3 Metodologia

Conforme estudado nos capítulos anteriores, a presença de fraturas naturais em reservatórios de petróleo pode gerar sérios impactos em relação ao comportamento do fluxo dentro do meio poroso. Se por um lado as fraturas podem trazer benefícios como, por exemplo, a explotação de campos de baixa permeabilidade, por outro lado, uma análise indevida de sua existência e localização pode provocar a perda de investimentos em poços abandonados porque foram precocemente invadidos pela água e até a uma estimativa equivocada em relação às reservas de um determinado campo.

Neste sentido, foi idealizada neste trabalho uma avaliação do comportamento do fluxo em reservatórios naturalmente fraturados constituída de cinco etapas.

A primeira etapa visa compreender a influência da escolha adequada do modelo de simulação representativo de meios fraturados. Nesta avaliação foram testados os dois modelos de meios fraturados mais utilizados, o de dupla-porosidade (DP) e o de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (DPDK).

A segunda etapa constitui-se de uma análise paramétrica realizada para avaliar qual o impacto das principais características dos meios fraturados em relação a aspectos fundamentais ao fluxo de fluidos em meios porosos fraturados, ou seja, quanto à continuidade capilar, a velocidade de transferência de fluido entre os meios matriz e fraturas e a condutividade hidráulica das fraturas.

A terceira etapa tem por objetivo analisar uma das características principais em sistemas fraturados que é a presença de corredores de fraturas ou *fracture swarms*. Deste modo, são analisados três casos de corredores de fraturas. O primeiro caso trata de um caso base com a simulação de um único corredor. O segundo caso provém de uma seção do modelo utilizado por Uba et al. (2007) para estudo do reservatório Arab D no campo Ghawar, na Arábia Saudita. E o terceiro caso discute o impacto da presença de camadas de altíssima permeabilidade associadas a corredores de fraturas. Esse último caso também provém do trabalho de Uba et al. (2007).

Na quarta etapa desta pesquisa, são avaliados os dois modelos alternativos ao modelo de dupla-porosidade, ou seja, o modelo de subdomínio e o modelo MINC, de modo a perceber as diferenças em relação à aplicação desses modelos e o tempo de simulação necessário para cada um.

De modo a concluir esta pesquisa, é apresentada na quinta e última etapa a simulação de um caso estrutural mais complexo, elaborado a partir de uma seção de um *grid* de simulação atribuído a um reservatório carbonático gigante do oriente Médio extraída do trabalho de Fung e Al-Shaalan (2005). Através do modelo gerado foi possível analisar dois esquemas de produção diferenciados e observar o grande impacto da presença de fraturas na definição da locação dos poços para extração de hidrocarbonetos.

Simulador

O simulador de reservatórios utilizado nas análises realizada nesta dissertação foi o simulador IMEX[®] do pacote CMG, versão 2010, o qual é *black oil* trifásico e isotérmico.

O simulador IMEX[®] oferece cinco opções de modelos de simulação: porosidade simples, dupla-porosidade, dupla-porosidade e duplapermeabilidade, MINC e subdomínio. Essas opções podem ser visualizadas na Figura 3. 1 abaixo.

Para o cálculo do fator de forma utilizado no cálculo do termo de transferência de fluxo entre matriz e fraturas, esse simulador oferece duas opções: o fator de forma de Warren e Root e o fator de forma de Gilman e Kazemi, os quais estão descritos na seção 2.2.3. Cabe destacar que para todos os casos simulados aplicou-se a equação de Gilman e Kazemi.

Builder - Reservo	oir Simulator Settings		
Simulator © GEM @ IMEX © STARS	Working Units SI Field Lab MODSI Advanced	Porosity Single Porosity DUALPOR UUALPERM MINC SUBDOMAIN	Shape Factor ④ Gilman and Kazemi ─ Warren and Root
- Subdivisions fo Number of subd Volume fractions (2 values expec	r Matrix Blocks		
Simulation Start Year: 2013	Date Month: 1 Da	ay: 1	OK Cancel

Figura 3. 1 – Janela de construção do modelo de simulação do programa IMEX[®] (IMEX, 2010).

3.1. Etapa 1 – Comparação entre os modelos DP e DPDK

Nesta etapa inicial foram avaliados os dois principais modelos de simulação de fluxo aplicados em reservatórios naturalmente fraturados, modelo de dupla-porosidade (DP) e modelo de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade (DPDK). Conforme apresentado na seção 2.2, a diferença fundamental entre esses dois modelos decorre do tratamento da comunicação entre os blocos de matriz do modelo, ou seja, enquanto o modelo DP considera que o fluxo escoa somente pela rede de fraturas, de tal maneira que a matriz rochosa exerce apenas o papel de fonte de fluidos, o modelo DPDK permite a comunicação entre blocos de matriz, representando de forma mais coerente regiões do meio fraturado onde o fraturamento é menos intenso, como no exemplo 2c da Figura 2.28.

De modo a promover a comparação entre esses modelos foi idealizado um modelo de reservatório fraturado denominado Modelo Base, cujas características são descritas abaixo. De igual maneira, as propriedades dos meios matriz e fraturas e dos fluidos adotados neste modelo, bem como as interações rocha-fluidos e as condições iniciais e de produção são apresentados a seguir.

Modelo Base

Foi construído um Modelo Base cuja malha representa um quarto de uma malha *five-spot*, contendo, assim, dois poços verticais posicionados em extremidades opostas, sendo um poço produtor e um poço injetor de água. O Modelo Base possui um *grid* com 31x31x15 blocos, com dimensões de célula iguais à 200ft x 200ft x 10ft (60,96m x 60,96m x 3,048m). Deste modo, as dimensões do Modelo Base são 6200ft x 6200ft x 150ft (1889,76m x 1889,76m x 45,72m).

O Modelo Base se localiza a uma profundidade de topo de 3000ft (914,4m), encontra-se subsaturado, ou seja, a pressão estática do reservatório encontra-se acima da pressão de bolha do fluido nele contido. Trata-se de um reservatório sem capa de gás e sem aquífero atuante.

A Figura 3. 2 traz uma ilustração do Modelo Base idealizado para a aplicação na Etapa 1, a qual visa identificar o impacto da escolha do modelo para o estudo de um campo fraturado.



Figura 3. 2 – Modelo Base para um reservatório naturalmente fraturado.

Características dos meios matriz e fraturas

Quanto às características de porosidade e permeabilidade da matriz e da fratura, assim como, o espaçamento de fraturas adotados nesse modelo, foi realizada uma pesquisa visando a adoção de valores representativos de casos reais. Nelson (2001) apresenta uma relação de campos fraturados de diferentes litologias (carbonatos, arenitos, folhelhos, embasamentos, entre outros) que serviu de base para a determinação dos parâmetros relacionados. Outra fonte importante nesse processo de levantamento de dados foram os artigos utilizados na revisão bibliográfica. Assim, são apresentados na Tabela 2 abaixo os parâmetros aplicados no Modelo Base.

Tabela 2 –	Propriedades	dos meios	adotadas ı	no Modelo	Base.

Porosidade da matriz	0,30
Porosidade da fratura	0,05
Permeabilidade da matriz (i, j, k)	50 mD
Permeabilidade da fratura (i, j, k)	1000 mD
Espaçamento das fraturas (i, j, k)	50 ft
Compressibilidade da matriz	3,5x10⁻ ⁶ psi⁻¹
Compressibilidade da fratura	3,5x10⁻ ⁶ psi⁻¹
Pressão de referência	4500 psi

Cabe destacar que foram adotadas compressibilidades iguais para os dois meios, matriz e fratura, de modo a simplificar os cálculos. Contudo, Saidi (1987) apud Mazo (2005) destaca que a compressibilidade da fratura pode se apresentar maior que a compressibilidade da matriz numa ordem de 10 a até 100 vezes.

Propriedades do fluido (Análise PVT)

O óleo contido neste modelo apresenta-se subsaturado, ou seja, com pressão acima da pressão estática do reservatório, configurando um sistema sem capa de gás. A pressão de saturação ou pressão de bolha do óleo foi considerada igual a 3.000 psi (definida para garantir a não geração de capa de gás), enquanto a pressão inicial do reservatório é igual a 6.372 psi. Os valores oriundos de análise PVT do fluido adotados neste trabalho, e expostos abaixo na Tabela 3, foram extraídos de um dos modelos exemplos do programa IMEX[®].

Pressão	Rs	Во	Eg	Vo	Vg
psi	scf/STB	RB/STB	scf/ft ³	ср	ср
15,0	5,0	1,050	4,444	3,934	0,0105
115,0	43,0	1,080	40,000	2,776	0,0109
315,0	95,0	1,100	104,998	2,400	0,0113
615,0	160,0	1,126	209,996	2,053	0,0122
915,0	210,0	1,148	320,000	1,810	0,0132
1215,0	265,0	1,170	429,923	1,600	0,0143
1515,0	315,0	1,190	539,957	1,413	0,0153
2015,0	403,0	1,223	739,645	1,196	0,0173
2515,0	493,0	1,257	930,233	0,990	0,0193
3015,0	583,0	1,293	1109,878	0,880	0,0212
3515,0	680,0	1,331	1270,648	0,790	0,0232
4015,0	782,0	1,372	1420,455	0,725	0,0253
4273,0	836,0	1,393	1490,313	0,702	0,0264
4515,0	883,0	1,410	1560,062	0,679	0,0274
5015,0	983,0	1,449	1709,402	0,638	0,0295
5515,0	1083,0	1,487	1988,072	0,602	0,0317
6015,0	1183,0	1,526	2109,705	0,572	0,0338

Tabela 3 – Propriedades PVT do fluido.

Através da Tabela 3 pode-se obter, em função da variação de pressão, o comportamento da razão de solubilidade (Rs - relação entre a quantidade de gás que está dissolvido no óleo em condições de reservatório), a variação do fator volume de formação do óleo (Bo - relação entre o volume do óleo quando em condições de reservatório e seu volume final quando posto em condições *standard* ou de superfície), a variação do fator de expansão do gás (Eg – inverso do fator volume de formação do gás, Bg), bem como as variações das viscosidades do óleo e do gás.

Na Tabela 4 são expostas ainda outras propriedades dos fluidos atribuídas ao modelo em questão.

Densidade do óleo	56,7 lbm/ft ³
Densidade do gás	0,005616 lbm/ft ³
Densidade da água	62,4 lbm/ft ³
CO - Compressibilidade do óleo	9,2810x10⁻ ⁶ psi⁻¹
CVO - Variação da viscosidade do óleo acima da pressão de saturação	4,6x10 ⁻⁵
BWI - Fator volume formação da água	1,07 RB/STB
CW - Compressibilidade da água	3,5x10⁻ ⁶ psi⁻¹
REFPW – Pressão de referência para o BWI e CW	14,70 psi
VWI - Viscosidade da água	0,35 cp
CVW – Pressão de referência para VWI	0,0

Tabela 4 – Parâmetros adicionais dos fluidos.

Interação rocha-fluido

A interação da rocha com o fluido nela contido é definida por meio das curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar. Para reservatórios naturalmente fraturados é necessário descrever a interação do fluido com os dois meios presentes, matriz e fratura.

A Figura 3. 3, a Figura 3. 4 e a Figura 3. 5 a seguir ilustram a relação existente entre a matriz e o fluido atribuído ao modelo. Para o sistema de fraturas é usualmente adotada uma relação linear de permeabilidades relativas, como observado na Figura 3. 6, e atribuída pressão capilar nula. Esta é uma hipótese simplificadora, visto as dificuldades de se obter tais parâmetros. Contudo, conforme discutido por Noroozi et al. (2010) em sistemas gás/óleo com

fraturas de baixa permeabilidade (kf=100mD) e pequenas aberturas (100microns) devem ser simuladas com pressão capilar diferente de 0.



Figura 3. 3 – Permeabilidades relativas do óleo e da água para a matriz.



Figura 3. 4 – Permeabilidades relativas do gás e do óleo para a matriz.



Figura 3. 5 – Curvas de pressão capilar para os sistemas óleo/água e óleo/gás para a matriz.



Figura 3. 6 – Hipótese de relação linear das permeabilidades relativas para o sistema de fraturas.

Condições iniciais e de operação

Conforme mencionado anteriormente, este Modelo Base encontra-se subsaturado, com pressão inicial do reservatório de 6.372 psi, pressão de bolha de 3.000 psi, saturação inicial de óleo de 0,8 e saturação inicial de água de 0,2.

O modelo possui dois poços verticais, um produtor e um injetor de água posicionados em extremidades opostas do modelo, representando um quarto de uma malha *five-spot*, completados em toda a espessura do modelo e atuantes desde o primeiro dia de simulação. Ao poço produtor foi aplicada uma vazão máxima de produção de 20.000 STB/ dia, enquanto ao poço injetor de água foi aplicada uma pressão máxima de injeção de 10.000 psi.

Cumpre destacar que todos os modelos apresentam solução totalmente implícita, garantindo a convergência, e possuem um comando de reposição volumétrica, o comando *voidage replacement*, o qual atua na injeção de fluido, neste caso de água, para repor o volume do fluido que está sendo extraído.

3.2. Etapa 2 – Análise Paramétrica

Nesta segunda etapa, o objetivo foi avaliar os efeitos dos principais parâmetros de reservatórios fraturados sobre o comportamento da produção do reservatório. Neste sentido, foram realizadas variações paramétricas sobre o Modelo Base apresentado na seção 3.1 acima seguindo um interesse específico de estudo.

Esta análise paramétrica foi, então, idealizada com foco em três interesses específicos de estudos: a continuidade capilar, a velocidade de transferência de fluido entre matriz e fraturas e a condutividade hidráulica do sistema de fraturas.

A Tabela 5 abaixo ilustra os casos gerados em função de cada interesse de estudo citado acima.

Tabela 5 – Casos gerados para a análise paramétrica.

1 Continuidade ca	pilar
Caso1:	Variando o modelo DP e DPDK
2 Velocidade de tr	ansferência de fluidos
Caso2A:	Variando a permeabilidade da matriz
Caso2B:	Variando o espaçamento das fraturas
3 Condutividade h	idráulica das fraturas
Caso3:	Variando a permeabilidade da fratura

Caso 1

O Caso 1 tem por objetivo testar a continuidade capilar apresentada pelos modelos fraturados, avaliada por meio da comunicação entre os blocos de matriz. Por este motivo, foi realizada uma análise dos modelos DP e DPDK, conforme relacionada pela Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Casos de continuidade capilar.

Caso 1						
Nº	Modelo	Espaç. (ft)	Por_Matriz	Por_Frat	Perm_Matriz	Perm_Frat
1	DP	10	0,3	0,05	5	1000
2	DPDK	-	-	-	-	-
3	DP	-	-	-	50	-
4	DPDK	-	-	-	-	-
5	DP	-	-	-	100	-
6	DPDK	-	-	-	-	-

(-) : repete valor acima Permeabilidade (mD)

Caso 2

O Caso 2 avalia a velocidade de transferência de fluidos entre os meios, a qual está relacionada à permeabilidade da matriz e ao espaçamento de fraturas (o que define as dimensões do bloco de matriz). Cabe lembrar que o espaçamento de fraturas nas direções i, j e k representam a idealização de um sistema de três fraturas ortogonais representativas da realidade. Deste modo, o Caso 2 foi subdivido em 2A e 2B. No Caso 2A foi variada a permeabilidade da matriz enquanto que no Caso 2B a variável foi o espaçamento das fraturas, conforme apresentado na Tabela 7 e na Tabela 8 a seguir.

Caso 2A								
Nº	Modelo	Espaç. (ft)	Por_Matriz	Por_Frat	Perm_Matriz	Perm_Frat		
1	DP	10	0,3	0,05	5	1000		
2	-	-	-	-	20	-		
3	-	-	-	-	50	-		
4	-	-	-	-	100	-		
5	-	-	-	-	500	-		

Tabela 7 – Caso de	velocidade de	transferência.	permeabilidade da matriz
1 abcia I = 0 abcia uc			permeabilidade da matriz.

(-) : repete valor acima

Permeabilidade (mD)

Tabela 8 - Caso de velocidade de transferência: espaçamento das fraturas.

Caso 2B								
Nº	Modelo	Espaç	. (ft) ijk	Ι.	Por_Matriz	Por_Frat	Perm_Matriz	Perm_Frat
1	DP	1	1	1	0,3	0,05	20	1000
2	-	10	10	10	-	-	-	-
3	-	50	50	50	-	-	-	-
4	-	1	50	10	-	-	-	-
5	-	1	10	50	-	-	-	-

(-) : repete valor acima Permeabilidade (mD)

Caso 3

O objetivo no Caso 3 foi avaliar a condutividade hidráulica do sistema de fraturas, que, por sua vez, é influenciado pela permeabilidade das fraturas. Assim, este parâmetro foi testado de acordo com a Tabela 9 abaixo.

Tabela 9 – Caso de condutividade hidráulica das fraturas.

Caso 3						
N⁰	Modelo	Espaç. (ft)	Por_Matriz	Por_Frat	Perm_Matriz	Perm_Frat
1	DP	10	0,3	0,05	50	100
2	-	-	-	-	-	700
3	-	-	-	-	-	1000
4	-	-	-	-	-	2000
5	-	-	-	-	-	10000

(-) : repete valor acima

Permeabilidade (mD)

3.3. Etapa 3 – Corredores de fraturas e camadas de super-permeabilidade (super-K)

Uma das características mais impactantes em reservatórios naturalmente fraturados é a presença de corredores de fraturas (*fracture swarms* ou *fracture corridors*). Este grupo (*cluster*) de fraturas em larga escala pode ser aproximado como uma descontinuidade principal em certa direção e, deste modo, ele pode ser modelado como tal. Por outro lado, sabe-se que se trata de um grande número de pequenas fraturas verticais (ou sub-verticais) e de alta condutividade que se encontram agrupadas e alinhadas.

Uba et al. (2007) descrevem os corredores de fraturas como um caso especial de sistema de fraturas. Diferentemente dos sistemas de fraturas difusas no qual as fraturas estão bem distribuídas na matriz rochosa, os reservatórios que contém corredores de fraturas não são bem ajustados pelo modelo de dupla-porosidade de Warren e Root, isto se confere pelo fato de que os corredores de fraturas são características de larga-escala que geralmente interceptam toda a espessura do reservatório e possuem grande extensão longitudinal; e de que a existência desses corredores pode ou não estar adicionada a existência de fraturas difusas em outras partes do reservatório.

Em campos carbonáticos gigantes, como, por exemplo, os da Arábia Saudita, é comum a presença tanto de corredores de fraturas quanto de corpos com permeabilidade muito elevada. Estes corpos de alta permeabilidade são geralmente horizontais, e em função disso, são também chamados de camadas de super-permeabilidade, ou ainda, camadas de super-K. Elas podem estar interconectadas com os corredores de fraturas e, assim, constituir um meio combinado de alta condutividade responsável pelos movimentos anormais de águas observados em algumas partes do campo.

Tanto Phelps e Strauss (2002) quanto Uba et al. (2007) ao estudar o reservatório Ghawar Arab-D, o qual é constituído por corredores de fraturas e camadas de super-K, realizaram a simulação de fluxo por meio do modelo de dupla-porosidade e dupla-permeabilidade. Assim, pode-se notar que o modelo mais adequado para simulação desses casos é o modelo DPDK, uma vez que este modelo permite a comunicação entre blocos de matriz existentes em regiões do modelo que não apresentem fraturamento. Esses autores ainda defendem que as camadas de super-K podem ser tratadas como fraturas horizontais, justificando assim a aplicação de seus atributos ao *grid* referente às fraturas do modelo de simulação DPDK.

Corredores de fraturas

De modo a analisar a influência dos corredores de fraturas no comportamento do fluxo dentro do reservatório, foram propostos os dois modelos de corredores apresentados abaixo.

Modelo Corredor 1

Este modelo foi gerado a partir do Modelo Base e apresenta um corredor central localizado de (j14) à (j18) e orientado para a direção i do modelo, como pode ser observado na Figura 3. 7 abaixo. As modificações realizadas no Modelo Base para a simulação desse caso são apresentadas na Tabela 10.



Figura 3. 7 – Estrutura do Modelo Corredor 1.

Grid de simulação	31x31x15
Dimensões da célula	300x300x10 ft
Dimensões do modelo	9300x9300x150 ft
Permeabilidade da matriz (i, j, k)	400 mD
Permeabilidade da fratura (i, j, k)	(1000,1000,100) mD
Espaçamento das fraturas (i, j, k)	(0, 50, 0) ft

Este modelo foi comparado com um modelo idêntico no qual não foi considerada a existência do corredor de fraturas. Esta comparação tem com o objetivo observar os riscos da não identificação da presença desses corpos de alta condutividade no reservatório.

Modelo Corredor 2

Este modelo foi elaborado a partir da Figura 3. 8.a extraída do trabalho de Uba et al. (2007) a qual ilustra uma seção com presença de corredores de fraturas e camadas de super-K. A Figura 3. 8.b, também de Uba et al. (2007), ilustra como são construídos os modelos de simulação de corredores a partir de dados obtidos em modelagens discretas, conforme discutido na seção 2.1.5. Contudo, cabe destacar que no Modelo Corredor 2 não foram consideradas as camadas de super-K, conforme mostra a Figura 3. 9 abaixo.



Figura 3. 8 – (a) Seção de um *grid* de fraturas contendo corredores de fraturas e camadas de super-K; (b) Construção do modelo com corredor de fraturas (Uba et al., 2007).



Figura 3. 9 – Modelo Corredor 2 baseado na Figura 3. 8 (desconsiderando as camadas de super-K).

Uba et al. (2007) apresentaram alguns valores de parâmetros utilizados para a simulação do reservatório Ghawar Arab-D, exibidos na Tabela 11 a seguir, e que serviram de base para a escolha dos valores aplicados ao Modelo Corredor 2, estes descritos na Tabela 12.

Tabela 11 – Parâmetros utilizados por Uba et al. (2007) para o reservatório Ghawar Arab-D.

Porosidade		
•	Corredores de fraturas: < 0,2%	
•	Camada de super-K: > 20%	
Permeabilidade		
•	Corredores de fraturas: 400 mD a 2 mD	
•	Camada de super-K: 2 mD	

Tabela 12 – Parâmetros adotados para o Modelo Corredor 2.

Grid de simulação	10x16x15
Dimensões da célula	300x300x10 ft
Dimensões do modelo	3000x4800x150 ft
Porosidade da matriz	0,30
Porosidade do corredor de fraturas	0,002
Permeabilidade da matriz (i, j, k)	(100, 100, 10) mD
Permeabilidade do corredor de fraturas (i, j, k)	(2000, 2000, 200) mD
Espaçamento das fraturas (i, j, k)	(6, 6, 0) ft
Posição poço injetor (i, j)	(1, 1)
Posição poço produtor (i, j)	(1, 16)

Camadas de super-permeabilidade (super-K)

Com o objetivo de compreender o papel exercido pelas camadas de superpermeabilidade quando se apresentam em conjunto com os corredores de fraturas, foi simulado o Modelo Corredor/Super-K elaborado a partir da Figura 3. 10.a também extraída do trabalho de Uba et al. (2007). As Figura 3. 10.b e Figura 3. 10.c ilustram, respectivamente, o Modelo Corredor/Super-K e o *grid* de fraturas constituído por um corredor de fraturas (similar ao do Modelo Corredor 1) localizado na posição (i10) e conectado a uma camada de superpermeabilidade localizada na camada 18 e interceptada pelo poço produtor Prod2.



A Tabela 13 exibe os parâmetros utilizados na construção deste modelo.

Figura 3. 10 – (a) Modelo apresentado por Uba et al. (2007) para análise da camada de super-K; (b) Modelo Corredor/Super-K; (c) Detalhe do *grid* de fraturas e da localização dos poços.

Tabela 13 - Parâmetros adotados	para o Modelo	Corredor/Su	per-K.
---------------------------------	---------------	-------------	--------

Grid de simulação	20x40x30
Dimensões da célula	300x300x10 ft
Dimensões do modelo	6000x12000x300 ft
Porosidade da matriz	0,30
Porosidade do corredor de fraturas	0,002
Porosidade da camada de super-K	0,20
Permeabilidade da matriz (i, j, k)	(100, 100, 10) mD
Permeabilidade do corredor de fraturas (i, j, k)	(2000, 2000, 200) mD
Permeabilidade da camada de super-K (i, j, k)	(800, 800, 80) mD
Espaçamento do corredor de fraturas (i, j, k)	(6, 0, 0) ft
Espaçamento da camada de super-K (i, j, k)	(0, 0, 6) ft

3.4. Etapa 4 – Modelos alternativos de dupla-porosidade

Na seção 2.2.4 deste trabalho foram discutidas duas variações do modelo de dupla-porosidade, os modelos chamados Subdomínio e MINC. No modelo Subdomínio o bloco de matriz é subdividido verticalmente com o objetivo de poder representar o efeito gravitacional no deslocamento dos fluidos. No modelo MINC a subdivisão do bloco de matriz é interna e centralizada (também denominada *nested*) e representa bem o fluxo transiente entre matriz e fraturas, entretanto não representa o efeito gravitacional.

Assim, nesta quarta etapa foram testados dois modelos similares ao Modelo Base, um para simulação do Modelo Subdomínio e outro para simulação do Modelo MINC. Em ambos os modelos foram aplicadas 3 subdivisões.

3.5. Etapa 5 – Modelo GTEP

O modelo elaborado nesta etapa de estudo, foi concebido a partir da Figura 3. 11 extraída do trabalho de Fung e Al-Shaalan (2005), a qual representa a complexibilidade encontrada na caracterização e simulação de casos reais. Este modelo, que trata de um reservatório fictício, foi denominado Modelo GTEP.



Figura 3. 11 – Seção da malha de simulação de um reservatório carbonático gigante (Fung e Al-Shaalan, 2005).

Fung e Al-Shaalan (2005) apresentam um levantamento quanto aos parâmetros fundamentais aplicados ao reservatório de estudo em questão que serviram de base para a atribuição dos parâmetros do Modelo GTEP. Alegam que o modelo de simulação utilizado por eles tem um vasto intervalo de porosidade e de permeabilidade, com valores de várias ordens de magnitude. Para a matriz, a permeabilidade média é de 51 mD, enquanto a permeabilidade máxima pode atingir 5 D. A porosidade média da matriz é cerca de 0,153. Para o sistema de fraturas, a porosidade varia de 0,0001 a 0,0025. Já a permeabilidade média é de 145 mD, e a permeabilidade máxima é tão alta quanto 10 D.

Com o intuito de reduzir o tempo gasto na simulação, optou-se por representa metade da malha exibida pela Figura 3. 11 (40 por 40 blocos). Assim, a configuração final do Modelo GTEP é ilustrada na Figura 3. 12 abaixo.



Figura 3. 12 – *Grid* do Modelo GTEP representando metade do *grid* da Figura 3. 11.

Fung e Al-Shaalan (2005) discutem sobre os desafios encontrados pela simulação convencional de reservatórios na modelagem e propriamente na simulação dos reservatórios carbonáticos gigantes do Oriente Médio, contudo não citam o reservatório de estudo da Figura 3. 11. Entretanto, analisando o trabalho de Cosentino et al. (2002) nota-se a similaridade entre os exemplos abordados referentes a um reservatório carbonático gigante do Oriente Médio e a Figura 3. 11 oriunda de Fung e Al-Shaalan (2005). Desta maneira conclui-se

que o Modelo GTEP construído nesta quinta etapa pode representar qualitativamente a irregularidade do deslocamento da água apresentado pela Figura 3. 13.a (onde círculos destacam poços com produção de água e quadrados indicam poços que não apresentam produção de água). Qualitativamente porque o modelo criado neste trabalho não possui a curvatura presente no modelo real (vide Figura 3. 13.b), e não possui propriedades de fluidos (PVT, interação rocha-fluido, etc.) e de produção (vazões, pressões, canhoneios, etc.) apresentados pelo modelo real.



Figura 3. 13 – Modelo do reservatório do Oriente Médio: (a) Irregularidade na varredura da água injetada; (b) *Grid* de fraturas, detalhe para a curvatura do modelo (Adaptadas de Cosentino et al., 2002).

A Tabela 14 apresenta os parâmetros utilizados no desenvolvimento do Modelo GTEP. E com o objetivo de avaliar o impacto da locação dos poços em reservatórios fraturados, além do esquema de poços apresentado projetado para simular o caso da Figura 3. 13.a, foram construídos dois outros esquemas de poços. A Figura 3. 14 ilustra, então, os três esquemas de poços elaborados.

Tabela 14 – Parametros adolados para o Modelo GTEP.			
<i>Grid</i> de simulação	40x40x15		
Dimensões da célula	300x300x10 ft		
Dimensões do modelo	12000x12000x150 ft		
Porosidade da matriz	0,153		
Porosidade do corredor de fraturas	0,0025		
Permeabilidade da matriz (i, j, k)	(51; 51; 5,1) mD		
Permeabilidade do corredor de fraturas (i, j, k)	(5000, 5000, 500) mD		
Espaçamento das fraturas (i, j, k)	(10, 10, 0) ft		

Tabela 14 – Parâmetros adotados para o Modelo GTEP.



Figura 3. 14 – Esquemas de produção aplicados ao Modelo GTEP.