



IBP1128_06

EFEITO DO ESTADO DE TENSÃO NA PERMEABILIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Flavio S. Azevedo¹, Eurípedes A. Vargas Jr.², Antônio C. Soares³

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Reservatórios de hidrocarbonetos são sistemas dinâmicos que mudam constantemente durante a depleção. A produção de fluidos, a partir de reservatórios, reduz sua poro-pressão, podendo levar à compactação das rochas, devido ao aumento da tensão efetiva. Já a injeção de fluidos pode aumentar a poro-pressão e assim, diminuir a tensão efetiva. Conhecer as mudanças de tensão e poro-pressão é essencial para uma boa gestão de reservatório porque estas mudanças durante a produção podem ter um impacto significativo na performance do reservatório, variando sua permeabilidade. O objetivo do trabalho foi estudar experimentalmente variação, anisotropia e histerese de permeabilidade de rochas produtoras de petróleo sob variação dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro. Foi utilizado um equipamento triaxial verdadeiro que aplica independentemente as três tensões principais em corpos de prova cúbicos, atingindo assim, um estado de tensão mais realista para o estudo de propriedades relevantes de rochas. Os resultados apresentaram evidências que estimativas de produção e reserva de hidrocarbonetos podem ser significativamente melhoradas, quando a permeabilidade é considerada uma variável dinâmica. A permeabilidade dos arenitos Berea, Rio Bonito e Botucatu se mostrou altamente influenciada, tanto pelo estado de tensão hidrostático quanto pelo triaxial verdadeiro, contudo o primeiro apresentou maior influência na permeabilidade.

Abstract

Hydrocarbons reservoirs are dynamic systems that constantly change during depletion. The production of fluids from a reservoir often reduces pore pressure such that there is an increase in its effective stresses. This may cause rocks compaction. On the other hand, during water injection on reservoirs, the pore pressure increases and effective stress decreases. An understanding of these changes is of fundamental importance to performance predictions and management of reservoirs, because these changes during the production may have a significant impact on the reservoir performance, varying its permeability. The main objective of this work was to experimentally investigate the stress dependence of rock producing oil permeability, its anisotropy and hysteresis under hydrostatic and true triaxial stress conditions. A true triaxial equipment, which is able to apply the three principal boundary stresses independently, using cubic samples was utilized. This equipment can apply a realistic state of stress to rock samples for measuring of the relevant properties under states of stress that mimic the in situ conditions. The experimental results have produced evidence that hydrocarbon production and reserve estimates may significantly improve when permeability is considered as a dynamic variable. Permeability in all three sandstones (Berea, Rio Bonito and Botucatu) was shown to be strongly stress-dependent both under a hydrostatic state of stress and under a true triaxial state of stress. Nevertheless, the effect of the hydrostatic state of stress on permeability was more pronounced.

1. Introdução

Durante a produção de um reservatório de petróleo, as variações na poro-pressão provocam variações no estado de tensão, levando a deformações irreversíveis do reservatório, que caracterizam o chamado dano mecânico e que resultam em grandes variações das propriedades físicas dos geomateriais granulares. Um dos mais severos efeitos

¹ Mestre, Engenheiro Civil – CENPES/PETROBRAS

² PHD, Professor do Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

³ D.Sc, Engenheiro de Petróleo – CENPES/PETROBRAS

concentra-se na permeabilidade da rocha, um parâmetro fortemente dependente da geometria do espaço dos poros e fissuras da rocha. Além destes fatores que desempenham um papel relevante na variação da permeabilidade sob tensão, ainda pode-se citar, em se tratando de arenitos, a quantidade e a resistência da cimentação dos grãos, a mineralogia destes grãos e a geometria e o nível do estado de tensão atuante na rocha.

Permeabilidade dependente de tensão tem um efeito significativo na performance tanto de um poço individual quanto de um reservatório. Estimativas de reservas de hidrocarbonetos podem ser significativamente alteradas, quando a dependência da permeabilidade em relação à tensão é usada no estudo da performance do reservatório. Isto pôde ser comprovado, através dos resultados de Azevedo (2005), que apresentaram grandes variações de permeabilidade dos arenitos, em função da variação do estado de tensão atuante.

Permeabilidade de rochas dependente de tensão vem sendo considerada, por mais de 50 anos (Fatt e Davis 1952), como um fator 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.

Comportamento anisotrópico de permeabilidade de um reservatório pode ter importantes implicações para avaliações petrofísicas, especialmente em poços horizontais. Uma orientação otimizada de poço horizontal irá aumentar a sua performance e reduzir o número de poços necessários para drenar o reservatório (Al-Harthy et al. 1999).

Desta forma, um equipamento triaxial verdadeiro está sendo apresentado neste trabalho, no qual é possível 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 PUC-Rio e o CENPES / Petrobras.

O atual trabalho tem como objetivo apresentar um estudo da variação, da anisotropia e da histerese de permeabilidade de rochas produtoras de petróleo (arenitos), sob variação dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro, através do uso da célula triaxial citada acima. Foram ensaiados corpos de prova de arenitos de afloramento (Berea, Rio Bonito e Botucatu) de alta porosidade (20–27%).

A referida célula ainda não se encontra em sua versão final. Já estão em desenvolvimento algumas melhorias, dentre elas: o aumento da capacidade máxima de carga de 41 MPa para 100 MPa e a instalação de mecanismos para medidas da deformação volumétrica e da permeabilidade vertical. Pretende-se, com estas melhorias, a determinação de um modelo constitutivo tensão-deformação-permeabilidade de rochas-reservatório.

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.

2. Materiais e Metodologia

2.1. Célula Triaxial Verdadeira

A célula é chamada de verdadeira como forma de distingui-la dos equipamentos triaxiais convencionais, muitas vezes chamados apenas de triaxial. Nos equipamentos triaxiais convencionais, duas das três tensões principais aplicadas nos corpos de prova são sempre iguais entre si. Podendo-se assim, no máximo, ser alcançado um estado de tensão axisimétrico (por exemplo, $\sigma_1 \neq \sigma_2 = \sigma_3$).

Já com o equipamento apresentado neste trabalho é possível aplicar três tensões principais diferentes e independentes em um corpo de prova e com isso, alcançar um estado de tensão anisotrópico ($\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$). Vale ressaltar que um estado de tensão anisotrópico é o mais comumente encontrado in situ. Desta maneira, o novo equipamento permite condições de tensão mais realistas e, conseqüentemente, mais confiabilidade dos resultados obtidos.

A aplicação das tensões principais, de forma independente, se faz possível através das três linhas espirais de tensão (Fig. 1) e dos intensificadores hidráulicos de pressão servo-controlados. Estes últimos fazem parte dos sistemas de testes geomecânicos MTS 815 e MTS 816 do Laboratório de Mecânica das Rochas do CENPES / Petrobras. A capacidade máxima de aplicação de tensão de cada um dos intensificadores é de 80 MPa (12000 psi).

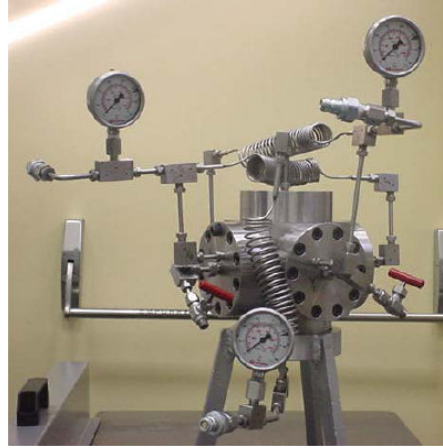


Figura 1. Foto da célula montada com as três linhas espirais de tensão (Azevedo, 2005)

A medida da permeabilidade na célula apresentada pode ser realizada nas duas direções horizontais perpendiculares entre si. Para isto, um dado fluido é injetado em uma das faces do corpo de prova. Este percola pelo corpo de prova até a sua face oposta. Esta trajetória é seguida, pois à face oposta do corpo de prova está associado um tubo aberto à pressão atmosférica. A diferença de pressão entre as faces é que condiciona o fluxo.

Para o fluxo foi utilizada uma bomba de vazão constante, Waters 510, com capacidade máxima de pressão de 41 Mpa (6000 psi) e de vazão 9,9 cm³/min.

A poro-pressão gerada durante a percolação do fluido entre as faces opostas do corpo de prova é registrada por um transdutor de pressão. Com este valor, assim como com o valor da vazão sob a qual o fluido foi injetado e ainda alguns dados referentes ao corpo de prova e ao fluido utilizado para fluxo, a permeabilidade da rocha é calculada, através da lei de Darcy.

A rigidez das membranas de borracha utilizadas para aplicação da tensão através dos intensificadores foi obtida por meio de tentativas. Foram confeccionadas algumas membranas com diferentes valores de rigidez e se chegou a uma membrana com a rigidez ótima, ou seja, nem muito flexível, pois problemas de efeito de extremidade seriam verificados; nem muito rígida, pois parte da carga aplicada através do intensificador de pressão ficaria retida na membrana.

Como forma de verificar se a membrana apresentava rigidez ótima, foram feitos ensaios de compressão biaxial, utilizando um corpo de prova cúbico de alumínio, instrumentado com strain gages em duas faces opostas e um sistema de leitura de deformação. Para maiores detalhes ver Azevedo (2005).

2.2. Metodologia de Ensaio

Nos ensaios realizados, a variação das permeabilidades horizontais foi observada, seguindo trajetórias de tensões estabelecidas por invariantes do tensor de tensões: o primeiro invariante do tensor de tensões I_1 e o segundo invariante das tensões desviadoras J_{2D} . I_1 mede o efeito da componente hidrostática do tensor e J_{2D} a componente desviadora do tensor.

As expressões dos invariantes são:

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \quad (1)$$

$$J_{2D} = \frac{1}{6} [(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_x - \sigma_z)^2] \quad (2)$$

com σ sendo a tensão aplicada e os índices x, y e z representando as direções da aplicação das tensões. Convencionou-se aqui, x e y como direções horizontais (perpendiculares entre si) e z como direção vertical. Estas direções são referentes à posição dos corpos de prova no equipamento, não à sua orientação in situ.

A permeabilidade foi observada em função da variação do segundo invariante das tensões desviadoras J_{2D} , sob um mesmo valor do primeiro invariante do tensor de tensões I_1 , podendo assim, ser verificado o efeito isolado da tensão desviadora na permeabilidade da rocha.

Em cada corpo de prova ensaiado foram aplicados estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro, sob a seguinte relação: σ_x igual a 60% de σ_z ; σ_y igual a 80% de σ_z ; e σ_z .

3. Resultados Obtidos

Nesta seção apenas serão apresentados os resultados obtidos em um único ensaio. Para maiores detalhes e resultados de outros ensaios, ver Azevedo (2005).

Na tabela 1 estão mostrados a trajetória de tensão seguida pelo CP 05-RB (arenito Rio Bonito) e os valores da permeabilidade (k_x e k_y), medidos durante o ensaio, nas direções X e Y. A figura 2 mostra a variação da permeabilidade nas duas direções horizontais perpendiculares entre si (X e Y) do CP 05-RB em função do estado de tensão atuante.

Tabela 1. Resultados do ensaio com o CP05-RB (Azevedo, 2005)

Estágio	σ_x (MPa)	σ_y (MPa)	σ_z (MPa)	Direção X			Direção Y			k_x / k_y
				I_1 (MPa)	J_{2D} (MPa)	k_x (mD)	I_1 (MPa)	J_{2D} (MPa)	k_y (mD)	
1°	7,8	10,3	12,9	31	7	492	31	7	481	1,02
2°	10,3	10,3	10,3	31	0	449	31	0	446	1,01
3°	15,5	20,7	25,9	62	27	323	62	27	312	1,04
4°	20,7	20,7	20,7	62	0	280	62	0	264	1,06
5°	23,3	31	38,8	93	60	227	93	60	187	1,21
6°	31	31	31	93	0	180	93	0	142	1,27
7°	15,5	20,7	25,9	62	27	189	62	27	143	1,32
8°	20,7	20,7	20,7	62	0	180	62	0	139	1,29
9°	7,8	10,3	12,9	31	7	221	31	7	172	1,28
10°	10,3	10,3	10,3	31	0	213	31	0	166	1,28

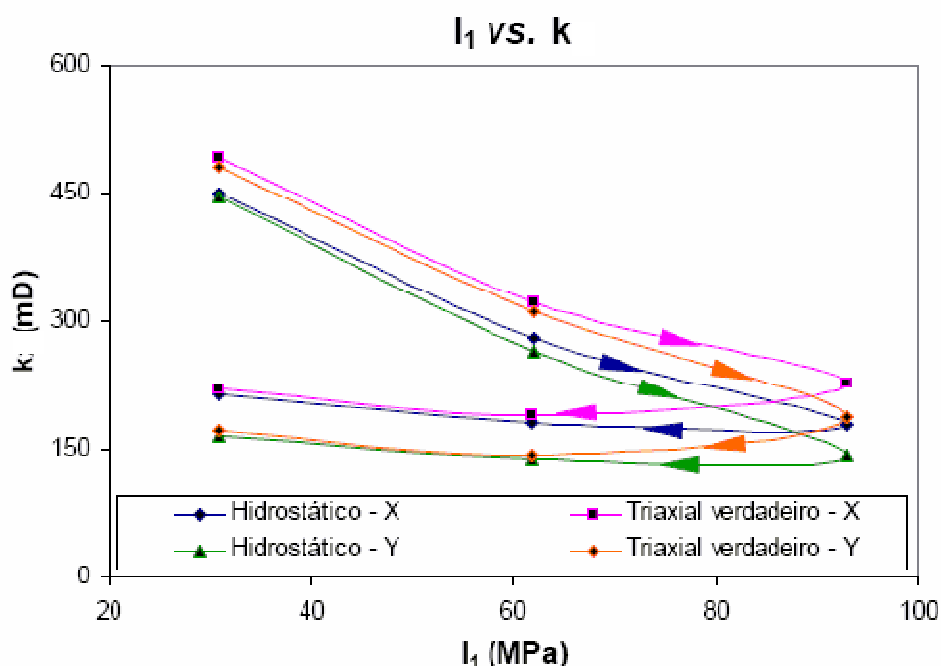


Figura 2. Variação da permeabilidade nas direções X e Y, em função dos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro aplicados no arenito Rio Bonito 05-RB (Azevedo, 2005)

Nos ensaios com o arenito Rio Bonito, assim como nos ensaios com o arenito Botucatu, pôde ser observado que sob o estado de tensão hidrostático, a permeabilidade foi sempre menor do que sob o estado triaxial verdadeiro correspondente. A correspondência entre os dois estados de tensão está baseada no valor de I_1 . Os resultados apresentados estão de acordo com os de Al-Harthy et al. (1998, 1999).

Os resultados ainda reforçam a idéia de que, além da permeabilidade de rocha variar com o nível de tensão aplicado, a trajetória de tensões aplicada tem influência na variação da permeabilidade (Bruno et al., 1991).

No CP 05-RB, a anisotropia de permeabilidade (k_x/k_y), tanto sob o estado de tensão hidrostático quanto sob o triaxial verdadeiro, aumentou com o carregamento (Tab. 1). Comportamento contrário foi observado no ensaio com o arenito Botucatu, ou seja, diminuição da anisotropia de permeabilidade com o aumento do nível de tensão atuante.

A anisotropia de permeabilidade de arenitos está associada, sobretudo, à história de deposição dos grãos, ao processo de diagênese e ao estado de tensão atuante. Não existe, portanto, uma regra ou tendência geral para a evolução da anisotropia de permeabilidade de arenitos (Al-Harthy et al., 1999).

Assim como nos ensaios com o arenito Botucatu, a histerese de permeabilidade observada para os corpos de prova do arenito Rio Bonito foi sempre maior sob o estado de tensão triaxial verdadeiro, ou seja, o percentual de redução da permeabilidade no final do ensaio, quando comparada ao seu valor inicial, foi sempre maior sob o estado de tensão triaxial verdadeiro, tanto na direção X quanto na Y (Tab. 2).

Tabela 2. Histerese de permeabilidade do CP05-RB (Azevedo, 2005)

	Redução da permeabilidade	
	X	Y
Triaxial verd.	55,08%	64,24%
Hidrostático	52,56%	62,78%

Desta maneira, em todos os arenitos ensaiados neste trabalho, foi observada a tendência da estrutura interna dos mesmos sofrerem maior dano mecânico, quando sob estado de tensão triaxial verdadeiro. Uma indicação qualitativa do dano mecânico sofrido pela rocha pode ser obtida através da histerese da permeabilidade. Maior histerese sob um dado estado de tensão indica maior dano mecânico.

Na tabela 3 pode ser observada a sensibilidade da permeabilidade de cada um dos corpos de prova aos estados de tensão hidrostático e triaxial verdadeiro. Esta tabela apresenta os valores da porosidade, da permeabilidade no início do carregamento (k_0) e no final do carregamento (k_f) nas direções X e Y e, o percentual de redução da permeabilidade dos corpos de prova.

Os valores da permeabilidade no início do carregamento hidrostático são referentes ao estado de tensão $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = 10,3$ MPa e os valores no final do carregamento correspondem ao estado de tensão $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = 31,0$ MPa. Já para o estado de tensão triaxial verdadeiro, o início do carregamento corresponde à $\sigma_x = 7,8$ MPa, $\sigma_y = 10,3$ MPa e $\sigma_z = 12,9$ MPa e o final do carregamento corresponde ao estado de tensão $\sigma_x = 23,3$ MPa, $\sigma_y = 31,0$ MPa e $\sigma_z = 38,8$ MPa.

Tabela 3. Valores de porosidade e permeabilidade dos arenitos ensaiados em Azevedo (2005)

CP	Arenito	Porosidade	Direção	Carregamento hidrostático				Carregamento triaxial verdadeiro			
				k_0	k_f	% redução	% redução médio	k_0	k_f	% redução	% redução médio
01-BE	Berea	22%	X	1616	782	51,6%	51,6%	-	-	-	-
03-RB	Rio Bonito	21%	X	469	193	58,8%		501	246	50,9%	
04-RB	Rio Bonito	20%	X	498	216	56,6%		518	267	48,5%	
05-RB	Rio Bonito	22%	X	449	180	59,9%	60,9%	492	227	53,9%	53,6%
			Y	446	142	68,2%		481	187	61,1%	
06-BO	Botucatu	24%	X	7318	3425	53,2%		8039	3764	53,2%	
07-BO	Botucatu	27%	X	6894	3515	49,0%		7962	4080	48,8%	
08-BO	Botucatu	24%	X	3315	1730	47,8%	48,0%	3761	1952	48,1%	46,1%
09-BO	Botucatu	27%	X	3251	1742	46,4%		3557	2007	43,6%	
			Y	2835	1599	43,6%		3076	1941	36,9%	

A tabela 3 mostra que o arenito Rio Bonito e o Botucatu apresentaram maior sensibilidade da permeabilidade (maior percentual de redução médio) à tensão hidrostática do que à tensão triaxial verdadeira.

A maior influência do estado de tensão hidrostático na variação da permeabilidade, observada nos resultados dos ensaios do presente trabalho, pode ser explicada, na opinião dos autores, pelo maior efeito de redução dos raios médios das gargantas dos poros, que este estado de tensão provoca. A redução dos raios médios das gargantas dos poros significa redução da área da seção transversal das trajetórias de fluxo, o que leva à redução da permeabilidade.

Os resultados apresentados na tabela 3 estão de acordo os trabalhos de Fatt e Davis (1952) e Holt (1990), onde também foi observada a tendência de quanto menor a permeabilidade inicial do arenito, maior é a sua sensibilidade ao aumento da tensão hidrostática. Esta mesma tendência pôde ser observada (Tab. 3) com os resultados dos arenitos Rio Bonito e Botucatu, sob aumento do estado de tensão triaxial verdadeiro.

Vale ressaltar que Davies e Davies (2001) mostraram corpos de prova de arenito da formação Travis Peak, com valores similares de permeabilidade inicial, apresentando diferentes sensibilidades à tensão hidrostática. Esta contradição de resultados, com relação à associação da sensibilidade da permeabilidade de arenitos ao valor da permeabilidade inicial dos mesmos, talvez suporte a conclusão dos autores do presente trabalho, assim como de outros autores (Fatt e Davis 1952; Han e Dusseault, 2003), de que não existe um único relacionamento entre permeabilidade e tensão.

Um outro comportamento que pode ser observado na tabela 3 é a tendência de maior sensibilidade à tensão (independente do estado de tensão aplicado) apresentada pelos arenitos de menor porosidade. Sob carregamento hidrostático, o arenito Rio Bonito (menor porosidade média – 21%) apresentou a permeabilidade mais sensível à tensão (60,9% de redução). Já sob carregamento triaxial verdadeiro, o Botucatú, com a maior porosidade média (26%), apresentou menor sensibilidade à tensão da permeabilidade (46,1% de redução).

Assim como Bruno et al. (1991), os autores do presente trabalho consideram que a quantidade e a resistência da cimentação dos grãos de arenito são mais determinantes do que a mineralogia destes grãos, no estudo da sensibilidade à tensão da permeabilidade destas rochas. Isto devido ao dano em rocha sedimentar principalmente ocorrer nos contornos dos grãos. Não deixando de ser relevante, informações sobre a mineralogia dos grãos.

Em se tratando de permeabilidade induzida pelo estado de tensão atuante na rocha, a geometria (arranjo tridimensional das tensões principais) e o nível (magnitude) do estado de tensão podem ser acrescentados como fatores também determinantes da variação da permeabilidade de uma rocha.

A permeabilidade é mais influenciada por canais de fluxo orientados paralelamente à direção de fluxo. As aberturas e suas propriedades de transporte são mais influenciadas por carregamentos perpendiculares às suas orientações. O resultado é que um campo de tensão não-hidrostático pode induzir anisotropia de permeabilidade por fechamento preferencial de aberturas alinhadas mais perpendicularmente à direção de fluxo.

Rochas freqüentemente mostram redução de volume (compactação), perda de porosidade e redução de permeabilidade durante a produção de um reservatório (depleção).

4. Conclusões

Neste trabalho, a geometria do estado de tensão atuante mostrou relevância na magnitude e na variação da permeabilidade. Em todos os ensaios realizados, sob tensão hidrostática, a magnitude da permeabilidade medida foi sempre menor do que a medida sob um nível equivalente de tensão triaxial verdadeira. Com relação à sensibilidade da permeabilidade dos arenitos aos estados de tensão, foi observada uma maior sensibilidade da permeabilidade ao estado de tensão hidrostático, o que provocou maior variação (redução) da permeabilidade durante o carregamento dos corpos de prova.

A histerese de permeabilidade é uma indicação qualitativa da deformação plástica sofrida pelo corpo de prova durante o ciclo de carga e descarga. Os arenitos ensaiados apresentaram um comportamento de histerese de permeabilidade de moderado a alto, com redução da permeabilidade inicial entre 40 e 65%, depois do descarregamento. Nos arenitos Rio Bonito e Botucatú, maior histerese de permeabilidade foi observada sob tensão triaxial verdadeira, indicando que este estado de tensão induz maior dano mecânico à rocha.

Com relação à evolução do comportamento anisotrópico da permeabilidade, não foi observada nenhuma tendência geral. Com o arenito Rio Bonito, tanto sob tensão hidrostática quanto sob triaxial verdadeira, a anisotropia de permeabilidade horizontal aumentou com o carregamento. Já com o arenito Botucatú, um comportamento contrário foi observado, a anisotropia de permeabilidade diminuiu com o carregamento.

A anisotropia de permeabilidade observada pode ter importantes implicações práticas no campo, especialmente na perfuração de poços horizontais. Estes devem ser orientados ortogonalmente à máxima permeabilidade horizontal a fim de atingir o potencial de influxo máximo (aumento da performance).

A contribuição da Mecânica das Rochas para a engenharia de recursos naturais depende, em parte, da confiabilidade das medidas das propriedades de rochas obtidas no laboratório, que por sua vez, reflete o quanto os ensaios reproduzem as condições *in situ*. A nova célula triaxial verdadeira apresenta a oportunidade de gerar mais realismo nos resultados dos ensaios, que mostraram significativa influência da tensão na permeabilidade das rochas estudadas.

5. Agradecimentos

Os autores gostariam de registrar os seus agradecimentos aos técnicos do Laboratório de Mecânica das Rochas do CENPES / Petrobras, pela contribuição para a realização deste estudo.

6. Referências

- AL-HARTHY, S. S.; DENNIS, J.; JING, X. D.; MARSDEN, J. R. Hysteresis, True-Triaxial Stress-Path and Pore Pressure Effects on Permeability, SPE 47269, *Society of Petroleum Engineers*, 1998.
- AL-HARTHY, S. S.; JING, X. D.; MARSDEN, J. R.; DENNIS, J. W. Petrophysical Properties of Sandstones Under True Triaxial Stresses I: Directional Transport Characteristics and Pore Volume Change, SPE 57287, *Society of Petroleum Engineers*, 1999.
- AZEVEDO, F. S. *Estudo Experimental da Influência de Tensões na Permeabilidade de Rochas Produtoras de Petróleo*, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geotecnia, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, 2005.
- BRUNO M. S.; BOVBERG, C. A.; NAKAGAWA, F. M. Anisotropic stress influence on the permeability of weakly-cemented sandstones. *Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science*, Roegiers (ed.), p. 375-383, 1991.
- DAVIES, J. P.; DAVIES, D. K. Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling. SPE 71750, *Society of Petroleum Engineers*, 2001.
- FATT, I.; DAVIS, D. H. Reduction in permeability with overburden pressure. *Pet. Trans.*, AIME. 195, 329, 1952.
- HAN, G.; DUSSEAU, M. B. Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 40, p. 1-16, 2003.
- HOLT, R. M. Permeability Reduction Induced by a Nonhydrostatic Stress Field. *SPE Formation Evaluation* 19595, 1990.