1.

Introdução

Reservatórios de hidrocarbonetos são sistemas dinâmicos que estão constantemente mudando durante a história da produção (depleção). A produção de fluidos a partir de reservas de hidrocarbonetos reduz a poro-pressão do reservatório, podendo levar à compactação das rochas, devido ao aumento das tensões efetivas. Por outro lado, a injeção de água em um reservatório pode aumentar a poro-pressão e, com isso, diminuir a tensão efetiva. O conhecimento de mudanças de tensão e poro-pressão é essencial para uma boa gestão do reservatório, porque a alteração da tensão *in situ* durante a produção pode ter um impacto significativo na performance do reservatório, variando a permeabilidade da rocha.

Entre as problemáticas conseqüências da compactação do reservatório induzida pela depleção estão a subsidência do reservatório, mudanças na permeabilidade do reservatório, aumento do risco de dano do revestimento e terremotos (Segall, 1989; Grasso *et al.*, 1994). Existem também efeitos de benefício da compactação, mas estes são mais raros. A compactação preferencial de camadas porosas e materiais de preenchimento de falhas pode ser uma adicional e importante força dirigida para o fluxo de hidrocarbonetos em direção aos poços e pode atrasar ou evitar o influxo de água. Sob o ponto de vista de gestão de um reservatório, mudanças na porosidade e permeabilidade induzidas pela compactação precisam ser entendidas e consideradas, a fim de otimizar a estratégia de perfuração, completação e produção do reservatório, como uma função do tempo e da poro-pressão do reservatório.

Além da tensão, há muitos fatores adicionais que podem afetar as distribuições de permeabilidade ao redor de um poço, tanto de uma forma positiva (aumento da permeabilidade) quanto de uma forma negativa (diminuição da permeabilidade). Por exemplo, dilatância cisalhante e produção de partículas de areia podem significativamente aumentar a permeabilidade. Enquanto infiltração de fluido de perfuração, formação de depósito de sólidos (da lama de perfuração na parede de um poço, devido à perda de água da lama para a formação),

perturbações do arcabouço causadas por operação de remediação (*workover job*) e acumulação de materiais sensíveis à permeabilidade (por exemplo, argila e asfalto) normalmente irão resultar em diminuição da permeabilidade.

Permeabilidade de rochas dependente de tensão vem chamando a atenção de engenheiros de produção e de reservatório por mais de 50 anos (Fatt e Davis, 1952), como uma característica que pode significativamente afetar o índice de produção de um poço, estimativas de reservas, lucratividade e assim por diante.

A permeabilidade é amplamente assumida como sendo uma propriedade. Estudos sobre o estado de tensão e seus efeitos na permeabilidade revelam que esta é mais um “processo” do que uma propriedade do material, porque ela varia em uma formação devido alteração das condições de contorno atuantes.

Nos estudos relacionados à indústria do petróleo, medidas de laboratório de permeabilidade são mais executadas em rochas sedimentares porosas, em virtude de nelas estarem presentes grande parte dos reservatórios de petróleo do mundo. Estas medidas freqüentemente são executadas sob condições de tensão hidrostática, de compressão edométrica e de tensão triaxial convencional, onde duas das tensões principais são iguais entre si. Estas medidas de permeabilidade objetivam simular e investigar a depleção de um reservatório de hidrocarbonetos.

Algumas limitações podem ser citadas com relação às metodologias dos ensaios citados acima:

- Um carregamento hidrostático não verdadeiramente reflete o estado de tensão, em geral anisotrópico, que existe na maioria dos reservatórios. Sendo assim, este carregamento não simula adequadamente a evolução das tensões desviadoras em um reservatório durante a produção.
- Assume-se também, que durante a depleção do reservatório, este está submetido a condições de deformação uniaxial, o que significa que apenas compactação vertical ocorre, devido ao aumento da tensão vertical efetiva, e que a deformação lateral é nula. Entretanto, medidas de tensão já mostraram que um reservatório pode ser submetido a diferentes trajetórias de tensão, dependendo das condições de contorno, geometria e propriedades proelastoplásticas do maciço rochoso.
- Um estado de tensão triaxial convencional é alcançado no laboratório por imposição de uma pressão hidráulica confinante e uma tensão axial. Tal ensaio

representa apenas um caso especial de tensão 3-D, no qual duas das tensões principais são iguais entre si. O ensaio triaxial convencional pode, entretanto, apenas atingir tensões não-hidroestáticas, incorporando anisotropia vertical.

Baseado nestas limitações, um equipamento triaxial verdadeiro está sendo apresentado para determinar propriedades de rochas com a aplicação de três tensões principais independentes em corpos de prova cúbicos. Visando, desta maneira, atingir um estado de tensão mais realista (triaxial verdadeiro) para o estudo de propriedades relevantes de rochas. O desenvolvimento do equipamento é resultado de um convênio entre a universidade PUC-Rio e o Centro de Pesquisas da Petrobras S.A. (CENPES).

O comportamento anisotrópico da permeabilidade de um reservatório pode ter importantes implicações para avaliações petrofísicas, especialmente em poços horizontais e cálculos de engenharia de reservatórios. Por exemplo, poços horizontais devem ser orientados ortogonalmente à máxima permeabilidade horizontal para atingir o potencial de fluxo máximo. Uma orientação otimizada de poço horizontal irá aumentar a performance do poço e reduzir o número de poços necessários para drenar todo o reservatório (Al-Harthy *et al.*, 1999).

O objetivo da atual pesquisa é estudar a variação, a anisotropia e a histerese de permeabilidade de rochas produtoras de petróleo (arenitos), sob variação dos estados de tensão hidroestático e triaxial verdadeiro, através do uso da célula triaxial citada acima. Neste trabalho, pretende-se apresentar evidências que estimativas de produção e de reserva de hidrocarbonetos podem ser significativamente melhoradas quando a permeabilidade é considerada uma variável dinâmica.

A célula triaxial em questão pode ainda determinar características de resistência de rochas, estudar colapso de poros e produção de areia em reservatórios durante a produção. Para o futuro, pretende-se determinar um modelo constitutivo tensão-deformação-permeabilidade de rochas-reservatório. Para isto, será necessária a implantação, no referido equipamento, de um mecanismo para medidas de deformação, o que já se encontra em desenvolvimento.

Além da fundamental importância de estimativas mais realistas de permeabilidade de rochas para a indústria petrolífera, ainda podem ser citadas

algumas aplicações no campo da ciência e engenharia (engenharia civil, de minas, ambiental e geo-hidráulica e geologia de engenharia), tais como: escavação de túneis, projetos de disposição subterrânea de lixo nuclear, controle de fraturamento hidráulico e estabilidade de taludes de rochas, barragens e minas.

O trabalho, aqui descrito, encontra-se dividido em seis capítulos. O capítulo 2 apresenta uma revisão do que já existe publicado na literatura com relação à influência das tensões na permeabilidade de rochas e seus mecanismos, além de alguns conceitos básicos a respeito de porosidade e permeabilidade.

A célula triaxial cúbica utilizada para a obtenção dos resultados do atual trabalho está descrita em detalhes no capítulo 3, assim como a metodologia dos ensaios executados e os materiais utilizados.

O capítulo 4 trata da apresentação e da análise dos resultados dos ensaios obtidos neste trabalho.

No capítulo 5 estão apresentadas as conclusões deste trabalho e as sugestões para a continuação dos estudos de variação da permeabilidade de rochas sob condições de tensões mais realistas.

Por fim, no capítulo 6 estão apresentadas as referências bibliográficas utilizadas para a base teórica deste trabalho.