

4

Abordagem Numérica

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo [3]. Essa ferramenta trouxe vários benefícios para o conhecimento e desenvolvimento da indústria de petróleo, entre eles temos:

- Menor custo e agilidade quando comparado com os experimentos de laboratório.
- Flexibilidade na variação dos parâmetros.
- Otimização do projeto de equipamentos.
- Estudo de situações de risco que não podem ser reproduzidas ou geradas, evitando transtornos operacionais.

Os simuladores utilizados nos reservatórios de petróleo são conhecidos como *simuladores numéricos de fluxo*, pois estudam o comportamento do fluxo dos fluidos no meio poroso resolvendo sistemas de equações acoplados em forma numérica [3].

Pode-se definir um simulador numérico de fluxo como um conjunto de técnicas matemáticas, numéricas e computacionais utilizadas para o estudo preditivo do escoamento dos fluidos no reservatório. Eles são classificados em função de algumas características utilizadas, como: tratamento matemático (modelo *Black Oil*, composicional ou térmico), número de dimensões e número de fases.

4.1

Apresentação do Simulador Numérico

Para realizar as simulações apresentadas neste trabalho utilizou-se como ferramenta numérica o simulador comercial, STARSTM (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do CMG (Computer Modeling Group) - versão 2009.13 [22]. Este programa é um simulador multi-composicional, tridimensional e trifásico, e é utilizado na simulação de diversos processos tais como: injeção de água, injeção de vapor (contínua ou cíclica), combustão *in-situ*, injeção de aditivos químicos e/ou elementos dispersos, além de outros processos.

Para a obtenção de um sistema de equações algébricas, STARS aproxima o sistema de equações diferenciais parciais pelo método de diferenças finitas. O reservatório é dividido em blocos (malha de simulação) e as equações diferenciais que descrevem o processo físico do escoamento de fluidos, apresentadas

no capítulo 3, são discretizadas e escritas em função das variáveis definidas em cada bloco. O presente trabalho utilizará a modelagem tipo *Black Oil*.

No simulador a equação de pressão é resolvida implicitamente e a equação de saturação é integrada no tempo através de um método explícito (IMPES).

4.2 Modelagem do Reservatório

A configuração da malha do modelo do reservatório, as propriedades da rocha reservatório e fluidos e as condições de operação do sistema são parâmetros de entrada no simulador STARS.

4.2.1 Malha do Reservatório

O modelo bi-dimensional correspondente ao reservatório foi construído em escala de laboratório, em coordenadas cartesianas, com dimensões de 10,3 cm x 0,966 cm x 9,66 cm, que foram discretizadas da seguinte forma:

Número total de blocos(x, y, z): 1600 (40 x 1 x 40)

Dimensão do bloco em x (cm): 0,2575

Dimensão do bloco em y (cm): 0,966

Dimensão do bloco em z (cm): 0,2415

No modelo foram considerados dois poços verticais, um injetor e um produtor, ambos localizados nas extremidades da malha, como ilustrado na Figura 4.1 e considera-se que não há fluxo de fluidos pelas fronteiras do reservatório (condições de contorno).

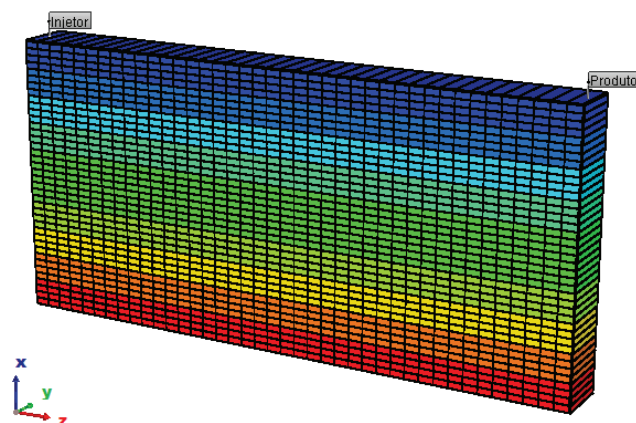


Figura 4.1: Malha do modelo do reservatório.

4.2.2 Propriedades da Rocha

Objetivando adicionar características realistas ao modelo, criou-se um reservatório com permeabilidade variável (heterogêneo) embora isotrópico. O mapa de permeabilidade, Figura 4.2, foi gerado através da ferramenta de Geoestatística do STARS, que cria mapas ou realizações geoestatísticas. O modelo estatístico utilizado foi o método de simulação Guassiano Incondicional, não necessitando de valores de permeabilidade atribuídos na malha [23]. O mapa foi construído a partir de pontos de mínimo e máximo, escolhidos arbitrariamente e são respectivamente 200 mD e 5000 mD.

A porosidade é igual em todo o modelo, no valor de 45%, correspondentes ao meio poroso utilizado por Bryan et al.[9].

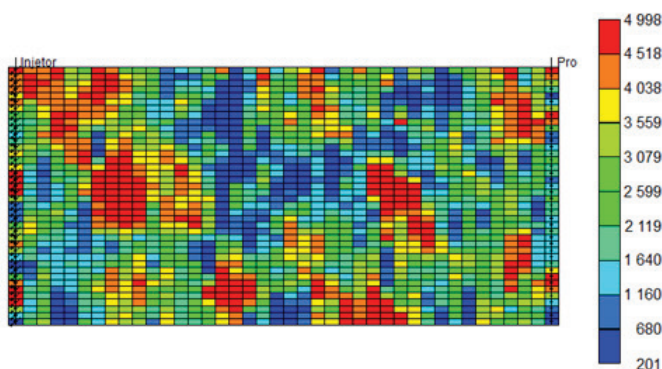


Figura 4.2: Mapa de permeabilidade absoluta.

4.2.3 Propriedades dos Fluidos

No modelo foi considerado o escoamento de um sistema bifásico (água-óleo), sendo a fase aquosa constituída por dois componentes: água e emulsão.

Os parâmetros de pressão, volume e temperatura do óleo foram calculados pelo programa WINPROPTM (software da CMG), que utiliza como dados de entrada para os cálculos sua viscosidade (μ_o) e densidade (ρ_o) a uma determinada temperatura.

O óleo utilizado no modelo possui viscosidade no valor de $11.500cP$ e densidade de $982kg/m^3$ à $25^\circ C$, propriedades correspondentes a um óleo pesado do campo Saskatchewan (Canadá), reportadas por Bryan et al.[9].

As permeabilidades relativas do sistema água-óleo e emulsão-óleo utilizadas no simulador foram descritas no capítulo 3, Figuras 3.4, 3.5 e 3.6. O STARS simulará a injeção alternada A/E/A no modelo através da interpolação

entre as curvas de permeabilidade relativa da água e da emulsão, em função da composição dos componentes da fase aquosa.

4.2.4

Condições de Operação

No modelo dois casos foram simulados: injeção alternada de A/E/A e injeção contínua de água que serve como base de comparação. Ambos com vazão de injeção e produção constantes, no valor de $0,033\text{cm}^3/\text{min}$, durante um período de 656 minutos, que equivalem a cinco volumes porosos ($5 V_p$) do modelo de reservatório utilizado. Todas as simulações foram realizadas considerando o reservatório como isotérmico, à 25°C , inicializando o modelo a pressão atmosférica.

4.3

Descrição dos Casos Simulados

No modelo, inicialmente foram comparados os resultados do processo de injeção contínua de água e de injeção alternada A/E/A como método de recuperação. Posteriormente, foi realizada uma análise paramétrica do volume poroso injetado, tempo de início de injeção e parâmetros das curvas de k_r , simulando-se um total de 16 casos. Em cada um deles um dos parâmetros foi modificado com o objetivo de analisar seu impacto nos resultados. Finalmente foi analisado o efeito do grau de heterogeneidade do meio poroso, simulando ambos métodos de recuperação em dois cenários de campo de permeabilidades diferentes.

Deve-se salientar que em todos os casos de injeção alternada A/E/A foram simulados os mecanismos de controle de mobilidade (M) e de eficiência de deslocamento (D).

Nesta seção descreve-se cada caso simulado e suas principais características. Na Figura 4.5, no final desta seção apresenta-se um quadro resumo de todas as simulações realizadas.

4.3.1

Caso 1: Injeção Contínua de Água

A primeira simulação é a injeção contínua de água para todo o período de tempo estudado (656 minutos = $5 V_p$).

4.3.2

Caso 2: “Caso Base”

O segundo caso simulado é a injeção alternada A/E/A, chamado de “Caso Base”, ele será a referência para todas as análises comparativas dos outros casos simulados. No Caso Base os mecanismos de controle de mobilidade e de eficiência de deslocamento são simulados separadamente através da injeção de um volume poroso ($1 V_p$) de emulsão após 131 minutos ($= 1 V_p$) de injeção de água.

4.3.3

Caso 3: Efeito do volume poroso de emulsão injetada

Neste caso o parâmetro alterado durante a injeção alternada A/E/A é a quantidade de emulsão injetada, avaliando-se para $0,5 V_p$, $1 V_p$ e $1,5 V_p$.

4.3.4

Caso 4: Efeito do tempo de início de injeção de emulsão

O caso 4 simula a alteração do parâmetro tempo de início da injeção de emulsão, avaliando-se para imediatamente antes da irrupção de água ($t=7 \text{ min} \cong 0,053 V_p$), para o tempo de irrupção de água ($t=131 \text{ min} = 1 V_p$) e para o corte de água, $WCUT = 99\%$ ($t=490 \text{ min} \cong 3,740 V_p$).

4.3.5

Caso 5: Efeito dos parâmetros das curvas de permeabilidade relativa da emulsão injetada

No caso 5 serão apresentados os resultados encontrados para a variação de parâmetros relacionados às curvas de permeabilidade relativa dos mecanismos de controle de mobilidade e de eficiência de deslocamento.

Com o objetivo de avaliar alterações no mecanismo de controle de mobilidade, modificou-se o fator de bloqueio (f_b), simulando a injeção de emulsões com diferentes características através de diferentes curvas de permeabilidade relativas (casos 5a, 5b e 5c).

No caso base, caso 2, o fator de bloqueio do mecanismo de controle de mobilidade foi de $f_b=0,3$. Na análise paramétrica, foram utilizados fatores de bloqueio nos valores de $f_b=0,6$, $f_b=0,2$ e $f_b=0,1$. Para tais valores foram geradas novas curvas de permeabilidade relativa emulsão-óleo, representadas na Figura 4.3.

Com o intuito de analisar o mecanismo de eficiência de deslocamento durante a injeção alternada A/E/A foi modificada a saturação de óleo residual nas curvas de permeabilidade relativa do sistema emulsão-óleo. Tendo em

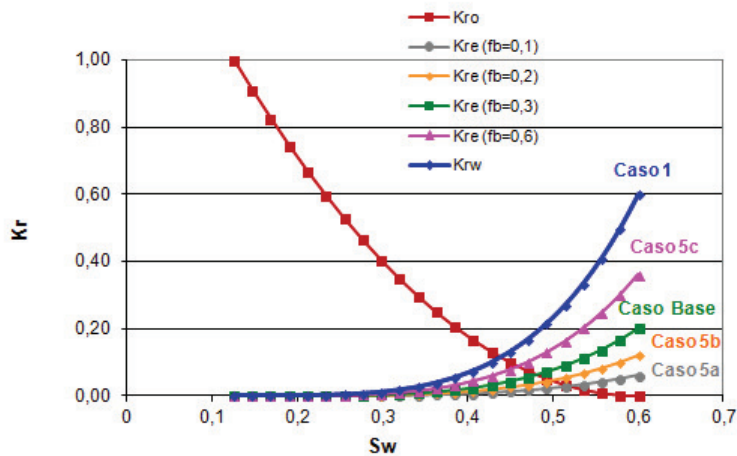


Figura 4.3: Curvas de k_r utilizadas na análise paramétrica do fator de bloqueio - Emulsão com Mecanismo de Controle de Mobilidade.

vista que o valor utilizado em todas as simulações anteriores é muito baixo, $S_{or} = 20\%$, quando comparado com dados experimentais, optou-se por usar valores de S_{or} superiores ao utilizado no caso base.

As simulações para os casos 5d e 5e utilizam saturações de óleo residual para a curva de permeabilidade relativa da emulsão nos valores de 25% e 35%, como apresentado na Figura 4.4.

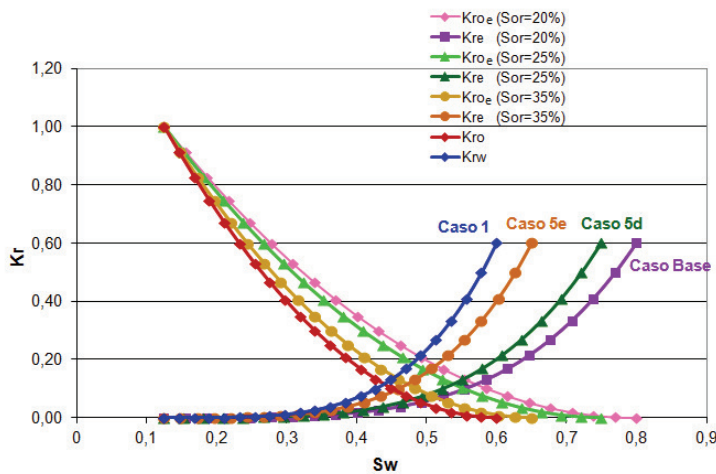


Figura 4.4: Curvas de k_r utilizadas na análise paramétrica da S_{or} - Emulsão com Mecanismo de Deslocamento.

4.3.6

Caso 6: Efeito da Heterogeneidade do Meio Poroso

No último caso simulado todos os parâmetros do Caso Base são mantidos modificando apenas a permeabilidade absoluta (k) do reservatório segundo a

tabela 4.1.

Tabela 4.1: Variação da Permeabilidade Absoluta.

Caso Simulado	K (mD)
6a	1000
6b	670-1500
2 (Caso Base)	200-5000

Na Figura 4.5 mostra-se o quadro sinótico das simulações estudadas. No quadro para os casos simulados de injeção alternada A/E/A, os mecanismos de controle de mobilidade e de deslocamento são identificados com as letras M e D respectivamente.

Casos Simulados	Mecanismo	Características	Início da Inj. Emulsão	Volume de Inj. Emulsão	K absoluta (mD) (min-max)	Parâmetros da Curva de Kr (Sistema Emulsão-Óleo)		
1	não há	Injeção Contínua de Água	não há	não há	200 - 5000	não há		
2 (Caso Base)	M	Injeção alternada A/E/A (Este caso é a referência na análise comparativa de todas as situações simuladas para a injeção alternada de A/E/A)	131 min	1 VP		fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
	D					Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)		
3	a	Injeção alternada A/E/A, alterando o volume poroso de emulsão injetado		0,5 VP		fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
						D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)	
	b			1,5 VP		fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
						D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)	
4	a	Injeção alternada A/E/A, alterando o tempo de início de injeção de emulsão		7 min		fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
						D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)	
	b			490 min		fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
						D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)	
5	a	Injeção alternada A/E/A, alterando os parâmetros das curvas de permeabilidade relativa - fator de bloqueio(fb)		131 min		1 VP	fb = 0,1 (curva cinza figura 4.3)	
							b	fb = 0,2 (curva laranja figura 4.3)
							c	fb = 0,6 (curva rosa figura 4.3)
	d	Sor = 25% (curvas verde figura 4.4)						
		e	Sor = 35% (curvas laranja figura 4.4)					
6	a	Injeção alternada A/E/A, alterando a permeabilidade absoluta do meio poroso	131 min	1 VP	fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)			
					D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)		
	b				cte 1000	fb = 0,3 (curva verde figura 3.5)		
						D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)	
					670 - 1500			
					D	Sor = 20% (curva rosa figura 3.6)		

Figura 4.5: Quadro sinótico dos casos estudados.