



ISSN: 2447-3359

REVISTA DE GEOCIÊNCIAS DO NORDESTE

Northeast Geosciences Journal

v. 7, nº 2 (2021)

<https://doi.org/10.21680/2447-3359.2021v7n2ID24562>



RMN E PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS NA CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE ARENITO DA FORMAÇÃO MARACANGALHA, BAHIA, BRASIL

Nathália de Souza Penna¹; Joelson da Conceição Batista²; Suzan Sousa de Vasconcelos³

¹Mestranda em Geofísica, Departamento de Geofísica, USP (USP), São Paulo/SP, Brasil.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0682-0582>

Email: nathaliapenna.s@gmail.com

²Doutor em Geofísica, Departamento de Geofísica, Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador/BA, Brasil.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9256-6586>

Email: jdbatista@ufba.br

³Doutora em Geofísica, Departamento de Geofísica, Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador/BA, Brasil.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9111-2603>

Email: suzan.vasconcelos@ufba.br

Resumo

A capacidade de armazenamento e produção de rochas reservatório pode ser estimada através de características petrofísicas como identificação litológica das rochas, natureza dos fluidos no espaço poroso, porosidade, permeabilidade, saturação e teor de argila. As ferramentas mais populares para a obtenção desses parâmetros petrofísicos são os perfis geofísicos de poços. No entanto, a determinação de parâmetros petrofísicos a partir de ferramentas baseadas no fenômeno da ressonância magnética nuclear (RMN) tem ganhado destaque nas últimas décadas. Neste trabalho, analisamos amostras de rochas de afloramentos na região da Ilha dos Frades, Bahia, Brasil, por meio de medições de RMN em laboratório, para estimar e avaliar as propriedades petrofísicas da Formação Maracangalha, um dos principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo. As amostras de arenito foram caracterizadas em termos de porosidade, permeabilidade, saturação e petrofácies. Por fim, calculamos a porosidade, permeabilidade e teor de argila usando dados de perfis de raios gama, elétricos e de densidade,

medidos em profundidade na Formação Maracangalha. Esses resultados corroboram os obtidos por RMN uma vez que, apesar dos efeitos do intemperismo e da erosão nas amostras utilizadas, os valores de porosidade e permeabilidade obtidos em RMN estão na faixa dos valores calculados a partir desses perfis.

Palavras-chave: RMN; Perfis geofísicos de poços; Petrofísica; Rochas reservatório.

NMR AND WELL LOGS PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF SANDSTONE FROM THE MARACANGALHA FORMATION, BAHIA, BRAZIL

Abstract

The storage and production capacity of reservoir rocks can be estimated through some petrophysics characteristics involving the lithological identification of the constitute rocks, fluids nature in the porous space, porosity, permeability, saturation and clay content. The most popular tools for obtaining these petrophysical parameters are the conventional geophysical well logs. However, the determination of petrophysical parameters from tools based on the phenomenon of nuclear magnetic resonance (NMR) has gained prominence in recent decades. In this work, we analyzed rock samples from outcrops in Frades Island region, Bahia, Brazil, through laboratory NMR measurements, to estimate and evaluate the petrophysical properties of the Maracangalha Formation, one of the main hydrocarbons reservoirs in the Recôncavo Basin. The sandstone samples were characterized in terms of porosity, permeability, saturation, and petrofacies. Finally, we calculated porosity, permeability, and clay content using data from gamma-ray, electrical and density logs, measured in a depth interval interpreted for Maracangalha Formation. These results corroborate with the obtained by NMR since, despite the effects of weathering and erosion on the samples used, the values of porosity and permeability obtained in NMR are in the range of values calculated from these profiles.

Keywords: NMR; Geophysical well logs; Petrophysics; Reservoir rocks.

RMN Y PERFILES GEOFÍSICO DE POZOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE ARENISCA DE LA FORMACIÓN MARACANGALHA, BAHÍA, BRASIL

Resumen

La capacidad de almacenamiento y producción de las rocas de yacimientos se puede estimar a través de características petrofísicas como la identificación litológica de las rocas constituyentes, naturaleza de los fluidos en el espacio poroso, porosidad, permeabilidad, saturación y contenido de arcilla. Las herramientas más populares para obtener estos parámetros petrofísicos son los registros geofísicos de pozos. Sin embargo, la determinación de parámetros petrofísicos a partir de herramientas basadas en el fenómeno de la resonancia magnética nuclear (RMN) ha ganado protagonismo en las últimas décadas. En este trabajo, analizamos muestras arenisca de rocas de afloramientos en la región de la Isla Frades, Bahía, Brasil, a través de mediciones de RMN de laboratorio, para estimar y evaluar las propiedades petrofísicas de la Formación Maracangalha, uno de los principales reservorios de hidrocarburos en la Cuenca Recôncavo. Nosotros calculamos la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla utilizando datos de registros de rayos gamma, eléctricos y de densidad, medidos en la formación Maracangalha. A pesar de los efectos de la intemperie y erosión sobre las muestras utilizadas, los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos en RMN se encuentran en el rango de valores calculados a partir de estos perfiles.

Palabras-clave: RMN; Registros geofísicos de pozos; Petrofísica; Roca reservatório.

1. INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo sempre esteve envolvida no desenvolvimento de tecnologias voltadas para caracterizar e melhorar a eficiência da exploração de reservatórios de hidrocarbonetos. Em meados do século 20, quando o sinal de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) foi observado pela primeira vez e os cientistas descobriram a aplicabilidade desse fenômeno no estudo da matéria, muitas petroleiras entenderam que esse fenômeno poderia ser aplicado no campo da petrofísica e investiram recursos no desenvolvimento de novas ferramentas baseadas em RMN. Esses esforços servem para entender as propriedades das rochas e dos fluidos que as saturam: parâmetros

fundamentais para avaliar a capacidade de armazenamento e produção de reservatórios de hidrocarbonetos (DUNN, 2002). As ferramentas mais utilizadas para a obtenção desses parâmetros, como perfis geofísicos de poços, costumam refletir diversos aspectos inerentes à técnica utilizada, à geometria da ferramenta e às condições ambientais. Diante disso, correções precisam ser aplicadas aos dados adquiridos para obter resultados confiáveis (NERY, 2013).

As ferramentas de RMN ganharam destaque devido à sua capacidade de fornecer valores de porosidade mais precisos do que a maioria das técnicas tradicionais. Na técnica de RMN, os valores de porosidade são medidos em função das propriedades do fluido e do espaço poroso, neste caso, a matriz da rocha não tem uma influência substancial no parâmetro físico medido (MARTINEZ *et al.*, 2000; GE *et al.*, 2015). Estudos tornaram as medições de RMN uma rotina em muitas aplicações petrofísicas, principalmente aquelas relacionadas às rochas siliciclásticas (EHRlich *et al.*, 1991; KENYON 1997; MARTINEZ e DAVIS, 2000; YAN *et al.*, 2017; JÁCOMO *et al.*, 2018).

Esta pesquisa analisa medidas petrofísicas laboratoriais realizadas em amostras de rochas do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, um dos principais e mais complexos reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil. A presente pesquisa visa obter e divulgar informações petrofísicas sobre esta importante formação, estimando a porosidade, fluido livre, índice de fluido ligado e permeabilidade, através de medidas laboratoriais de RMN em amostras de arenito retiradas de afloramentos da Formação Maracangalha. Além disso, comparamos parâmetros petrofísicos obtidos a partir de RMN, técnicas convencionais e dados de perfis geofísicos de poços, analisando e integrando esses resultados, fornecendo uma descrição mais detalhada das propriedades petrofísicas que definem os arenitos reservatórios do Membro Caruaçu.

2. GEOLOGIA DA ÁREA DE ESTUDO

A Bacia do Recôncavo está localizada no Nordeste do Brasil, no centro-leste da Bahia e compreende uma área de aproximadamente 11.500 km². Seus limites ao norte e noroeste são marcados pelo Alto de Aporá, a oeste pela falha de Maragogipe, ao sul pelo sistema de falhas da Barra, que a separa da Bacia de Camamu e a leste pelo sistema de falhas de Salvador (Figura 1).



Figura 1 - Localização e enquadramento estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Modificado por Milhomem et al. (2003).

Esta bacia constitui um segmento abortado da fenda intracontinental, cuja origem está associada ao processo de estiramento crustal que culminou na fragmentação do paleocontinente Gondwana e na abertura do Oceano Atlântico Sul, durante o período Eocretáceo (ALMEIDA *et al.*, 2000 e CORDANI *et al.*, 2000). Os depósitos sedimentares estão associados a quatro fases tectônicas distintas: sinéclise, pré-rift, rift e pós-rift (SILVA *et al.*, 2007). Em relação à exploração e produção de petróleo, a Bacia do Recôncavo é classificada como uma bacia madura, com reservas estimadas em 221,8 milhões de barris de petróleo e 5,4 bilhões de m³ de gás (PRATES e FERNANDES, 2015). O principal sistema de geração de óleo na Bacia do Recôncavo consiste nos folhelhos dos membros Gomo e Tauá da Formação Candeias, com teor médio de carbono orgânico estimado em 4% (MILANI e ARAUJO, 2003). Por sua vez, os principais reservatórios são constituídos por arenitos fluvial-deltaicos das Formações Marfim e Pojuca, arenitos de fácies flúvio-eólica das Formações Sergi e Água Grande, além de turbiditos dos membros Gomo da Formação Candeias e Caruaçu da Formação Maracangalha.

O objeto deste estudo é a Formação Maracangalha, integrante da fase rift da sequência de deposição da Bacia do Recôncavo. Essa formação foi dividida em dois membros: Caruaçu e Pitanga. O Membro Pitanga, que se caracteriza pela presença de arenitos mais argilosos e fácies com maior grau de deformação, teria sua deposição associada a fluxos de detritos. Já o Membro Caruaçu, composto por arenitos de granulometria fina a média, com estratificação plano-paralela e cruzamentos tangenciais, teria sido depositado por deslizamento ou fluxos turbidíticos (CAIXETA, 1988; MAGALHÃES, 1990).

As amostras utilizadas nesta pesquisa foram provenientes dos afloramentos da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades, especificamente dos afloramentos das localidades de Loreto (LOR) e Ponta de Nossa Senhora (PNS). A Figura 2 mostra a localização da Ilha dos Frades e os afloramentos mencionados.

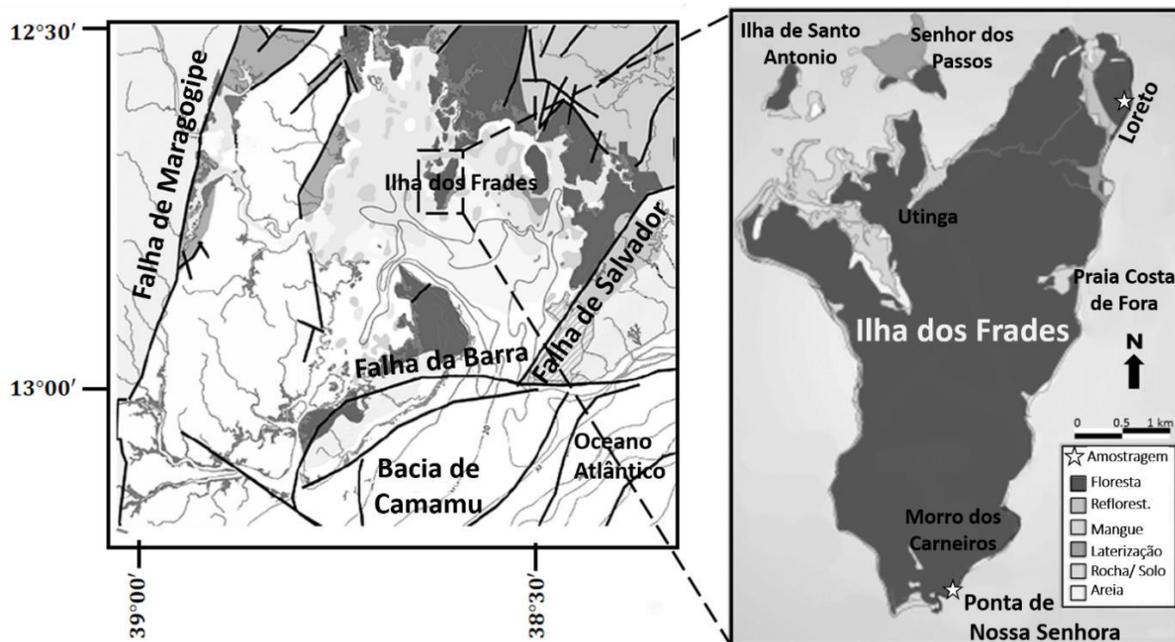


Figura 2 - Ilha dos Frades e local de amostragem. Fonte: Modificado por Magnavita et al. (2005), Bittencourt et al. (1976) e Medeiros (2008).

As amostras analisadas do afloramento em Loreto, incluem arenitos com granulometria predominantemente fina e fragmentos vegetais abundantes. Já as amostras do afloramento em Ponta de Nossa Senhora consistem em arenitos de granulação fina, argilosa e acinzentada (Figura 3). Uma boa descrição desses afloramentos pode ser encontrada em Scherer *et al.* (2007). De acordo com essas descrições, as amostras da localidade de Loreto seriam representativas de arenitos de fácies Fc, enquanto que, as amostras da Ponta de Nossa Senhora seriam compostas de arenitos de fácies D5.

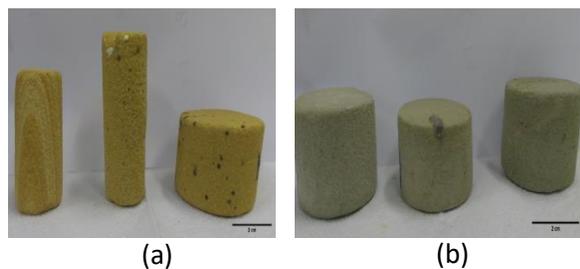


Figura 3 – Amostras de rochas representativas do (a) grupo LOR e (b) grupo PNS.

De acordo com Scherer *et al.* (2007), os arenitos de fácies Fc são descritos como arenitos finos a muito finos, raramente espessos, com abundantes fragmentos vegetais, dispostos em camadas tabulares in situ. Já os arenitos de fácies D5 são arenitos

finos, argilosos, de cor acinzentada, com características de carga pendular.

3. METODOLOGIA

Nesta seção, descreveremos a metodologia adotada para preparar as amostras para a realização de medidas laboratoriais, bem como, os parâmetros obtidos e princípios físicos associados às medições de RMN e ao tratamento dos dados dos perfis geofísicos utilizados. Por fim, descreveremos o uso de duas técnicas convencionais para a estimativa dos valores de porosidade nas amostras utilizadas.

3.1. Preparação de amostra

As amostras utilizadas nesta pesquisa foram oriundas de procedimentos de amostragem realizados pela equipe do Laboratório de Petrofísica (LaPetro) da Universidade Federal da Bahia. Para a obtenção dos parâmetros petrofísicos analisados, foram utilizadas técnicas de Ressonância Magnética Nuclear (RMN). Métodos tradicionais também foram usados para obter os valores de porosidade: medidas a gás no Ultrapicnômetro e a obtenção da denominada “porosidade gravimétrica”.

Antes da análise laboratorial, as amostras foram submetidas ao processo de limpeza baseado na técnica de Dean-Stark, no qual o solvente é continuamente aquecido, condensado e destilado sobre elas. Devido à eficiência na dissolução de sais, o solvente utilizado foi o metanol (álcool metílico, CH₃OH). Em média, as amostras foram submetidas à destilação do solvente por seis horas e após a limpeza foram colocadas em um forno Thelco a 100 °C

para, a partir da evaporação, eliminar os resíduos de metanol no espaço poroso.

A obtenção de informações de porosidade do equipamento de RMN requer que as amostras sejam 100% saturadas. Saturamos essas amostras com uma solução de NaCl a 70.000 ppm, para simular as condições de salinidade no campo do reservatório de petróleo. Essas amostras foram colocadas em um recipiente com 3/4 do seu volume preenchido com a solução salina saturante de forma que ficassem quase totalmente imersas no fluido. Este recipiente contendo as amostras e a solução saturante foi colocado em um dessecador associado a uma bomba de vácuo para melhorar a eficiência do processo de desgaseificação do meio poroso.

A estimativa das medições de permeabilidade RMN deve ser realizada em condições de saturação irreduzível. Por esse motivo, a dessaturação das amostras foi obtida utilizando-se o equipamento Soilmoisture CAT 1500, no qual as amostras saturadas foram submetidas a uma pressão de aproximadamente 8 bar, por um tempo médio de 96 horas.

3.2. Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

A Ressonância Magnética Nuclear é uma técnica de investigação não destrutiva desenvolvida desde o século 20, com ampla aplicação na medicina, física, química e biologia. O sinal de RMN resulta da interação entre o movimento de precessão dos momentos magnéticos nucleares e o campo externo aplicado (COATES *et al.*, 1999; MARTINEZ e DAVIS, 2000). Apenas átomos com número de prótons e/ou nêutrons ímpares viabilizam a observação do sinal de RMN. Como o isótopo H^1 tem alta abundância natural, maior sensibilidade absoluta e constante giromagnética, a maioria das ferramentas de RMN são baseadas nas respostas do núcleo do átomo de hidrogênio.

Conforme destacado por Rios (2011), as ferramentas de RMN geralmente fazem uso de campos magnéticos de baixa intensidade, portanto, o sinal da matriz da rocha (pobre em hidrogênio) é fraco o suficiente para não ser detectado. Por este motivo, as ferramentas de RMN são calibradas para realizar medições independentes da litologia e influenciadas essencialmente pelos fluidos presentes nos poros.

A constante de relaxamento magnético transversal (T_2) é o parâmetro físico preferencialmente usado nas ferramentas de RMN para obter informações sobre porosidade, distribuição de poros, saturação de água, saturação irreduzível e permeabilidade do meio poroso. O tempo T_2 está associado às propriedades magnéticas dos prótons, suas interações com outros prótons e moléculas adjacentes. O processo de relaxamento magnético transversal que determina a constante T_2 envolve três mecanismos: relaxamento transversal intrínseco (ou volume) do fluido (T_{2bulk}), o relaxamento associado ao contato do fluido com a superfície do grão da rocha (T_{2super}) e o relaxamento associado à difusão molecular (T_{2dif}). Matematicamente, T_2 pode ser definido como:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2super}} + \frac{1}{T_{2dif}} \quad (1)$$

Conforme destacado por Coates *et al.* (1999), o grau de influência de cada um desses componentes do tempo de relaxação magnética T_2 é determinado pela natureza do fluido no meio poroso. Para soluções salinas, o principal mecanismo de relaxamento magnético é o relaxamento superficial. Para os hidrocarbonetos pesados, o componente T_{2bulk} predomina, e para o gás, a relaxação magnética induzida pela difusão T_{2dif} . Considerando que nesta pesquisa a amostra de rocha estava saturada com solução salina, a relaxação magnética superficial consistiria no fenômeno de relaxação magnética predominante. A constante de relaxamento magnético superficial é definida como:

$$\frac{1}{T_{2super}} = \rho_2 \frac{S}{2V} \quad (2)$$

onde: ρ_2 é a relaxação transversal, S é a superfície da área dos poros e V é o volume do fluido.

A expressão do decaimento da magnetização ao longo do tempo pode ser expressa como uma função de T_{2super} da seguinte forma:

$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \frac{S}{2V} t} \quad (3)$$

esta equação mostra a relação entre a constante de relaxação T_2 e o tamanho dos poros na amostra, aspecto explorado na caracterização da distribuição dos poros a partir das medidas de RMN.

3.2.1. Porosidade, índice de fluido livre e índice de fluido conectado

Uma vez que a curva de distribuição T_2 descreve a distribuição linear do tamanho dos poros, o valor da porosidade é calculado pela área sob esta curva (Figura 4).

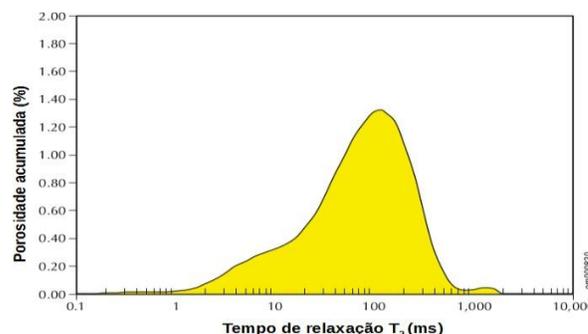


Figura 4 - Distribuição de T_2 e tamanho dos poros. Fonte: Coates *et al.* (1999).

Para calcular a porosidade a partir das medições de RMN no laboratório, é necessário primeiro calibrar a ferramenta para um volume de fluido correspondente ao volume da amostra a ser usada. Nesse sentido, registra-se a área da curva de distribuição T_2 para o volume de solução salina que corresponderá a porosidade dessa amostra 100% ($A_{eq.vol}$). Em seguida, obtém-se a

área da curva de distribuição T_2 para a amostra saturada ($A_{amostra}$). O valor percentual dessa área em relação à magnitude do sinal associado ao volume de fluido de referência, consistirá na medida de porosidade:

$$\Phi_{RMN} = \left(\frac{A_{amostra}}{A_{eq.vol}} \right) 100\%. \quad (4)$$

A distribuição do tempo de relaxamento magnético (T_2) fornece informações sobre a distribuição do tamanho dos poros e foi usada para diferenciar o volume dos poros preenchidos com fluido livre e o fluido ligado, associado aos microporos. Uma das maneiras de quantificar os volumes de fluido livre e ligado é determinar o Índice de Fluido Livre (FFI, do inglês *Free Fluid Index*) e o Índice de Fluido Ligado ou BVI (do inglês, *Bulk Volume Irreducible*) a partir da definição do tempo de relaxamento magnético transversal de corte (T_{2corte}). Este tempo T_{2corte} divide a curva de distribuição T_2 em duas partes: os tempos à esquerda de T_{2corte} estão associados aos fluidos retidos por pressões moleculares e/ou capilares, enquanto que, os tempos à direita referem-se aos poros nos quais os fluidos têm a liberdade de mover-se (Figura 5).

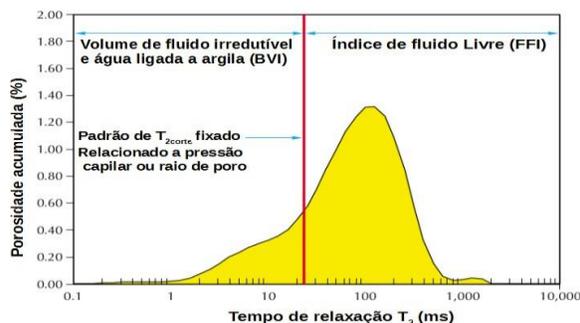


Figura 5 - Determinação dos índices de fluido livre e fluido ligado de T_{2corte} . Fonte: Coates et al. (1999).

O processo de definição de T_{2corte} consiste em obter os sinais de RMN para uma determinada amostra na condição 100% saturada e na condição de saturação irreduzível (S_{wirr}) e, em seguida, calcular os valores de porosidade acumulada (T_{2U}), integral da curva associada à distribuição da chamada porosidade acumulada em intervalos de T_2 . O ponto de intersecção entre as curvas de porosidade acumulada para a amostra 100% saturada e a mesma na condição de saturação irreduzível (S_{wirr}) corresponderá ao ponto T_{2corte} . Os valores frequentes de T_{2corte} para rochas clásticas são em torno de 33 ms e para carbonatos, aproximadamente 90 ms.

3.2.2. Estimativas de Permeabilidade

A permeabilidade está diretamente relacionada ao tamanho da garganta dos poros e não ao tamanho dos poros. No entanto, como existe uma correlação entre o tamanho da garganta dos poros e o tamanho dos poros, uma vez que poros grandes tendem a ter gargantas de poros maiores, a partir da RMN é possível estimar

valores de permeabilidade. Existem dois métodos amplamente usados para estimar a permeabilidade a partir de dados de RMN: o modelo Timur-Coates e o modelo T_2 médio.

Modelo Timur - Coates

A equação de Timur-Coates estima os valores de permeabilidade com base na relação entre porosidade, índice de fluido livre (FFI) e índice de fluido ligado (BVI):

$$K_c = \left(\frac{\Phi_{RMN}}{c'} \right)^{a'} \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^{b'} \quad (5)$$

As constantes a', b' e c' são empíricas e dependem da litologia das amostras. Os valores comuns para essas constantes são a' = 4, b' = 2 e c' = 10 mD⁻¹ (GOMEZ *et al.*, 2007; MAO *et al.*, 2013). Sendo a unidade de permeabilidade determinada em unidade de milidarcy (mD).

Modelo T₂ médio

A permeabilidade estimada a partir deste modelo é uma função da porosidade e da média geométrica dos valores de T₂ (T_{2GM}):

$$K_{médio} = \Phi^{a'} T_{2GM}^{b'} \quad (6)$$

Novamente, a', b' e c' são constantes empíricas cujos valores dependem da litologia da rocha analisada. É comum atribuir a tais constantes os valores: 4, 2 e 4,5 mD/ms², respectivamente (DAILGLE e DUGAN, 2009; MAO *et al.*, 2013).

3.3. Perfis Geofísicos

Os perfis de raios gama, densidade e elétricos do poço 1-ALV-10-BA, do bloco REC-T-256 da Bacia do Recôncavo, fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), foram utilizados para caracterizar os arenitos da Formação Maracangalha em termos de argilosidade, porosidade e permeabilidade. Os pontos analisados pertencem ao intervalo entre 1 km e 1,2 km de profundidade, intervalo que compreende os arenitos do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha e no qual o perfil caliper não sugere desmoronamento ou cimentação significativo na parede do poço. O índice de radiação gama (IGR) e argila (V_{Sh}) nos depósitos de arenito analisados foram calculados a partir das equações abaixo, conforme descrito em Nery (2013):

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (7)$$

onde: GR é a leitura do perfil na profundidade desejada, GR_{min} é a leitura do perfil para o arenito mais limpo na faixa analisada e GR_{max} é o valor escolhido como representativo dos folhelhos. A seguinte expressão é utilizada para estimar argilosidade de rochas de idade pré-terciária:

$$V_{Sh} = 0.33(2^{2IGR} - 1). \quad (8)$$

Os valores de porosidade foram estimados a partir do perfil de densidade usando a equação:

$$\Phi_D = \frac{\rho_m - \rho_f}{\rho_m - \rho_f} \quad (9)$$

e para corrigir o efeito da densidade do folhelho no cálculo da porosidade dos arenitos argilosos, usamos a equação (Nery, 2013):

$$\Phi_{Dcorr} = \Phi_D - V_{Sh}\Phi_{Sh} \quad (10)$$

onde Φ_{Dcorr} é a porosidade efetiva corrigida para o efeito da argilosidade, Φ_D é a porosidade do arenito e Φ_{Sh} é a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes.

No que concerne aos perfis elétricos, os valores de porosidade e permeabilidade foram estimados a partir das seguintes equações desenvolvidas por Lima e Niwas (2000) e Lima *et al.* (2005):

$$\Phi_e = \frac{\frac{1}{\sigma_w^m - \sigma_{mf}^m}}{\frac{1}{\sigma_0 - \Phi_e \sigma_{xo}}}, \quad (11)$$

$$\sigma_{cs} = \frac{\sigma_0 - \Phi_e \sigma_{xo}}{1 - \Phi_e} \quad (12)$$

e

$$K = \alpha_0 \left(\frac{\Phi_e}{1 + \delta_c \sigma_{cs}} \right)^{m-1+\frac{1}{q}}, \quad (13)$$

onde Φ_e é a porosidade efetiva, σ_{cs} é a condutividade da matriz, σ₀ é a condutividade da zona virgem, σ_{xo} é a condutividade da zona invadida, σ_w é a condutividade da água de formação, σ_{mf} é a condutividade do filtrado de lama, m é um fator geométrico dos grãos de areia, α₀ é uma constante geométrica, δ_c é uma constante litológica que depende do tamanho e distribuição das partículas de areia e argila e q é uma dimensão fractal do espaço poroso, cujo valor varia entre 2 e 3.

Para o cálculo da porosidade, uma vez que o poço não fornece um valor para a resistividade do filtrado de lama (R_{mf}), mas a resistividade da lama (R_m), a seguinte aproximação foi usada: R_{mf} = 0,75R_m (NERY, 2013). O valor da resistividade da água da formação (R_w) é dado nos dados do poço e consiste em 1 Ω.m. As resistividades nas zonas invadida e virgem foram obtidas a partir de um Micro perfil elétrico (Micro-inverso, MI) e um perfil indutivo com maior penetração radial (AHT90 - Array Induction Two Foot Resistivity A90), respectivamente. Medições de temperatura em três profundidades diferentes fornecidas nos dados para este poço foram usadas para estimar um gradiente de temperatura médio (Figura 6) e assim proceder com a correção das resistências R_w e R_{mf}. Apenas essas resistividades foram corrigidas para variações de temperatura, pois estão associadas a fluidos condutores (eletrólitos). O efeito da variação da

temperatura na formação foi desprezado porque as rochas são tratadas como corpos naturalmente resistentes, o poço não é muito profundo e o contexto geológico estudado não está associado a gradientes geotérmicos anômalos. Os valores das constantes litológicas m , q , α_0 e δ_c foram, respectivamente: 1,82, 2,78, 180.000 μm^2 e 100 m/S, determinados por Lima e Niwas (2000) para arenitos.

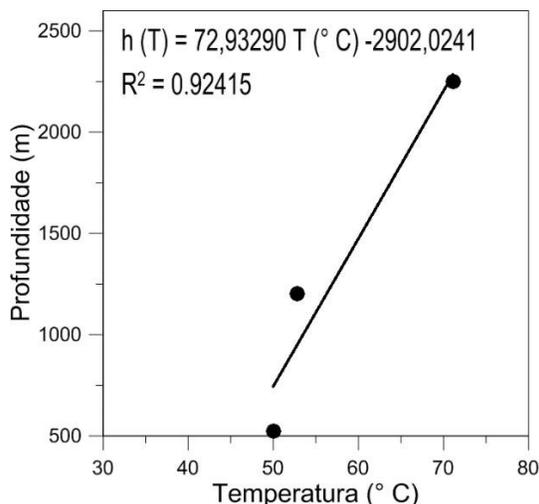


Figura 6 - Correlação entre profundidade e temperatura (°C) usada para estimar um gradiente geotérmico médio.

3.4. Métodos convencionais usados para calcular a porosidade

3.4.1. Porosidade do Ultrapicnômetro

No Laboratório de Petrofísica da UFBA, foi utilizado o Ultrapicnômetro 1000, fabricado pela Quantachrome, cujo princípio físico para estimativa do volume não poroso (ΔV_{NP}) das amostras consiste na injeção de gás hélio. O volume de espaços vazios (ΔV_v) é definido como:

$$\Delta V_v = \Delta V_t - \Delta V_{NP}, \quad (14)$$

onde ΔV_t é o volume total da amostra. A partir das medidas no Ultrapicnômetro, a porosidade foi calculada pela substituição do valor de ΔV_v na equação:

$$\Phi = \frac{\Delta V_v}{\Delta V_t} 100\%. \quad (15)$$

3.4.2. Porosidade gravimétrica

Nesta estimativa, o volume do espaço poroso (ΔV_v) é definido com base na relação entre a diferença das massas da amostra seca (m_{seca}) e saturada ($m_{100\%sat}$), e a massa específica

da solução (ρ). Desta forma, a porosidade gravimétrica é expressa por:

$$\Phi_t = \frac{(m_{100\%sat} - m_{seca}) / \rho}{\Delta V_t} 100\%. \quad (16)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Resultados laboratoriais

Das 31 amostras analisadas neste trabalho, 13 eram da localidade da Ponta de Nossa Senhora (amostras PNS) e 18 dos afloramentos de Loreto (amostras LOR). Todas as amostras foram submetidas à análise no que concerne à porosidade. Os valores de porosidade calculados a partir do método da RMN foram similares aos valores de porosidade obtidos a partir da diferença de massa entre a amostra seca e saturada (a porosidade gravimétrica). A Figura 7 apresenta a distribuição dos valores de porosidade calculados a partir da RMN e da porosidade gravimétrica, bem como, a correlação entre essas duas porosidades. O coeficiente de correlação entre os valores de porosidade da RMN e a porosidade gravimétrica é aproximadamente 0,73, um valor que explicita uma forte correlação entre essas porosidades.

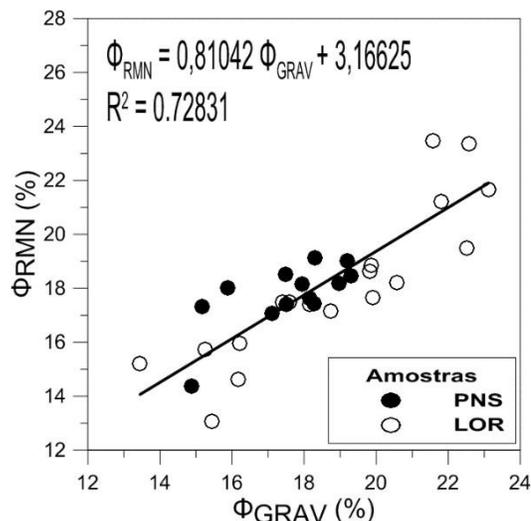


Figura 7 - Correlação entre a porosidade calculada pelo método RMN e a porosidade Gravimétrica.

Em média, os valores de porosidade obtidos no ultrapicnômetro foram superiores aos obtidos nas medidas de RMN. A Figura 8 mostra a distribuição dos valores de porosidade calculados a partir do Ultrapicnômetro e RMN, bem como o coeficiente de correlação entre eles ($R^2 \sim 0,02$). A baixa correlação entre esses dois conjuntos de valores, representa as diferenças no princípio físico de medida dos dois métodos. Para as medidas de porosidade de RMN, as amostras foram saturadas com solução salina e, para medida no Ultrapicnômetro, o gás Hélio foi inserido no espaço poroso. A molécula do gás Hélio é

menor que a molécula de água e tem maior capacidade de penetração nos microporos. Assim, a porosidade calculada a partir das medidas no Ultrapicnômetro seria representativa da porosidade total, enquanto que, a porosidade RMN seria representativa dos poros interconectados e, portanto, a porosidade efetiva. Isso explica a discrepância entre essas duas medidas.

Os valores médios de porosidade obtidos pelo Ultrapicnômetro, a partir da RMN e do método gravimétrico, para amostras da localidade de Ponta de Nossa Senhora são, respectivamente: 23,97%, 17,74% e 17,55%. Para as amostras de Loreto, os valores dessas porosidades foram, respectivamente: 27,56%, 18,15% e 18,90%. De acordo com Rosa et al. (2006), rochas com esses valores de porosidade são classificadas como rochas de porosidade intermediária a muito boa.

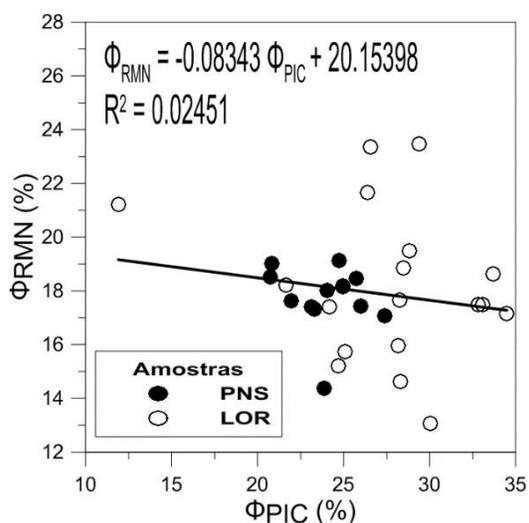


Figura 8 - Correlação entre a porosidade calculada pelo método de RMN e a obtida no Ultrapicnômetro.

Para estimar e analisar os índices de fluido livre, fluido retido por pressão capilar (ou fluido irreduzível) e permeabilidade, as amostras foram submetidas a um novo processo de saturação e colocadas sob pressão na placa porosa para atingir a condição de saturação irreduzível, necessária para determinar esses parâmetros por RMN. O processo de saturação geralmente culmina em algum nível de degradação nas amostras de rocha, especialmente em rochas mais argilosas. Assim, este processo, associado à pressão aplicada nas amostras confinadas no prato poroso, implicou na redução do número de amostras analisadas em termos de permeabilidade e índices de fluido livre e ligado. Após essa segunda saturação, das 31 amostras iniciais, foi possível realizar medidas no equipamento de RMN em 20 amostras. Destas 20 amostras restantes, 9 amostras eram PNS e 11 amostras eram LOR.

Com as curvas de distribuição dos tempos de relaxação magnética transversal (T_2) para as amostras consideradas 100% saturadas e em condição de saturação irreduzível, foi determinado o $T_{2\text{corte}}$ para cada conjunto. A Figura 9 apresenta a distribuição dos $T_{2\text{corte}}$ em função das amostras, bem como, valores médios desse tempo para as amostras dos grupos LOR e PNS. Como pode

ser observado em tal figura, os valores de $T_{2\text{corte}}$ obtidos variam no intervalo entre 8ms e 41ms e os valores médios para as amostras do grupo LOR e PNS são: 21,71ms e 25,29ms, respectivamente.

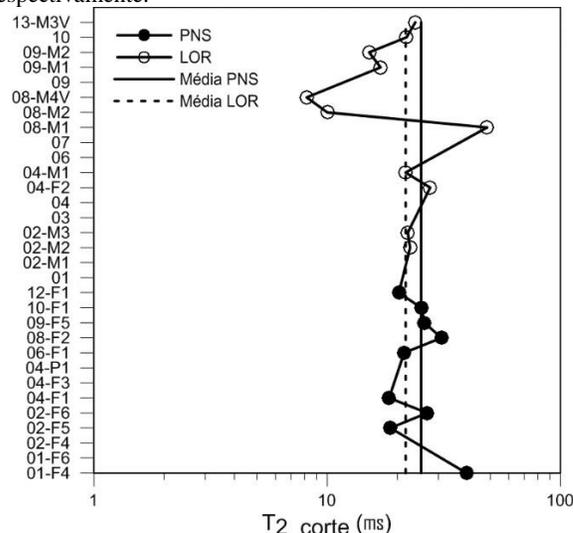


Figura 9 - Distribuição dos valores de $T_{2\text{corte}}$ de acordo com as amostras, bem como os valores médios associados às amostras LOR e PNS.

Apesar das dificuldades associadas à determinação das condições de rocha 100% saturada e saturação irreduzível, os valores médios de $T_{2\text{corte}}$ obtidos nessas medidas laboratoriais estão próximos dos valores médios associados à literatura para arenitos (33 ms). Além disso, o valor de $T_{2\text{corte}}$ divide a curva de distribuição de T_2 em termos da área associada aos fluidos retidos por pressões capilares (a área à esquerda de $T_{2\text{corte}}$) e fluidos livres (a área à direita de $T_{2\text{corte}}$), o maior valor de $T_{2\text{corte}}$ obtido para as amostras de PNS indica que o espaço poroso relacionado aos microporos nessas amostras é maior do que nas amostras do grupo LOR.

As porcentagens de volume do espaço poroso associado ao fluido retido pela pressão capilar e o fluido livre podem ser estimadas a partir do cálculo do índice de fluido livre (FFI) e índice de fluido ligado (BVI), uma vez que, a área sob a curva de distribuição de T_2 é proporcional à porosidade. O Índice de fluido retido por pressões capilares também engloba o espaço poroso associado aos argilominerais e esses, geralmente, são os principais constituintes do cimento que obstrui poros e implica em redução de permeabilidade de rochas reservatórios. Assim sendo, determinar o percentual de fluido retido por pressão capilar relacionado à argila (ou seja, o índice de fluido ligado associado aos argilominerais, BVI_{argila}) consiste em um método simples de avaliação da influência da argilosidade sobre as propriedades que determinam a capacidade de armazenamento e transmissão de fluidos das rochas. Para estimar o índice de fluido ligado dos argilominerais é necessário utilizar o T_2 teórico estabelecido na literatura como o tempo de corte para micro-poros associados à

argila, que é igual a 3ms (COATES *et al.*, 1999). Em seguida, calcula-se a área da curva da distribuição de T₂ que compreende os micro-poros de argila e qual o percentual da área associada a fluidos retidos pelos micro-poros (BVI) é associado exclusivamente aos micro-poros de argila (BVI_{argila}). A expressão abaixo explicita o índice de fluido retido por pressões capilares (BVI) em função da parcela associada aos micro-poros de argila (BVI_{argila}) e outros micro-poros (BVI*):

$$BVI = BVI_{argila} + BVI^* \quad (17)$$

A Figura 10 apresenta a distribuição dos índices de fluido livre (FFI), fluido ligado aos micro-poros de argila (BVI_{argila}) e fluido ligado a outros micro-poros (BVI*) para amostras PNS e amostras LOR, bem como, os valores médios dos índices para cada grupo. Os números associados às amostras nos gráficos possui correspondência com a sequência na qual os dados referentes a tais amostras são apresentados na Figura 9. Os valores médios dos índices FFI, BVI_{argila} e BVI* das amostras oriundas da localidade de Ponta de Nossa Senhora são, respectivamente : 12,08%, 23,83% e 64,09%. Os valores desses índices para as amostras da localidade de Loreto são, respectivamente: 26,27%, 23,09% e 50,64%.

Esse resultado mostra que o grupo LOR apresenta valor médio de índice de fluido livre correspondente a mais que o dobro do valor médio desse índice para as amostras PNS, o que indica que a porosidade efetiva desse último grupo é inferior ao do primeiro. Além disso, conforme sugerido a partir da análise dos tempos médios do T_{2corte} e da descrição das fácies das amostras analisadas, a análise dos valores médios do índice de fluido ligado aos micro-poros de argila reforçam sutilmente a composição mais argilosa dos arenitos da Formação Maracangalha oriundos do afloramento em Ponta de Nossa Senhora.

Os valores dos índices de fluido livre e fluido retido por pressões capilares são utilizados para estimar valores de permeabilidade a partir do modelo Timur-Coates. Os valores médios de permeabilidade associados às amostras dos grupos LOR e PNS, obtidos a partir do referido modelo, foram respectivamente: 1,49mD e 0,31mD. Já os valores médios de permeabilidade obtidos a partir da utilização do T_{2GM}, foram, respectivamente: 0,48mD e 0,30mD. A Figura 11 apresenta a distribuição das permeabilidades estimadas a partir dos dois métodos, bem como, o coeficiente de correlação entre elas. A correlação positiva moderada, observada na expressão de ajuste da reta da Figura 11, deve-se à diferença entre as metodologias adotadas para estimar as permeabilidades. Apesar das diferenças em relação às estimativas de permeabilidade fornecidas pelos dois métodos, os resultados obtidos indicam que as amostras de LOR tendem a apresentar valores de permeabilidade mais elevados do que as rochas do grupo PNS.

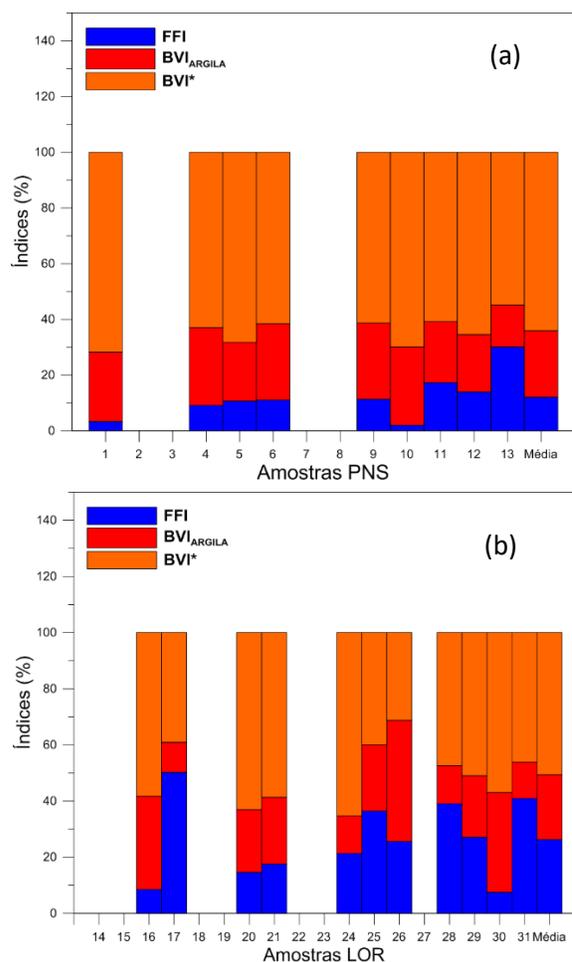


Figura 10 - Distribuição do FFI, BVI_{argila} e BVI* para (a) amostras PNS e (b) amostras LOR. A última coluna de cada gráfico apresenta os valores médios desses índices para cada grupo de amostras.

Estimativas dos valores de permeabilidade e porosidade derivados de RMN foram utilizadas para avaliar como as amostras da Formação Maracangalha seriam classificadas de acordo com as petrofácies propostas por Pittman (1992). A Figura 12 apresenta os resultados da classificação das amostras LOR e

PNS segundo tais petrofácies, para os valores de permeabilidade estimados pelo modelo Timur-Coates e pelo modelo T₂ médio, respectivamente.

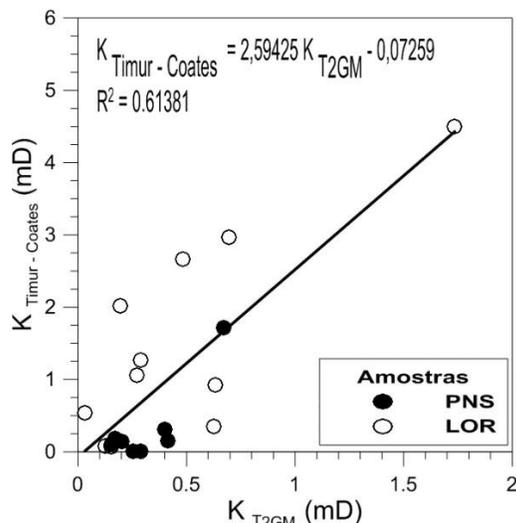


Figura 11 - Correlação entre as permeabilidades estimadas a partir do modelo Timur-Coates e o modelo T₂ médio.

A Figura 12 mostra que as amostras são nanoporosas (raio de garganta de poro inferior a 0,1µm) ou microporosas (raio de garganta de poro entre a 0,1µm e 0,5µm). Considerando as permeabilidades estimadas pelo modelo de T₂ médio, aproximadamente 86% das amostras PNS e 60% das amostras LOR foram classificadas segundo às petrofácies de Pittman (1992) como nanoporosas, as demais são classificadas como microporosas. No que diz respeito à classificação baseada no modelo de permeabilidade de Timur-Coates, os percentuais de amostras PNS classificadas como nanoporosas e microporosas foram os mesmos do modelo de T₂ médio. No entanto, a distribuição das amostras LOR com os valores de permeabilidade estimados pelo modelo Timur-Coates sofreu alterações: 80% das amostras foram classificadas como microporosas e 20% como nanoporosas. Assim sendo, a análise quanto às petrofácies propostas por Pittman (1992) sutilmente sugerem que as amostras da localidade de Loreto tendem apresentar raios de garganta de poro maiores do que as amostras da localidade de Ponta de Nossa Senhora.

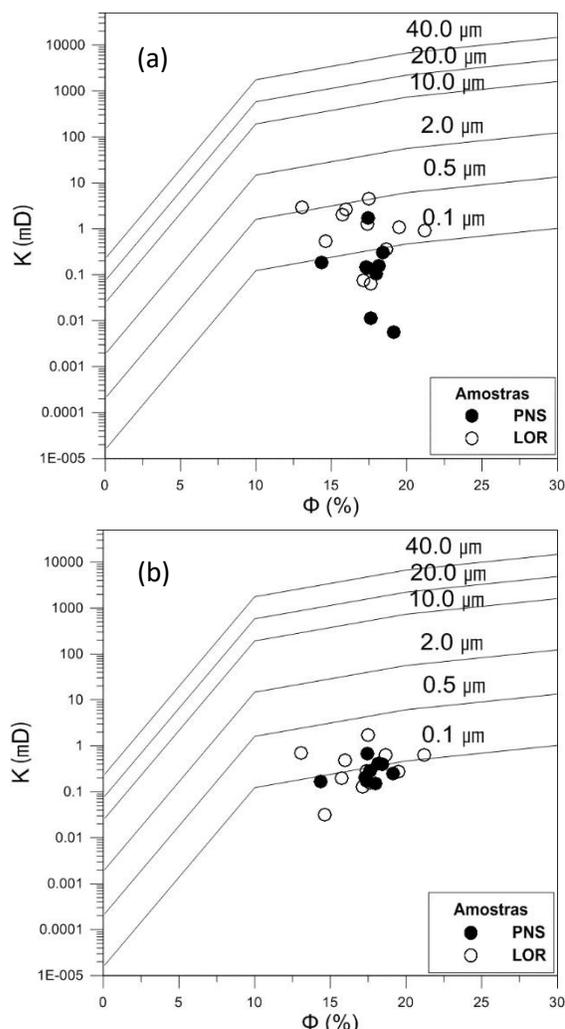


Figura 12 - Classificação das amostras quanto às petrofácies propostas por Pittman (1992). (a) Permeabilidade estimada pelo modelo Timur-Coates (b) Permeabilidade estimada pelo modelo T₂ médio.

4.2. Interpretação de Perfis

A Figura 13 apresenta os perfis de Raio gama, densidade e elétricos associados ao intervalo investigado, bem como, a coluna com a representação litológica das camadas perfiladas. Nesta figura, os valores correspondentes de porosidade, permeabilidade e fração de argila também são apresentados. Esses valores foram calculados para todo o intervalo do estudo. Porém, como o objetivo é analisar as propriedades petrofísicas do arenito do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, concentraremos nossa análise nestas litologias. Como pode ser visto na Figura 13, os valores de porosidade obtidos a partir dos perfis para os arenitos estão na faixa entre 7% e 24%. Os valores médios de porosidade obtidos a partir do perfil de densidade (Φ_D) e perfis elétricos (Φ_e) foram: 22,04% e 20,94%, respectivamente. Os altos

valores médios de porosidade indicam que na maioria dos pontos analisados, dentro dos depósitos de arenito, os valores obtidos para esta propriedade são superiores a 7% e, portanto, confirmam que tais rochas apresentam boa porosidade. Em relação à permeabilidade, os valores obtidos nos perfis elétricos indicam que tais arenitos possuem permeabilidade intermediária. O valor máximo de permeabilidade obtido foi de aproximadamente 11 mD e o valor médio foi de 4 mD. O teor médio de argilidade calculado foi de aproximadamente 7,32%, com um máximo de 26%.

Comparando esses resultados dos perfis com os estimados em análises laboratoriais, é possível perceber que os valores de porosidade e permeabilidade são da mesma ordem de grandeza e, portanto, consistentes com as medidas laboratoriais. Nota-se também que os arenitos analisados na localidade de Loreto apresentam semelhanças com os arenitos do membro Caruaçu por apresentarem valores de porosidade intermediários a altos e permeabilidades intermediárias, e conforme descrito por Scherer *et al.* (2007), tendem a apresentar baixo teor de argilominerais quando comparados a outros arenitos da mesma formação.

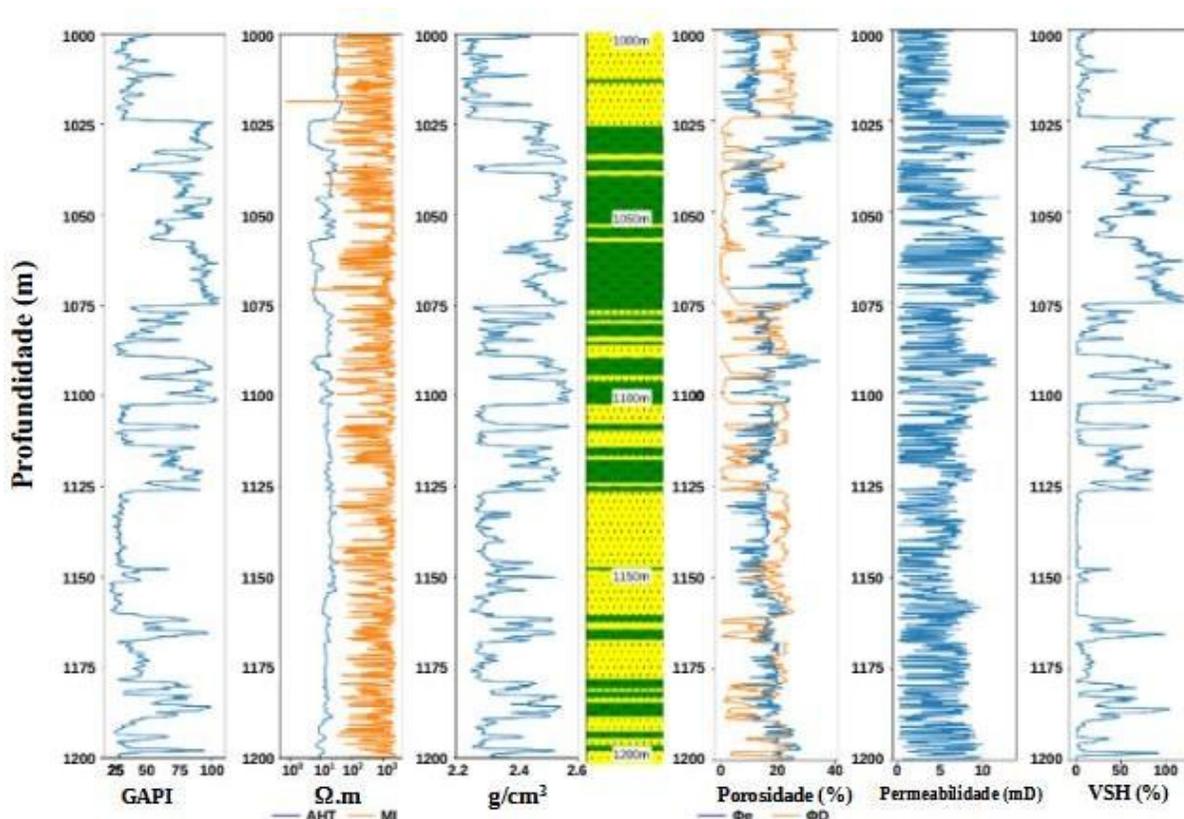


Figura 13 - Apresentação dos perfis de raios gama, elétricos e de densidade. À direita da coluna de representação litológica estão os valores calculados de porosidade, permeabilidade e argila (VSH).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise laboratorial de 31 amostras de arenitos da Formação Maracangalha oriundas de afloramentos de localidades distintas na Ilha dos Frades, Loreto e Ponta de Nossa Senhora, reforça as heterogeneidades associadas à composição de tal formação. Os valores de porosidade, permeabilidade e índice de fluido livre obtidos para as amostras investigadas da localidade de Loreto indicam que tais amostras tendem a constituir reservatórios com maior capacidade de armazenamento, transmissão e recuperação de hidrocarbonetos do que as amostras da Ponta de Nossa Senhora.

A baixa permeabilidade e os menores valores de porosidade efetiva deste último grupo de arenitos podem ser explicados pela natureza mais argilosa dessas amostras.

Os resultados obtidos da análise de perfis geofísicos de poços corroboram com os obtidos em laboratório. Visto que, apesar dos efeitos do intemperismo e da erosão nas rochas aflorantes, os valores de porosidade e permeabilidade obtidos por RMN estão na faixa dos valores calculados a partir dos registros dos poços para a maioria dos arenitos da Formação Maracangalha.

A análise conjunta das propriedades petrofísicas sinalizou que os arenitos do grupo LOR apresentam petrofácies semelhantes

aos arenitos do Membro Caruaçu e, assim, reforça a hipótese de que esses arenitos são representativos deste membro da Formação Maracangalha. Assim sendo, os resultados ratificam as propriedades relativas à transmissão e, sobretudo, as de armazenamento de fluidos, que atestam as boas características dos arenitos do Membro Caruaçu em termos de reservatórios de hidrocarbonetos.

6. REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, F. F. M.; BRITO NEVES, B. B.; CARNEIRO, C. D. R. The origin and evolution of the south American Platform. *Earth Science Reviews*, v. 50, p. 77-111, 2000.
- BITTENCOURT, A. C. D. S. P.; FERREIRA, Y. D. A.; DI NAPOLI, E. Alguns aspectos da sedimentação na Baía de Todos os Santos, Bahia. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 6, n. 4, p. 246-263, 2018.
- CAIXETA, J. M. *Estudo faciológico e características de reservatório dos arenitos produtores de gás do campo de Jacuípe (Cretáceo inferior), Bacia do Recôncavo, Brasil*. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto-MG, 1988.
- COATES, G. R.; XIAO, L. PRAMMER, M. G. NMR logging: principles and applications. Houston: *Haliburton Energy Services*, 1999.
- CORDANI, U. G.; SATO, K.; TEIXEIRA, W.; TASSINARI, C. C. G.; BASEI, M. A. S. Crustal Evolution of the South American platform. In: Cordani U., Milani E.J., Thomaz Filho A., Campos D.A. (ed.) *Tectonic Evolution of South America Platform*. Rio de Janeiro, *31st International Geological Congress*, p. 19-40, 2000.
- DAIGLES, H.; DUGAN, B. Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments. *Marine and Petroleum Geology*, v. 26, n. 8, p. 1419-1427, 2009.
- DUNN, K. J.; BERGMAN, D. J.; LATORRACA, G. A. Nuclear magnetic resonance: Petrophysical and logging applications. *Elsevier*, v. 32, 2002.
- EHRlich, R.; CRABTREE, S. J.; HORKOWITZ, K. O.; HORKOWITZ, J. P. Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity, *AAPG Bulletin*, v. 75, p. 1547- 1562, 1991.
- GE, X.; FAN, Y.; ZHU, X.; CHEN, Y.; LI, R. Determination of nuclear magnetic resonance T₂ cutoff value based on multifractal theory - An application in sandstone with complex pore structure. *Geophysics*, v. 80, n. 1, p. D11-D21, 2015.
- GÓMEZ, H.; STINCO, L. P.; NAWRATIL, A. E.; LOPETRONE, J.; ROMERO, P. A.; SAAVEDRA, B. E. Correction of bound and free-fluid volumes in the timur-coates permeability equation for the presence of heavy oil: a case study from the Golfo San Jorge Basin, Argentina. In *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2007.
- JÁCOMO, M. H.; TRINDADE, R. I.; DE OLIVEIRA, E. L.; LEITE, C. D. M.; MONTRAZI, E. T.; ANDREETA, M.; BONAGAMBA, T. J. Nuclear Magnetic Resonance and Pore Coupling in Clay-Coated Sandstones With Anomalous Porosity Preservation, Água Grande Formation, Recôncavo Basin, Brazil. *Petrophysics*, v. 59, n. 2, p. 136-152, 2018.
- KENYON, W. E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging, *The Log Analyst*, v. 38, p. 21-43, 1997.
- LIMA, O. A. L.; NIWAS, S. Estimation of hydraulic parameters of shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements. *Journal of hydrology*, v. 235, n. 1-2, p. 12-26, 2000.
- LIMA, O.; CLENNEL, M. B.; NERY, G. G.; NIWAS, S. A volumetric approach for the resistivity response of freshwater shaly sandstones. *Geophysics*, v. 70, n. 1, P. F1-F10, 2005.
- MAGALHAES, A. J. C. *Modelo deposicional e características de reservatório dos arenitos das Camadas Caruaçu (Cretáceo inferior) no Campo de Miranga Profundo, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto-MG, 1990.
- MAGNAVITA, L. P.; SILVA, R. R. D.; SANCHES, C. P. Guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 13, n. 2, P. 301-334, 2005.
- MARTINEZ, G. A.; LORNE A. D. Petrophysical measurements on shales using NMR. SPE/AAPG Western Regional Meeting. *Society of Petroleum Engineers*, 2000.
- MAO, Z.; XIAO, L.; WANG, Z.; JIN, Y.; LIU, X.; XIE, B. Estimation of permeability by integrating nuclear magnetic resonance (NMR) logs with mercury injection capillary pressure (MICP) data in tight gas sands. *Applied Magnetic Resonance*, v. 44, n. 4, P. 449-468, 2013.
- MARTINEZ, G. A.; DAVIS, L. A. Petrophysical measurements on shales using NMR. In SPE/AAPG Western Regional Meeting. *Society of Petroleum Engineers*, 2000.
- MEDEIROS, V. C. Geologia e recursos minerais da folha Sousa SB. 24-Z-A, *RIGeo-CPRM*, 2008. Disponível em: <https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/10861>, Acesso em: 18/08/2021.
- MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. D. Recursos minerais energéticos: Petróleo. *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*, v.1, p. 541-576, 2003.
- MILHOMEM, P. S.; MAMAN, E. J.; OLIVEIRA, F. M.; CARVALHO, M. S. S.; LIMA, W. S. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo. *Fundação Paleontológica Phoenix*, v. 5, n. 51, 2003.

NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo. *INCTGP/CNPq-SBGf*, 2013.

PITTMAN, E. D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *AAPG bulletin*, v. 76, n. 2, P. 191-198, 1992.

PRATES, I.; FERNANDEZ, R. Bacia do Recôncavo Sumário Geológico e Setores em Oferta. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Décima Terceira Rodada de Licitações. Disponível em: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_ofertas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Reconcavo_R13.pdf. Acesso em: 01/08/2021.

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

RIOS, E. H. *Caracterização petrofísica de rochas reservatório por RMN: abordagem clássica e modelos multivariados*. Dissertação de mestrado. Observatório Nacional, 2011.

SCHERER, C. M. S.; GALVES, A. C. M.; BOLIGNON, A.; FEIJÓ, C.; CAMPOS, C.; WIEDERKEHR, F.; POIAN, G.; KETZER, J. M.; BATISTA, J. C.; KUCHLER, J.; ROS, L. F.; CASTILLO, L.; BÁLLICO, M. B.; BOTELHO, M. A. B.; CARLOTTO, M. A.; QUINTAIROS, M. A.; D'ABBADIA, M. R.; HOLZ, M.; LIMA, O. A. L.; ALVARENGA, R. S.; LYKAWKA, R.; CRUZ, S. C. P. *Relatório final do Projeto Arquitetura estratigráfica, geometria e heterogeneidades de arenitos reservatórios da formação maracangalha*. Executado por: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Universidade Federal da Bahia e Financiadora de Estudos e Projetos do Brasil. Não publicado.

SILVA, O. D.; CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; KOSIN, M. D. Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 15, n. 2, P. 423-431, 2007.

YAN, W.; SUN, J.; CHENG, Z.; LI, J.; SUN, Y.; SHAO, W.; SHAO, Y. Petrophysical characterization of tight oil formations using 1D and 2D NMR. *Fuel*, v. 206, p. 89-98, 2017.

7. AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa faz parte da Rede de Pesquisa e Desenvolvimento do Gás Não Convencional no Brasil - GASBRAS, financiada pela FINEP. Agradecimentos ao GASBRAS e à FINEP pelo apoio científico e financeiro ao trabalho de campo, ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia - Geofísica do Petróleo (INCT-GP) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ), pelo apoio financeiro na forma de bolsa de pesquisa e ao Laboratório de Petrofísica (CPGG-UFBA) pelo suporte técnico e estrutural necessário a esta pesquisa.

Recebido em: 27/03/2021

Aceito para publicação em: 23/08/2021