

PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCHAS PETROLÍFERAS DO CAMPO DE NAMORADO

GUSTAVO SCHAUN BUENO¹; CATHERINE GAYER OLLERMANN²;
LARISSA PINHEIRO DA COSTA²; JOSÉ WILSON DA SILVA³

¹ Universidade Federal de Pelotas – gustavobueno1998@gmail.com

² Universidade Federal de Pelotas – catherine.gayer@gmail.com

² Tulane University – larissap.costa@hotmail.com

³ Universidade Federal de Pelotas – zewilson@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

A Petrofísica é a área da engenharia de reservatórios responsável por estudar as propriedades físicas das rochas. O que permite a compreensão de como as rochas interagem com os fluidos que estão dentro dela (TIAB et al., 2004). Ela é fundamental para se determinar, por exemplo, a porosidade, a permeabilidade e a saturação de fluidos em rochas-reservatório, que são propriedades usadas na caracterização do armazenamento e da transmissão de fluidos na rocha. Com isso, é possível prever e gerenciar o desempenho de um reservatório (SOARES, 2011).

Para a quantificação das propriedades petrofísicas são realizadas análises das amostras de rochas e dos perfis de poços. O resultado dessas análises leva à proposição de modelos teóricos que podem ser aplicados para descrever o desempenho dos reservatórios de petróleo (SOARES, 2011).

Neste trabalho serão abordadas três importantes propriedades petrofísicas das rochas: porosidade, permeabilidade e compressibilidade, desde seus conceitos até as relações entre elas. Segundo GOMES (2002), a porosidade (ϕ) é uma das propriedades mais relevantes, no que se refere à indústria de petróleo. Isso se deve ao fato dela estar, diretamente, relacionada com a capacidade de armazenamento de fluidos nos espaços vazios de uma rocha. Ela expressa a fração do volume total de uma rocha que pode ser ocupada por fluidos. Basicamente, existem dois tipos de porosidade: a absoluta e a efetiva. A porosidade efetiva é extremamente importante para as atividades de produção de petróleo, pois ela representa a porosidade interconectada, que possibilita o fluxo de óleo e/ou de gás pelo interior da rocha reservatório (SATTER et al., 2015).

A porosidade efetiva está, diretamente, relacionada ao conceito de permeabilidade (k), visto que esta se refere à capacidade da rocha de permitir o escoamento de fluidos, através de seus vazios. Assim como a porosidade, ela também pode ser tratada como absoluta e efetiva. A permeabilidade absoluta é aquela determinada em laboratório, onde se utiliza ar como fluido de medição. Essa determinação é baseada na Lei de Darcy, sendo válida somente para um fluido que sature, por completo, o meio poroso. Por sua vez, a permeabilidade efetiva, também pode ser determinada em laboratório e com base na Lei de Darcy, difere da absoluta pelo fato de nesta haver mais de um fluido saturando o meio poroso.

Outra propriedade petrofísica também relevante neste estudo é a compressibilidade, um fator importante na determinação das condições de porosidade e permeabilidade, visto que, a porosidade é função do grau de compactação das rochas, e as forças de compactação são funções da máxima profundidade em que a rocha já se encontrou. A compressibilidade ocorre devido ao rearranjo dos grãos, resultante da diagênese. Assim, sedimentos que já estiveram a

grandes profundidades apresentam maiores valores de compactação e consequentemente menores valores de porosidade que aqueles que nunca foram tão profundamente soterrados (ROSA *et al.*, 2006).

A área de estudo deste trabalho foi a Bacia de Campos, a qual, em seu limite superior, faz fronteira com o estado do Espírito Santo e, em seu limite inferior, na região sul, é separada da Bacia de Santos, por meio do Alto de Cabo Frio. Nela, em aproximadamente 30 anos, já foram perfurados mais de 1.600 poços (WINTER *et al.*, 2007). As análises petrofísicas, empregadas neste estudo, foram realizadas, especificamente, em poços do Campo de Namorado, primeiro grande campo da plataforma continental brasileira. Um resumo contendo as principais características do principal reservatório do Campo de Namorado, pode ser acessado, livremente ANP (2016). Esse reservatório apresenta uma porosidade efetiva de 26%, obtida por meio de análises de testemunhos e de perfis de poço. Além disso, possui uma permeabilidade de cerca de 400 mD (milidarcy), o que o caracteriza como explorável e de muito boa permeabilidade.

2. METODOLOGIA

Inicialmente, foi feito um levantamento e uma revisão bibliográfica para o entendimento dos conceitos das propriedades petrofísicas relevantes a este trabalho. Posteriormente, foi realizado um estudo na Bacia de Campos e particularmente do Campo de Namorado, o qual tem seus dados disponibilizados online pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

A partir desses dados, foram feitas investigações petrofísicas em três poços diferentes, com amostras em diversas profundidades. Os poços utilizados foram: NA-01, NA-02, NA-04. As amostras correspondem a profundidades variando de 3000 a 3100 m. Importante salientar que uma das amostras não era adequada para os testes, devido apresentar valores muito extremos de compressibilidade.

Para os resultados de compressibilidade, utilizou-se uma média geométrica dos valores cedidos, permitindo assim um valor preciso de compressibilidade para a exata profundidade em que a amostra foi coletada. Para tal, foi necessário antes saber a qual pressão líquida (psi) as amostras tinham sido submetidas. Os valores de pressão foram obtidos multiplicando-se as informações de profundidade média (m) por 2, considerando-se que para cada metro de profundidade temos um aumento de carga (peso) de 2 psi.

Sendo assim, os resultados obtidos de pressão líquida e compressibilidade efetiva foram agregados a uma tabela, juntamente com os resultados disponibilizados de porosidade e permeabilidade visando a interpretação petrofísica das amostras.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados das determinações das propriedades petrofísicas das dez amostras são apresentados na Tabela 1. Pode-se observar que na amostra 4V, os valores de compressibilidade da rocha são muito elevados, isso se deve ao fato de algum erro ter ocorrido em laboratório, e portanto, a amostra foi excluída para a análise estática dos resultados. Verifica-se que a média (na qual inclui a amostra 4V) e a média final das compressibilidade (sem esta amostra), há uma diferença de aproximadamente de 60%, devido a esse erro.

Tabela 1 – Dados das amostras do Campo de Namorado.

Poço	Amostra	Profund. Média (m)	Pressão Líqu. (psi)	ϕ (%)	K ar (mD)	Compress. (E ⁻⁶ psi)	Compress. (E ⁻⁶ cm ² /kgf)
01	1V	3005,20	6611,44	31,20	253	03,81	56,03
01	2H	3011,80	6625,96	31,40	257	04,40	64,69
01	3H	3014,00	6630,80	28,30	147	02,95	43,31
01	3V	3014,00	6630,80	31,90	226	03,02	44,33
02	4V	3041,48	6691,26	34,50	880	25,04	368,04
02	5H	3047,90	6705,38	31,30	272	06,26	92,09
02	6V	3048,68	6707,10	32,10	185	03,61	53,10
04	7H	3087,80	6793,16	35,80	631	04,02	59,10
04	8H	3092,29	6803,04	30,00	289	00,92	13,52
04	8V	3092,29	6803,04	29,60	205	05,14	75,57
Média						5,92	86,98
Média Final						3,79	55,75

Fonte: adaptado, pelos autores, de ANP (2016).

Os valores de porosidade variaram de 28,30% a 35,80%, com uma média de 31,29%. A permeabilidade variou de 147 mD a 631 mD, com média de 273,89 mD. Nota-se ainda que os maiores valores de permeabilidade e porosidade são encontrados na mesma amostra, 7H. O poço NA-01 apresentou valores de permeabilidade abaixo da média, mesmo quando a porosidade aumentava, demonstrando que para este poço ocorreram processos diagenéticos que alteraram as condições naturais das propriedades petrofísicas. Ainda assim um coeficiente de correlação (r^2) de 0,7093 foi calculado, comprovando assim a relação diretamente proporcional entre as duas propriedades (Figura 1). Os valores de permeabilidade média estão abaixo daqueles citados na bibliografia, que é de 400 mD (SOUZA JR, 1997). Já a média de porosidade encontra-se maior do que o esperado para este arenito, 26 % (SOUZA JR, 1997) e para este tipo de rocha que é de 10 a 20 % (ROSA *et al.*, 2006).

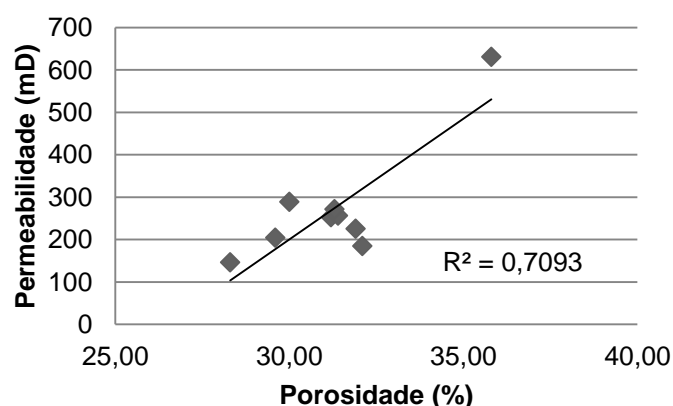


Figura 1 – Porosidade *versus* permeabilidade, Campo de Namorado.

Observou-se que a porosidade não apresenta uma regressão linear satisfatória com a profundidade. Isto se deve ao fato de que a porosidade é afetada principalmente pelos efeitos diagenéticos da compactação, que podem favorecer ou

diminuir a porosidade. Estes fatores podem incluir: cimentação, dissolução de minerais, fraturas, rearranjo dos grãos, entre outros. Estes efeitos pode ocorrer localmente ou em todo reservatório.

Entretanto, como já mencionado anteriormente, nota-se uma relação direta entre porosidade e permeabilidade. Sendo assim, considera-se que quanto maior for a porosidade, maior será a permeabilidade da rocha, pois quanto maior for o número de poros mais facilmente o fluido poderá penetrar no meio poroso – desde que os poros estejam conectados (porosidade efetiva).

4. CONCLUSÕES

Os efeitos diagenéticos resultam na modificação das propriedades petrofísicas das rochas. Uma vez afetando a porosidade, implica diretamente sobre a permeabilidade. Diferentes amostras, mas algumas de mesmas profundidades, deveriam apresentar as mesmas características geológicas, o que não ocorre uma vez que este processo não é homogêneo/anisotrópico.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, **Namorado - Plano de Desenvolvimento 2016**. Brasília, 4 jun. 2016. Acessado em março de 2018. Online. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Namorado.pdf

GOMES, L.G. **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial**. 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências na área de Geofísica) - Curso de Pós-graduação em Geofísica, Universidade Federal do Pará.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SATTER, A., IQBAL, G.M. **Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries**. Oxford: Elsevier, 2015.

SOARES, J.A. **Propriedades Físicas das Rochas**. Boletim SBGF. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2011.

SOUZA JR., O.G. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des reservoirs d'un cône Sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil). Integration des données géologiques et géophysiques**. 1997. Ph.D. Thèse, Université Pierre et Marie Curie.

TIAB, D., DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. Oxford: Elsevier, 2004.

WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, p.511-529, 2007.