



## Predição da permeabilidade usando codificação espacial do campo magnético em Ressonância Magnética Nuclear (RMN) em amostras da Formação Rio Bonito – Bacia de Paraná.

Bejarano B., Silvia L.; Aguilera A., Luis J.; Xavier da Silva, José C.; Cunha da, Alberto A. A. S. e Stael C., Giovanni.

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

In this work, an improved of a new permeability model ( $k_{ON}$ ), introduced by Silva (2017) has been presented, to determine permeability values in a group of eleven (11) rocks of the Rio Bonito Formation, using the spatial encoding of the magnetic field, with the Nuclear Magnetic Resonance (NMR) technique.

The results of the model proposed were compared with Timur-Coates ( $k_{TC}$ ) and Schlumberger-Doll Research ( $k_{SDR}$ ). The estimates values of permeability of the new model were better when compared with a routine value, as a reference, than the other models. Consequently, the determination of  $R^2$  allows to conclude that the developed model can provide meaningful responses for determining permeability values in samples of the same geologic formation.

### Introdução

A caracterização de um reservatório tem um papel fundamental na exploração do petróleo. Pela dificuldade no acesso aos reservatórios, os diversos tipos de litologia, as diferentes porosidade e permeabilidade das rochas (Giles e Marshall, 1986), tornam-se cada vez mais necessário os estudos dos reservatórios e dos mecanismos que impactam em sua produção para que assim seja possível caracterizá-los e avaliar a influência que as estratégias escolhidas podem gerar sobre o desenvolvimento econômico do reservatório em estudo.

A técnica de RMN vem se consolidando como um dos métodos indiretos mais importantes para a caracterização de propriedades de rochas reservatório, e também de seus fluidos saturantes (Kleinberg e Jackson, 2001). Determinar a permeabilidade efetiva ( $k$ ) das rochas de um reservatório é um dos principais parâmetros para caracterizar um bom reservatório já que afeta diretamente a escolha da estratégia ótima para produzir o óleo e o gás. Os processos de determinação da porosidade encontram-se bem estabelecidos pelas diferentes técnicas de perfuração utilizadas. Já a permeabilidade foi obtida pela metodologia de ressonância magnética nuclear com a utilização do tempo de relaxação longitudinal  $T_2$  o qual se apresenta

dependente do tamanho das gargantas de poros (Ohen et al., 1995).

Os modelos pré-existent para a determinação da permeabilidade por RMN mostram-se pouco precisos em decorrência das diferentes características das rochas reservatório, os quais variam suas respostas para cada tipo de formação. Além disso, é necessário que este parâmetro possa ser medido na região de exploração com rapidez e precisão, fazendo com que a ferramenta de RMN seja de grande utilidade (Dunn et al., 1999; Behroozmand et al., 2015).

Este método utiliza a codificação espacial do campo magnético, com a introdução de um gradiente de campo magnético na sequência CMPG, identificando como cortes magnéticos. Estes cortes magnéticos são produzidos a partir de diferentes frequências geradas pela equação de Larmor, formando uma tomografia computadorizada da amostra (Mazzola, 2009; Petrov et al., 2011). De fato, as variações do campo magnético criam dados representativos da distribuição de porosidade sobre cada corte magnético perpendicular ao campo. A base do modelo anterior (Silva, 2017) para aplicar o modelo foi construí-lo com base no pressuposto de que a permeabilidade na direção axial da amostra depende das áreas máxima ( $A_{max}$ ) e mínima ( $A_{min}$ ) para cada conjunto de cortes magnéticos, neste novo trabalho foi utilizado várias áreas para cada amostra estudada. Estas áreas foram calculadas pela integração da porosidade, em função do tempo de relaxamento transversal  $T_2$  ( $\emptyset \times T_2$ ).

Para este estudo foram utilizadas amostras de arenitos coletadas em testemunhos de sondagem do poço PN-14-SC.02 da Formação Rio Bonito, Bacia do Paraná. Realizaram-se petrofísica básica e análises de RMN e logo se comparou o novo modelo ( $k_{ON}$ ), com os modelos já estabelecidos de Timur-Coates ( $k_{TC}$ ) e Schlumberger-Doll Research ( $k_{SDR}$ ) para calcular a permeabilidade usando o conjunto de amostras.

### Metodologia

As variações do campo magnético produzem dados representativos da distribuição de porosidade pertinente a cada corte magnético perpendicular ao campo (Petrov et al., 2011). A ideia principal para a confecção do modelo foi supor que a permeabilidade na direção axial à amostra é dependente das sete áreas principais de cada conjunto de cortes magnéticos, calculada por integração da porosidade em função do tempo de relaxação transversal  $T_2$  ( $\emptyset \times T_2$ ).

As amostras são oriundas de testemunhos de sondagem do poço PN-14-SC.02 da Formação Rio Bonito, compreendidos entre 40 e 200 m de profundidade, perfurado pela DNPM/CPRM na década de 1980 na borda leste da Bacia do Paraná pelo Projeto Carvão, mais especificamente no município de Alfredo Wagner, Figura 1, Santa Catarina (coordenadas: 27° 42' 01" S e 49° 20' 01" W).



Figura 1 – Localização do município de Alfredo Wagner no estado de Santa Catarina (Ramos P.F. 2016).

As amostras foram confeccionadas em formato de plugues cilíndricos de aprox. (2,54 cm x 5,0 cm) (Ramos P.F. 2016), bem consolidados de porosidades variando de 8,295 a 14,751% e permeabilidades absolutas de 0,705 a 13,133. As análises petrofísicas de rotina foram realizadas em um porosímetro UltraPore 300 e um permeâmetro UltraPerm 500, ambos por expansão a gás, da Corelab. Em seguida os plugues foram completamente saturados com solução salina NaCl (50 kmpp) por aplicação de vácuo. Para obtenção das medidas de espacialmente resolvido  $T_2$ , para estas medidas foi utilizado um espectrômetro de ressonância magnética nuclear (RMN) de bancada Maran Ultra 2,2 MHz da Oxford Instruments com um amplificador de gradiente pulsado, aplicando a sequência de pulsos Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) e o software de processamento GIT Systems do Laboratório de Petrofísica do Observatório Nacional (LabPetrON).

O modelo se baseia na proposição de que a permeabilidade em uma direção depende das áreas embaixo da curva escolhidas dentre as diferentes distribuições de  $T_2$  ao longo da amostra no eixo  $y$ . Selecionaram-se sete valores de áreas para cada amostra de rocha, repetindo-se este procedimento para os onze plugues.

Então a Equação (1) utilizada para calcular a permeabilidade a partir das áreas é:

$$k_{ON} = \sum_{i=1}^n a_i \int_{S_i} \phi dT_2 \quad (1)$$

Onde  $k_{ON}$  é o valor de permeabilidade,  $a$  é uma constante,  $\phi$  é a porosidade,  $T_2$  o tempo de relaxação,  $S_i$  as áreas e  $n$  é igual ao numero de áreas utilizadas. As constantes  $a_i$  dependem das litologias das rochas e foram determinadas por RLM. O modelo descreve a permeabilidade como uma combinação linear das sete áreas utilizadas. As constantes da combinação linear, a

serem determinadas, foram calculadas por Regressão Linear Múltipla (RLM) e com estes valores escreveram-se as equações para obter a permeabilidade em cada amostra. A partir destas equações foram determinadas as permeabilidades das amostras denominadas  $k_{ON}$  e comparam-se estes valores com os respectivos valores das permeabilidades a gás, e também com os modelos pré-estabelecidos na literatura.

Dentre os modelos de permeabilidade mais utilizados, destaca-se inicialmente o Modelo de Timur-Coates (Coates et al., 1991), o qual baseia-se na razão entre os volumes de fluido livre e irredutível ( $FFI/BVI$ ), conforme Equação 2 (Schuab, 2015):

$$k_{TC} = a \left( \frac{FFI}{BVI} \right)^b \phi^c \quad (2)$$

Onde  $FFI$  o volume de fluido livre (Free Fluid Index),  $BVI$  o volume de fluido irredutível (Bound Volume Irreducible) e  $\phi$  a porosidade e  $a, b$  e  $c$  são os coeficientes a serem determinados que dependem da litologia das rochas.

Outro modelo usado neste trabalho são os conhecidos como modelo de permeabilidade SDR clássico e generalizado, os quais foram introduzido por Kenyon et al. (1988) e são dados por as Equações (3) e (4) respectivamente.

$$k_{SDR\ Class} = a\phi^4 T_{2LM}^2 \quad (3)$$

$$k_{SDR\ Gen} = a\phi^b T_{2LM}^c \quad (4)$$

Onde  $T_{2LM}$  é o valor do tempo logaritmo médio da relaxação transversal em milissegundos e  $a, b$  e  $c$  são os coeficientes a serem determinados que dependem da litologia das rochas e  $\phi$  a porosidade.

## Resultados e Discussões

### Petrofísica básica

Os resultados da petrofísica básica das amostras se resumem na Figura 2, onde se observam os valores de porosidade total e permeabilidade absoluta obtida pelo porosímetro e permeâmetro a gás. Pode ser contemplada uma tendência de crescimento da permeabilidade com o incremento da porosidade para o conjunto de amostras. Na Tabela 1 se observa os valores de profundidade das amostras, porosidade e permeabilidade a gás e porosidade obtida pelo RMN.

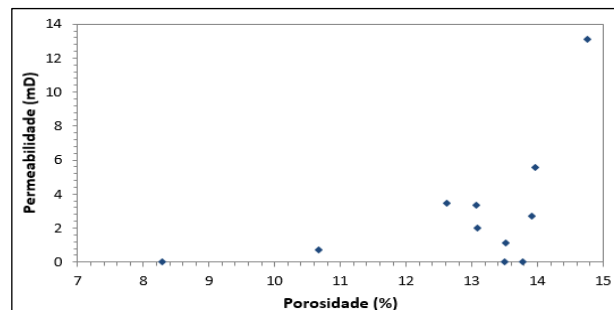


Figura 2 – Correlação entre a porosidade e permeabilidade obtidas na petrofísica de rotina.

Tabela 1 – Resultados da Petrofísica de Rotina e Porosidade com RMN do grupo de amostras.

Amostras	Prof. (m)	Porosidade a gás (%)	Permeabilidade a gás (mD)	Porosidade do RMN (%)
AV1	49,20	13,520	1,130	12,500
AH1	49,20	13,501	0,001	12,800
BV1	50,20	13,921	2,680	12,500
BV2	50,20	13,776	0,001	13,900
CH1	50,70	13,073	3,327	12,400
EH1	52,40	13,090	1,990	12,200
EH2	52,40	12,622	3,473	11,600
FV1	58,98	13,963	5,573	14,200
GV1	61,20	14,751	13,133	15,600
JV1	193,77	8,295	0,001	7,500
JH1	193,77	10,677	0,705	9,300

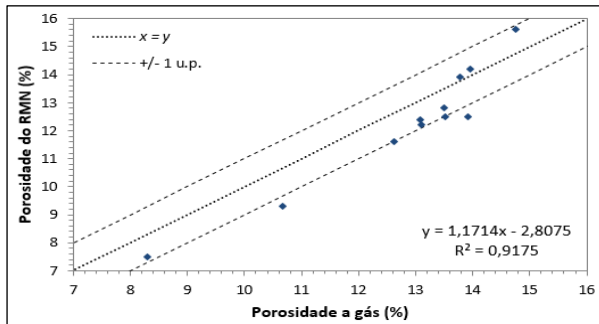


Figura 3 – Correlação entre a permeabilidade de rotina a gás por o RMN.

Na Figura 3 são mostrados os resultados da porosidade total estimada pelo RMN e comparada com a porosidade a gás, a correlação é excelente com um  $R^2 = 0,918$ , o qual indica que os dados do RMN são de qualidade e que as amostras foram adequadamente preparadas. Demonstrando assim a confiabilidade do método de RMN para obter este parâmetro.

**Determinação das áreas**

A Figura 4 mostra os resultados das sete diferentes distribuições de  $T_2$  ao longo de cada amostra. Para as sete distribuições de  $T_2$  de cada amostra foram calculadas a integração da porosidade em função do tempo de relaxamento transversal  $T_2$  ( $\phi \times T_2$ ).

**Comparação dos modelos**

Foram realizadas comparações entre o modelo  $k_{ON}$  utilizando sete áreas e o modelo  $k_{ON}$  utilizando só as áreas máximas e mínimas. A Figura 5 observa-se os resultados dos valores de permeabilidade  $k_{ON}$  versus a permeabilidade a gás, utilizando as sete áreas, proposta desde trabalho, com um valor de  $R^2 = 0,957$ , O qual indica uma excelente predição de resultados.

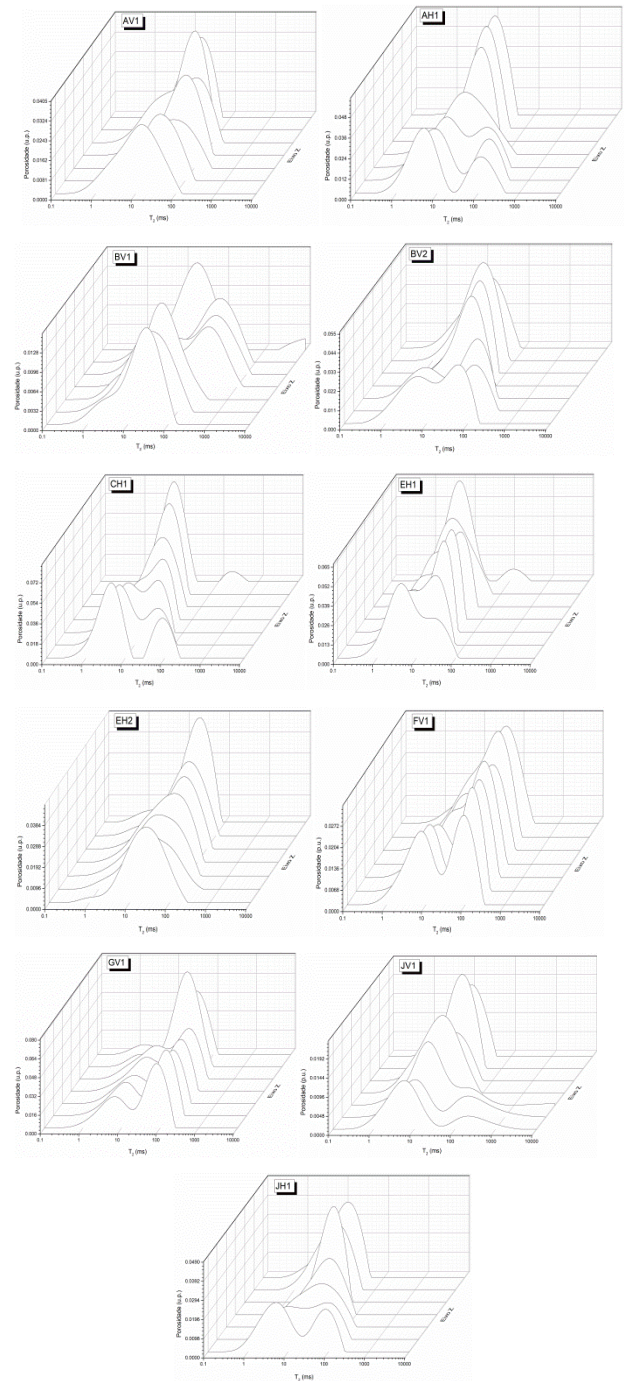


Figura 4 – Representação das sete distribuições de  $T_2$  ao longo das amostras.

A Figura 6 mostra os resultados dos valores de permeabilidade  $k_{ON}$  versus a permeabilidade a gás, utilizando as áreas  $A_{max}$  e  $A_{min}$ , com um resultado de  $R^2 = 0,768$ . Estes resultados são bem interessantes e mostram que a melhoras feitas neste trabalho no modelo  $k_{ON}$ , utilizando uma maior quantidade de áreas ajusta melhor o modelo de permeabilidade das amostras.

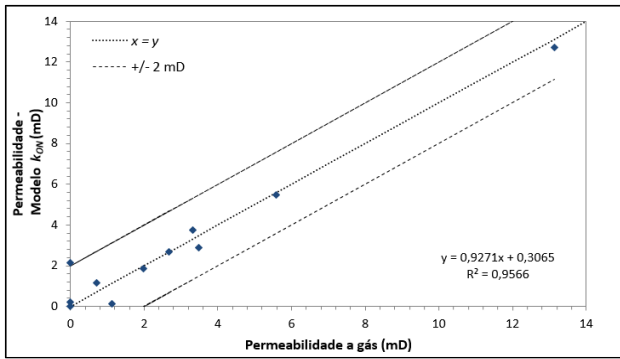


Figura 5 – Modelo de  $k_{ON}$  com sete (7) áreas.

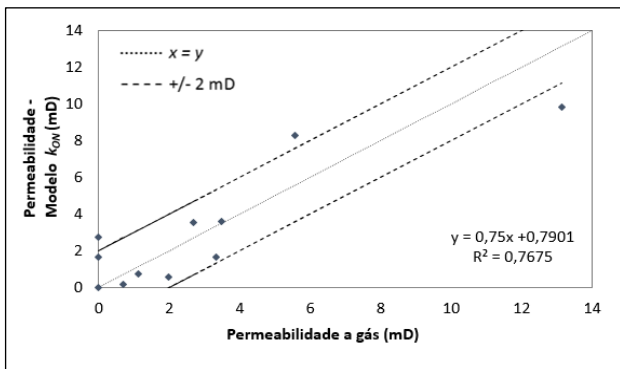


Figura 6 – Modelo de  $k_{ON}$  com  $A_{max}$  e  $A_{min}$ .

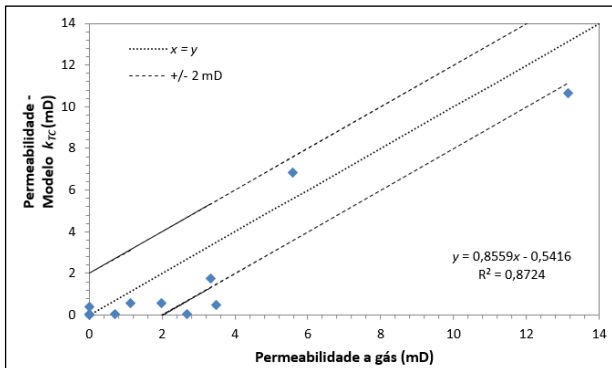


Figura 7 – Modelo de permeabilidade utilizando o modelo  $k_{TC}$ .

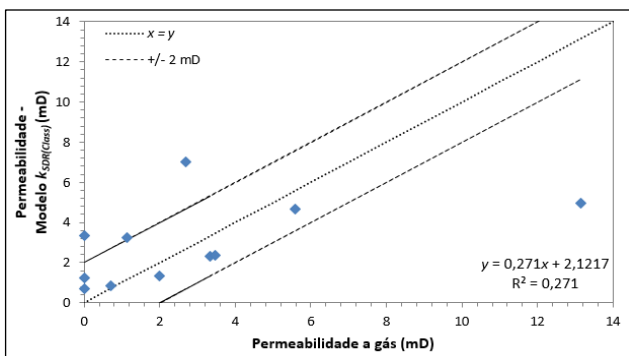


Figura 8 – Modelo de permeabilidade utilizando o modelo  $k_{SDR}$  (Class).

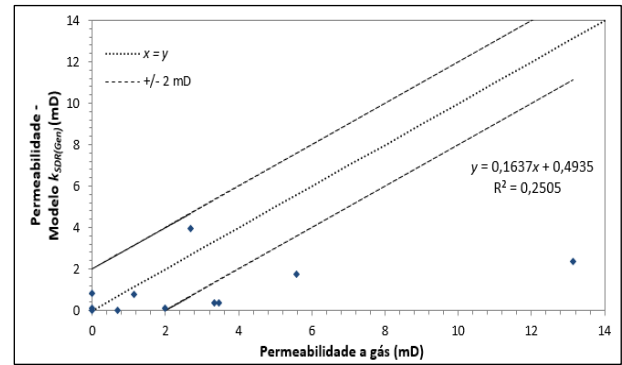


Figura 9 – Modelo de permeabilidade utilizando o modelo  $k_{SDR}$  (Gen).

As Figuras 7, 8 e 9 mostram os resultados de permeabilidade utilizando os diferentes modelos conhecidos. A Figura 7 observa-se o resultado do modelo de Timur-Coates  $k_{TC}$ , com um ajuste das permeabilidades de  $R^2 = 0,872$ . A Figura 8 mostra o modelo de SDR clássico, com um ajuste das permeabilidades de  $R^2 = 0,271$ . Finalmente, a Figura 9 representa o resultado do modelo de permeabilidade utilizando o modelo SDR generalizado, com um ajuste das permeabilidades de  $R^2 = 0,251$ . Com estes resultados notamos que o modelo de  $k_{ON}$  obteve melhores resultados no ajuste das permeabilidades de cada uma das amostras comparando com o modelo de Timur-Coates, SRD clássico e generalizado para o grupo de amostras utilizadas.

Na Tabela 2 se encontra o resumo dos resultados do valor de  $R^2$  e do coeficiente angular (inclinação da reta de ajuste), para os diferentes modelos de permeabilidade utilizados neste trabalho, mostrando como o modelo de permeabilidade de  $k_{ON}$  utilizando uma maior quantidade de áreas proporciona um melhor ajuste nos valores de permeabilidade.

Tabela 2 – Comparação dos resultados de  $R^2$  entre os modelos.

Modelos	$R^2$	Inclinação
ON (7- áreas) ( $k_{ON}$ )	0,957	0,927
ON ( $A_{max}$ , $A_{min}$ ) ( $k_{ON}$ )	0,768	0,750
Timur-Coates ( $k_{TC}$ )	0,872	0,856
SDR Clássico ( $k_{SDR}$ )	0,271	0,271
SDR Generalizado ( $k_{SDR}$ )	0,251	0,164

### Conclusões

Os resultados mostraram que o modelo proposto utilizando uma maior quantidade de áreas expressam resultados melhores no ajuste das permeabilidades a través do valor de  $R^2$ . Os dados obtidos nos permitem concluir que o modelo proposto é capaz de determinar com maior acurácia os valores de permeabilidade para arenitos da Formação Rio Bonito – Bacia do Paraná, quando comparados aos valores das permeabilidades a



gás, para um conjunto de amostras na mesma formação. A partir da determinação do  $R^2$  foi possível concluir que o modelo desenvolvido apresentou uma acurácia maior na determinação dos parâmetros de permeabilidade para cada amostra específica, e também se ajustou melhor que os modelos como Timur-Coates e Schlumberger-Doll Research.

Esta proposta se apresenta como uma boa alternativa para estimar a permeabilidade em amostras, requerendo apenas medidas de espacialmente resolvidas  $T_2$  e propiciando um conjunto de respostas sobre a permeabilidade com mais rapidez.

### Agradecimentos

Bejarano B., Sílvia L. e Aguilera A., Luis J. agradecem ao CNPq pelas bolsas do Programa de Capacitação Institucional - PCI.

### Referências

- Behroozmand, A. A., Keating, K., & Auken, E. (2014). A Review of the Principles and Applications of the NMR Technique for Near-Surface Characterization. *Surveys in Geophysics*, 36(1), 27–85.
- Coates, G. R., Miller M., Gillen M., Henderson G. 1991. The MRIL in Conoco 33-1. An investigation of a new Magnetic Resonance Imaging log. SPWLA 32<sup>nd</sup> Annual Logging Symposium, 16-19 June, Midland, Texas.
- Dunn, K. J., Latorraca, G. A & Bergman, D. J., 1999. Permeability relation with other petrophysical parameters for periodic porous media, *Geophysics*, 64(2), 470-478.
- Giles, M. R., Marshall, J. D., 1986, Constraints on the Development of Secondary Porosity in the Subsurface: Reevaluation of Processes, 3(3), 243-255.
- Kenyon, W. E., Day, P. I., Straley, C., Willemsen, J. F., 1988, A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water saturated sandstones: SPE Formation Evaluation, vol. 3, p. 622-636.
- Kleinberg R. L., Jackson J. A. 2001. An introduction to the history of NMR well logging. *Concepts in Magnetic Resonance* 13(6):340 – 342.
- Mazzola, A. A., 2009, Ressonância magnética: princípios de formação da imagem e aplicações em imagem funcional. *Revista Brasileira de Física Médica.* ; 3(1): 117-29.
- Ohen H. A, Ajufo A., Curby F. M., 1995, A Hydraulic (Flow) Unit Based Model for the Determination of Petrophysical Properties from NMR Relaxation Measurements, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October, Dallas, Texas.
- Petrov, O. V., Ersland, G. , Bruce J. Balcom, B. J., 2011, T2 distribution mapping profiles with phase-encode MRI., *Journal of Magnetic Resonance* 209, 39–46.

-Ramos, P. F. 2016. Caracterização petrofísica de arenitos da Formação Rio Bonito – Bacia do Paraná. Tese Doutoral. Observatório Nacional. pp 181.

-Schuab, F. B., Winter A., Trevisan, O. V., Bonzanini, L. A. F., 2015, NMR log interpretation in bimodal carbonate rocks based on core-to-log integration. SPWLA 56<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, July 18-22, Long Beach, California.

-Silva, J. 2017. Novo modelo para a predição da permeabilidade usando codificação espacial do campo magnético em Ressonância Magnética Nuclear (RMN). Tese Doutoral. Observatório Nacional. pp 75.