

## 5 Simulação

O efeito da presença de gotas de óleo na fase aquosa (emulsão) na recuperação de óleo foi avaliado numericamente através da simulação do processo de produção de óleo por injeção de água e emulsão.

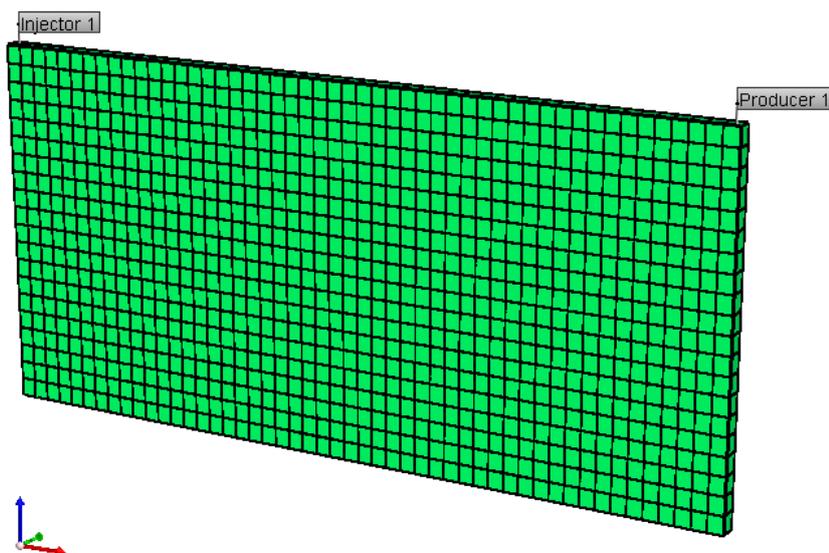
### 5.1. Modelagem Numérica

As curvas de permeabilidade relativa obtidas experimentalmente foram utilizadas como dados de entrada para a realização de simulações no *software Stars* da CMG (*Computer Modelling Group LTD.*). Foram realizadas duas simulações com modelagem *black oil*:

- Caso a) injeção contínua de emulsão O-W
- Caso b) injeção contínua de água

Uma malha bidimensional foi criada para representar um reservatório em escala de laboratório com 500 cm de comprimento, 200 cm de altura e 10 cm de espessura (50 x 20 x 1 células), com um poço injetor em uma das extremidades e um produtor na outra. Esta configuração está representada na Figura 76, que, também, indica o mapa de porosidade da malha.

Os valores médios medidos nas amostras de Bentheimer utilizadas na parte experimental deste trabalho serviram como base dos dados de entrada do reservatório. Enquanto que a porosidade e a saturação são as mesmas encontradas na amostra 1, a permeabilidade de cada célula foi um valor aleatório entre 1600 e 2600 mD. Desta forma, o reservatório é heterogêneo com uma permeabilidade média de 2130 mD. A Tabela 27 apresenta alguns dos principais parâmetros do reservatório.



**Figura 76** Representação do mapa de porosidade da malha usada na simulação

**Tabela 27** Propriedades do reservatório

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>
Porosidade	21,7 %
Permeabilidade	2130 mD
$S_w$	9,7 %
$S_o$	90,3 %

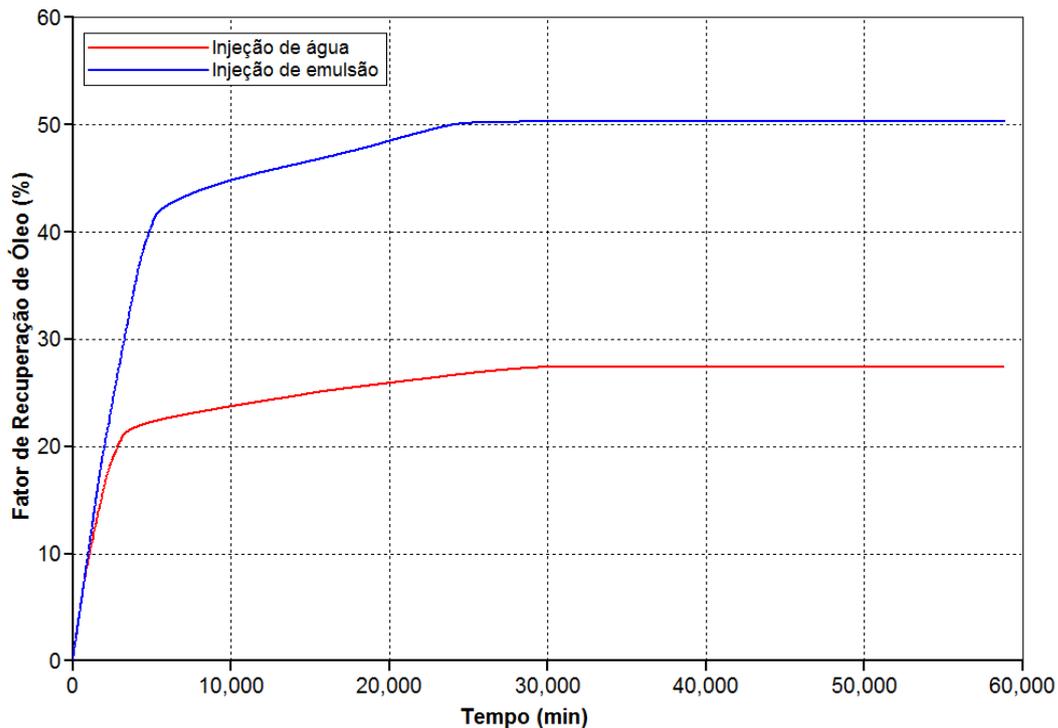
As propriedades dos fluidos - viscosidade e densidade - foram as mesmas dos fluidos utilizados na parte experimental (na temperatura de 44°C) - ver Tabela 5 e Tabela 6. A viscosidade e a densidade da emulsão serão admitidas iguais aos valores da solução salina, isto é, como o incremento de óleo na emulsão é muito pequeno, as variações nestas propriedades serão desprezíveis.

O único parâmetro diferente utilizado nas duas simulações foi a curva de permeabilidade relativa. Na injeção de água, foi utilizada a curva medida no caso base ( $Ca = 6,1 \times 10^{-7}$  - Figura 57), enquanto que na injeção de emulsão, foi utilizada a curva que apresentou a maior distinção com o caso base ( $Ca = 6,1 \times 10^{-7}$ ,  $d[0,9] = 231,3 \mu\text{m}$  e  $C_o = 3\%$  - Figura 69). A redução da mobilidade do fluido deslocante observada nos resultados experimentais e no capítulo 2 está modelado justamente nestas curvas.

Uma vazão de 2 ml/min foi injetada durante 40 dias, o que equivale a aproximadamente 5,4 volumes porosos do reservatório.

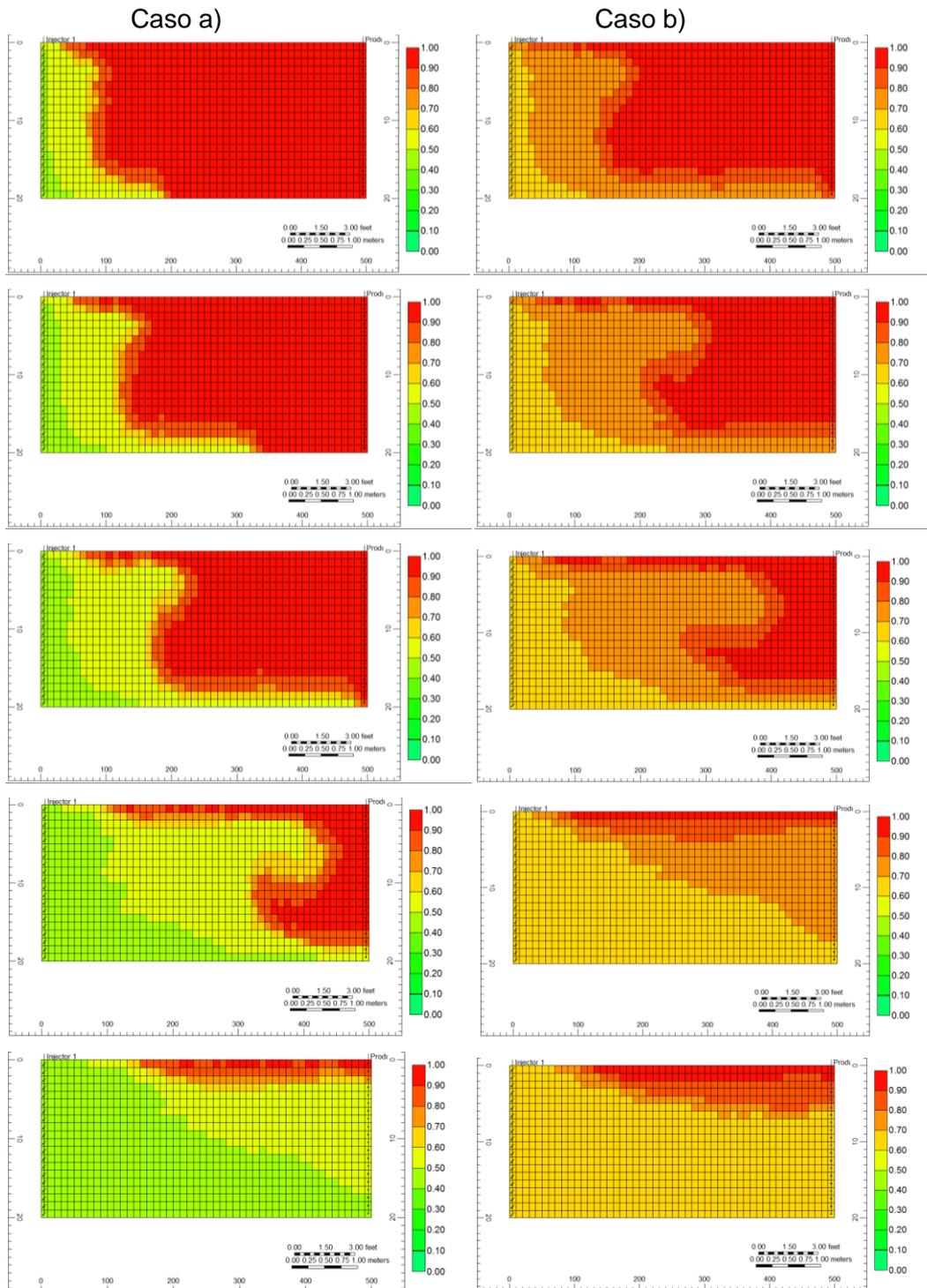
## 5.2. Resultados Numéricos

A Figura 77 apresenta o fator de recuperação de óleo para os dois casos simulados. A injeção de emulsão (caso *a*) foi capaz de recuperar quase o dobro do valor observado para a injeção de água (caso *b*). Isto é explicado pela menor saturação residual de óleo obtida na curva de permeabilidade absoluta medida na etapa experimental do trabalho e uma varredura mais uniforme.



**Figura 77** Fator de Recuperação de Óleo para os dois casos simulados

A Figura 78 apresenta a evolução da saturação de óleo (vermelho representa a saturação máxima e verde a mínima) durante a injeção de emulsão (coluna *a*) e água (coluna *b*). Cada par de foto (casos *a* e *b*, respectivamente) foi tirada exatamente no mesmo instante. O primeiro par equivale ao tempo de *breakthrough* da injeção de água; o terceiro par se refere ao tempo de *breakthrough* da injeção de emulsão. Enquanto a água injetada atinge o poço produtor cedo, a emulsão é capaz de deslocar uma maior quantidade de óleo na área atingida do reservatório. Isto pode ser verificado em todos os pares de fotos. A saturação de óleo na região atingida pela emulsão é sempre menor que na região atingida pela água.



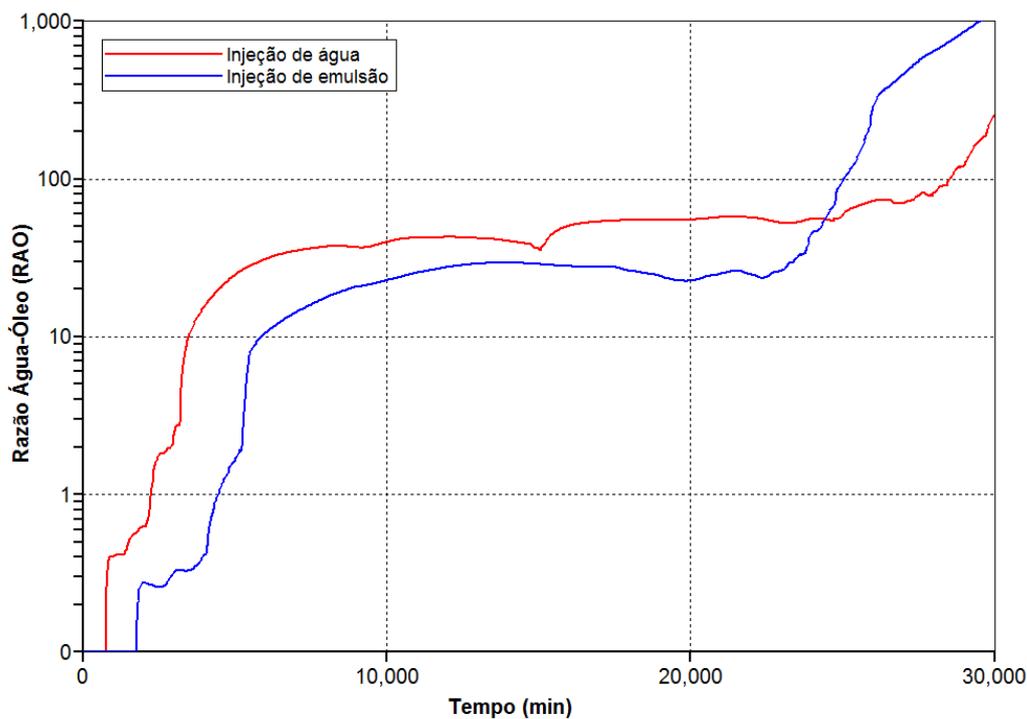
**Figura 78** Comportamento da saturação de óleo ao longo do tempo

Coluna a) injeção de emulsão

Coluna b) injeção de água

Outro parâmetro importante que indica as vantagens da injeção de emulsão como um método de EOR é a razão óleo-água (RAO). Conforme McAuliffe (1973) apresentou em suas pesquisas (Figura 12), a RAO em campos

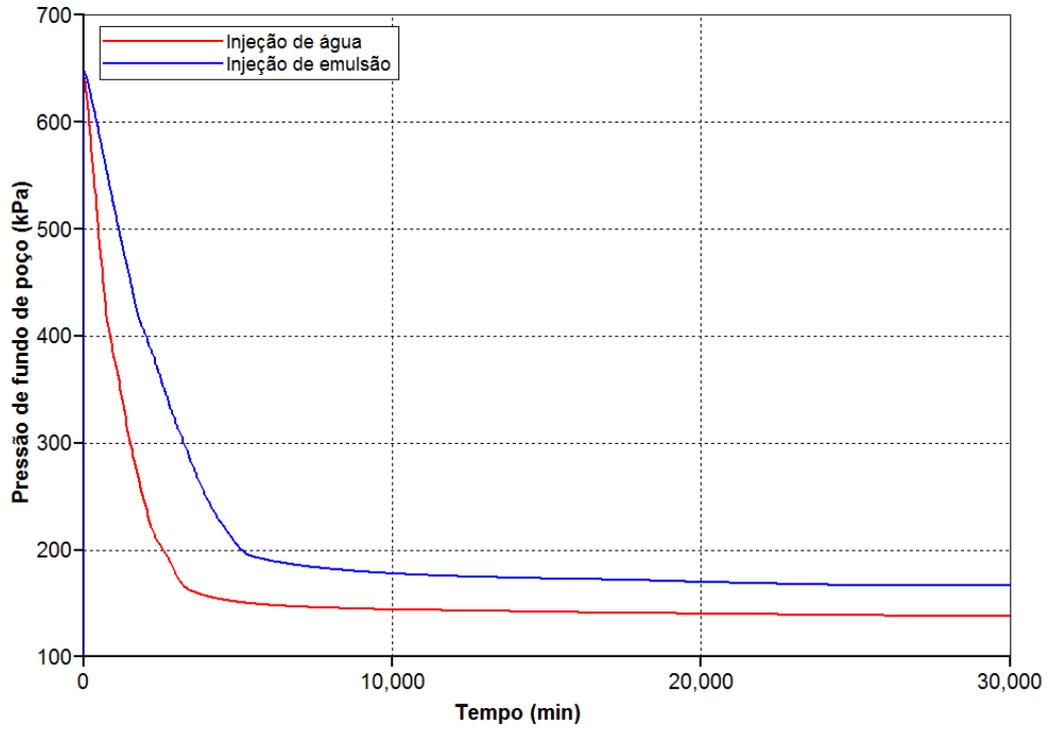
com injeção de emulsão é consideravelmente menor que em campos com injeção de água. Isto também pôde ser verificado nas simulações realizadas. Até o momento em que a produção de óleo é praticamente zero (aproximadamente  $t=25000$  minutos), a RAO do caso *a* foi sempre menor que a do caso *b*. Quando o fator de recuperação de óleo passa a se manter constante, a RAO cresce tendendo ao infinito. Como este instante ocorre antes na injeção de emulsão, a partir de  $t=25000$  minutos, as duas curvas de RAO se invertem. Isto indica também outra vantagem da injeção de emulsão: além de recuperar uma maior quantidade de óleo, o tempo necessário para deslocar todo o volume de óleo recuperável é menor. Neste gráfico também é possível observar que o tempo de *breakthrough* é maior para o caso *a*.



**Figura 79** Razão Água-Óleo para os dois casos

A pressão de fundo de poço (BHP – *bottom-hole pressure*) do injetor no caso *a* é sempre maior que no caso *b* (Figura 80). Isto está de acordo com os resultados obtidos nos experimentos. Como existem mais poros bloqueados, um maior diferencial de pressão é necessário para fazer a emulsão escoar pelo meio poroso. Ao se injetar emulsão nas amostras de Bentheimer, um maior diferencial de pressão era observado em relação à injeção de água. Como o poço produtor foi ajustado para operar na pressão ambiente (aproximadamente 101 kPa), o

diferencial de pressão necessário para se injetar emulsão é quase o dobro do valor necessário para a injeção de água.



**Figura 80** BHP do injetor para os dois casos