

2

Conceitos iniciais e mecanismo de produção

2.1.

Considerações gerais

Segundo Rosa et al (2006), os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia é o resultado de todas as situações e circunstâncias pelas quais a jazida foi submetida até se formar completamente e é chamada de energia natural ou primária. Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos e se deslocar para os poços de produção é necessário que os fluidos contidos na rocha possuam certa quantidade de pressão, que é a manifestação mais sensível da energia do reservatório.

De um modo geral, o mecanismo de produção de reservatórios, ou seja, a produção de óleo é devida a dois efeitos principais. Inicialmente, a decompressão, que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso. E o deslocamento do fluido contido no reservatório por outro fluido, pois para que haja produção de fluidos é necessário que outro material venha a substituir o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos.

2.2.

Injeção de água

A injeção de água é o processo de recuperação mais utilizado mundialmente e tem se apresentado eficiente em alguns reservatórios fraturados. Segundo Rosa et al (2006), os esquemas empregados em projetos de injeção são variados, mas, genericamente, podem ser separados em dois grupos principais, cuja separação é baseada na estrutura do reservatório e no modo como os poços são distribuídos.

A injeção periférica, injeção no topo e injeção na base constituem o primeiro grupo, no qual poços de mesmo tipo, isto é, poços de injeção ou de produção, se concentram em determinadas áreas dos reservatórios.

O segundo grupo de esquema é chamado de injeção de padrão repetido ou mais comumente de injeção em malhas, onde cada modelo possui uma malha básica que se repete por todo o reservatório, ou seja, os poços, tanto de um tipo quanto de outro, estão uniformemente distribuídos em toda a área do reservatório. Neste caso, o fluido deslocante é injetado na própria zona de óleo, alterando drasticamente a distribuição das saturações e a movimentação natural dos fluidos do reservatório. Esse tipo de injeção é empregado em reservatórios com grandes áreas e pequenas inclinações e espessuras.

Um caso particular desse segundo grupo é chamado de modelo *Five-spot* ou malha de cinco pontos, também conhecido como malha quadrática. A malha base é um quadrado com cinco poços, um em cada vértice e um localizado no centro. Esse é certamente o esquema mais difundido em operações de recuperação secundária.

Segundo Rosa et al (2006), um projeto de injeção de água necessita dos valores, pelo menos aproximados, das vazões e das pressões de injeção. Valores muito altos de pressões de injeção podem acarretar fraturas na formação e prejudicar seriamente o deslocamento do óleo pela água. Por outro lado, é necessária boa injetividade para garantir uma boa produtividade.

Define-se injetividade ou índice de injetividade (II) ou ainda condutividade como sendo a relação entre a vazão de injeção, medida em condições-padrão, (Q_{inj}) e a correspondente diferença de pressão entre o poço injetor e produtor (Δp):

$$II = \frac{Q_{inj}}{\Delta p}. \quad (2.1)$$

Deve-se considerar que 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.

Vale lembrar que quando a razão de mobilidades, que será explicada no item 2.6 desse texto, é igual a um, a injetividade (II) não varia com o tempo.

2.3. Campo potencial e linhas de fluxo

Para se entender um pouco mais sobre a formação das áreas invadidas pelo fluido deslocante é necessário analisar os campos potenciais e linhas de fluxo.

Um campo potencial de um reservatório é implantado a cada instante para cada distribuição de poços de injeção e de produção, como resultado das posições desses poços, bem como, das respectivas vazões e pressões. Segundo Rosa et al (2006), para uma formação horizontal e de pequena espessura, o potencial pode ser substituído pela pressão.

Os pontos de maior e menor potencial são, respectivamente, os poços de injeção e os poços de produção. Entre eles existem valores intermediários de potencial espalhados por todo o reservatório.

O campo potencial pode ser representado em planta por meio de linhas equipotenciais. Perpendiculares às linhas equipotenciais, onde ocorre o fluxo, se localizam as linhas de fluxo, que começam nos poços de injeção e se estendem até os poços de produção. Se o sistema está em regime permanente, tanto o campo potencial como a localização das linhas de fluxo não se alteram com o tempo.

A diferença de pressão entre o poço de injeção e o de produção é a mesma ao longo de qualquer linha, e como cada linha de fluxo entre dois poços possui comprimentos diferentes entre si, cada uma tem um gradiente médio de pressão diferente. As linhas de menor comprimento são as de maior gradiente médios. Assim, a velocidade do fluido varia de uma linha para outra e ao longo da própria linha, de modo que as partículas de fluidos que se deslocarem ao longo da linha de fluxo mais curta terão maior velocidade que as partículas que percorrerem outras linhas quaisquer.

Inicialmente o fluido injetado se propaga radialmente, pois nas proximidades do poço de injeção o gradiente de pressão em todas as linhas é praticamente o mesmo, quando vista em planta, a área invadida pelo fluido tem uma forma também circular. À medida que o fluido avança em cada linha, como o gradiente de pressão se altera, a sua velocidade também é modificada, de tal maneira que a região invadida, que inicialmente era circular, vai adquirindo outra forma.

No instante em que a primeira partícula do fluido injetado alcança o poço de produção, teoricamente só a linha de fluxo mais curta foi inteiramente varrida, restando partes do reservatório que ainda não foram contadas. A região invadida pelo fluido injetado se altera não só em forma, como também em dimensão, à medida que mais fluido vai penetrando no meio poroso.

2.4. Molhabilidade

Como nos meios porosos que constituem os reservatórios de petróleo são comuns as presenças de dois ou mais fluidos imiscíveis em contato com o material do qual é formada a rocha, um conceito importante para o entendimento dos fenômenos que ocorrem nas jazidas petrolíferas é o de molhabilidade.

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível. Em um reservatório, a superfície sólida é a rocha e os fluidos são água, óleo e gás. A fase que "molha" preferencialmente a superfície é denominada fase molhante e, por conseguinte a outra fase é denominada a fase não molhante.

Nos reservatórios de petróleo observa-se que a rocha, na maioria dos casos, é molhada preferencialmente pela água em presença de óleo, e nunca pelo gás. Com isso, se em um mesmo poro ou espaço poroso de um reservatório de petróleo estivessem presentes água, gás e óleo, a distribuição normal desses fluidos no interior do meio poroso seria: a água estaria nas paredes dos poros, isto é, junto aos grãos sólidos que compõe a rocha; o óleo, sendo um fluido intermediário em termos de molhabilidade, estaria localizado entre a água e o gás.

Quando a água é o fluido que molha preferencialmente a rocha, a água tende a ocupar os espaços porosos localizados junto às paredes dos poros, bem como os poros de menor diâmetro, enquanto o óleo flui pelo centro dos capilares. Por outro lado, com o óleo ocorre uma situação oposta, ou seja, quando a água molha preferencialmente a rocha, óleo possui maior facilidade para fluir do que quando uma rocha é molhada por ele.

Durante a vida produtiva dos reservatórios de óleo costuma-se, na grande maioria dos casos, injetar água nesses reservatórios com o objetivo de aumentar a sua recuperação final de óleo. Nesses casos, se a água é o fluido que molha preferencialmente a rocha em relação ao óleo, o processo de injeção de água no reservatório representa um processo de embebição.

2.5. Porosidade e permeabilidade

Uma das propriedades do meio poroso, mais relevantes à engenharia de reservatórios, é a porosidade, que mede a capacidade de armazenamento de fluidos. No entanto, interessa a esse ramo da engenharia quantificar o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso. Para tanto, é definido o conceito de porosidade efetiva, que é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma.

Outra propriedade relevante é a permeabilidade do meio, pois é fator essencial ao deslocamento de fluidos pelo interior do meio. No entanto, é necessário definir os conceitos de permeabilidade absoluta, de permeabilidade efetiva e de permeabilidade relativa, para estudar o comportamento do sistema quando dois ou mais fluidos estão presentes. Isso decorre do fato de que, a vazão de uma fase em um meio poroso saturado com dois ou mais fluidos é sempre menor que a vazão de uma fase quando somente ela satura o meio poroso.

A permeabilidade absoluta, ou permeabilidade do meio, é a capacidade de transmissão de um único fluido que satura completamente um meio poroso.

Quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, pode-se definir a permeabilidade efetiva do meio poroso a um dos fluidos considerados como a capacidade de transmissão desse fluido, que varia de zero (inexistência de fluxo) a um (meio poroso 100% saturado com o fluido).

O quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio é denominado permeabilidade relativa ao fluido. A permeabilidade relativa a um determinado fluido varia de zero (inexistência de fluxo) a um (meio poroso 100% saturado com esse fluido).

Segundo Ribeiro (2011), o tensor de permeabilidade absoluta K_0 mede a habilidade do meio em permitir o escoamento de fluidos através de seus poros. Portanto, o tensor de permeabilidade absoluta é uma característica intrínseca do meio. K_0 pode ser tomada em eixos de permeabilidades principais, tais como em duas dimensões, por exemplo:

$$K_0 = \begin{bmatrix} k_{x0} & 0 \\ 0 & k_{y0} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Com k_{x0} e k_{y0} sendo as permeabilidades intrínsecas iniciais na direção x e y , respectivamente.

Quando um meio poroso, molhado preferencialmente pela água, está saturado com óleo, a permeabilidade efetiva ao óleo é igual à absoluta e, conseqüentemente, a permeabilidade relativa ao óleo é igual a um ou 100%. Nesse instante a permeabilidade efetiva à água, assim como sua permeabilidade relativa, é nula. Quando se aumenta gradativamente a saturação de água (fluido molhante), inicialmente a saturação de água é pequena, de modo a não constituir uma fase contínua e a água não consegue ainda fluir e sua permeabilidade efetiva é nula. Ao continuar a aumentar a saturação, um valor de saturação é atingido até que a água possa fluir, chamada saturação pendular. A máxima saturação pendular é a saturação irreduzível de água. Quanto à saturação de óleo, esta vai decrescendo até atingir a chamada saturação de óleo residual e o óleo deixar de fluir.

Quando o meio está inicialmente saturado com a fase que não molha e a saturação da fase que molha é aumentada, diz-se que é processo de embebição. Em um processo de embebição a água (ou o fluido que molha) penetra no meio poroso alojando-se junto às paredes dos poros e nos capilares de menor diâmetro, deslocando o óleo (ou o fluido que não molha) para os capilares de maior diâmetro, nos quais existe uma corrente contínua deste fluido. Esse processo continua até que a saturação de óleo seja reduzida a um valor de saturação de óleo residual, no qual o óleo fica "ilhado", deixando de fluir, devido ao efeito Jamin¹.

Devido à influência do processo de saturação nas curvas de permeabilidade relativa, em um projeto de injeção de água em um reservatório de óleo molhado preferencialmente pela água, a saturação de óleo residual pode apresentar um valor bastante apreciável.

Para a efetividade de produção de um reservatório é necessário possuir altos índices de porosidade, bem como, entre outros fatores, apresentar bons índices de permeabilidade.

Em reservatórios fraturados, onde há a configuração de dois meios, é fundamental que seja avaliada a permeabilidade de ambos os meios, além da magnitude do contraste entre esses dois parâmetros.

Em um meio isotérmico, a pressão capilar é uma função do grau de saturação. Para descrição da relação entre pressão capilar e grau de saturação são

¹ O efeito Jamin é o fenômeno que impede ou dificulta, em certos casos, o fluxo de fluidos em um canal do meio poroso quando mais de uma interface está presente. A depender do estreitamento existente no poro, a diferença de pressão necessária para provocar o fluxo pode tornar-se impraticável, sendo o estreitamento, portanto, uma causa de ausência de fluxo no capilar.

descritas curvas, denominadas curvas depressão capilar, $P_c - S_w$. De maneira semelhante à pressão capilar, a permeabilidade relativa de cada fase, é função do grau de saturação do meio, conforme mencionado anteriormente. As expressões habitualmente utilizadas para descrição da permeabilidade relativa são derivadas das equações das curvas $P_c - S_w$. Algumas expressões semi-empíricas são utilizadas para descrição das curvas de pressão capilar sendo usualmente empregado o modelo de Brooks e Corey (1964), dado por:

$$S_e = \left(\frac{p_c}{p_d}\right)^{-\beta} \quad \text{para } P_c \geq P_d \quad (2.3)$$

$$k_{rw} = S_e^{[2+3\beta/\beta]} \quad (2.4)$$

$$k_{rnw} = (1 - S_e)^2 \left(1 - S_e^{[2+\beta/\beta]}\right) \quad (2.5)$$

Em que p_d é a pressão de deslocamento, p_c é a pressão capilar e β é um parâmetro de acordo com o tipo de material e relacionado ao tamanho dos grãos sólidos.

A Figura 1 apresenta a representação das curvas de permeabilidades relativas molhante e não molhante e a curva de pressão capilar em função da saturação.

Na análise de fluxo bifásico é comum a utilização da saturação efetiva, que é definida como:

$$S_e = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{rnw}} \quad (2.6)$$

Onde S_e é a saturação efetiva, S_w é a saturação da fase molhante, S_{rw} é a saturação residual da fase molhante e S_{rnw} é a saturação residual da fase não molhante. A saturação residual de uma fase é caracterizada como o menor valor de saturação possível que uma fase possa atingir. Assim:

$$S_{rw} \leq S_w \leq 1 - S_{rnw} \quad (2.7)$$

A permeabilidade relativa tem sido considerada através de curvas obtidas em laboratório através de ensaios realizados sobre amostras do meio poroso, sendo expressas por funções não-lineares da saturação da fase molhante S_w .

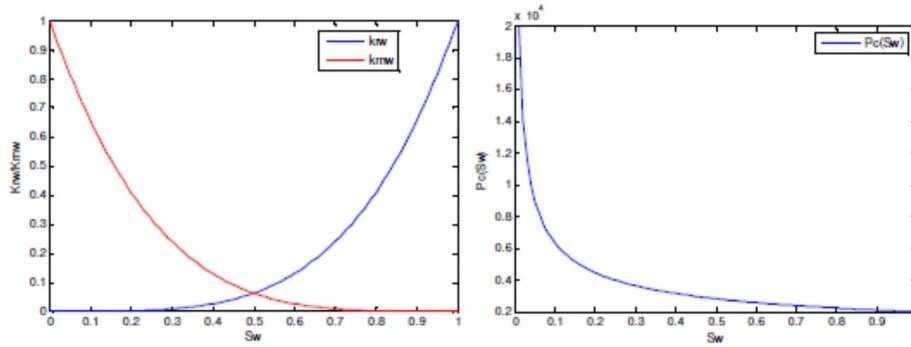


Figura 1 - Curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar do modelo de Brooks e Corey. (Nahas, 2011)

Segundo Hoteit e Firoozabadi (2008), um modelo muito simples e comum em engenharia de petróleo para representar as permeabilidades relativas das fases molhantes e não molhantes, respectivamente, é dado por:

$$k_{rw} = S_e^m \quad (2.8)$$

$$k_{rnw} = (1 - S_e)^m \quad (2.9)$$

Onde $m = 1$ para permeabilidades relativas lineares e $m = 2$ para permeabilidades relativas quadráticas.

2.6. Mobilidade e razão de mobilidades

Dois parâmetros desempenham papel importante no desempenho do processo de injeção: as mobilidades dos fluidos e razão de mobilidades.

A mobilidade de um fluido (λ) é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, nas condições de reservatório. Se dois fluidos (óleo e água) estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, por:

$$\lambda_{nw} = \frac{k_{nw}}{\mu_{nw}} \quad (2.10)$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2.11)$$

Como a permeabilidade efetiva é função da saturação, a mobilidade também o é.

A razão de mobilidades (M) é a relação entre mobilidade do fluido deslocante (λ_D) atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido

deslocado. Por exemplo, no caso do fluido deslocado ser o óleo, a razão de mobilidades é dada por:

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} \quad (2.12)$$

Se o fluido deslocante for a água, então M é calculado pela relação:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} \quad (2.13)$$

2.7. Pressão capilar

Segundo Rosas et al (2006), o fenômeno da capilaridade que ocorre no interior dos meios porosos que constituem os reservatórios de petróleo deve-se ao fato de que as jazidas petrolíferas, em geral, contem dois ou mais fluidos imiscíveis. Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, o mais denso fica na parte mais baixa e existe uma superfície de separação entre os fluidos. Isso não ocorre em um meio poroso formado por capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação neste caso não é brusca, existindo uma zona de transição devida aos fenômenos capilares.

Os fenômenos capilares são resultantes das atrações entre as moléculas da massa fluida. No caso de um líquido colocado em um recipiente, por exemplo, uma molécula situada no interior do líquido será atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula situada na superfície do líquido, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de diferentes tipos.

Uma gota de líquido isolada, por exemplo, apresenta uma superfície esférica, devido à tendência das moléculas a se dirigirem para o centro, e, conseqüentemente, apresentam uma superfície mínima. A superfície se comporta como uma membrana elástica que oferece resistência à separação das moléculas. A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se tensão interfacial, quando o contato é entre dois líquidos. A força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar e esta, dividida pela área da superfície, é denominada pressão capilar.

A pressão capilar é a diferença de pressão existente entre dois fluidos imiscíveis em contato entre si, ou seja, a diferença de pressão existente na interface de dois fluidos imiscíveis. Há uma redução de pressão quando se passa do fluido que não molha para o fluido que molha. Assim, a pressão capilar é definida como sendo a diferença entre as pressões no fluido que não molha e no fluido que molha preferencialmente o sólido, conforme determinado:

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (2.14)$$

Em um reservatório de petróleo, quanto menor a sua permeabilidade absoluta, maior será a saturação de água que se espera encontrar em uma determinada profundidade. Além disso, sendo a zona de transição a região em que há variação significativa da saturação de água com a profundidade, pode-se dizer que quanto mais heterogêneos forem os capilares, isto é, o tamanho dos poros, mais espessa será a zona de transição.

Segundo Hoteit e Firoozabadi (2008), o efeito da pressão capilar pode ser desprezado em um meio homogêneo, enquanto que o mesmo não pode ser considerado em meios heterogêneos permeáveis. O contraste em funções de pressão capilar de diferentes meios de comunicação podem se tornar um fator chave no fluxo de fluidos. Em uma única fase de fluxo e em duas fases de fluxo com pressão capilar insignificante, fluidos em geral fluem através de regiões com altas permeabilidades efetivas. Em meios heterogêneos com heterogeneidade de pressão capilar, as forças de pressão capilar podem mudar completamente o caminho dos fluidos que fluem. Em reservatórios de petróleo heterogêneos, dependendo do processo de recuperação, a capilaridade pode resultar na recuperação melhorada ou desempenho de recuperação pobre.

Poucos trabalhos têm sido apresentados sobre o tema da heterogeneidade capilar, apesar de que em certos casos, pode ser tão importante quanto à heterogeneidade na permeabilidade. A descontinuidade na saturação, como resultado da continuidade capilar, e em alguns casos a descontinuidade capilar, pode surgir do contraste das funções de pressão capilar em meios heterogêneos permeáveis levando a complicações na modelagem numérica.

2.8. Eficiência do varrido horizontal

Uma vez que o fluido injetado invade apenas uma parte da área total, é necessário estimar que percentual da área total seja invadido pelos efeitos da injeção, em diferentes tempos e diferentes condições. Caso o tempo de atuação da injeção fosse infinito, a área da malha ou do reservatório que estaria sujeita a influencia desse procedimento, seria integralmente varrida pelo fluido injetado, e a recuperação de petróleo seria proveniente de toda essa área.

Define-se eficiência de varrido horizontal, E_A , como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. Assim:

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t}. \quad (2.15)$$

A dimensão da área invadida e, conseqüentemente, a eficiência de varrido horizontal, depende da geometria da injeção, do volume de fluido injetado e da razão entre a mobilidade do fluido injetado e a mobilidade do fluido deslocado.

Assim, a estimativa da eficiência do deslocamento é necessária a um projeto de injeção eficaz, pois é uma medida da redução da saturação de óleo na região invadida pelo fluido deslocante.

2.9. Modelo de Buckley-Leverett

De acordo com Rosa et al (2006), o modelo de Buckley-Leverett se baseia na ideia de que o fluido injetado ao penetrar no meio poroso age como se fosse um pistão com vazamento. Esse pistão vai empurrando o fluido a ser deslocado para fora dos poros, porém, em decorrência do vazamento, certa quantidade de fluido a ser deslocado vai ficando para trás. Isso significa que na região que já foi invadida pelo fluido injetado ocorre fluxo simultâneo dos dois fluidos. Como a teoria foi desenvolvida considerando-se que os fluidos são incompressíveis, ela é bastante adequada para descrever o deslocamento de óleo por água.

2.10. Reservatórios naturalmente fraturados

Apesar de boa parte dos modelos físicos e matemáticos considerarem que o meio poroso que constitui o reservatório é homogêneo e isotrópico (todos os pontos do reservatório não apresentam variações bruscas de porosidade e/ou de permeabilidade ao longo de sua extensão), os reservatórios de petróleo contêm fraturas, sejam naturais e/ou induzidas, e em diferentes escalas.

As fraturas podem ser definidas como descontinuidades do maciço rochoso, que sofreram a perda de coesão. Embora o reservatório possua um sistema de fraturas com direções aleatórias, é comum se encontrar na prática situações em que há uma direção preferencial das fraturas, já que estas tendem a ocorrer em planos perpendiculares à direção de menor tensão da rocha.

Os reservatórios naturalmente fraturados são constituídos de um meio poroso, sendo formados por uma rocha-matriz e constituídos por um sistema de fraturas ou fissuras naturais. Assim, a descrição clássica de um único meio pode não ser adequada para o modelo de simulação desse tipo de reservatório.

Nesse contexto, o sistema de fraturas é responsável pelo transporte de fluidos através do reservatório, sendo a rocha-matriz uma fonte alimentadora de fluidos para as fraturas. Segundo Rosa et al (2006), as fraturas possuem alta condutividade (alta permeabilidade) e pouca capacidade de armazenar fluidos (a relação entre o volume das fraturas e o volume total da rocha é da ordem de 1%). A matriz possui baixa permeabilidade (0,01 a 1md) e alta capacidade de armazenar fluidos (a relação entre o volume total da matriz e o volume total da rocha é de aproximadamente um). As permeabilidades da matriz e da fratura atuam de forma inversa. Enquanto a alta permeabilidade da matriz atua de forma a melhorar a varredura da 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.

O modelo de simulação de reservatórios naturalmente fraturados necessita incorporar os efeitos do sistema de fraturas à modelagem. A descrição explícita das fraturas como células nos *grid* de simulação pode acarretar em um aumento

excessivo do número de células. Assim, ao longo do tempo, metodologias têm sido desenvolvidas para superar esses desafios.

O modelo discreto de fraturas é um método listado na literatura para a simulação de fluxo em meios porosos fraturados. 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, em que as fraturas são geometricamente simplificadas usando um elemento de malha $(n-1)$ enquanto o domínio possui n dimensões. Em outras palavras, em um espaço 3D as fraturas são representadas pelas interfaces dos elementos da matriz, ou seja, em 2D. Segundo Hoteit e Firoozabadi (2008), esta simplificação elimina o contraste de escala de comprimento causado pela representação explícita da abertura fratura, como resultado, a eficiência computacional é melhorada consideravelmente. No entanto, o modelo de fratura discreto pode manipular apenas um número limitado de fraturas (da ordem dos milhares) por razões relacionadas com os recursos computacionais. Uma abordagem para ultrapassar esta limitação é modelar explicitamente apenas o fraturas principais e utilizar uma técnica de aumento de escala para imitar o efeito das fraturas menores.