

O impacto da continuidade capilar e da molhabilidade no fator de recuperação de reservatórios naturalmente fraturados de molhabilidade mista

Autores:

Renato Poli - AGUP/RES-EE/CTNP/CT-GGER

Marcos Vitor Barbosa Machado - RES/TR/ER

Tema relacionado:

Representatividade do reservatório

Sinopse:

O trabalho destaca aspectos teóricos da caracterização dinâmica de sistemas fraturados, destacando o impacto da molhabilidade e continuidade capilar no fator de recuperação. Esses aspectos, que muitas vezes recebem pouca atenção das equipes, são apresentados no contexto de modelagem numérica e troca de escala. O objetivo é resgatar conceitos fundamentais da engenharia de reservatórios, com foco nos reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados de molhabilidade mista, típicos do Polo Pré Sal da Bacia de Santos (PPSBS).

O processo de drenagem de hidrocarbonetos em um meio naturalmente fraturado pode ser resumido como: (i) a rede de fraturas é saturada com fluido injetado ou com água do aquífero; (ii) o hidrocarboneto presente na matriz da rocha é drenado para as fraturas por embebição espontânea, através de fluxos em contracorrente; e (iii) efeitos gravitacionais promovem a drenagem forçada dos hidrocarbonetos da matriz, através de fluxo em co-corrente.

Os principais parâmetros que controlam esse processo são a molhabilidade da rocha aos fluidos presentes, a continuidade capilar da matriz da rocha e a densidade dos fluidos. No caso da injeção de gás, por exemplo, a rocha provavelmente terá maior afinidade com os fluidos conatos do que com os fluidos injetados. A embebição espontânea será mínima, e os efeitos gravitacionais favorecerão a embebição nas áreas mais altas da formação. Já no caso da injeção de água, a embebição espontânea da matriz tende a ser mais pronunciada e os aspectos gravitacionais favorecerão a recuperação de óleo nas camadas inferiores.

São também investigados aspectos de escala na modelagem e a interação dos parâmetros multifásicos permeabilidade relativa (K_R) e pressão capilar (P_C) em diferentes escalas. Destaca-se a importância que os parâmetros utilizados nos modelos sejam coerentes com a molhabilidade esperada, estimados por ensaios específicos para esse fim. Além disso, devem ser projetados de forma a fisicamente a dinâmica de embebição esperada.

Por fim, apresenta-se uma breve avaliação da validade de modelos numéricos tradicionalmente utilizados para a caracterização de meios fraturados. São eles: (i) representação explícita de fraturas por Local Grid Refinement (LGR); (ii) modelos de duplo contínuo 2ϕ e $2\phi 2\kappa$; e (iii) Embedded Discrete Fracture Model (EDFM).

Os resultados se baseiam em modelos benchmarkings representativos para diferentes molhabilidades – à água (WW), mista (MW) e ao óleo (OW). Trata-se de aspectos com abrangência direta para os modelos dos principais campos em operação na PETROBRAS, do PPSBS.

De forma geral, o trabalho permite concluir que:

1. É necessário avaliar e discutir ativamente o impacto da molhabilidade e do fluxo multifásico dos fluidos no meio poroso durante a modelagem.
2. A injeção de gás ou de água têm dinâmicas diferentes devido à molhabilidade e à dinâmica de preenchimento dos poros pelo fluido injetado, com impacto na recuperação e no tempo de breakthrough dos fluidos. Muitas vezes se atribui a maior velocidade de migração do gás apenas à sua menor viscosidade, o que não é suficiente para explicar os dados de campo.

3. Curvas K_R e P_C dos modelos numéricos devem ser compatíveis com a molhabilidade do meio. Ensaios laboratoriais de K_R em regime transiente são inconsistentes para meios de molhabilidade mista, e devem ser utilizados com cautela.
4. O uso da P_C no modelo numérico é função da escala, podendo ser negligenciado em modelos de porosidade simples em escala de campo. Entretanto, fluxos de upscaling de K_R precisam considerar a capilaridade, que tem papel homogenizante em escalas menores.
5. O fator de forma no $2\phi 2k$ de Gilman-Kazemi se mostrou válido para rochas WW. Entretanto, para rochas MW, o fator de forma demanda um ajuste significativo. Mostrou-se um parâmetro essencial e deve ser utilizado no ajuste de histórico.
6. A continuidade capilar e a diferença de P_C entre a matriz e as fraturas impactam negativamente à recuperação e devem ser plenamente investigados. Em geral, modelos 2ϕ devem ser evitados, utilizando-se $2\phi 2\kappa$, que garantem a continuidade capilar que é esperada na maioria dos casos de interesse.
7. Modelos EDFM devem ser utilizados com cautela em reservatórios naturalmente fraturados, porque utilizam a geometria da fratura discreta no cálculo das transmissibilidades. Entretanto, trata-se de parâmetro altamente incerto nesses casos. Além disso, validação multifásica do EDFM não foi exaurida, uma vez que o método foi desenvolvido para fraturas hidráulicas submetidas essencialmente a fluxo viscoso, em que efeitos capilares são secundários.