



CORRELAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES DE T₂ (RMN) E DOS TAMANHOS DE POROS OBSERVADOS EM ANÁLISES DE IMAGENS PETROGRÁFICAS (AIP)

Maria do Socorro de Souza

PETROBRAS SA, Brasil

ABSTRACT

The relaxation time (T₂) distribution curve, from nuclear magnetic resonance (NMR) analysis, is related to pore size distribution within the rock, factor that controls fluids volume that will be produce. Small pores correspond to low T₂ values. A cutoff value of T₂ is used to distinguish immobile fluid in small pores from mobile fluid in larger pores. T₂ cutoff corresponds to a fixed pore size.

The petrographic image analysis (PIA) directly provides a pore size distribution curve observed in thin section. In this work, pore size distribution curves obtained from these two methods, NMR and PIA, in sandstone and conglomerate samples was correlated. The surface relaxivity (ρ), constant of proporcionality between PIA pore size distribution and MNR pore size distribution, was calculate to each sample.

INTRODUÇÃO

Uma avaliação de formação requer a estimativa do volume de fluidos irreductíveis e móveis dentro do reservatório, e da permeabilidade da rocha. O esquema de interpretação básica através de perfis envolve a comparação entre o volume de água presente no reservatório (BVW), calculada a partir de perfis convencionais de porosidade e de resistividade, e a quantidade deste volume que mantêm-se irreductível (BVI) ou que flui (FFI) dentro do reservatório. Uma zona produtora com um volume de fluido móvel significativo, BVI < BVW indica que, no mínimo, alguma água será produzida, enquanto BVI \cong BVW indica que esta zona produzirá óleo livre de água (Marschall, *et al.*, 1995). Definir, do volume total de fluidos existentes dentro de um reservatório, a porção que flui ou que é produzida e a porção que fica retida como irreductível é, sem dúvida, a principal aplicação da técnica de ressonância magnética nuclear (RMN).

Estudos anteriores (Kenyon, 1992, Marschall *et al.*, 1995, Walsgrove *et al.*, 1997, entre outros) já acordaram que a distribuição do tempo de relaxação (T₂), fornecida pela técnica de RMN, está relacionada diretamente à distribuição do tamanho de poros dentro da rocha, fator predominante no controle do volume de fluido que virá a ser produzido. Consequentemente, a definição de um valor de corte para T₂ (T₂_{cutoff}) que determine, na sua curva de distribuição, a quantidade de água irreductível (BVI) que ficará retida nos microporos da rocha, assume extrema importância. As equações propostas para o cálculo de permeabilidade são, também, funções deste parâmetro.

A equação

$$T_2^{-1} = \rho (S/V) \quad (1)$$

estabelece a relação entre superfície/volume (S/V) do poro e T₂. O termo (V/S) tem dimensão de comprimento o que, para poros que tenham formas similares, é proporcional ao tamanho do poro (Kenyon, *et al.*, 1995). A capacidade da superfície do poro causar o decaimento da magnetização do núcleo de hidrogênio é chamada de relaxatividade de superfície, representada por ρ . Considera-se que o contato do fluido com o material sólido da rocha é a causa principal da relaxação magnética do núcleo de hidrogênio. Estes modelos assumem então que, o intervalo da formação em estudo é molhável a água e que, o valor de corte de T₂ é conhecido e corresponde a um tamanho de poro fixo.

A proposta deste trabalho é correlacionar as duas curvas de distribuição de tamanho de poros obtidas através de métodos diferentes: a distribuição dos valores de T₂, obtidos em análises de RMN em laboratório, e a distribuição do tamanho de poros observada em análise de imagens petrográficas (AIP). Para tal, foram usadas amostras de arenitos, arenitos, arenitos conglomeráticos e conglomerados, e determinados os tamanhos de poros referentes aos valores de cortes de T₂ para as referidas litologias.

Primeiro, serão relatados os tipos e constituição das amostras utilizadas neste estudo e, em seguida descreve-se a metodologia empregada na comparação entre as curvas de distribuição de tamanho de poros advindas das análises de RMN e de AIP. Há uma breve discussão a respeito da metodologia usada e dos resultados obtidos.

AMOSTRAS E MÉTODOS EXPERIMENTAIS

A Tabela 1 apresenta as amostras usadas neste estudo associadas aos seus valores de petrofísica básica. São constituídas de arenitos arenitos conglomeráticos e conglomerados com valores de porosidade e permeabilidade que variam de 4,9% a 23,7% e de 0,2 mD a 575,1 mD, respectivamente. Composicionalmente, os arenitos são limpos, isto é, com baixa argilicidade, e são litarenitos feldspáticos ou litarenitos e seus correspondentes conglomeráticos. Apresentam um arcabouço com composição média de 47% de quartzo metamórfico estirado ou quartzitos micáceos, 37% de fragmentos de rochas metamórficas, predominantemente filitos e secundariamente biotita-xistos e muscovita-

xistos, 14% de feldspatos potássicos e plagioclásios, 2% de biotitas, muscovita e intraclastos argilosos. A compactação e a cimentação por dolomita, calcita e a precipitação do argilomineral corrensita foram os principais agentes diagenéticos. A argilosidade é, em geral, muito baixa, ocorrendo no topo do reservatório franjas do interestratificado clorita-esmectita (corrensita), de origem diagenética. A porosidade do tipo intergranular predomina amplamente, com alguma porosidade intragranular em feldspatos e fragmentos de rocha dissolvidos (Sombra, 1987).

Para as análises de RMN foram utilizados plugues de 1,5 cm de diâmetro, previamente limpos, já com porosidades, permeabilidades e densidades de grão medidas. Nos laboratórios da CHEVRON, em La Habra – EUA, estas amostras foram saturadas com 100% de salmoura e obtidos os valores de **T2**. Posteriormente, nos laboratórios da TIPM (Tomographic Imaging and Porous Media Laboratory), em Calgary – Canadá, as mesmas amostras foram novamente saturadas a 100%, medidos os **T2**, em seguida, desaturadas às condições de pressão do reservatório e medidos os **T2**, novamente (Allsopp *et al.*, 1999). A partir deste procedimento foram obtidos os valores de corte para **T2**. A Tabela 1 apresenta estes valores.

As lâminas delgadas foram cortadas nos cabeçotes dos plugs correspondentes. As descrições petrográficas e respectivas análises de imagens, permitiram, através de observação direta, a determinação das curvas de distribuição de tamanho de poros.

CORRELAÇÃO ENTRE AS DISTRIBUIÇÕES DE T2 (RMN) E DE TAMANHO DE POROS (AIP)

A Figura 1 mostra as comparações entre as curvas de distribuição de **T2** (TE=0,20 ms), obtidas em análises de RMN, e as curvas de distribuição de tamanho de poros observadas diretamente em AIP. Para tal, o diâmetro do poro **d** está relacionado com o **T2** de forma que

$$T2 = 1000 d / 6 p \quad (2)$$

para **T2** expresso em ms, **d** em μm e **p** em $\mu\text{m}/\text{ms}$. A Equação 2 é resultante da substituição, na Equação 1, do termo superfície/volume (S/V) pela superfície e volume da esfera que represente o poro correspondente.

Enquanto os **T2** medidos, provenientes da análise de RMN, respondem pelo tamanho do “corpo” do poro, os **d**'s observados em AIP representam a percentagem de poros que ficaram retidos em “peneiras-filtros” com um tamanho de malha definido e associado a uma classe de tamanho de poros. O diâmetro de um poro seria o diâmetro equivalente ao de uma esfera que tenha o mesmo volume que o poro em estudo. Ainda dentro desta analogia, se os poros fossem esféricos, conhecendo-se seu diâmetro, ter-se-ia o suficiente para expressar seu tamanho em uma, duas ou três dimensões, respectivamente, raio e perímetro da circunferência, área do círculo e volume da esfera. Medidas feitas em lâminas delgadas são realizadas em uma seção do poro, e portanto, só se dispõe da observação em duas dimensões, cortadas ao acaso. A técnica neste caso, é medir o maior diâmetro disponível na tentativa de que o valor medido venha a ser representativo do diâmetro médio.

A relaxatividade de superfície **p** é função das características das paredes do poro. Empiricamente, **p** pode ser determinado a partir de um conjunto de amostras assumindo que as paredes dos poros, em geral, têm aproximadamente as mesmas propriedades da matriz adjacente. Sob este cenário, a constante de proporcionalidade entre as distribuições de tamanhos de poros provenientes das análises de RMN e de AIP (*slope* da linha que relaciona **T2** ao tamanho de poro derivado independentemente, tais como análises de imagens) poderia ser equivalente ao valor de **p** (Carr *et al.*, 1996).

O ajuste linear entre os dois métodos é feito quantitativamente usando o procedimento, levemente modificado usado por Kleinberg *et al.*, 1993 e Marschall *et al.*, 1995. Gelfand & Schroll, 1971 descrevem métodos para correlação cruzada entre funções. A Tabela 1 expõe os valores de **p** e os diâmetros de poro **d** referentes a cada valor de corte de **T2**, para cada amostra.

DISCUSSÃO

As análises de RMN feitas em laboratório duplicam as medidas obtidas no poço pelas ferramentas de perfilagem, possibilitando que propriedades petrofísicas estimadas possam ser usadas no desenvolvimento de modelos para a interpretação direta de medidas feitas em subsuperfície.

Modelos interpretativos são desenvolvidos pela combinação de medidas de RMN, em laboratório, com outras propriedades da formação, medidas também em laboratório. Neste estudo tentou-se caracterizar a distribuição do tempo de relaxação **T2** pela sua correlação com a distribuição de tamanho de poros obtidas através da AIP. O uso destes dois métodos, em análise de reservatório, permite um bom entendimento da microestrutura de uma suíte de amostras.

As curvas de distribuição do tempo de relaxação **T2** e do tamanho de poros (AIP) apresentam formas similares (Figura 1), com exceção da amostra #9, constituída de conglomerado suportado por seixos. Os menores tamanhos de poros observados na AIP estão relacionados aos menores valores de **T2** (RMN), e os poros de tamanhos maiores correspondem aos maiores **T2**. Isto sempre resultará numa série monotonicamente crescente, porém sem nenhuma garantia que a relação seja linear (Carr, *et al.*, 1996). O valor médio de 0,2329 $\mu\text{m}/\text{ms}$, encontrado para a relaxatividade de superfície (**p**) desta suíte de amostra, encontra-se abaixo do valor comentado por Carr, *et al.* (*op. cit.*) que é de 0,0010 cm/s, para arenitos. Sendo a relaxatividade de superfície (**p**) função das características das paredes dos poros e admitindo que as paredes dos poros tenham a mesma composição da matriz circundante, poderia ser ampliado este limite para os valores de **p** referentes às amostras em estudo. Para os valores de $T2_{\text{cutoff}}$ medidos nas análises de RMN pode-se observar que amostras de rocha com granulometrias menores admitem maior volume de fluido irreduzível.

As amostras de arenito muito fino, cujo tamanho de poros são pequenos, a análise de imagem petrográfica (AIP) não retrata precisamente o sistema poroso destas rochas. O mesmo ocorre com amostras de arenito grosso/conglomerático e conglomerado, onde a objetiva de 10 vezes utilizada na AIP não se mostrou adequada (C.R.O. Rodrigues, comunicação oral).

CONSIDERAÇÕES E CONCLUSÕES

Os modelos de respostas de RMN a partir de análises em laboratório não são diretamente comparáveis com os perfis devido as diferenças existentes no ambiente do poço, velocidade de corrida da ferramenta de perfilagem, saturações de fluidos e outros fatores dependentes da ferramenta.

Na literatura é descrito que, para arenitos onde a parede do poro é composta essencialmente por sílica, um valor de corte para T2 (T_{cutoff}), que separa o volume desta água remanescente na rocha por forças capilares e o volume de fluidos móveis, ocorre geralmente a 30 ms. Esta determinação deve ser refinada em análises de laboratório. Neste estudo, os valores de T_{cutoff} , obtidos em análises de RMN feitas em laboratório, variaram de 13 a 20 ms. Os tamanhos de poros correspondentes a estes valores de T_{cutoff} foram estimados a partir de análises de imagens petrográficas (AIP) feitas em lâminas delgadas observadas sob microscópio ótico. Foi estabelecida uma relação linear entre os dois métodos sendo, a relaxatividade de superfície (ρ), o fator de proporcionalidade. O valor médio de ρ estimado para esta suíte de amostras foi de 0,2329 $\mu\text{m}/\text{ms}$, variando desde 0,0328 $\mu\text{m}/\text{ms}$ na amostra de conglomerado suportado por matriz, até 0,5228 $\mu\text{m}/\text{ms}$ para a amostra de arenito muito fino.

Duas considerações feitas neste estudo devem ser questionadas: primeiro, não existe garantia de que a relação entre os dois métodos seja linear e, segundo, poros naturais não constituem esferas perfeitas. Mais estudos são necessários para se determinar as propriedades que controlam o valor de ρ em meios porosos naturais.

AGRADECIMENTOS

O autor agradece: ao Prof^o. Dr. Pavel Bedrikovetski (CENPES/DIGER/SETRES) a ajuda referente a utilização de métodos matemáticos para a correlação cruzada entre as funções de distribuição geradas pelas análises de RMN e AIP; aos técnicos da PETROBRAS Gustavo de Carvalho Pinho e Gilvan Pio Hamsi Jr., pelas descrições das lâminas delgadas e análises de imagens petrográficas. Também agradece ao Suporte SAS Institute Inc. – Brasil, pelo apoio técnico no uso do seu módulo SAS/IML.

REFERÊNCIAS

- ALLSOPP, K. MIROTCHEV, K., KANTZAS, A. "Determination of NMR characteristics of core from brazilian fields". *TIPM Laboratory Report*, 1999.
- CARR, M. B., EHRLICH, R., BOWERS, M.C., HOWARD, J.J. "Correlation of porosity types derived from NMR data and thin section image analysis in a carbonate reservoir". *Jour. of Petroleum Science and Engineering*, 14 (115-131), 1996.
- GELFAND, I.M., SCHROLL, F.I., "Graphics and properties of elementary functions". *Moscow, Science*, 136p, 1971.
- KENYON, W.E. "Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement". *Nucl. Geophys.*, 6, 153-171 (1992).
- KENYON, W.E., TAKEZAKI, H., STRALEY, C., SEM, P.N., HERRON, M., MATTESON, A., PETRICOLA, M.J., "A laboratory study of nuclear magnetic resonance relaxation and its relation to depositional texture and petrophysical properties – Carbonate Thamama Group, Mubarraz Field, Abu Dhabi". *SPE Paper 29886, SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 11-14 March, 1995*.
- KLEINBERG, R.L., FAROOQUI, S.A., HORSFIELD, M.A. "T1/T2 ratio and frequency dependence of NMR relaxation in porous sedimentary rocks". *Journal of Colloid and Interface Science* 158, 195-198 (1993).
- MARSCHALL, D., GARDNER, J.S., MARDON, D., COATES, G.R. "Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data". *SCA Conference Paper Number 9511, 1995*.
- SOMBRA, C.L. "Sedimentação, diagênese e alguns aspectos relacionados com o potencial de dano nos reservatórios Carmópolis do Campo de Siririzinho, Bacia de Sergipe-Alagoas". *Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto - UFOP, 1987. Tese de mestrado, 130p*.
- WALSGROVE, T., STROMBERG, S.G., LOWDEN, B.D., BASAN, P.B. "Integration of nuclear magnetic resonance core analysis and nuclear magnetic resonance logs: an example from the North Sea, UK". *SPWLA 38th Annual Logging Symposium, June 15-18, 1997, Paper UU*.

#2	17,9	22,3	2,69	0,4469	16	42,90	Arenito muito fino
#3	20,3	41,1	2,69	0,5228	20	62,73	Arenito muito fino
#4	22,0	162,5	2,69	0,2211	20	26,53	Arenito médio
#5	23,7	522,1	2,69	0,3269	20	39,23	Arenito grosso conglomerático
#6	12,1	6,7	2,73	0,0610	13	4,7581	Arenito muito fino
#7	7,8	80,0	2,72	0,0328	20	3,9026	Conglomerado suportado por matriz
#8	13,8	191,8	2,72	0,0747	13	5,8294	Arenito grosso conglomerático
#9	4,9	0,2	2,75	0,3026	13	23,60	Conglomerado suportado por seixos

Tabela 1 – Propriedades básicas das amostras e os dados de comparação entre as curvas de distribuição de tamanho de poros obtidas pelos métodos de RMN e AIP.