963) (equação 2.13). A transferência de massa é modelada pelo fluxo através de uma superfície de controle, utilizando a Lei de Darcy e assumindo

regime de fluxo pseudo-permanente. A pressão e a saturação são valores médios do volume de controle para cada meio, calculados geralmente no baricentro do volume.

$$\tau_o = \sigma\kappa \frac{1}{\mu_o B_o} (P_o - \hat{P}_o) \quad (2.12)$$

$$\sigma = \frac{4N(N+2)}{l^2} \quad (2.13)$$

No mesmo trabalho de 1976, Kazemi et al. introduziram o conceito de potencial de fluido Φ na análise de escoamento multifásico e descreveram a função de transferência como na equação 2.14:

$$\tau_\alpha = \frac{\kappa_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha} \sigma\kappa V (\Phi_\alpha - \hat{\Phi}_\alpha) \quad (2.14)$$

Onde o potencial é expressão por:

$$\Phi_\alpha = P_o \pm P_{c_\alpha} - \gamma_\alpha Z \quad (2.15)$$

Com esta modificação pôde-se considerar o efeito capilar, devido à inserção da pressão capilar, contudo o efeito gravitacional continuou sendo desconsiderado uma vez que a profundidade Z de avaliação é a mesma tanto para fratura quanto para a matriz, pois é a posição de tomada de pressão, ou seja, o baricentro das células de matriz e de fratura no *grid* do modelo de simulação.

Adicionalmente, o fator de forma de Kazemi et al. (1976) pode também considerar a anisotropia do meio através da aplicação da permeabilidade direcional. Cabe destacar que este valor de permeabilidade citado é o da matriz. Desta forma, são apresentados os fatores de forma para um meio isotrópico (equação 2.16) e para um meio anisotrópico (equação 2.17):

Meio isotrópico

$$\sigma\kappa = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \kappa \quad (2.16)$$

Meio anisotrópico

$$\sigma k = 4 \left(\frac{\kappa_x}{l_x^2} + \frac{\kappa_y}{l_y^2} + \frac{\kappa_z}{l_z^2} \right) \quad (2.17)$$

Para um modelo *black oil* trifásico obtém-se:

$$\tau_o = - \frac{\kappa_{ro}}{\mu_o B_o} \sigma \kappa V \cdot \Delta \tilde{\Phi}_o$$

$$\tau_w = - \frac{\kappa_{rw}}{\mu_w B_w} \sigma \kappa V \cdot \Delta \tilde{\Phi}_w \quad (2.18)$$

$$\tau_g = - \frac{\kappa_{rg}}{\mu_g B_g} \sigma \kappa V \cdot \Delta \tilde{\Phi}_g - R_s \frac{\kappa_{ro}}{\mu_o B_o} \sigma \kappa V \cdot \Delta \tilde{\Phi}_o$$

Onde,

$$\Delta \tilde{\Phi}_\alpha = \hat{\Phi}_\alpha - \Phi_\alpha \quad (2.19)$$

Gilman e Kazemi (1988) aplicaram o efeito de deslocamento viscoso considerando a variação de pressão na fratura ao longo de cada bloco de matriz igual ao gradiente de pressão médio das células de fraturas vizinhas.

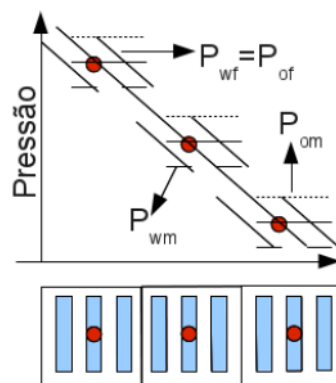


Figura 2. 24 – Fluxo viscoso por Gilman e Kazemi (1988) – Adaptado de Paiva (2012).

Neste caso o cálculo da função de transferência torna-se:

$$\begin{aligned}
\tau_\alpha = \frac{4\kappa}{l^2} \{ & [(\bar{w}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y} + \bar{w}_{\alpha z})\hat{\lambda}_\alpha \\
& + (3 - \bar{w}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y} + \bar{w}_{\alpha z})\lambda_\alpha] \cdot (\hat{\Phi}_\alpha - \Phi_\alpha) \\
& + [\bar{w}_{\alpha x}(1 - \bar{w}_{\alpha x}) \cdot D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} + \bar{w}_{\alpha y}(1 - \bar{w}_{\alpha y}) \cdot D_y \hat{\Phi}_{\alpha y} \\
& + \bar{w}_{\alpha z}(1 - \bar{w}_{\alpha z}) \cdot D_z \hat{\Phi}_{\alpha z}] (\hat{\lambda}_\alpha - \lambda_\alpha) l \}
\end{aligned} \tag{2.20}$$

Onde: $\lambda_\alpha = \frac{\kappa r_\alpha}{\mu_\alpha B_\alpha}$ e $D_x = \frac{d}{dx}$.

E sendo $\bar{w}_{\alpha x}$ um ponderador médio das propriedades de interface das células calculado por:

$$\bar{w}_{\alpha x} = \frac{1}{2} (w_{\alpha x^+} + w_{\alpha x^-}) \tag{2.21}$$

Deste modo, o gradiente nas fraturas obtido calculando-se a média dos gradientes das células vizinhas em cada direção é descrito como:

$$D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} = \left| \frac{\hat{\Phi}_{\alpha_{i+1,j,k}} - \hat{\Phi}_{\alpha_{i,j,k}}}{\Delta x_{i+1,j,k} + \Delta x_{i,j,k}} \right| + \left| \frac{\hat{\Phi}_{\alpha_{i,j,k}} - \hat{\Phi}_{\alpha_{i-1,j,k}}}{\Delta x_{i,j,k} + \Delta x_{i-1,j,k}} \right| \tag{2.22}$$

Os ponderadores médios em cada direção são calculados pela diferença de potencial na fratura e na matriz de acordo com a equação 2.23.

$$\bar{w}_{\alpha x} = \begin{cases} 0 & \text{se } \hat{\Phi}_{\alpha x} - \Phi_{\alpha x} < -D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} l/2 \\ 1 & \text{se } \hat{\Phi}_{\alpha x} - \Phi_{\alpha x} > +D_x \hat{\Phi}_{\alpha x} l/2 \\ 0,5 & \text{para os demais casos} \end{cases} \tag{2.23}$$

Gilman e Kazemi (1988) destacam que o valor 1 representa o fluxo saindo da matriz e se direcionando para a fratura; o valor 0 representa o inverso, fluxo se direcionando para a matriz; e o valor 0,5 significa que, para uma dada direção, em uma face o fluxo está saído da matriz e na face oposta o fluxo está entrando na matriz. Ressaltam ainda que fazendo $\bar{w}_{\alpha x} = \bar{w}_{\alpha y} = \bar{w}_{\alpha z} = 1$ ou $= 0$, a equação 2.20 se reduz à formulação padrão de dupla-porosidade; e que para fluxo monofásico convém a aproximação: $\hat{\lambda}_\alpha \simeq \lambda_\alpha$.

Quandalle e Sabathier (1989), seguindo o modelo idealizado de Warren e Root (1963), descreveram a transferência de fluidos de cada bloco de matriz como resultante da contribuição das 6 faces deste bloco, conforme descrito na equação 2.24 e como pode ser visualizado na Figura 2. 25.

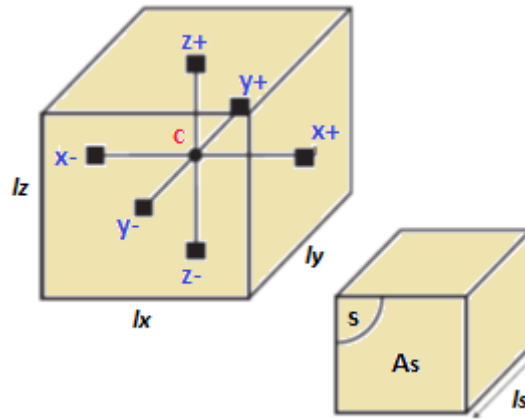


Figura 2. 25 – Representação do centro e das faces do bloco de matriz (Adaptado de Lemonnier e Bourbiaux, 2010).

E assim, a função de transferência de fluxo, segundo Quandalle e Sabathier (1989), é definida como:

$$\tau_{\xi} = n \sum_{s=1}^6 \tau_{\xi_s} \quad (2. 24)$$

Onde ξ representa o componente e n é obtido por: $n = \Delta x. \Delta y. \Delta z / (l_x. l_y. l_z)$.

Neste modelo a matriz é representada pelo nó c e as fraturas por um nó no baricentro de cada face s , ou seja, $s = x+, x-, y+, y-, z+, z-$. Deste modo, o termo de transferência é calculado por:

$$\tau_{\alpha_s} = -\frac{A_s}{l_s} \kappa \left(\frac{\kappa_{r\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} \right)_s (\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \Phi_{\alpha_c})^{ref} \quad (2. 25)$$

Considerando que $\hat{\Phi}_{\alpha_s}$ é o mesmo para todas as faces, e que, $\hat{\Phi}_{\alpha_s} \sim \hat{\Phi}_{\alpha_c}$, é possível reduzir essa função à de Kazemi et al. (1976):

$$\begin{aligned} \frac{1}{l_x l_y l_z} \sum_{s=1}^6 \frac{A_s}{\frac{l_s}{2}} k &= \frac{2}{l_x l_y l_z} \left(\frac{l_y l_z}{\frac{l_x}{2}} \kappa_x + \frac{l_x l_z}{\frac{l_y}{2}} \kappa_y + \frac{l_x l_y}{\frac{l_z}{2}} \kappa_z \right) \\ &= 4 \left(\frac{\kappa_x}{l_x^2} + \frac{\kappa_y}{l_y^2} + \frac{\kappa_z}{l_z^2} \right) \end{aligned} \quad (2.26)$$

Retornando à representação do bloco de matriz cercado por fraturas e tendo que somente duas faces possuem baricentro em profundidades diferentes do nó \mathbf{c} , é possível reescrever a função de transferência em dois termos, um horizontal e um vertical:

$$\tau_\xi = n \left[\left(\sum_{s=1}^4 \tau_{\xi_s} \right)^H + \left(\sum_{s=5}^6 \tau_{\xi_s} \right)^V \right] \quad (2.27)$$

Neste sentido, a diferença de potencial entre o nó da fratura e o da matriz é rescrita da seguinte maneira:

$$(\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \Phi_{\alpha_c})^{ref} = (\hat{\Phi}_{\alpha_c} - \Phi_{\alpha_c})^{ref} + (\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \hat{\Phi}_{\alpha_c})^{ref} \quad (2.28)$$

Utilizando a seguinte transformação de referencial:

$$\begin{aligned} \Phi_\alpha^{ref} &= \Phi_\alpha - \gamma_\alpha (Z_s - Z_c) \\ \hat{\Phi}_\alpha^{ref} &= \hat{\Phi}_\alpha - \hat{\gamma}^* (Z_s - Z_c) \end{aligned} \quad (2.29)$$

Onde,

$$\hat{\gamma}^* = \hat{S}_o \hat{\gamma}_o + \hat{S}_w \hat{\gamma}_w + \hat{S}_g \hat{\gamma}_g \quad (2.30)$$

Aplicando as equações 2.29 e 2.30 na equação 2.28 é obtida a seguinte expressão estendida:

$$\begin{aligned}
(\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \Phi_{\alpha_c})^{ref} &= \left\{ \left[\left(\hat{P}_{0c} - \hat{P}_{c_{o\alpha_c}} - \hat{\gamma}_{\alpha_c} \hat{Z}_c - \hat{\gamma}_c^* (Z_s - Z_c) \right) \right. \right. \\
&\quad \left. \left. - \left(P_{0c} - P_{c_{o\alpha_c}} - \gamma_{\alpha_c} Z_c - \gamma_{\alpha_c} (Z_s - Z_c) \right) \right] \right. \\
&\quad \left. + \left[\left(\hat{P}_{0s} - \hat{P}_{c_{o\alpha_s}} - \hat{\gamma}_{\alpha_s} \hat{Z}_s - \hat{\gamma}_s^* (Z_s - Z_c) \right) \right. \right. \\
&\quad \left. \left. - \left(\hat{P}_{0c} - \hat{P}_{c_{o\alpha_c}} - \hat{\gamma}_{\alpha_c} \hat{Z}_c - \hat{\gamma}_c^* (Z_s - Z_c) \right) \right] \right\} \quad (2.31)
\end{aligned}$$

Onde, rearranjando os termos e adicionando fatores de ajuste para cada efeito de mecanismo físico, resulta na equação 2.32, descrita por Sabathier et al. (1998) e apresentada desta forma por Lemonnier e Bourbiaux (2010):

$$\begin{aligned}
(\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \Phi_{\alpha_c})^{ref} = & \quad (\hat{P}_{0c} - P_{0c}) - \\
& F^c (\hat{P}_{c_{o\alpha_c}} - P_{c_{o\alpha_c}}) + \\
& F^g (\gamma_{\alpha} - \hat{\gamma}^*) (Z_s - Z_c) + \\
& F^v [(\hat{\Phi}_{\alpha_s} - \hat{\Phi}_{\alpha_c}) - (\gamma_{\alpha} - \hat{\gamma}^*) (Z_s - Z_c)] \quad (2.32)
\end{aligned}$$

Como se pode observar, esta função abrange os mecanismos físicos envolvidos nos processos de recuperação: expansão volumétrica, efeito capilar, drenagem gravitacional e drenagem viscosa considerados por um modelo isotérmico *black oil* trifásico.

Cabe destacar, que nos simuladores de fluxo convencionais, os efeitos dos mecanismos de difusão e convecção natural não são considerados, uma vez que estes eles são gerados a partir de variações de concentração e temperatura dos fluidos em questão.

2.2.4. Variações do modelo de dupla-porosidade – Subdomínio e MINC

Como solução para o problema encontrado no cálculo da função de transferência de fluxo proposta por Kazemi et al. (1976) em considerar o efeito gravitacional, pois o ponto central das células de matriz e fratura apresentava a mesma profundidade Z , Gilman e Kazemi (1988) aplicaram o efeito gravitacional discretizando o meio poroso em subdomínios.

O método de subdomínios é uma variação do modelo de dupla-porosidade e permeabilidade simples, o qual permite refinar os blocos de matriz na direção vertical para melhor representar o processo de drenagem gravitacional.

A discretização da célula da matriz permite que o centro de cada subcélula esteja em diferente profundidade em relação ao centro da célula da fratura Figura 2. 26.

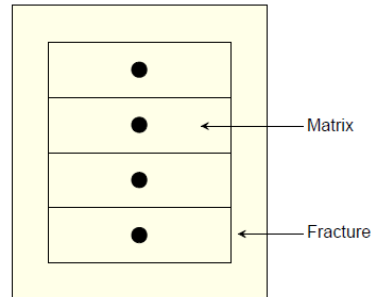


Figura 2. 26 – Discretização vertical da célula da matriz em quatro subdomínios (IMEX – CMG, 2010).

Deste modo a função de transferência de fluxo entre matriz e fratura é gerada da seguinte maneira para cada subdomínio:

$$\tau_{\alpha_{c_{sd}}} = -\frac{\kappa_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}B_{\alpha}}\sigma\kappa V \left(\hat{\Phi}_{\alpha_c} - \Phi_{\alpha_{c_{sd}}} \right) \quad (2.33)$$

E a função de transferência resultante provém do somatório das funções de cada subdomínio. Cabe destacar que análises que utilizam estes modelos requerem a solução de um grande número de sistemas de equações, e, conseqüentemente, demandam um aumento do tempo de rodada de simulação e uma maior disponibilidade de memória dos computadores.

$$\tau_{\alpha_c} = \sum_{sd} \tau_{\alpha_{c_{sd}}} \quad (2.34)$$

Outro modelo de discretização da célula da matriz é o modelo MINC (do inglês *Multiple Interacting Continua*) proposto por Pruess e Narasimhan (1985), o qual foi idealizado para simulação de fluxo de calor e fluxo multifásico. Ele consiste na discretização horizontal da célula da matriz, ou seja, a criação de células internas e centralizadas (*nested volume elements*), conforme exibe a Figura 2. 27.

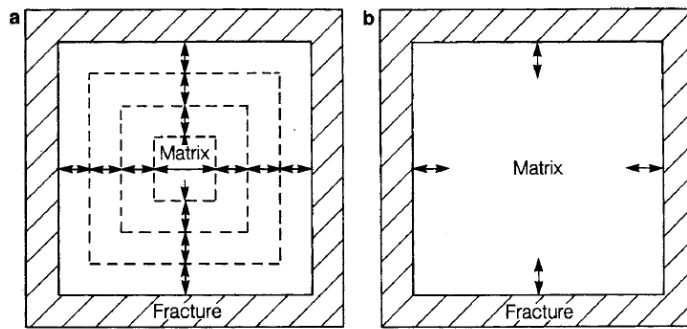


Figura 2. 27 – Discretização do bloco de matriz e o esquema de comunicação de fluxo: a) modelo MINC; b) modelo de dupla-porosidade (Adaptado de Wu e Pruess, 1988).

Naimi-Tajdar et al. (2007) implementaram a abordagem MINC em um modelo composicional de equação de estado, totalmente implícito, 3-D e paralelo. Neste trabalho o bloco de matriz foi discretizado tanto verticalmente quanto horizontalmente, conforme apresentado pela Figura 2. 28. Para solucionar o problema do custo computacional gerado pela subdivisão dos blocos de matriz na modelagem de reservatórios naturalmente fraturados e de grande escala, com uma ordem de um milhão de células, o simulador de dupla porosidade foi desenvolvido com a capacidade de rodar numa plataforma paralela usando um *cluster* de computadores.

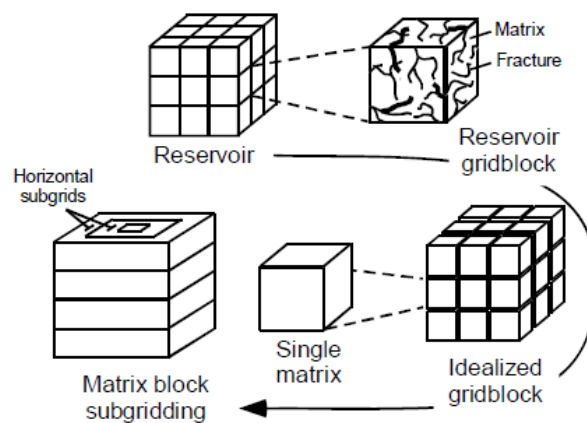


Figura 2. 28 – Representação da célula de matriz utilizada por Naimi-Tajdar et al. (2007) com subdivisão tanto vertical quanto horizontal.

2.3. Selecionando um modelo de simulação de fluxo

Segundo Bourbiaux et al. (2002), a seleção do modelo representativo do meio fraturado, segundo a metodologia adotada pelo IFP (*Institut Français du Pétrole*) seguem as seguintes considerações iniciais:

- Presença de dois meios: matriz e fraturas de diferentes escalas (l_f);
- Um bloco de matriz é constituído pelo meio poroso delimitado por fraturas;
- A escala, l_{cel} , pode ser classificada com respeito às dimensões da célula do *grid*, por exemplo, Δx ;
- Δt é um típico tempo do passo da simulação necessário para descrever com precisão suficiente o progresso do fluxo somente no meio fraturado. De tal modo que um equilíbrio quase estático de pressão, saturação, composição ou temperatura entre os meios matriz e fratura pode ser assumido se este equilíbrio é estabelecido dentro do tempo, t_e , que é muito menor que Δt . Ou seja, t_e está relacionado com a troca de fluidos entre matriz e fratura, e é dependente do contraste de permeabilidade entre os meios.

Tal seleção é condicionada conforme a Figura 2.29 exibida abaixo e a explicação que a segue:

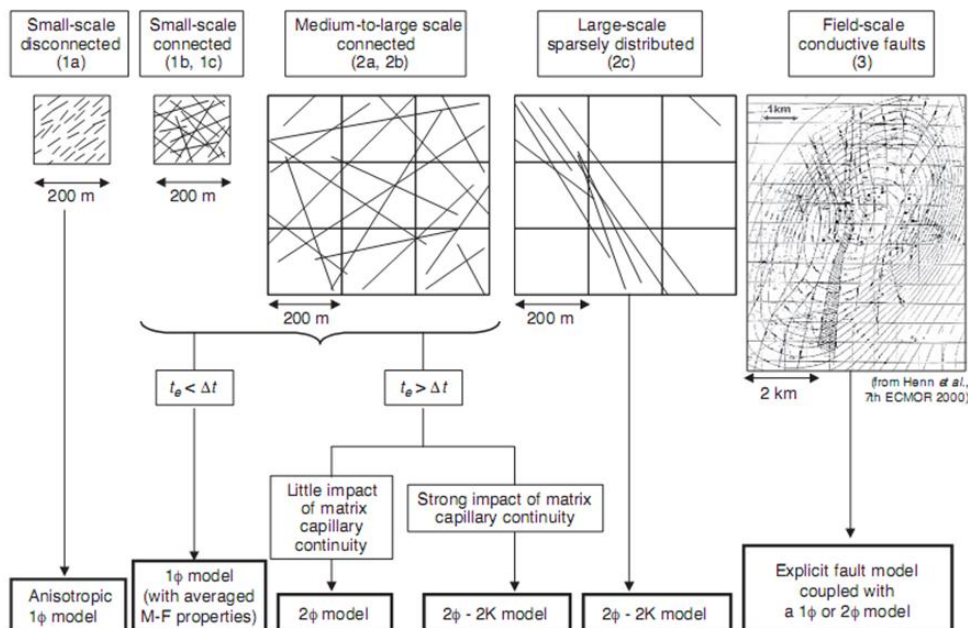


Figura 2.29 – Fluxograma de seleção do modelo de simulação para reservatórios naturalmente fraturados segundo a metodologia IFP (Bourbiaux, 2010).

1º caso: escala da fratura, l_f , menor que o tamanho da célula l_{cel} :

(1a) Fraturas desconectadas: presença de microfraturas induzindo a anisotropia de permeabilidade, porém não é considerado como dois meios para o fluxo. Assim, é construído um modelo de meio único com propriedades equivalentes do fluxo na matriz que incorporam o efeito local das microfraturas na escala da célula;

(1b) Rede conectada de fraturas e te menor que Δt : meio densamente fraturado delimitando pequenos blocos de matriz que trocam fluidos muito rapidamente com a rede de fraturas. Este equilíbrio quase estático entre matriz e fratura é quase sempre alcançado em condições de fluxo de uma única fase, porém quando o fluxo é multifásico isso quase não ocorre. Também pode-se utilizar um modelo de meio único.

(1c) Rede conectada de fraturas e te maior que Δt : a transferência matriz-fratura é atrasada em comparação com a transferência entre a rede de fraturas. Neste caso é recomendado o uso de um modelo de meio duplo:

- Dupla-porosidade e permeabilidade única – a matriz funciona somente como uma fonte que provê fluido para a rede de fratura;
- Dupla-porosidade e dupla-permeabilidade – há interação de fluxo entre os blocos de matriz, assim tanto a fratura quanto a matriz funcionam como meios contínuos ao fluxo.

2º caso: escala da fratura, l_f , próxima ou excedendo o tamanho da célula l_{cel} , mas ainda muito abaixo da escala do reservatório e menor que o espaçamento dos poços:

(2a, 2b) Rede conectada de fraturas: Depende de quão rápida é a transferência matriz-fratura (2a corresponde ao 1b para equilíbrio quase estático, e 2b corresponde ao 1c para transferências lentas). Para fluxo multifásico, te é em geral maior que Δt assim é mais usual o uso do modelo de meio duplo. E como as dimensões do bloco são da mesma ordem ou excedem o tamanho da célula o caso 2b sempre pede o modelo de meio duplo.

(2c) Fraturas não formam uma rede conectada sobre todo o reservatório, algumas áreas não são fraturadas: Análogo ao caso 2a. Se um modelo de única permeabilidade é escolhido, o simulador tem que oferecer a possibilidade de trocar para um modelo de meio único de matriz nas áreas não fraturadas.

Este caso corresponde às fraturas ou falhas subsísmicas espaçadamente distribuídas com escala horizontal pluri-hectométrica e uma grande extensão vertical. Estas são de difícil detecção pelos levantamentos subsísmicos.

3º caso: dimensão da fratura, l_f , excedendo muito o tamanho da célula l_{cel} , e constituindo condutos principais:

Caso típico de alguns carbonatos onde falhas condutivas ou corredores de fraturas contribuem com o fluxo na escala do reservatório e representam caminhos livres entre os poços. Uma representação explícita dessas falhas faz-se necessária para corresponder propriamente ao comportamento de fluxo multifásico do campo, por exemplo, *breakthroughs* antecipados.

Outras situações particulares:

- Reservatórios fraturados não porosos: um modelo de meio único é bem aceito, contudo se houver fraturas principais controlando o fluxo de larga escala dos fluidos produzidos por microfraturas e/ou vugs sem acesso direto às macrofraturas, neste caso faz-se justa a adoção do modelo de meio duplo.
- Reservatório não fraturados com camadas de super permeabilidade (super-K) espaçadamente distribuídas entre camadas bem estreitas: estes se comportam como reservatórios fraturados contendo fraturas horizontais, justificando, então, a aplicação de um modelo de meio duplo.

O critério de escolha pelo comportamento de porosidade única geralmente é suportado pela análise de pressão transiente de testes de produção, quando o comportamento de dupla porosidade não é observado. Usualmente, prefere-se sempre que possível modelar um reservatório com dupla porosidade com um modelo de porosidade única, capturando a permeabilidade efetiva dos dois meios, isso implica na redução pela metade do número de células do *grid*, bem como torna o tempo de simulação mais curto. Contudo, cabe destacar que, aplicar um modelo de porosidade única para um sistema de fluxo multifásico, pode gerar resultados incorretos. Por exemplo, o tempo de *breakthrough*, ou seja, de chegada de água no poço produtor, para um fluxo miscível ou fluxo de água, é mais rápido quando atravessa caminhos preferenciais pelas fraturas (*fingering*) no modelo de dupla porosidade do que no modelo de porosidade

única cuja permeabilidade é efetiva e homogeneizada. Como consequência, uma produção alta sustentada pelo modelo de porosidade única declina mais rapidamente em um modelo de dupla porosidade (Baker et al., 2000).

Desta forma, para que se opte pela simulação de um reservatório naturalmente fraturado por um modelo de porosidade única seria necessário garantir as características do reservatório bem como o fluxo de fluido monofásico (Baker et al., 2000). Todavia, em campos reais a presença de fluxo multifásico é marcante, seja pela geração de gás em reservatórios com pressão abaixo da pressão de bolha, seja pela injeção de água, usualmente, projetada para iniciar com o início de produção do campo de forma a manter a pressão do reservatório.