

### 3 Construção do modelo de reservatório para CO<sub>2</sub>-EOR

Este capítulo foi elaborado no intuito de apresentar a construção de um modelo de reservatório como, a construção da malha, propriedades petrofísicas, modelo dos fluidos, estratégias de produção usando as tecnologias de CO<sub>2</sub>-EOR e parâmetros operacionais para otimização. Estes fatores são discutidos em detalhe no modelo de simulação composicional a fim de estudar a recuperação de óleo e o armazenamento de CO<sub>2</sub> previstos na investigação.

#### 3.1. Construção do modelo de simulação

Conforme a necessidade do método numérico, os reservatórios são comumente referenciados como blocos (ou células) de uma determinada malha de simulação. Para cada célula, as seguintes propriedades devem ser especificadas: porosidade, permeabilidade, profundidade, espessura, coordenadas. Propriedades PVT dos fluidos e propriedade de rocha também devem ser definidas para descrever sua variação com a pressão e temperatura. Igualmente para escoamento multifásico devem ser definidas para cada fase as respectivas permeabilidades relativas.

A inicialização da pressão nas diferentes células pode ser calculada através da definição da pressão de referência a uma determinada profundidade. Saturações de água e óleo podem ser inicializadas através da definição da profundidade contato óleo-água. Admitindo ausência de contato gás-óleo acima de contato óleo-água a distribuição de água e óleo está definida de acordo com a pressão capilar, assim como para simulação composicional, a composição molar de cada fase deve ser definida.

Na dimensão do tempo, todo o processo deve ser dividido em intervalos de tempo de simulação, denominados passos de tempo (*time step*) para o cálculo da variação do fluxo nas células a cada *time steps*.

### 3.2. Descrição do modelo de reservatório

O modelo físico foi criado partindo de dados coletados na literatura em escala de campo. Este modelo foi construído a partir de mapa estrutural da formação com extensões de 5.400 m de comprimento por 3.400 m de largura, como ilustrado na Figura 3.1, as curvas representam o contorno estrutural do topo de um reservatório de óleo em intervalos de 25 m e 26 m conectado a um aquífero de fundo. No desenvolvimento do modelo de reservatório a construção de sistema de malha do reservatório, foi utilizada malha cartesiana convencional e malha refinada localmente, para finalidade do projeto. Na configuração da malha são incluídos 108 discretizações na direção  $x$ , 68 discretizações na direção  $y$  e as 8 camadas na direção  $z$  (profundidade), o modelo é constituído de 58.752 blocos com dimensões 50 m, 50 m e 25 m (espessura) nas direções  $i$ ,  $j$  e  $k$ , respectivamente. O modelo do reservatório dispõe de uma espessura de 200 m, onde os 50 m iniciais compõem a zona de água e os 150 m restantes compõe a zona de petróleo. A Figura 3.2 mostra esquematicamente, a visão 3D do modelo homogêneo do reservatório após construção no simulador em corte.

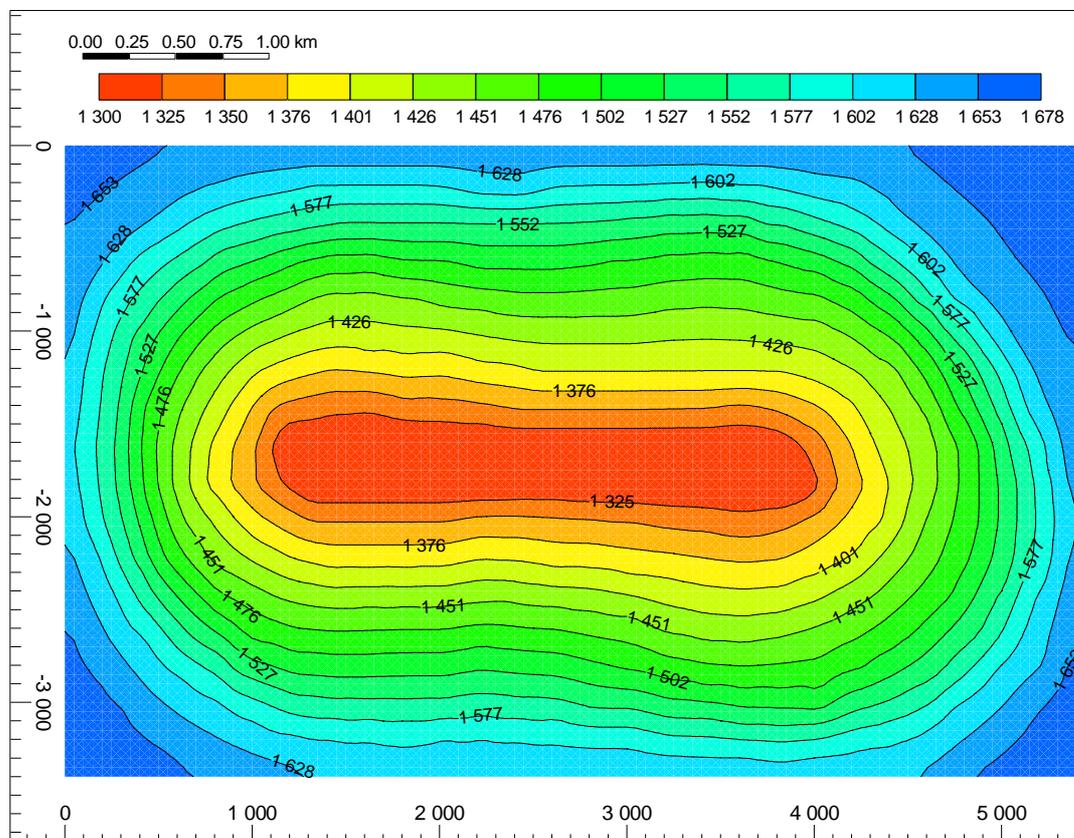


Figura 3.1- Mapa estrutural da formação

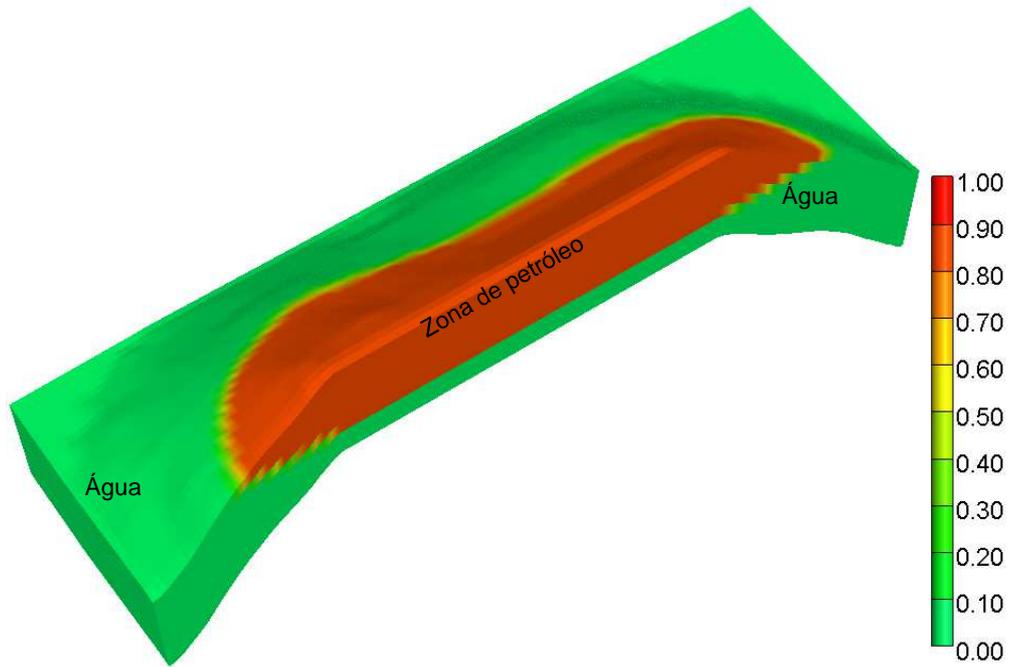


Figura 3.2- Modelo homogêneo de reservatório 3-D representando a espessura da zona de petróleo e água

As Figuras 3.3 e 3.4 mostram um submodelo de simulação heterogêneo após construção no simulador. Esse representa um modelo geológico de reservatório heterogêneo, com dados de permeabilidade e porosidade da literatura. Os parâmetros de caracterização para esse modelo foram os mesmos do modelo homogêneo listados na Tabela 3.1, exceto a porosidade e permeabilidade.

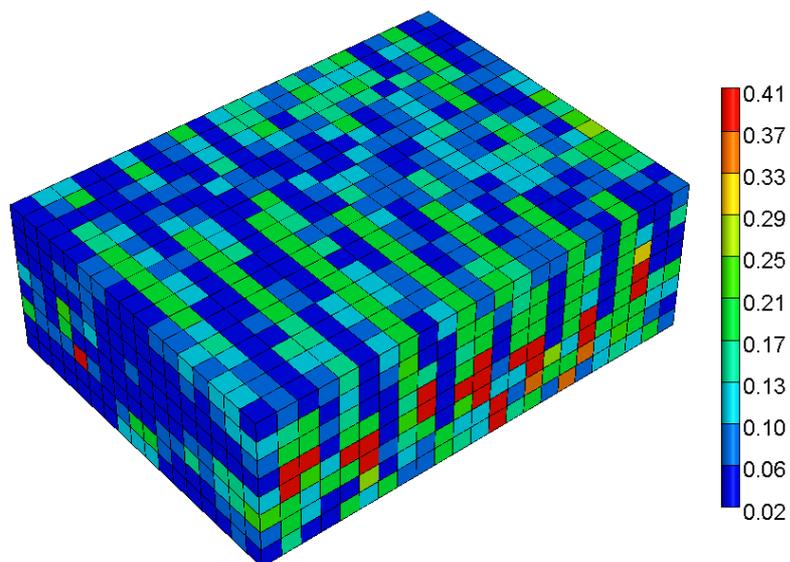


Figura 3.3- Submodelo heterogêneo de reservatório 3-D representando a porosidade

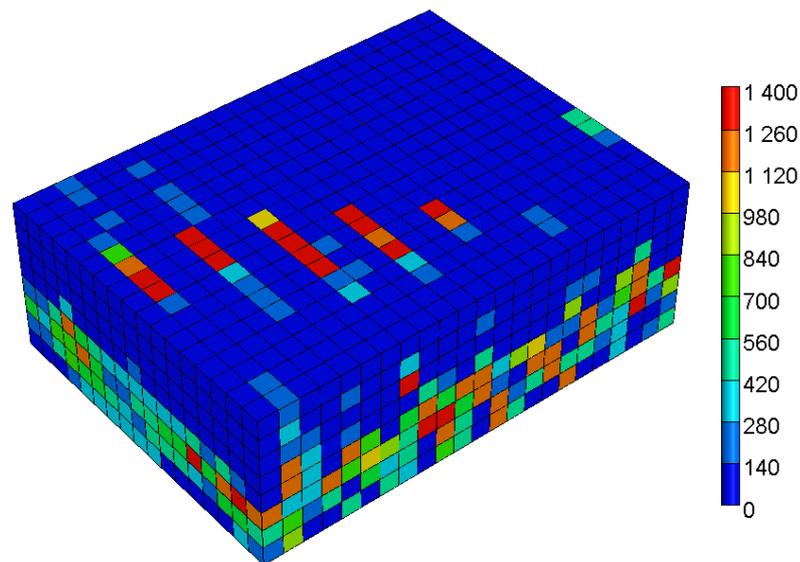


Figura 3.4- Submodelo heterogêneo de reservatório 3-D representando a permeabilidade horizontal (mD)

### 3.3. Propriedades petrofísicas de rochas reservatório

O principal objetivo da caracterização de reservatórios é determinar as propriedades petrofísicas fundamentais para caracterizar o armazenamento e a transmissão de fluidos na rocha. Estas propriedades petrofísicas são determinadas através da literatura, sendo elas porosidade, permeabilidade, a permeabilidade relativa, a capilaridade, molhabilidade e saturação de fluidos em uma rocha-reservatório com a finalidade de determinar estratégias de produção de petróleo. Por outro lado, as propriedades petrofísicas de reservatório de petróleo são usualmente obtidas tanto em laboratório, através de experimentos padrões, quanto *in-situ*, nas próprias formações geológicas que armazenam esses fluidos em amostras de testemunhos retirados do reservatório. Porém, esses testes são de alto custo e demorados.

As propriedades da rocha reservatório do modelo são determinadas a partir de análise dos dados de diversos campos de petróleo apresentados na seção 1.1.2 (Tabela 1.2). Na Tabela 3.1 são apresentadas as propriedades da rocha reservatório para os modelos em estudo, onde para o modelo homogêneo a porosidade é constante e as permeabilidades são assumidas homogêneas, nas direções *i*, *j* e *k*, e assim como em todas as camadas.

Tabela 3.1- Propriedades do Reservatório

Propriedades	Unidade	Valor
Grau API	°API	37,5
Topo	m	1.300
Pressão	MPa	20,68
Temperatura	°C	55
Espessura do óleo	m	150
Saturação de óleo	%	90
Saturação da água	%	10
Permeabilidade vertical, $k$	mD	61,67
Permeabilidade horizontal, $i, j$	mD	387,6
Porosidade	%	15,6
Contato óleo/água	m	1.450
Compressibilidade efetiva da rocha	kPa <sup>-1</sup>	5,1x10 <sup>-6</sup>

### 3.3.1. Permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa de rochas reservatório estão entre as propriedades macroscópicas mais importantes na descrição do escoamento multifásico no reservatório e na determinação da molhabilidade da rocha, pois descrevem a interação dinâmica entre os fluidos e o meio poroso. Por isso, elas devem ser sempre calculadas a partir de medições realizadas em experimentos de deslocamento em amostras de rocha para que representem mais fielmente o escoamento no meio poroso considerado.

Diversos pontos terminais foram determinados nos ensaios de laboratório, a partir de reservatórios arenitos e carbonatos, sendo de rochas molháveis à água, molháveis ao óleo e de molhabilidade mista, Bennion et al., (2002). A Tabela 3.2 fornece os dados selecionados de um reservatório carbonático molhável ao óleo, obtido por Bennion et al., (2002), estes dados pontos terminais e expoentes geram as curvas de permeabilidade relativa.

Tabela 3.2- Pontos terminais da saturação e permeabilidade fluido-reservatório carbonato. Fonte: Bennion et al., (2002)

Saturação	Valor	Permeabilidade	Valor	Exponentes	Valor
$S_{wr}$	0,100	$K_{row}$	0,7366	$no$	3
$S_{orw}$	0,289	$K_{rw}$	0,2028	$nw$	3
$S_{org}$	0,513	$K_{rg}$	0,1872	$nog$	3
$S_{gcrit}$	0,050	$K_{rog}$	0,7366	$ng$	3

Neste estudo, as curvas de permeabilidade relativa são determinadas por correlações a partir de pontos terminais de saturação dos fluidos e permeabilidades da rocha carbonato Tabela 3.2. As correlações generalizadas equações do tipo Corey foram usados para calcular e descrever o comportamento das curvas de permeabilidade relativa do sistema água-óleo e gás-óleo, estas correlações são:

permeabilidade relativa à água

$$K_{rw} = K_{rw}^0 \left( \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{nw}$$

permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água

$$K_{row} = K_{row}^0 \left( \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{no}$$

permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás.

$$K_{rog} = K_{rog}^0 \left( \frac{S_l - S_{org} - S_{wr}}{1 - S_{gr} - S_{wr} - S_{org}} \right)^{nog}$$

permeabilidade relativa ao gás

$$K_{rg} = K_{rg}^0 \left( \frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{wr} - S_{org}} \right)^{ng}$$

saturação de líquido

$$S_l = S_o + S_w = 1 - S_g$$

onde,  $K_{rw}^0$ ,  $K_{row}^0$ ,  $K_{rog}^0$ , e  $K_{rg}^0$ , são os pontos terminais das permeabilidades relativas à água, ao óleo no sistema óleo-água, ao óleo no sistema óleo-gás e ao gás, respectivamente.

As Figuras 3.5 e 3.6 apresentam as curvas bifásicas água-óleo e gás-óleo, calculadas usando as equações do tipo Corey e os pontos terminais, estas curvas são utilizadas como dado de entrada para a simulação.

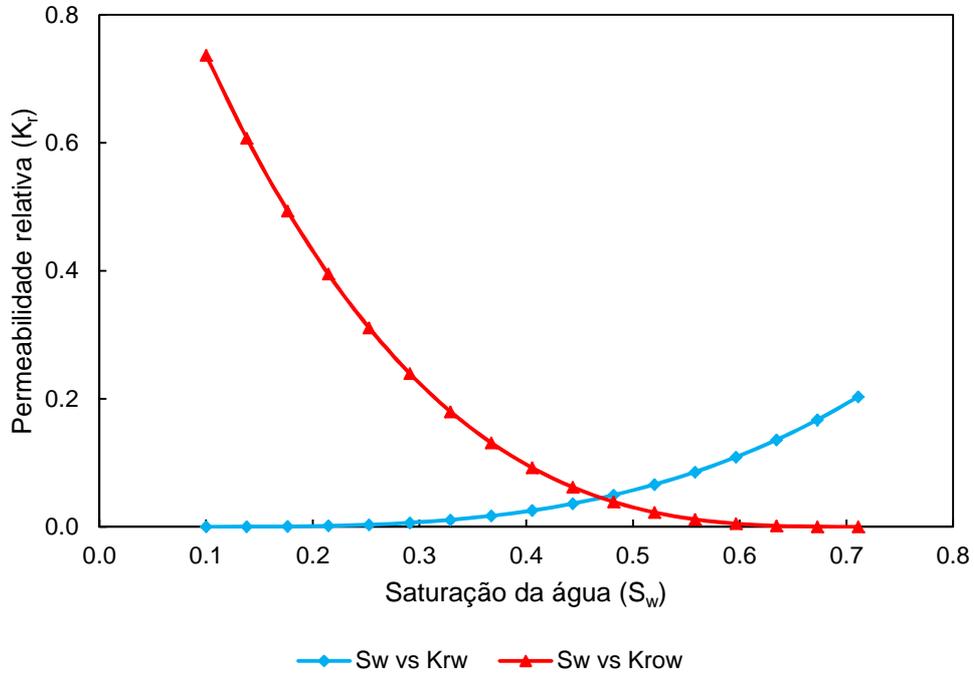


Figura 3.5- Curvas de permeabilidade relativa água-óleo, com  $S_{wr} = 0,1$

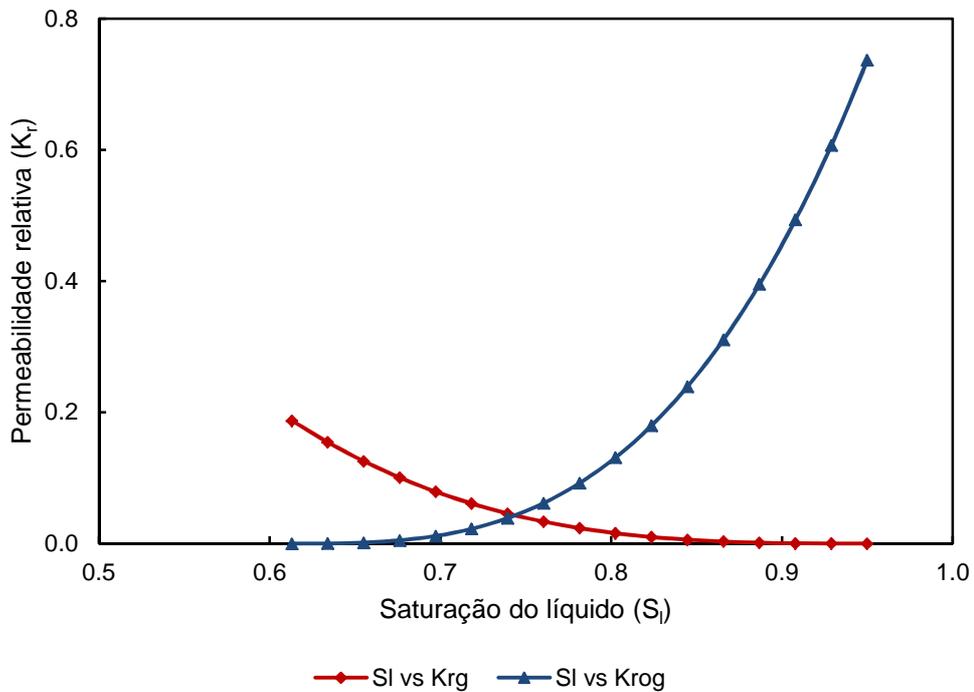


Figura 3.6- Curvas de permeabilidade relativa líquido-gás, com  $S_{wr} = 0,1$

Como no caso anterior, as Figuras 3.7 e 3.8 mostram as curvas bifásicas água-óleo e gás-óleo, determinadas pelas correlações tipo Corey e quase os mesmos pontos terminais da Tabela 3.2, exceto a  $S_{rw} = 0,18$ .

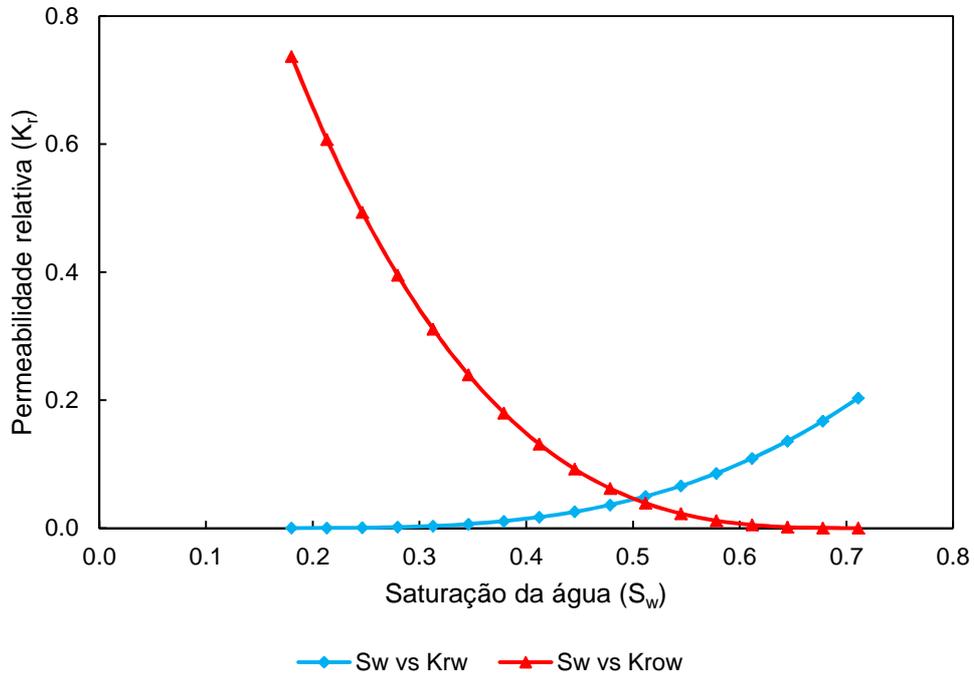


Figura 3.7- Curvas de permeabilidade relativa água-óleo, com  $S_{wr} = 0,18$

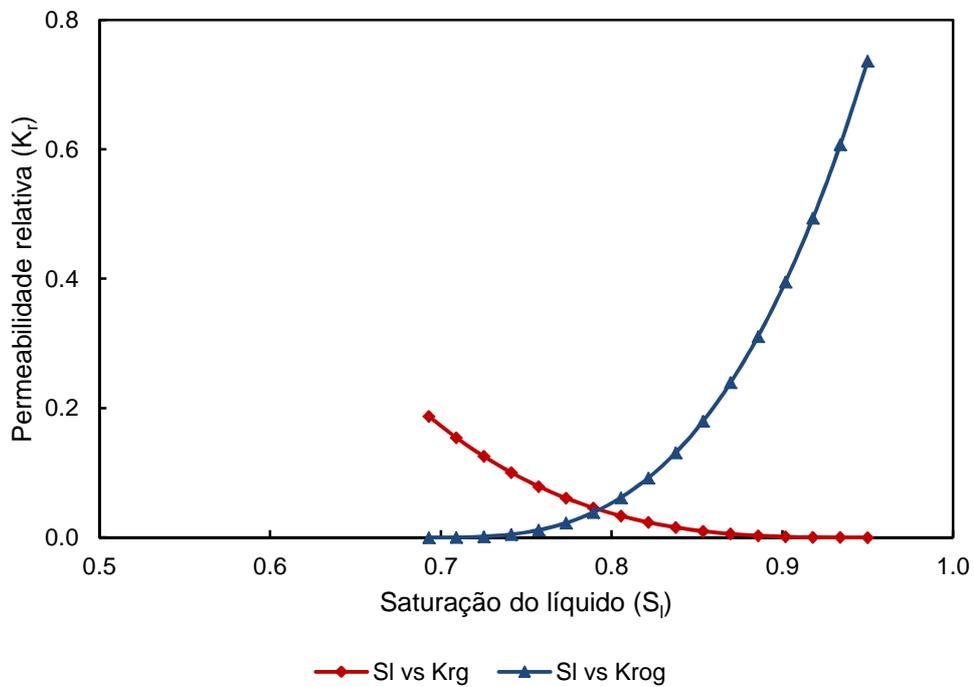


Figura 3.8- Curvas de permeabilidade relativa líquido-gás, com  $S_{wr} = 0,18$

Das curvas de permeabilidade relativa, por meio de análise qualitativa descrito no subcapítulo 1.17.2, podemos contrastar a molhabilidade da rocha. A interseção das curvas de permeabilidade relativa água e óleo versus saturação de água e ponto terminal da curva de permeabilidade relativa água indica o tipo de molhabilidade da rocha. Na Figura 3.5 para  $S_{wr} = 0,1$ , o cruzamento das curvas de  $K_{row}$  e  $K_{rw}$  ocorre com  $S_w < 50\%$  e o ponto terminal é  $K_{rw} < 0,5$ , isso indica uma tendência da rocha molhável mista levemente ao óleo. Contudo, se o cruzamento ocorre com  $S_w > 50\%$  a informação é de uma preferência da rocha molhável mista levemente à água. Na Figura 3.7 para  $S_{wr} = 0,18$ , o cruzamento das curvas ocorre próximo de  $S_w = 50\%$  a designação é de uma rocha com molhabilidade mista.

Na Figura 3.5 a saturação de água irreduzível ( $S_{wr} = 0,10$ ) também indica rocha molhável ao óleo, assim como na Figura 3.7 a saturação de água irreduzível ( $S_{wr} = 0,18$ ) determina rocha com molhabilidade mista.

### **3.4. Modelo de fluido do reservatório**

A modelagem de fluidos foi realizada no capítulo anterior utilizando um óleo do campo SACROC de West Texas, USA, ajustado em sete pseudocomponentes a EOS de Peng-Robinson. As Tabelas 2.3 e 2.4 mostram as composições do óleo que contém os sete pseudocomponentes e as características da fração mais pesada.

### **3.5. Estratégia de produção**

O primeiro passo na simulação do reservatório é desenvolver uma estratégia de produção para otimizar a recuperação de petróleo. A escolha de uma estratégia de produção adequada é uma das tarefas mais importantes de um campo de petróleo. Esta tarefa compreende um grande número de variáveis envolvidas, como propriedades petrofísicas, a heterogeneidade e propriedades do fluido, além de distintos parâmetros que precisam de controle, tais como: métodos de recuperação a serem implementados; taxas de injeção e produção; número e localização dos poços, e parâmetro operacionais.

### **3.5.1. Método CO<sub>2</sub>-EOR**

O método de recuperação de petróleo implementado neste trabalho é o CO<sub>2</sub>-EOR acoplado com sequestro de carbono, que incluem o uso do processo de injeção contínua de gás (CGI) e do processo de injeção alternada de água e gás (WAG) descritos com mais detalhe no subcapítulo 1.1.6.

### **3.6. Parâmetros operacionais para otimização**

No estudo de otimização foram tomados em conta os parâmetros que afetam ao processo CO<sub>2</sub>-EOR, estes são: i) número ótimo de poços injetores e produtores; ii) injeção cíclica (reaproveitamento do gás produzido); iii) injeção próxima à miscibilidade e miscível; iv) segregação gravitacional; v) taxa de injeção e taxa de produção, e vi) razão WAG.

#### **3.6.1. Número ótimo de poços injetores e produtores**

O primeiro submodelo implementado para comparar com resultados de campo, utiliza malha *five-spot* com um poço produtor no centro e quatro poços de injeção nos vértices. No segundo submodelo construído para confrontar com resultados da solução analítica, emprega malha tipo linha com poços nos extremos um injetor e um produtor.

No modelo principal o número de poços injetores/produtores e sua distribuição é baseada na estrutura do reservatório e no modo como os poços são distribuídos para EOR. Foi implementado produção periférica com poços produtores posicionados no contorno da zona de óleo e os poços de injeção que se agrupam na parte central da região do óleo. O número ótimo de poços injetores e produtores não tem um arranjo padrão, buscam respeitar a distribuição natural dos fluidos segundo as suas diferentes densidades, viscosidades e suas agilidades ou dificuldades de escoar para zonas específicas do reservatório.

### **3.6.2.**

#### **Injeção cíclica (reaproveitamento do gás produzido)**

Em aplicações recentes, gases de hidrocarbonetos e o CO<sub>2</sub> produzidos tem sido reinjetados nos próprios reservatórios com o objetivo de aumentar a recuperação de petróleo e manter a pressão. A reinjeção de CO<sub>2</sub> produzido como medida de mitigação representa um benefício ambiental que se justifica pelo grande passivo ambiental que seria gerado caso o CO<sub>2</sub> fosse liberado na atmosfera. Além disso, a introdução de um sistema de créditos de carbono também pode ser assumida como uma fonte extra de receita ou como redução de custos de reinjeção.

### **3.6.3.**

#### **Injeção próxima à miscibilidade e miscível**

A injeção de gás próxima à miscibilidade ou miscível serve para melhorar a eficiência de deslocamento e reduzir a saturação de óleo residual, a níveis menores que os tipicamente obtidos com a injeção de um fluido que não consegue retirar o petróleo para fora dos poros da rocha devido às altas tensões interfaciais. Trata-se de estratégias de injeção a fim de encontrar o melhor ajuste entre a pressão próxima à miscibilidade e MMP em que se procura reduzir substancialmente e, se possível, eliminar as tensões interfaciais. Assim, a partir da MMP, um decréscimo pequeno na pressão gera apenas uma redução bem pequena na recuperação.

### **3.6.4.**

#### **Segregação gravitacional**

A segregação gravitacional é comum acontecer pela segregação dos fluidos no reservatório devido à diferença de densidade entre o fluido injetado e o petróleo, a alta viscosidade do óleo, a alta permeabilidade vertical e, as taxas de injeção e produção. Este fenômeno atua em separar todos os fluidos em determinadas zonas, de acordo com suas densidades, ocorre com maior grau para reservatório de óleo pesado. A segregação dos fluidos corresponde à manifestação do efeito da gravidade que pode diminuir consideravelmente a eficiência de varrido vertical fazendo com que o solvente segregue em direção ao topo do reservatório e só varra sua parte superior (Green et al., 1998; Lake, 1998). Este fenômeno pode afetar significativamente a recuperação de petróleo, devendo ser considerado nos processo de recuperação de óleo.

### **3.6.5. Taxa de injeção e taxa de produção**

A taxa de injeção e produção são as condições operacionais que apresentam um significativo papel na vida do projeto. Elas são ajustadas com a intenção de manter uma determinada pressão no reservatório durante a recuperação de petróleo. Por outro lado, às taxas injeção e produção, e tipo de completação são parâmetros controláveis para reduzir os efeitos da segregação gravitacional e canais preferenciais. É necessário, então investigar a distribuição do fluido injetado através da formação que possa identificar situações indesejáveis como, dano à formação e má distribuição do fluido injetado. Desse modo, além de melhorar a injetividade se aumenta a recuperação de óleo, reduz-se a produção rápida de fluido injetado, o que significa redução nos gastos de tratamento químico da água e captura de CO<sub>2</sub>, principalmente.

### **3.7. Submodelos**

O modelo principal será subdividido em dois submodelos de tipo *five-spot* e linha para abordar a avaliação qualitativa e/ou quantitativa, sendo uma alternativa apropriada de verificação e o entendimento dos fenômenos de recuperação de óleo no modelo proposto. No submodelo *five-spot* os resultados serão avaliados qualitativamente com um caso de estudo de um campo real. No submodelo linha os resultados serão confrontados de forma qualitativa e quantitativa com uma solução de modelo analítico descrito detalhadamente no anexo B.

### **3.8. Conclusão**

Os dados geológicos de estudos de processos CO<sub>2</sub>-EOR e curvas de permeabilidade relativa foram de grande importância para montar o modelo de reservatório. A descrição da estratégia de produção pelo método CO<sub>2</sub>-EOR, seguido dos parâmetros operacionais para otimização e os fatores que influenciam no processo CO<sub>2</sub>-EOR são de interesse na aplicação da integração de CO<sub>2</sub>-EOR com armazenamento de CO<sub>2</sub> utilizada nos campos de produção de petróleo.