



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

INTEGRAÇÃO DE MEDIDAS
LABORATORIAIS DE RESSONÂNCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR COM PERFIS
GEOFÍSICOS EM ARENITOS DA
FORMAÇÃO MARACANGALHA, BACIA
DO RECÔNCAVO

NATHÁLIA DE SOUZA PENNA

SALVADOR – BAHIA
DEZEMBRO – 2019

Integração de medidas laboratoriais de Ressonância Magnética Nuclear com perfis geofísicos em arenitos da Formação Maracangalha, Bacia do Recôncavo

por

NATHÁLIA DE SOUZA PENNA

Orientador: Prof. Dr. Joelson da Conceição Batista

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

COMISSÃO EXAMINADORA

_____ Dr. Joelson da Conceição Batista

_____ Dr. Newton Barros de Oliveira

_____ Dra. Suzan Sousa de Vasconcelos

DATA DA APROVAÇÃO: 19/12/2019

Aos meus pais.

Resumo

A prospecção geofísica de reservatórios de hidrocarbonetos inclui diversas técnicas e diferentes métodos geofísicos. A análise de perfis de poço é uma ferramenta fundamental na determinação de reservatórios e por isso, perfurar poços consiste em uma etapa ponderada em toda investigação exploratória. Contudo, uma vez que a perfuração e a perfilagem de poços pode vir a ser um empreendimento oneroso, os resultados fornecidos por métodos superficiais de investigação geofísica são utilizados para auxiliar na determinação de regiões onde são justificáveis tais investimentos. Dentre os métodos utilizados nas etapas preliminares de caracterização geológica e geofísica de um dado prospecto, encontra-se o estudo em laboratório das propriedades petrofísicas de afloramentos que apresentam texturas e/ou estruturas rochosas análogas àquelas que compõe o chamado sistema petrolífero. A partir da análise de propriedades tais como: porosidade, permeabilidade, saturação, pressão capilar e teor de argilominerais é possível inferir o potencial de uma dada formação rochosa ser um bom reservatório. Nesse contexto, o presente trabalho foi desenvolvido com a finalidade de somar-se a outros estudos petrofísicos que buscam melhor compreender como tais propriedades associam-se para definir reservatórios exploráveis. Nessa pesquisa, a partir da análise de 31 amostras de rochas oriundas de afloramentos da região da Ilha dos Frades, Bahia, Brasil, buscou-se estimar e avaliar as propriedades petrofísicas da Formação Maracangalha, um dos principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo, com a utilização da técnica da Ressonância Magnética Nuclear (RMN). Arenitos de diferentes texturas foram caracterizados em termos de porosidade, permeabilidade, saturação e análise de petrofácies. Os resultados obtidos com a RMN foram comparados aos fornecidos por métodos laboratoriais tradicionais, bem como, análise de perfis.

Abstract

Geophysical prospecting of hydrocarbon reservoirs includes various techniques and different geophysical methods. Well profiling is a key tool in reservoir determination and therefore drilling wells is a considered step in all exploratory research. However, since drilling and logging of wells may prove to be a costly endeavor, the results provided by surface geophysical research methods are used to assist in determining regions where such investments are warranted. Among the methods used in the preliminary stages of geological and geophysical characterization of a given prospectus is the laboratory study of the petrophysical properties of outcrops that have similar textures and/or rock structures to those that make up the so-called petroleum system. From the analysis of properties such as porosities, permeability, saturation, capillary pressure and clay mineral content it is possible to infer the potential of a given rock formation to be a good reservoir. In this context, the present work was developed in order to add to other petrophysical studies that seek to better understand how such properties associate to define exploitable reservoirs. In this research, from the analysis of 31 samples of rocks from outcrops of the region of Ilha dos Frades, Bahia, Brazil, the petrophysical properties of the Formação Maracangalha, one of the main hydrocarbon reservoirs of the Bacia do Recôncavo, were estimated and evaluated, using the Nuclear Magnetic Resonance (NMR) technique. Sandstones of different textures were characterized in terms of porosity, permeability, saturation and petrofacies analysis. The results obtained with NMR were compared to those provided by traditional laboratory methods, as well as profile analysis.

Sumário

Resumo	3
Abstract	4
Introdução	11
1 Fundamentos Teóricos	13
1.1 Propriedades físicas das rochas	13
1.1.1 Porosidade	15
1.1.2 Condutividade hidráulica e Permeabilidade	16
1.1.3 Saturação	17
1.1.4 Pressão capilar	17
1.2 Ressonância Magnética Nuclear	18
1.2.1 Breve histórico	18
1.2.2 Princípio Físico	20
1.2.3 Aplicações na Petrofísica	29
1.3 Perfis Geofísicos de Poço	36
1.3.1 Perfil de Raio Gama (RG)	36
1.3.2 Perfil de Densidade	37
1.3.3 Perfis elétricos	38
2 Geologia da área de estudo	41
2.1 A Bacia do Recôncavo	41
2.2 A Formação Maracangalha	45
2.2.1 Afloramentos na Ilha dos Frades	46
3 Metodologia	52
3.1 Limpeza das amostras	52
3.2 Procedimento para saturar amostras	53
3.3 Medida da capacidade volumétrica das amostras	54

3.4	Métodos Convencionais utilizados para cálculo de parâmetros petrofísicos . . .	55
3.5	Procedimentos para realização de medidas e cálculos petrofísicos a partir da RMN	55
3.5.1	Cálculo de Porosidade	59
3.5.2	Cálculo dos Índices de Fluido Livre (FFI) e Fluido Ligado (BVI) . . .	60
3.5.3	Estimativa de Permeabilidade	60
3.6	Análise de Petrofácies	60
4	Resultados e Discussão	63
4.1	Resultados Laboratoriais	63
4.1.1	Porosidades	63
4.1.2	Índices de fluido livre e fluido ligado	66
4.1.3	Estimativas de Permeabilidades	70
4.1.4	Análise de Petrofácies	71
4.2	Pesfis Geofísicos	72
5	Conclusões	79
	Agradecimentos	81
A	Tabela com valores médios relativos às dimensões das amostras analisadas	82
B	Tabelas de parâmetros petrofísicos	84
C	Curvas do sinal eletromagnético acumulado e $T_{2\text{corte}}$	87
	Referências	93

Lista de Tabelas

1.1	Valores típicos de porosidade total de algumas rochas. Modificado de Lima (2014).	15
1.2	Propriedades de RMN de alguns isótopos.	20
2.1	Descrição de fácies deposicionais da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).	47
2.2	Descrição de fácies deformacionais da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).	48
3.1	Descrição dos parâmetros de aquisição utilizados na execução da sequência CPMG.EXE.	58
3.2	Equações empíricas obtidas por Pittman (1992). Nas equações acima κ é a permeabilidade, ϕ é a porosidade e r_X é o raio da garganta do poro quando a saturação em mercúrio corresponde a X%.	61
A.1	Valores médios calculados para as dimensões, massas e volumes das amostras. O volume ($Volume_{eq}$) foi estimado a partir da utilização do picnômetro artesanal.	83
B.1	Valores de porosidades e permeabilidade estimados a partir de medidas laboratoriais.	85
B.2	Valores dos Índices de fluido ligado a micro-poros de argila (BVI_{argila}), fluido ligado a outros micro-poros (BVI^*) e fluido livre (FFI) estimados a partir do T_{2corte}	86

Lista de Figuras

1.1	Componentes de uma rocha sedimentar clástica. Fonte: Teixeira et al. (2000).	14
1.2	Pressão capilar. Modificado de Cannon (2015).	17
1.3	Analogia entre núcleo de hidrogênio e barra magnética alinhada com o eixo Spin do próton. À direita, representação da orientação aleatória dos eixos magnéticos nucleares na ausência de um campo externo. Fonte: Coates et al. (1999).	21
1.4	Spins dos prótons com momentos magnéticos médios alinhados paralelamente e antiparalelamente ao campo magnético externo aplicado (eixo z) realizando movimento de precessão (esquerda). À direita, vetor magnetização resultante de um elemento de volume. Fonte: UTFPR (2019).	22
1.5	Precessão do spin de um proton sujeito à ação de um campo magnético externo. Modificado de Coates et al. (1999).	22
1.6	Estados de energia do próton e liberação de energia (ΔE) associada às mudanças nas populações de Spins. Modificado de Libretexts.org (2019) e UTFPR (2019).	23
1.7	Magnetização em função do tempo de polarização T_1 . Fonte: Coates et al. (1999).	24
1.8	Inclinação da magnetização em função do tempo da aplicação do campo \vec{B}_1 . Fonte: Coates et al. (1999).	25
1.9	Senoide amortecida associada à relaxação magnética. Fonte: Cardona et al. (2015).	26
1.10	Representação gráfica do Método de Recuperação de Inversão. As curvas simulam a repetição da sequência de pulsos associados à recuperação de inversão. Modificado de Jerosch-Herold e Kwong (2014).	27
1.11	Representação da Sequência de pulsos CPMG. Fonte: Coates et al. (1999).	29
1.12	Representação da conversão do sinal da RMN em curva de distribuição de T_2 . Fonte: Coates et al. (1999).	32
1.13	Distribuição de T_2 e tamanho de poros. Fonte: Coates et al. (1999).	33

1.14	Determinação dos Índices de fluido livre e fluido ligado a partir do T_{2corte} . Fonte: Coates et al. (1999).	34
2.1	Localização e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem et al. (2003).	42
2.2	Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem et al. (2003).	43
2.3	Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: Silva et al. (2007).	44
2.4	Localização da Ilha dos Frades. Fonte: Google Maps.	46
2.5	Localização dos afloramentos na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).	49
2.6	Seção colunar dos afloramentos na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).	51
3.1	Equipamento de limpeza.	53
3.2	Equipamento de RMN: Maran Ultra.	56
4.1	Amostras de rochas representativas do grupo LOR.	64
4.2	Amostras de rochas representativas do grupo PNS.	64
4.3	Correlação entre a porosidade calculada a partir do método da RMN e a porosidade obtida a partir das medidas de massa, a porosidade Gravimétrica.	65
4.4	Correlação entre a porosidade calculada a partir do método da RMN e a porosidade obtida a partir do Ultrapicnômetro.	65
4.5	Rochas fraturadas após um segundo processo de saturação para atingir a condição de saturação irreduzível sob pressão no prato poroso.	67
4.6	Distribuição dos valores de T_{2corte} em função das amostras, bem como, valores médios associados às amostras LOR e PNS.	68
4.7	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 (a) amostras PNS e (b) amostras LOR. A última coluna de cada gráfico apresenta os valores médios desses índices para cada grupo de amostras.	74
4.8	Curvas de distribuição de T_2 para amostras LOR e PNS.	75
4.9	Correlação entre permeabilidades estimadas a partir do modelo Timur-Coates e do modelo de T_2 médio.	75
4.10	Classificação das amostras quanto às petrofáceis propostas por Pittman (1992).	76
4.11	Correlação entre profundidade e temperatura ($^{\circ}\text{C}$) utilizada para estimar um gradiente geotérmico médio.	77

4.12	Apresentação dos perfis de Raio Gama, elétricos e de densidade. À direita da coluna de representação litológica, encontram-se os valores de porosidade, permeabilidade e argilosidade (<i>VSH</i>) calculados.	78
C.1	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS1-F4 e (b)PNS02-F5. . .	87
C.2	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS2-F6, (b)PNS4-F1, (c)PNS06-F1 e (d)PNS08-F2.	88
C.3	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS09-F5, (b)PNS10-F1, (c)PNS12-F1 e (d)LOR02-M2.	89
C.4	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR02-M3, (b)LOR04-F2 (c)LOR04-M1 e (d)LOR08.	90
C.5	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR08-M2, (b)LOR08-M4V, (c)LOR09-M1 e (d)LOR09-M2.	91
C.6	Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR10 e (b)LOR13-M3V.	92

Introdução

A indústria petrolífera sempre esteve envolvida no desenvolvimento de tecnologias e ferramentas voltadas para caracterização e exploração eficiente de reservatórios. Reduzir os custos relativos às atividades exploratórias, bem como, minimizar o percentual de erro associado à localização de reservas durante a etapa de prospecção são objetivos comuns a todas as empresas desse setor. Por isso, em meados do século XX, quando o sinal da Ressonância Magnética Nuclear (RMN) foi observado pela primeira vez em universidades estadunidenses e os cientistas descobriram a aplicabilidade desse fenômeno no estudo da matéria, muitas companhias de petróleo como Shell, Mobil, EXXON, Schlumberger e NUMAR, ao compreenderem que o fenômeno da RMN poderia ser aplicado com relativo sucesso em pesquisas no campo da petrofísica, investiram recursos para desenvolver ferramentas, principalmente de perfilagem em poços, baseadas nessa nova tecnologia.

Para identificar e avaliar a capacidade de armazenamento e produção de reservatórios, torna-se essencial conhecer as propriedades das rochas e dos fluidos que as saturam. A viabilidade de um dado reservatório ser explorado economicamente pode ser determinada a partir da análise de certas características tais como: identificação das litologias que constitui a rocha, natureza dos fluidos que preenchem o espaço poroso, porosidade, permeabilidade, teor de saturação e argilosidade.

As ferramentas mais populares para obtenção de parâmetros petrofísicos são baseadas em contrastes entre massas específicas de substâncias, propriedades elétricas como condutividade (ou resistividade), propriedades elásticas associadas à propagação de ondas mecânicas, ou ainda, em propriedades inerentes ao átomo que determinam as interações envolvendo partículas subatômicas (nêutrons e elétrons). No entanto, a maioria dessas ferramentas apresentam limitações relacionadas à precisão dos dados observados. Em virtude dos valores de porosidade obtidos com tais ferramentas refletirem bastante os aspectos inerentes à técnica empregada, à geometria da ferramenta e às condições ambientais, correções precisam ser aplicadas sobre os dados adquiridos de modo a conseguir resultados mais verossímeis.

As ferramentas pautadas no fenômeno da RMN foram desenvolvidas no final do século XX e ganharam destaque por serem capazes de fornecer valores mais acurados de porosida-

des do que a maioria das chamadas técnicas tradicionais. A aplicação da RMN apresenta como principais vantagens os seguintes aspectos: 1) os valores de porosidade observados são função das propriedades do fluido e do espaço poroso e assim, diferente das técnicas tradicionais, a matriz da rocha não exerce influência substancial sobre o parâmetro físico medido; 2) comparada a outras ferramentas utilizadas em laboratório, a aplicação da RMN favorece a preservação das amostras, uma vez que, a aquisição dos dados é mais simples e consiste em um processo não-destrutivo, no qual as amostras são expostas a um campo magnético estático e de baixa magnitude e 3) como somente a interação entre fluidos e volume poroso afetam os dados medidos, os resultados adquiridos em laboratório podem ser reproduzidos em quaisquer ambientes, inclusive em campo.

Nesse trabalho, a técnica de RMN foi empregada em medidas laboratoriais em amostras de afloramentos da Formação Maracangalha (Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil) com os seguintes objetivos: 1) caracterizar em termos de porosidade, índice de fluido livre, índice de fluido ligado e permeabilidade, arenitos com petrofácies distintas dessa formação; 2) comparar os parâmetros petrófísicos obtidos a partir do método de RMN com dados obtidos com emprego de outras técnicas laboratoriais e dados de perfilagem de poços e 3) analisar e integrar os resultados obtidos pelos diferentes métodos, com a finalidade de fornecer uma descrição mais ampla acerca das propriedades petrófísicas que definem os arenitos reservatórios (Membro Caruaçu) dessa formação.

Capítulo 1

Fundamentos Teóricos

Esse capítulo foi dividido em três partes. Na primeira parte, será apresentada uma revisão de conceitos básicos associados à caracterização petrofísica de reservatórios. Na segunda, será apresentado os fundamentos teóricos da Ressonância Magnética Nuclear e por fim, um resumo sobre fundamentos e aplicações de três perfis geofísicos: perfil de raio gama, perfil de densidade e perfis elétricos.

1.1 Propriedades físicas das rochas

As rochas são associações coesas e naturais de um ou vários minerais. Normalmente, constitui um corpo de extensão significativa e não homogêneo, no qual existem minerais essenciais e acessórios. Os minerais essenciais são os mais abundantes na rocha e suas proporções são utilizadas para definir a nomenclatura dessa.

As propriedades de uma dada rocha dependem da sua composição mineralógica, textura e estrutura e tais aspectos são determinados pelos processos e alterações aos quais a rocha foi submetida. Quanto a gênese, as rochas são classificadas em ígneas, metamórficas e sedimentares. Os dois primeiros grupos compreendem as chamadas rochas cristalinas. As rochas ígneas têm sua origem associada ao resfriamento do magma no interior ou na superfície da Terra, enquanto que, as rochas metamórficas são produtos de transformações mineralógicas em uma rocha pré-existente, induzidas por alterações nas condições de temperatura, pressão, tensão direcional e/ou pressão parcial exercida por fluidos.

No que concerne à exploração de reservatórios, o grupo de rochas de maior relevância é o último: as rochas sedimentares, pois representam cerca de 75% da área da crosta terrestre e compreendem a maior parte dos reservatórios de petróleo exploráveis do mundo. Essas rochas são formadas a partir da deposição e litificação de partículas de outras rochas e/ou precipitação de substâncias químicas. A deposição de sedimentos em depressões culmina na

formação das chamadas bacias sedimentares, regiões nas quais a decomposição da matéria orgânica pode culminar na formação de hidrocarbonetos.

Quando as partículas que compõe a rocha sedimentar são oriundas de intemperismo, erosão e transporte de rochas pré-existentes, essas partículas são denominadas clastos e a rocha por eles formada é classificada como clástica. O processo geológico de litificação, união de partículas através da compactação e cimentação, consiste no mecanismo principal de formação de uma rocha sedimentar clástica. Os componentes básicos desse tipo de rocha consistem em arcabouço, matriz e cimento. O arcabouço compreende a porção clástica principal e mais abundante que fornece sustentação ao corpo rochoso. A matriz compreende os clastos mais finos, enquanto que, o cimento consiste no produto de precipitação química que preenche os espaços vazios (poros) da rocha (Figura 1.1).

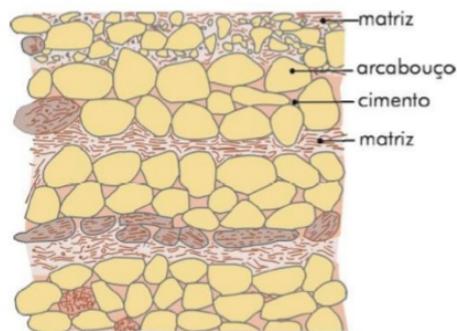


Figura 1.1: Componentes de uma rocha sedimentar clástica. Fonte: Teixeira et al. (2000).

As rochas sedimentares cuja formação está associada predominantemente à precipitação de radicais salinos em soluções aquosas são classificadas como rochas químicas ou não-clásticas. Evaporitos são os principais representantes das rochas sedimentares não-clásticas (Lima, 2014; Nery, 2013; Teixeira et al., 2000).

Conforme destacado em Lima (2014), as rochas são potenciais reservatórios naturais, uma vez que, são meios porosos com capacidade para armazenar e transportar fluidos, bem como, hospedar minerais de minério. A capacidade de uma rocha atuar como reservatório depende sobretudo da distribuição e do volume de seus espaços vazios. No entanto, além da porosidade, constituem importantes parâmetros petrofísicos associados à capacidade de uma formação rochosa constituir um reservatório natural de fluidos: condutividade hidráulica, permeabilidade, taxa de saturação e pressão capilar.

1.1.1 Porosidade

A porosidade (ϕ) é uma grandeza adimensional, expressa geralmente em porcentagem, que quantifica o volume de espaços vazios (poros e/ou fraturas) nas rochas. De acordo com o processo que resultou na formação dos espaços vazios, a porosidade pode ser classificada em porosidade primária e porosidade secundária.

Rochas	Porosidade(%)
Folhelho	1-10
Siltito	1-10
Arenitos	10-25
Calcários	1-10
Rochas Cristalinas	1-5
Sal-gema	0-1

Tabela 1.1: Valores típicos de porosidade total de algumas rochas. Modificado de Lima (2014).

A porosidade primária é aquela gerada durante o processo de deposição, constituindo-se em uma porosidade intragranular (ou intraparticular). Enquanto que, a porosidade secundária refere-se a porosidade adquirida após a deposição da rocha, associada aos processos de cimentação, dissolução ou fraturamento. Vale salientar que em decorrência dos processos que culminam na formação das rochas, as rochas cristalinas (ígneas e metamórficas) tendem apresentar valores de porosidade primária baixos (inferiores a 2%). São as atividades tectônicas que ao fraturar e fissurar tais rochas, viabilizam que essas possam consistir em reservatórios de fluidos aptos, do ponto de vista econômico, a serem explorados. A Tabela 1.1 apresenta valores típicos de porosidade para alguns sedimentos e rochas.

Quanto a estrutura do volume poroso, a porosidade pode ser diferenciada em três tipos: porosidade total (ϕ_t), porosidade interconectada (ϕ_i) e porosidade efetiva (ϕ_e). A porosidade total (ϕ_t) é definida como a razão entre o volume de espaços vazios (ΔV_v) e o volume total (ΔV_t) de uma rocha:

$$\phi_t = \frac{\Delta V_v}{\Delta V_t} 100\%. \quad (1.1)$$

A porosidade interconectada (ϕ_i) consiste na razão entre o volume de espaços vazios interconectados (ΔV_{vi}) e o volume total (ΔV_t) de uma rocha:

$$\phi_i = \frac{\Delta V_{vi}}{\Delta V_t} 100\%. \quad (1.2)$$

A porosidade efetiva (ϕ_e) é definida como a razão entre o volume de espaços vazios ocupados por fluidos livres (ΔV_l) e o volume total (ΔV_t) de uma rocha:

$$\phi_e = \frac{\Delta V_l}{\Delta V_t} 100\%. \quad (1.3)$$

Do ponto de vista hidrogeológico, a quantificação da porosidade efetiva é o parâmetro mais importante, já que viabiliza estimar o volume efetivo de fluido do reservatório que poderá ser explorado comercialmente.

1.1.2 Condutividade hidráulica e Permeabilidade

Em 1856, Henry Darcy verificou que a vazão de escoamento de um fluido em um espaço poroso era diretamente proporcional à seção transversal do meio e à diferença de energia hidráulica entre dois pontos e, inversamente proporcional à distância percorrida pelo fluido (Nery, 2013). A constante de proporcionalidade entre a vazão de escoamento, a energia hidráulica e a distância percorrida pelo fluido é denominada condutividade hidráulica:

$$q = K \frac{(\varphi_1 - \varphi_2)}{L}, \quad (1.4)$$

onde: q é a vazão de escoamento do fluido, $\varphi_1 - \varphi_2$ é a diferença de energia hidráulica entre dois pontos, L é a distância percorrida pelo fluido e K é a condutividade hidráulica.

A condutividade hidráulica (K) pode ser definida como a velocidade de fluxo do fluido na rocha sobre a influência de um gradiente de pressão. Sendo uma propriedade dinâmica dos reservatórios, a condutividade hidráulica depende tanto de propriedades do meio poroso, quanto do fluido. Sob a hipótese de fluxo laminar em tubos cilíndricos, de acordo com Kirsch (2006) e Lima (2014), a condutividade hidráulica pode ser expressa em função de características do fluido e do meio poroso como:

$$K = \kappa \frac{\Delta P}{\eta}, \quad (1.5)$$

onde: η é a viscosidade do fluido, ΔP expressa o gradiente de pressão, proporcional ao peso específico do fluido, e κ é um coeficiente que expressa característica intrínseca do meio poroso: a permeabilidade intrínseca.

Essa permeabilidade intrínseca também pode ser chamada permeabilidade específica e consiste em uma propriedade que depende da natureza do meio poroso, do tamanho e seleção dos grãos e estrutura da rocha. No contexto de reservatório de fluidos multifásicos, mais dois conceitos de permeabilidade são aplicáveis: permeabilidade absoluta e permeabilidade efetiva. A permeabilidade absoluta expressa a capacidade de fluxo de um fluido que satura

completamente os poros interconectados, enquanto que, a permeabilidade efetiva expressa a capacidade de fluxo de um fluido na presença de um outro (Cannon, 2015).

1.1.3 Saturação

A saturação (S) é um parâmetro de reservatórios que expressa a proporção do volume total dos poros ocupado pelo fluido. Se o fluido no reservatório for água, usa-se a expressão saturação em água (S_w). Em um reservatório com água e hidrocarbonetos, a saturação em hidrocarbonetos pode ser expressa como:

$$S_h = 1 - S_w. \quad (1.6)$$

Relativo à saturação, outro importante conceito para caracterização de reservatórios é a saturação irreduzível em água (S_{wirr}). A saturação irreduzível é definida em condições de alta pressão capilar, quando a saturação em água é mínima. Nessa condição, quando a fração de água no volume poroso é mínima, a permeabilidade efetiva tende a zero (Cannon, 2015).

1.1.4 Pressão capilar

A pressão capilar atua em escala microscópica e, junto com a viscosidade e a gravidade, define o comportamento dinâmico de um reservatório. A pressão capilar (P_c) existe em um contexto onde dois fluidos imiscíveis ocupam o meio poroso e consiste na medida da diferença de pressão entre fluidos:

$$P_c = P_1 - P_2, \quad (1.7)$$

onde P_1 e P_2 são as pressões exercidas pela água e pelo gás (Figura 1.2), respectivamente.

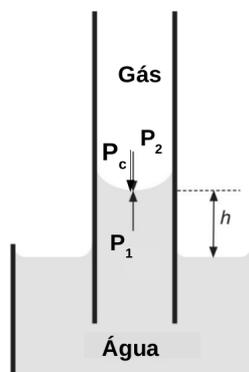


Figura 1.2: Pressão capilar. Modificado de Cannon (2015).

1.2 Ressonância Magnética Nuclear

1.2.1 Breve histórico

A Ressonância magnética nuclear (RMN) consiste em uma técnica de investigação da matéria, não-destrutiva, desenvolvida a partir do século XX, e com extensa aplicação na medicina, física, química e biologia. Desde de 1945, quando o sinal da RMN sobre a matéria condensada foi observado pela primeira vez nas universidades de Stanford e Harvard, cientistas dedicaram-se a compreender os fundamentos que explicam a observação do fenômeno da RMN (Woessner, 2001). As pesquisas a respeito do fenômeno da RMN foram divididas em dois campos:

- RMN espectral (ou espectroscopia por RMN): método no qual uma amostra é irradiada por um campo eletromagnético, geralmente com frequência de precessão entre 60MHz e 900MHz, e o espectro de frequência ou de comprimento de ondas eletromagnéticas derivado do sinal da RMN de diferentes isótopos é registrado e utilizado para análise qualitativa e quantitativa de substâncias químicas.
- Tempo de relaxação de RMN: sinal eletromagnético é gerado a partir de um pulso. Em seguida, observa-se a magnetização das partículas e posterior retorno dessas ao estado de equilíbrio magnético. Nesse método, as variáveis medidas são os tempos de relaxação da magnetização.

Conforme destacado em Woessner (2001), o método de RMN espectral foi escolhido preferencialmente pelos químicos para analisar líquidos, enquanto os físicos deram preferência ao método de RMN de medidas do tempo de relaxação magnética para estudar propriedades de sólidos. Nesse contexto, tem-se que o químico Herbert S.Gutowsky, da Universidade de Illinois, teria sido o pioneiro na aplicação de medidas espectrais a partir da RMN para estudar a estrutura molecular de fluidos. Por sua vez, os trabalhos dos físicos Bloembergen, Purcell e Pound (Bloembergen et al., 1948) da Universidade de Havard e de Felix Bloch (Bloch, 1946), na Universidade de Stanford, são considerados os vanguardistas no tocante à realização de medidas e análise de tempos de relaxação do sinal eletromagnético após aplicação de um pulso de radiofrequência.

No que concerne ao processo histórico que culminou no desenvolvimento de ferramentas para medição dos tempos de relaxação magnética, destacou-se o trabalho desenvolvido por Hahn (1950), no qual foi introduzido o conceito de Spin-eco. Ao propor a aplicação de pulsos subsequentes para "reconstruir" a coerência do sinal eletromagnético, esse físico da Universidade de Illinois revolucionou o método de medição dos tempos de relaxação de magnetização transversal (T_2) e longitudinal (T_1), bem como, do coeficiente de difusão (D).

A aplicação do método Spin-eco tornou as medidas mais acuradas e mais fáceis de serem estimadas, uma vez que, os tempos de relaxação passaram a ser obtidos diretamente da amplitude dos ecos.

A partir de 1956, o físico John R. Zimmerman empregou a técnica RMN para estudar líquidos em contato com superfícies sólidas a partir dos tempos de relaxação de magnetização (Zimmerman et al., 1956; Zimmerman e Brittin, 1957). Nesses trabalhos, observou-se que os sinal RMN do hidrogênio exibe multicomponentes de relaxação que variam conforme a natureza do sólido em contato com o fluido, ou seja, observou-se variação nos tempos de relaxação em função das propriedades da matéria na qual o fluido estava em contato. Pesquisas como essas desenvolvidas por John R. Zimmerman apontavam para aplicabilidade da técnica de medida dos tempos de relaxação da RMN para caracterização de reservatórios de água e hidrocarbonetos. Companhias de petróleo como Mobil, EXXON e Shell, a priori, investiam em pesquisas que utilizavam a técnica de RMN espectral para analisar a composição do petróleo. No entanto, o investimento em pesquisas de RMN pautadas nas medidas dos tempos de relaxação em estudos de dinâmica molecular de fluidos, interação de fluidos com íons paramagnéticos e superfícies sólidas distintas, tornou-se crescente (Woessner, 2001; Brown, 2001). A companhia Mobil teria sido a pioneira na pesquisa do processo de relaxação da magnetização de átomos de hidrogênio em superfícies de rochas e sendo assim, na geração de um modelo para reforçar a aplicabilidade da RMN na exploração e produção de petróleo (Woessner, 2001).

Entre 1948 e 1960, dezenas de pedidos de patente para equipamentos de RMN de poços patrocinados por companhias como Chevron, Schlumberger, Mobil, Texaco e Varian foram solicitados nos Estados Unidos. As primeiras ferramentas comerciais de RMN utilizadas na perfuração de poços foram desenvolvidas principalmente pela Chevron em 1960 e posteriormente pela Schlumberger (Kleinberg e Jackson, 2001).

Inicialmente, o uso da técnica de RMN para caracterizar reservatórios ficou restrito somente a algumas companhias petrolíferas estadunidenses e universidades associadas a essas. A partir dos resultados positivos advindos da aplicação da RMN na exploração de petróleo, aos poucos, o uso da RMN como ferramenta eficaz para obtenção de informações petrofísicas, tais como porosidade, permeabilidade, índice de fluido livre e saturação irreduzível, difundiu-se em outras partes do mundo. No entanto, vale destacar que em decorrência das ferramentas de RMN terem sido desenvolvidas mais recentemente, quando comparada às técnicas petrofísicas tradicionais, e dos equipamentos de RMN terem custos elevados, a aplicação da RMN em laboratórios e, sobretudo, em poços na área de petrofísica ainda é discreta.

1.2.2 Princípio Físico

O termo Ressonância magnética nuclear (RMN) refere-se a resposta dos núcleos atômicos de certos elementos quando submetidos à ação de um campo magnético externo. Os núcleos dos átomos podem ter a eles associados momento magnético e momento angular. Em virtude do momento angular (ou Spin) ser inerente às partículas subatômicas (prótons e neutrões), quando o núcleo é submetido à presença de um campo magnético, essas partículas realizam um movimento de precessão orientado na direção do campo aplicado. O sinal da RMN resulta da interação entre o movimento de precessão dos momentos magnéticos nucleares e o campo externo aplicado.

Núcleos	Número Quântico Spin	Abundância Natural(%)	Sensitividade Relativa (%)	Sensitividade Absoluta (%)	Constante Giromagnética (Rad/s/G)
H^1	1/2	99,98	100	5,680	26,751
C^{13}	1/2	1,10	1,59	1	6,726
P^{31}	1/2	100	6,63	377	10,829
F^{19}	1/2	100	83	4,730	25,166
Na^{23}	3/2	100	9,25	525	7,076
K^{39}	3/2	93,26	0,05	2,69	1,248
H^2	1	0,015	0,965	$8,2 \cdot 10^{-6}$	4,106

Tabela 1.2: Propriedades de RMN de alguns isótopos.

Somente átomos com número de prótons e/ou neutrões ímpares podem viabilizar a observação do sinal associado à RMN. Conforme destacado em Coates et al. (1998), a maioria dos átomos encontrados na natureza tem momento de dipolo magnético de baixa magnitude, de modo que, o sinal da RMN induzido pela ação de um campo externo geralmente é muito pequeno, o que dificulta sua medição. A Tabela 1.2 apresenta uma lista de isótopos que podem gerar o sinal RMN.

O hidrogênio é um elemento presente tanto na composição da água, quanto em hidrocarbonetos, além disso, o isótopo H^1 possui abundância natural elevada, maior sensibilidade absoluta¹ e constante giromagnética² (γ), quando comparado aos demais isótopos (Tabela 1.2). Tais aspectos levaram a maioria das ferramentas de RMN serem baseadas nas respostas dos núcleos dos átomos de hidrogênio.

¹Sensibilidade Absoluta é um parâmetro que indica quão fácil é adquirir o sinal de RMN de um elemento. Matematicamente consiste na razão entre a Sensibilidade Relativa e a abundância natural relativa ao isótopo C^{13} .

²Parâmetro que relaciona a frequência de precessão e o módulo do campo de indução magnética. Consiste em uma grandeza proporcional ao momento magnético nuclear do elemento e seu número quântico spin.

O Próton e o Estado de Equilíbrio

O núcleo do isótopo H^1 possui apenas um próton e nenhum neutrôn. O movimento de rotação do próton (descrição física clássica) gera um campo magnético nuclear com dois polos, de modo que, o núcleo comporta-se como uma barra magnética microscópica, na qual a direção do campo magnético está alinhado com o eixo do Spin do próton (Figura 1.3). Na ausência de um campo externo, o eixo do Spin do próton apresenta orientação aleatória.

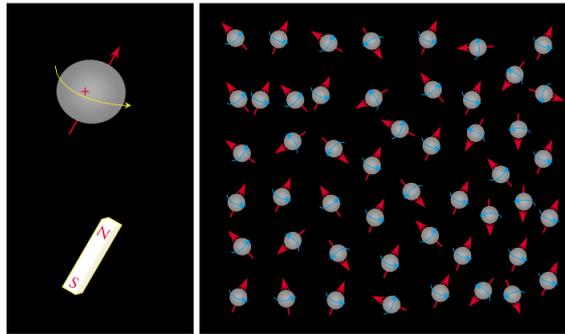


Figura 1.3: Analogia entre núcleo de hidrogênio e barra magnética alinhada com o eixo Spin do próton. À direita, representação da orientação aleatória dos eixos magnéticos nucleares na ausência de um campo externo. Fonte: Coates et al. (1999).

No contexto de uma população de átomos de hidrogênio, a ausência de um campo magnético externo, leva os prótons a não exibirem magnetismo a nível macroscópico. Isso ocorre porque, apesar de em escala microscópica haver um campo magnético associado a cada núcleo, o eixo Spin dos prótons estão orientados aleatoriamente e essa falta de coerência leva o campo magnético total (resultado da soma dos campos magnéticos dos N átomos de H^1) aproximar-se de zero. Na presença do campo externo, o eixo Spin da maioria dos prótons tende a se orientar na direção do campo magnético externo e assim, a nível macroscópico observa-se um campo magnético não nulo (Figura 1.4).

O termo estado de equilíbrio é utilizado para definir o estado do sistema quando há coerência na orientação dos spins decorrente da ação de um campo externo. A direção do estado de equilíbrio é a direção do campo magnético constante (\vec{B}_0) aplicado.

O campo estático (\vec{B}_0) quando aplicado sobre os átomos de hidrogênio exercem um torque sobre o Spin do próton que leva esse a realizar um movimento de precessão ao redor da direção de \vec{B}_0 (Figura 1.5). A frequência de precessão dos prótons é chamada Frequência de Larmor (f_L), matematicamente definida como:

$$f_L = \frac{\gamma B_0}{2\pi}, \quad (1.8)$$

onde γ é a constante giromagnética. Valores de γ estão na Tabela 1.2. Para o hidrogênio

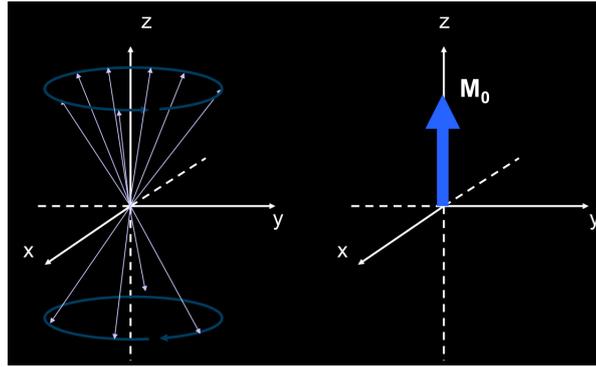


Figura 1.4: Spins dos prótons com momentos magnéticos médios alinhados paralelamente e antiparalelamente ao campo magnético externo aplicado (eixo z) realizando movimento de precessão (esquerda). À direita, vetor magnetização resultante de um elemento de volume. Fonte: UTFPR (2019).

(H^1), a razão $\gamma/2\pi$ é aproximadamente 42,58 MHz/tesla.

A frequência de Larmor (f_L) depende da força do campo magnético (\vec{B}_0) e assim, também é uma função dependente da estado energético do átomo. De acordo com a mecânica quântica, a quantidade de estados possíveis de energia (n_e) de um isótopo é:

$$n_e = 2I + 1, \quad (1.9)$$

onde I é o número quântico spin do isótopo.

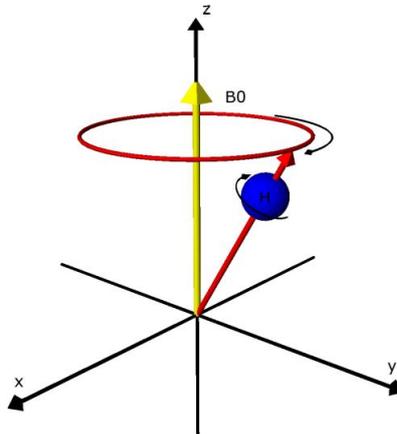


Figura 1.5: Precessão do spin de um próton sujeito à ação de um campo magnético externo. Modificado de Coates et al. (1999).

Para o isótopo de hidrogênio H^1 , $I = 1/2$ (Tabela 1.2), de modo que, há dois estados de energia (n_e) possíveis para o próton. Esses dois estados tem os números quânticos $m = +1/2$ e $m = -1/2$, que correspondem, respectivamente, ao estado de baixa e alta energia. Quando o eixo Spin do próton aponta para cima (Momento magnético médio paralelo ao eixo do

campo \vec{B}_0), o próton encontra-se no estado de baixa energia, o estado mais estável. Por sua vez, quando o eixo Spin do próton aponta para baixo (Momento magnético médio anti-paralelo ao eixo do campo \vec{B}_0), o próton está no estado de alta energia (Figura 1.6).

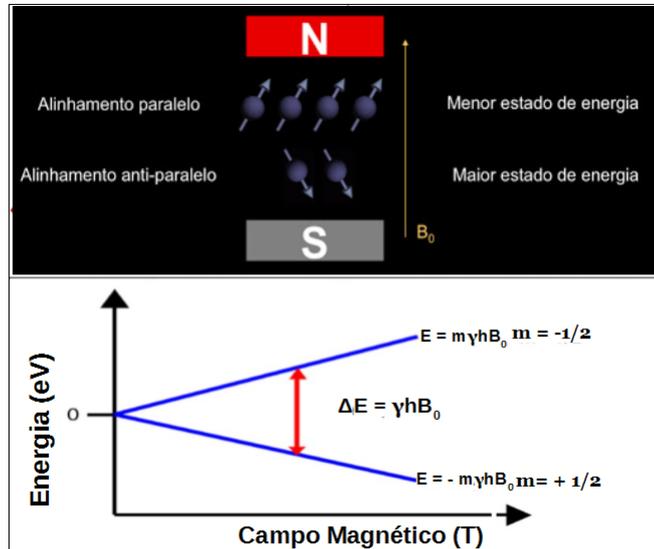


Figura 1.6: Estados de energia do próton e liberação de energia (ΔE) associada às mudanças nas populações de Spins. Modificado de Libretxts.org (2019) e UTFPR (2019).

Quando um grande número de átomos de hidrogênio é submetido à ação do campo magnético \vec{B}_0 , a maioria dos spins preferencialmente adquire uma orientação que resulta no estado de mais baixa energia. Resultante da diferença entre o número de prótons no estado de baixa energia e prótons no estado de alta energia, origina-se a magnetização macroscópica (M_0) de equilíbrio (Figura 1.4). Essa magnetização pode ser expressa como (Coates et al., 1999):

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 h^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0, \quad (1.10)$$

onde T é temperatura absoluta em Kelvin, h é constante de Planck, N é concentração de núcleos por unidade de volume e k é a constante de Boltzman.

De acordo com a expressão 1.10, a magnetização é mais forte, quanto maior for a magnitude do campo de indução magnético \vec{B}_0 e a concentração de núcleos por unidade de volume (N), e menor quanto maior for a temperatura ambiente (T).

O fenômeno da formação da magnetização dos prótons não é instantâneo, de modo que, faz-se necessário esperar um período de tempo ($t \approx 3T_1$) para que o núcleo alcance cerca de 95% da magnetização de equilíbrio (M_0).

Bloch (1946) descreveu o crescimento da magnetização do núcleo atômico em função do tempo a partir da equação diferencial 1.11. A solução dessa equação diferencial é apresentada na expressão 1.12.

$$\frac{d}{dt} M_z = \frac{M_0 - M_z}{T_1}. \quad (1.11)$$

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}). \quad (1.12)$$

Nas expressões acima, $M_z(t)$ é magnitude da magnetização no tempo t e T_1 é a constante de tempo de relaxação longitudinal.

O tempo de relaxação longitudinal (T_1) consiste no tempo no qual a magnetização atinge um valor correspondente a aproximadamente 63% da magnetização máxima. O valor de T_1 é diretamente associado à capacidade do núcleo de interagir com a vizinhança e varia de acordo com a natureza do fluido. A Figura 1.7 representa o fenômeno de polarização dos núcleos atômicos em função da constante T_1 .

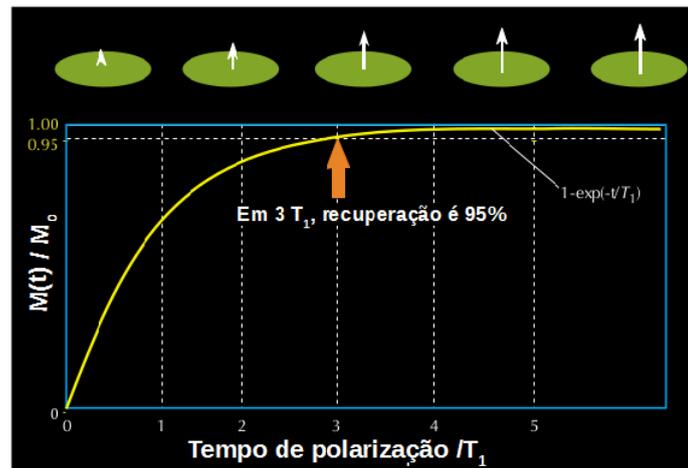


Figura 1.7: Magnetização em função do tempo de polarização T_1 . Fonte: Coates et al. (1999).

Decaimento de Indução Livre e fenômenos de relaxação magnética

O sinal da Ressonância nuclear magnética é medido quando o estado de equilíbrio resultante da interação dos momentos magnético e angular dos núcleos atômicos com o campo estático \vec{B}_0 é destruído pela ação de um campo de frequência oscilante no tempo (\vec{B}_1). A aplicação desse campo magnético oscilante \vec{B}_1 , na direção perpendicular ao campo estático \vec{B}_0 , inclina a magnetização da direção longitudinal para o plano transversal. Para a interação do campo \vec{B}_1 com os prótons ser efetiva (existir precessão de prótons em fase e transferência de energia),

a frequência desse campo deve ser igual a frequência de Larmor (f_L) de precessão dos prótons relativa a \vec{B}_0 (Coates et al., 1999).

O ângulo no qual a magnetização resultante a nível macroscópico é inclinada pode ser expresso como :

$$\theta = \gamma B_1 \tau, \quad (1.13)$$

onde: θ é o ângulo de inclinação em grau, B_1 é a amplitude do campo oscilante e τ é o tempo sobre o qual o campo \vec{B}_1 é aplicado.

A Figura 1.8 mostra a inclinação da magnetização em função do ângulo da aplicação do campo oscilante \vec{B}_1 .

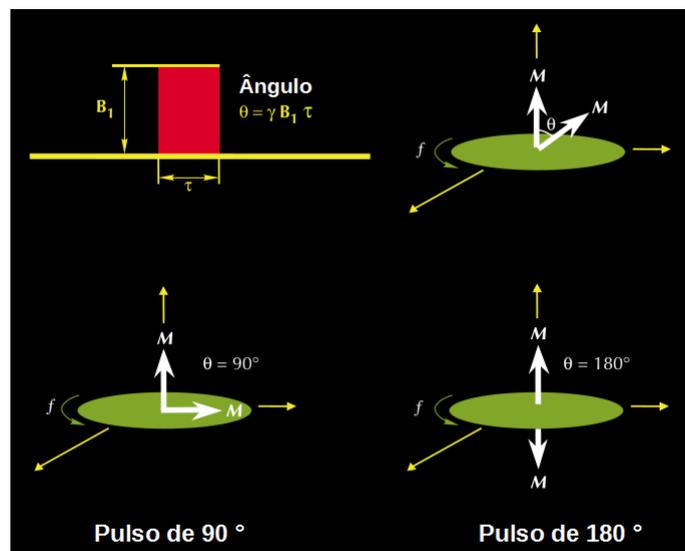


Figura 1.8: Inclinação da magnetização em função do tempo da aplicação do campo \vec{B}_1 .
Fonte: Coates et al. (1999).

Quando o estado de equilíbrio é destruído, a energia fornecida pelo campo \vec{B}_1 é absorvida pelos prótons e assim ocorre preferencialmente a transição de prótons do estado de menor energia para o estado de maior energia (Figura 1.6). Tão logo o campo \vec{B}_1 deixe de atuar no sistema, a magnetização tende a retornar ao estado de equilíbrio (spins no estado de mais baixa energia). Quando o eixo dos spins retorna para o estado de menor energia, os prótons relaxam e liberam energia.

A constante de tempo de relaxação magnética associada à transferência de energia dos prótons para o sistema é o tempo de relaxação longitudinal (ou tempo de relaxação Spin-rede), o T_1 . Além da transferência do excesso de energia do próton para o sistema, o retorno ao estado de equilíbrio envolve também a transferência de energia entre prótons. A constante de tempo que descreve esse último fenômeno é chamada de constante de relaxação Spin-spin ou relaxação transversal (T_2). Mais adiante será descrita as características associadas a essas

duas constantes de relaxação.

Uma vez que o campo oscilante \vec{B}_1 é desligado, os prótons perdem a coerência de fase e a magnetização no plano transversal (\vec{M}_{xy}) diminui. Uma bobina colocada na direção transversal ao campo \vec{B}_0 , irá detectar o sinal do decaimento dessa magnetização. Se o campo magnético estático \vec{B}_0 gerado nas ferramentas de RMN fosse completamente homogêneo, o sinal da magnetização corresponderia a um sinal senoidal. Contudo, como há pequenas diferenças nas taxas de precessão dos prótons ³, que implicam em não-homogeneidade do campo \vec{B}_0 , o sinal da voltagem $V(t)$ medida, proporcional à magnetização M_0 , é uma senoide amortecida (Figura 1.9). O decaimento da magnitude do sinal pode ser aproximado para a seguinte função exponencial:

$$V(t) \sim M_0 e^{\frac{-t}{T_2^*}}. \quad (1.14)$$

Esse processo de decaimento do sinal decorrente de não-homogeneidades no campo \vec{B}_0 é chamado de Decaimento de Indução Livre (FID, do inglês *Free Induction Decay*). A constante de Decaimento de Indução Livre (T_2^*) geralmente é muito pequena porque, em virtude da não-homogeneidade do campo \vec{B}_0 , associada à ocorrência de diferenças entre as frequências de Larmor de prótons, verifica-se um rápido decaimento do sinal.

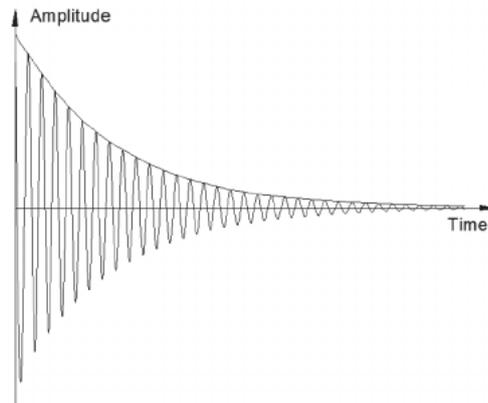


Figura 1.9: Senoide amortecida associada à relaxação magnética. Fonte: Cardona et al. (2015).

As constantes T_2^* e T_2 compõem o tempo de relaxação transversal (T_m), definido em Hahn (1950) como:

$$\frac{1}{T_m} = \frac{1}{T_2^*} + \frac{1}{T_2}. \quad (1.15)$$

Contudo, como T_2^* está associado a não-homogeneidade do campo \vec{B}_0 e não tem significado petrofísico, somente valores de T_2 são utilizados para caracterizar as amostras analisadas a partir da RMN.

³Gradiente de campos magnéticos nucleares locais.

As constantes de relaxação magnética e técnicas de medidas

1. Tempo de Relaxação longitudinal ou Spin-rede (T_1)

Como já mencionado, a constante T_1 corresponde ao tempo no qual a magnetização $M_z(t)$ ao longo do eixo longitudinal (paralelo a direção do campo \vec{B}_0) é equivalente a aproximadamente 63% da magnetização de equilíbrio. Consiste em uma constante relacionada às propriedades intrínsecas do núcleo atômico (momentos magnéticos e angulares) e perturbações térmicas na vizinhança do núcleo, que condicionam os processos de trocas de energia. A medida da constante T_1 é difícil de ser realizada na direção do campo \vec{B}_0 , em decorrência das taxas de variação da magnetização longitudinal serem pequenas durante o processo de polarização e, desse modo, o sinal produzido ser muito fraco. Medidas de T_1 são realizadas no plano transversal e um dos métodos mais conhecidos consiste no Método de Recuperação de Inversão (RI).

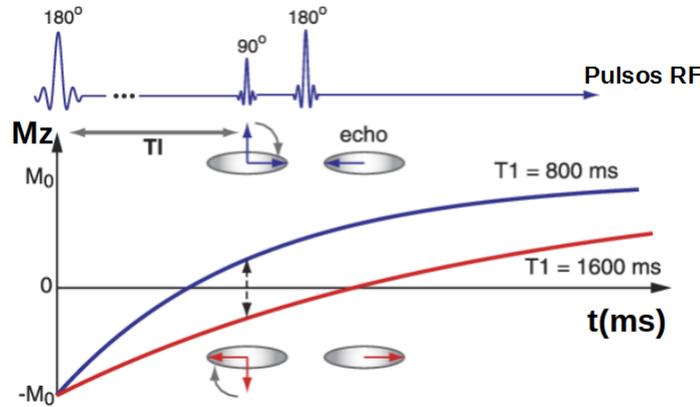


Figura 1.10: Representação gráfica do Método de Recuperação de Inversão. As curvas simulam a repetição da sequência de pulsos associados à recuperação de inversão. Modificado de Jerosch-Herold e Kwong (2014).

Para inferir valores de T_1 a partir do Método de Recuperação de Inversão é necessário que a magnetização seja equivalente à magnetização de equilíbrio (M_0). Uma vez que essa condição seja atendida, um pulso de radiofrequência \vec{B}_1 de 180° é aplicado para inverter o sinal do vetor magnetização (i.e. $-\vec{M}_0$). Em seguida, um pulso de 90° é aplicado para inclinar o vetor magnetização para o plano transversal. Nesse plano, o sinal da RMN é resultante do Decaimento de Indução Livre. A relação entre a magnetização longitudinal (M_z) e o tempo TI entre os pulso de 180° e 90° poder ser descrita como:

$$M_z(TI) = M_0(1 - 2e^{-\frac{TI}{T_1}}). \quad (1.16)$$

Em suma, a técnica de medida da constante T_1 consiste em obter a curva expressa na equação 1.16 a partir da repetição do processo de Recuperação de Inversão para n valores de tempo TI (Figura 1.10). O tempo estimado para após a magnetização relaxar (zerar), a mesma retornar a um valor correspondente a aproximadamente 99% da magnetização de Equilíbrio (M_0) é $5T_1$.

2. Tempo de Relaxação Transversal ou Spin-spin (T_2)

O Tempo de relaxação transversal não está associado ao processo de decaimento decorrente de heterogeneidades do campo \vec{B}_0 , mas as propriedades magnéticas nucleares que determinam as interações atômicas. Por isso, tal constante consiste no parâmetro mais importante para caracterização petrofísica de reservatórios a partir da aplicação da RMN. A técnica utilizada para medir a constante T_2 é conhecida como sequência pulso CPMG, em homenagem aos idealizadores de tal método: Carr, Purcell, Meiboom and Gill (Cowan, 1997). Essa técnica consiste em eliminar o efeito das diferenças de fase de precessão dos prótons a partir da aplicação de pulsos do campo oscilante \vec{B}_1 de 90° e 180° .

O processo para compensar a defasagem consiste primeiro em esperar um tempo t_{wi} , para os prótons serem polarizados. Em seguida, aplica-se um pulso \vec{B}_1 de 90° , na frequência de Larmor (f_L), para colocar os spins dos prótons em fase e inclinar o vetor magnetização para o plano transversal. Após um intervalo de tempo τ , durante o qual o campo \vec{B}_1 deixa de atuar e se verifica, em virtude da defasagem dos prótons, a decomposição do vetor magnetização, aplica-se um pulso \vec{B}_1 de 180° .

Esse pulso de 180° inverte o sentido do ângulo de fase e das componentes de mesma frequência da magnetização. O objetivo da aplicação desse pulso consiste em fazer com que os componentes da magnetização com movimento de precessão mais lentos sejam alcançados pelos componentes mais rápidos e assim, tentar forçar uma reconstrução do vetor magnetização resultante (Figura 1.11). O sinal da RMN produzido a partir da aplicação do pulso de 180° é chamado Spin-eco e pode ser gerado quantas vezes o operador da ferramenta desejar aplicar o pulso. Contudo, a partir do primeiro Spin-eco gerado, será observado uma redução exponencial na amplitude dos Spins-ecos seguintes. Isso ocorre porque, apesar da sequência CPMG corrigir a defasagem resultante de heterogeneidades do campo \vec{B}_0 , existe uma defasagem associada às interações nucleares e efeitos de difusão que impossibilita, a cada pulso de 180° , a reconstrução total do vetor magnetização, de modo que, a magnitude da magnetização não será preservada entre os Spin-ecos (Coates et al., 1999).

O sinal Spin-eco consiste em um sinal periódico pois, uma vez que τ corresponde ao

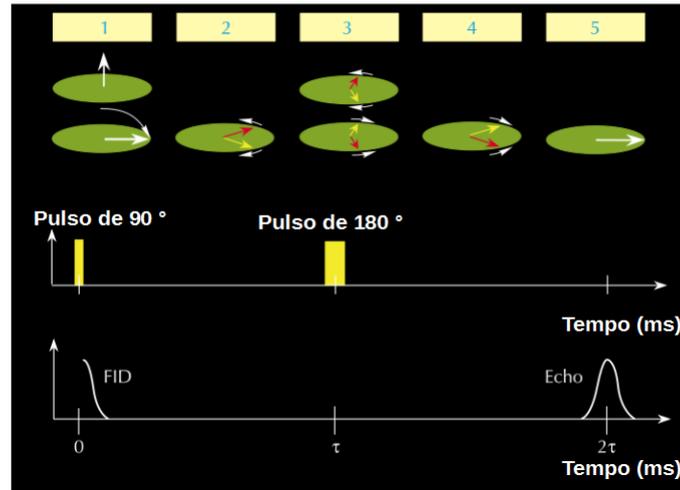


Figura 1.11: Representação da Sequência de pulsos CPMG. Fonte: Coates et al. (1999).

tempo no qual o sinal inicial decai após a aplicação do pulso de 90° , um intervalo de tempo correspondente a τ será o tempo necessário para, após aplicação do pulso de 180° , o sinal compensar a defasagem, de modo que, um Spin-eco será formado a cada $n2\tau$ (Figura 1.11). Uma sequência de Spin-ecos é chamada trem de ecos.

O decaimento da amplitude da magnetização transversal $M_{xy}(t)$ (ou amplitude do sinal Spin-eco) em função do tempo t é expresso como:

$$M_{xy}(t) = M_0 e^{-\frac{t}{T_2}}. \quad (1.17)$$

As medidas de T_2 são realizadas a partir da associação entre as amplitudes máximas dos Spin-ecos e seus respectivos tempos.

1.2.3 Aplicações na Petrofísica

No laboratório, as medidas do sinal da RMN são provenientes dos núcleos de hidrogênio presente nas amostras de rochas. Conforme destacado por Rios (2011), as ferramentas de RMN normalmente fazem uso de campos magnéticos de baixa intensidade, de modo que, o sinal da matriz da rocha (pobre em hidrogênio) é bastante fraco para ser detectado. Assim, as ferramentas de RMN se caracterizam pelas medidas serem independentes da litologia e influenciadas essencialmente pelos fluidos presentes nos poros.

A constante de relaxação magnética transversal (T_2) consiste no parâmetro físico preferencialmente utilizado nas ferramentas de RMN para obter informações sobre porosidade, distribuição dos poros, saturação em água, saturação irreduzível e permeabilidade do meio poroso. Como já mencionado, o tempo T_2 é definido a partir das propriedades magnéticas dos

prótons, suas interações com outros prótons e moléculas adjacentes. O processo de relaxação magnética transversal que determina a constante T_2 envolve três mecanismos: relaxação transversal intrínseca (ou bulk) do fluido (T_{2bulk}), a relaxação associada ao contato do fluido com a superfície do grão da rocha (T_{2sup}) e a relaxação associada à difusão molecular (T_{2dif}). Matematicamente, T_2 pode ser definido como:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2sup}} + \frac{1}{T_{2dif}}. \quad (1.18)$$

A relaxação magnética intrínseca consiste na relaxação magnética associada à natureza do fluido. Essa relaxação é produto da transferência de energia entre prótons e outras partículas e por isso, depende da composição química e viscosidade do fluido, bem como, das condições de temperatura e pressão. Para água, a constante de relaxação intrínseca pode ser expressa como (Coates et al., 1999):

$$T_{2bulk} \approx 3 \left(\frac{T_k}{298\eta} \right), \quad (1.19)$$

onde: T_k é Temperatura em Kelvin e η é a viscosidade.

A relaxação magnética superficial é o mecanismo de relaxação magnética associada à transferência de energia entre os prótons e spins de elétrons de íons paramagnéticos presentes na interface rocha-fluido.

A troca de energia entre prótons e íons paramagnéticos é um evento probabilístico, assim, não depende apenas do contato entre as partículas na superfície do grão. No entanto, o aumento no número de íons e no número de colisões por unidade de tempo favorece o aumento do efeito da relaxação magnética superficial. A constante de relaxação magnética superficial é definida como:

$$\frac{1}{T_{2sup}} = \rho_2 \frac{S}{V}, \quad (1.20)$$

onde: ρ_2 é a relaxividade transversal, S é área da superfície do poro e V é volume do fluido. A razão $\frac{S}{V}$ fornece informação sobre o tamanho do poro, de modo que, essa expressão 1.20 evidencia a relação existente entre a constante de relaxação transversal T_2 e o tamanho dos poros na amostra, aspecto que será explorado na caracterização da distribuição dos poros a partir da RMN.

O processo de relaxação magnética relacionada à difusão consiste na defasagem dos componentes de magnetização dos prótons causada pelo movimento desses em regiões nas quais a força do campo magnético \vec{B}_0 não é constante. A sequência CPMG é efetiva em compensar a defasagem resultante das heterogeneidades do campo estático \vec{B}_0 quando os

gradientes do campo não são muito fortes e os prótons estão em equilíbrio estático. A constante de relaxação induzida por difusão é dada por:

$$\frac{1}{T_{2dif}} = \frac{D(\gamma GTE)^2}{12}, \quad (1.21)$$

onde: D é o coeficiente de difusão molecular, γ é a constante giromagnética do próton, G é gradiente do campo magnético e TE é o intervalo de tempo entre Spin-ecos.

A partir da expressão 1.21, é possível inferir que durante a execução da sequência CPMG, uma forma de minimizar o efeito da difusão de prótons, após as aplicações do pulso \vec{B}_1 de 180° , consiste em diminuir o intervalo de tempo entre ecos.

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 relaxação magnética consiste na relaxação superficial. Para hidrocarbonetos pesados, predomina o componente T_{2bulk} e para gás, a relaxação magnética induzida por difusão T_{2dif} (Coates et al., 1999).

Considerando que a amostra rochosa encontra-se saturada com solução salina, a expressão 1.17 de decaimento da magnetização com o tempo, pode ser reescrita com a substituição de T_2 pela expressão 1.20 de T_{2sup} :

$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right) t}. \quad (1.22)$$

De acordo com a expressão 1.22, quanto menor a razão $\frac{S}{V}$ e portanto, maior o volume do poro, maior o valor da magnetização $M(t)$ e por extensão, maior o valor do sinal de RMN medido. Poros de menor volume, por outro lado, estão associados a sinais de RMN de menor magnitude.

A expressão 1.22 aplica-se somente a um poro. Considerando um conjunto de poros, temos:

$$M(t) = \sum_{i=1}^m M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t}. \quad (1.23)$$

A magnetização expressa na equação 1.23 é o parâmetro físico associado ao sinal registrado nas ferramentas de RMN: a amplitude máxima do sinal é produto da soma dos sinais emitidos pelos átomos de hidrogênio em todos os poros. Para associar os sinais de RMN medidos, a partir da execução da sequência CPMG, a valores de tempo de relaxação magnética transversal T_2 dos m poros que compõe a amostra e assim obter informações sobre as propriedades do meio poroso, faz-se necessário discretizar o sinal de cada trem de Spin-ecos.

A distribuição dos tempos de relaxação transversal T_2 pode ser obtido a partir do uso da Transformada inversa de Laplace, uma vez que, os sinais resultantes das medidas de RMN

é produto da associação de uma série de funções exponenciais (Equação 1.23).

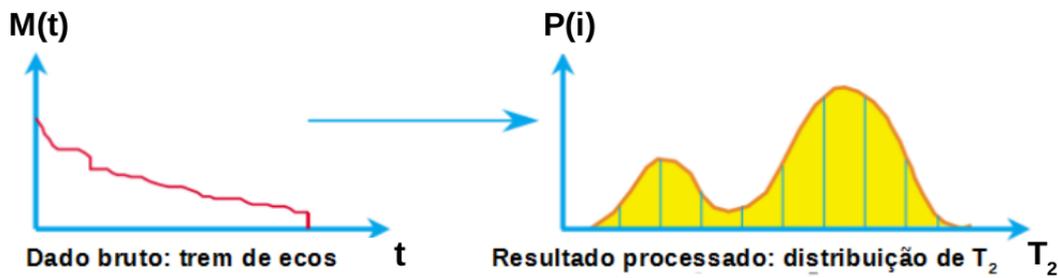


Figura 1.12: Representação da conversão do sinal da RMN em curva de distribuição de T_2 . Fonte: Coates et al. (1999).

A Figura 1.12 representa o processo de conversão dos dados brutos do sinal da sequência CPMG para a curva de distribuição de T_2 . A partir da distribuição de T_2 , caracteriza-se os reservatórios em termo de porosidade, saturação em água, saturação irreduzível e permeabilidade.

Cálculo de Porosidade

O cálculo da porosidade a partir da RMN é associada exclusivamente ao conteúdo de hidrogênio nos poros e diferente dos métodos tradicionais de medidas (baseados em densidade eletrônica ou propriedades elétricas, por exemplo), não sofre significativa influência das litologias.

O tempo de relaxação magnética transversal é função da razão $\frac{S}{V}$ (Equação 1.20), de modo que, uma vez que a rocha esteja 100% saturada, fornece informações sobre a distribuição do tamanho dos poros. Quanto maior o valor de T_2 , maior a dimensão linear típica do poro. Por extensão, os menores tempos de T_2 são associados a poros menores. Como a curva de distribuição de T_2 descreve a distribuição do tamanho linear dos poros, o valor de porosidade pode ser obtido a partir do cálculo da área sob essa curva (Figura 1.13).

Para calcular porosidade a partir da RMN em laboratório, primeiro é necessário calibrar a ferramenta para um volume do fluido correspondente ao volume da amostra. O sinal registrado na ferramenta para o volume da solução salina corresponderá a porosidade de 100%. Em seguida, obtém-se a curva de distribuição T_2 para a amostra e o valor percentual dessa área ($A_{amostra}$) em relação à magnitude do sinal associado ao volume de fluido de referência ($A_{vol.eq}$, correspondente a porosidade de 100%) consistirá na medida de porosidade:

$$\phi_{RMN} = \frac{A_{amostra}}{A_{vol.eq}} 100\%. \quad (1.24)$$

A porosidade calculada com a RMN costumava ser definida como porosidade efetiva

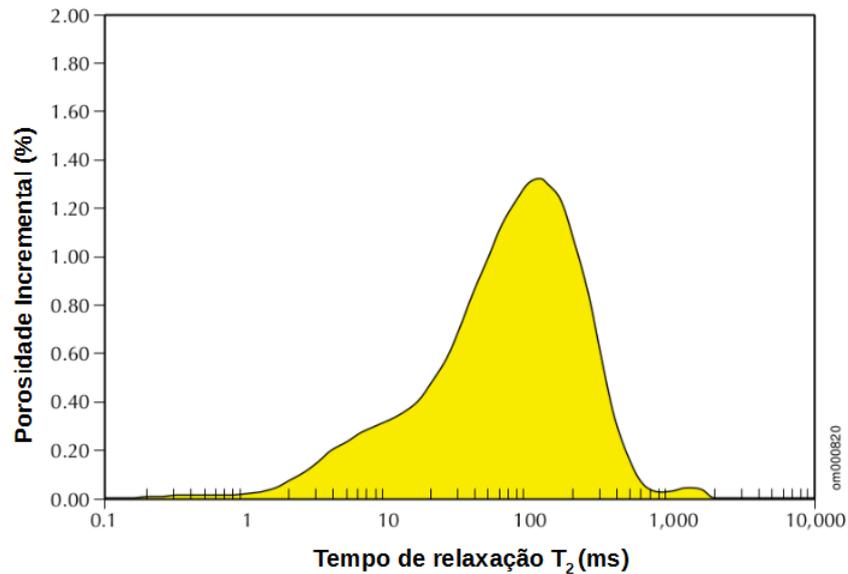


Figura 1.13: Distribuição de T_2 e tamanho de poros. Fonte: Coates et al. (1999).

em virtude do sinal emitido por micro-poros não conectados, associados normalmente à argila, ser muito pequeno e as primeiras ferramentas desenvolvidas não serem sensíveis à contribuição dos sinais desses poros. Ferramentas de RMN mais recentes são capazes de contabilizar a contribuição dos fluidos associados à argila e aos outros micro-poros, assim, a porosidade obtida a partir dessas pode ser referida como porosidade total.

Índices de fluido livre e fluido ligado

A distribuição do tempo de relaxação magnética (T_2) ao fornecer informações sobre a distribuição do tamanho dos poros, pode ser utilizada para diferenciar o volume de poros preenchidos com fluido livre e o fluido ligado, associado aos micro-poros.

Uma das formas de quantificar os volumes de fluido livre e ligado consiste em determinar o Índice de fluido livre (FFI, do inglês *Free Fluid Index*) e o Índice de fluido ligado (BVI, do inglês *Bulk Volume Irreducible*) a partir da definição do chamado Tempo de relaxação magnética transversal de corte (T_{2corte}). Esse tempo T_{2corte} divide a curva de distribuição de T_2 em duas partes: os tempos à esquerda do T_{2corte} são associados aos fluidos retidos por pressões moleculares e/ou capilares, enquanto que, os tempos à direita são referentes aos poros nos quais o fluido tem liberdade para se deslocar (Figura 1.14).

O processo para definir o T_{2corte} é o seguinte: obtêm-se os sinais de RMN para uma dada amostra na condição de saturação 100% e em condição de saturação irreduzível (S_{wirr}) e em seguida, calcula-se os valores de porosidade acumulada⁴ (T_{2U}) para as duas distribuições. O

⁴Integral da curva associada à distribuição da chamada porosidade incremental (amplitude do sinal RMN

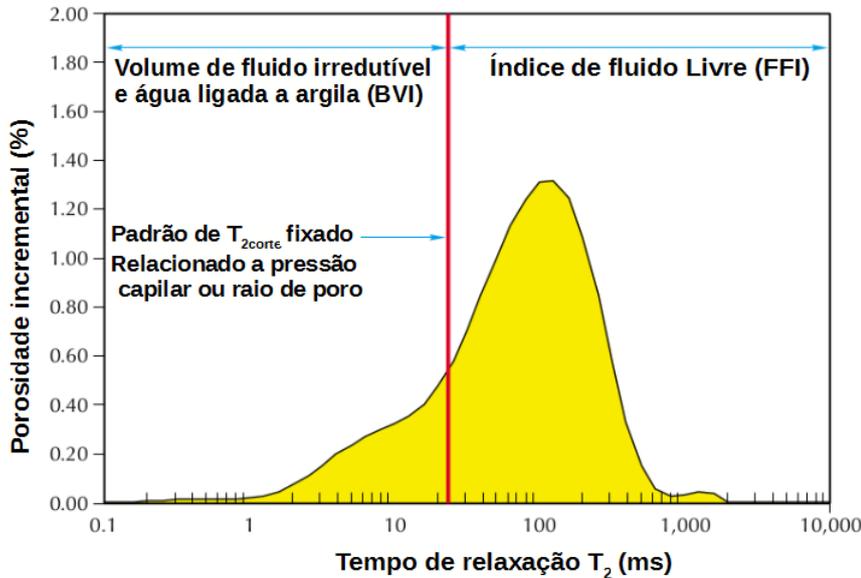


Figura 1.14: Determinação dos Índices de fluido livre e fluido ligado a partir do T_{2corte} .

Fonte: Coates et al. (1999).

ponto de interseção das curvas de porosidade acumulada para a amostra 100% saturada e a mesma em condição de saturação irredutível (S_{wirr}) corresponderá ao ponto T_{2corte} .

Valores de T_{2corte} comuns para rochas clásticas são em torno de 33 ms e para carbonatos, aproximadamente 90 ms.

Permeabilidade

A distribuição de T_2 obtida a partir da aplicação da Transformada inversa de Laplace fornece informações sobre o tamanho dos poros de uma dada amostra. A permeabilidade tem relação direta com o tamanho das gargantas dos poros e não com o tamanho dos poros. Contudo, como há correlação entre o tamanho da garganta do poro e o tamanho desse, pois poros grandes tendem a apresentar gargantas de poros de maior tamanho, a partir da RMN é possível estimar valores de permeabilidade.

Há dois métodos muito utilizados para estimar permeabilidade a partir dos dados fornecidos com as ferramentas de RMN: o modelo Timur-Coates e o modelo de T_2 médio.

1. Modelo Timur-Coates

A equação de Timur-Coates estima valores de permeabilidade a partir da relação entre porosidade, índice de fluido livre (FFI) e índice de fluido ligado (BVI):

processado) em intervalos de T_2 . Apesar da nomenclatura, os valores resultantes da integral não são valores de porosidade em si, mas valores proporcionais a essa, que fornecem informações parciais sobre a distribuição do fluido no espaço poroso.

$$\kappa_c = \left(\frac{\phi_{RMN}}{c'} \right)^{a'} \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^{b'}. \quad (1.25)$$

As constantes a' , b' e c' são empíricas e dependem da litologia da amostra. Valores comuns para essas constantes são $a'=4$, $b'=2$ e $c'=10(mD)^{-1}$ (Gómez et al., 2007; Mao et al., 2013). A unidade de permeabilidade é milidarcy (mD).

2. Modelo de T_2 médio

A permeabilidade estimada a partir desse modelo é função da porosidade e da média geométrica dos valores de T_2 (T_{2GM}):

$$\kappa_{medio} = c' \phi^{a'} T_{2GM}^{b'}. \quad (1.26)$$

Novamente, a' , b' e c' são constantes empíricas cujos valores dependem da litologia da rocha analisada. Valores comumente atribuídos a tais constantes são, respectivamente: 4, 2 e $4,5mD/ms^2$ (Daigle e Dugan, 2009; Mao et al., 2013).

Esse modelo é adequado para se aplicar em reservatórios de água. Isso porque, em formações cujos poros contêm hidrocarbonetos, os valores de T_{2GM} tendem a valores de T_2 do volume de fluido ligado (FFI) e assim a permeabilidade é sobre-estimada. Além disso, na presença de gás, os valores de T_2 são muito baixos, o que conduzem a valores de permeabilidade muito abaixo da permeabilidade real (Coates et al., 1999).

1.3 Perfis Geofísicos de Poço

Segundo Nery (2013), um perfil geofísico pode ser definido como a representação gráfica entre profundidades e propriedades petrofísicas das rochas atravessadas em um poço. A origem de tais perfis está associada às demandas da indústria petrolífera para aprimorar técnicas de detecção de reservatórios de hidrocarbonetos. Na prospecção de reservatórios, informações que podem ser fornecidas pelos perfis de poços são: identificação qualitativa de litologias, espessura de camadas, porosidade, permeabilidade, identificação da natureza dos fluidos saturantes e volume de hidrocarbonetos.

Nesse trabalho, serão abordados três perfis a partir dos quais as informações mencionadas acima podem ser obtidas: perfil de Raio Gama (RG), perfil de Densidade (RHOB) e perfis elétricos.

1.3.1 Perfil de Raio Gama (RG)

O perfil de Raio Gama, como a nomenclatura explicita, é pautado na interação dos raios gama naturalmente emitidos por isótopos radioativos com a estrutura rochosa adjacente. As curvas dos perfis de Raio Gama não registram a energia eletromagnética do tipo gama, mas sim, um pulso energético, proporcional à energia da radiação gama, associado aos fótons gerados pela interação dessa radiação com os átomos no interior dos detectores.

A radioatividade da rocha depende do teor de elementos radioativos presentes na sua constituição. Os elementos que mais contribuem para detecção da radioatividade natural são: U, Th e o potássio de massa atômica 40 (K^{40}). Esses três elementos destacam-se por apresentarem isótopos com tempos de meia-vidas longos e/ou estarem normalmente presentes em quantidades significativas na composição das rochas.

As rochas mais radioativas normalmente consistem em folhelhos, sobretudo de águas profundas, evaporitos potássicos e rochas ígneas ou metamórficas com elevada concentração de U e Th. Dentre as rochas sedimentares citadas, os folhelhos tendem a apresentar alta radioatividade em decorrência do elevado teor de K^{40} na constituição dessas rochas, bem como, devido a capacidade dos argilominerais em reter íons de U e Th na estrutura mineral.

O K^{40} representa cerca de 0,012% do potássio da crosta e 0,27% do potássio dos folhelhos, o que contribui significativamente para rochas ricas em tal elemento, como por exemplo os folhelhos e evaporitos potássicos, apresentarem alta radioatividade. Evaporitos comuns, como anidrita e halita, geralmente apresentam baixa radioatividade. Os arenitos e carbonatos também tendem a serem consideradas poucos radioativos. No entanto, carbonatos ricos em matéria orgânica ou arenitos ricos em potássio podem apresentar radioatividade expressiva.

Como, com exceção de rochas com enriquecimento anômalo em U e Th, normalmente a alta radioatividade das rochas estar associada ao K^{40} e esse aos folhelhos/argilas, o perfil de Raio Gama é utilizado para diferenciar folhelho de outras litologias. Nesses perfis, a unidade de medida da radioatividade consiste na unidade API, uma unidade de normalização que consiste na medida da radioatividade natural de um poço do Instituto Americano de Petróleo (API), no qual os teores de U, Th e K^{40} são conhecidos (Nery, 2013; Serra, 1983).

Para determinar o teor de argila (ou argilosidade) de um reservatório a partir de um perfil de Raio Gama é necessário calcular o Índice de Radioatividade (IGR) e a partir dele calcular o teor de argila (VSH). O Índice de Radioatividade, conforme descrito em Nery (2013), é definido como:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (1.27)$$

onde: GR é leitura do perfil na profundidade desejada, GR_{min} é a leitura do perfil referente ao arenito mais limpo no intervalo analisado e GR_{max} é o valor escolhido como representativo dos folhelhos. A argilosidade para rochas de idade pré-terciária, por sua vez, pode ser calculado a partir da seguinte expressão (Nery, 2013):

$$VSH = 0,33(2^{2IGR} - 1). \quad (1.28)$$

1.3.2 Perfil de Densidade

O perfil de densidade, apesar do nome que recebe, não registra a variação de densidade, mas sim, a variação de massa específica em função da profundidade. Como o uso do termo densidade historicamente tornou-se comum ao se referir a tal perfil, aqui ele também será utilizado.

A variação de densidade é medida a partir da utilização de uma ferramenta acoplada a uma fonte radioativa, geralmente do elemento Cs^{137} , cujos raios gama tem energia principalmente em torno de 0,062 MeV. Em virtude do nível energético dos raios gama emitidos pela fonte de Cs^{137} ser próximo ao nível energético dos fótons que interagem com os elétrons orbitais a partir do Efeito Compton, esse efeito consiste no principal mecanismo de ionização do meio. A intensidade do feixe inicial, após sucessivos choques com elétrons da formação rochosa, diminui. Essa diminuição é função da densidade eletrônica e por extensão, da densidade da rocha⁵: quanto mais densa a rocha, maior a redução na intensidade da radiação registrada pelo detector em contato com a parede do poço.

⁵Densidade eletrônica (número de elétron por unidade de volume) é proporcional a densidade da rocha (massa por volume). Vale ressaltar que o termo densidade tem sido utilizado como sinônimo de massa específica.

A porosidade pode ser obtida a partir da densidade com a aplicação da Lei das Misturas:

$$\rho_B = \rho_m(1 - \phi_D) + \phi_D\rho_f, \quad (1.29)$$

onde: ρ_B é a densidade da rocha, ρ_m é a densidade da matriz, ρ_f é a densidade do fluido e ϕ_D é a porosidade estimada a partir do perfil de densidade.

Reescrevendo a equação 1.29 em função das densidades, tem-se:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f}. \quad (1.30)$$

De acordo com a expressão 1.30, uma vez que seja conhecida as densidades da matriz e do fluido que preenche o espaço poroso é possível calcular a porosidade a partir do perfil de densidade. É importante destacar a dificuldade intrínseca ao cálculo de porosidade a partir do perfil de densidade em decorrência da necessidade de conhecer ou fazer uma boa estimativa da densidade das formações rochosas e dos fluidos nos reservatórios, principalmente, de rochas argilosas e/ou quando o fluido consiste em hidrocarbonetos. Folhelhos tem densidades bastantes variáveis, assim como os hidrocarbonetos, em decorrência da variabilidade de composições químicas. O uso de valores de densidade muito diferentes do real para a densidade da matriz e do fluido acarretará em valores discrepantes de ϕ_D .

Para corrigir o efeito da densidade dos folhelhos sobre o cálculo da porosidade de arenitos argilosos é preciso fazer o seguinte cálculo :

$$\phi_{Dcor} = \phi_D - V_{sh}\phi_{sh}, \quad (1.31)$$

onde ϕ_{Dcor} é a porosidade efetiva corrigida do efeito da argilosidade, ϕ_D é a porosidade do arenito e ϕ_{sh} é a porosidade aparente dos folhelhos adjacentes, estimada a partir da expressão 1.30.

1.3.3 Perfis elétricos

Os perfis elétricos fornecem a variação da resistividade das rochas em função da profundidade. Na indústria existem diferentes tipos de perfis elétricos e descreve-os estar fora do escopo desse trabalho. Por isso, nessa seção será apresentada uma descrição sucinta do modelo de condutividade elétrica utilizado para calcular valores de porosidade efetiva e permeabilidade, a partir de perfis elétricos que forneçam medidas de resistividades associadas às chamadas zonas virgem e invandida.

Conforme destacado por Nery (2013), do ponto de vista conceitual de perfis, as rochas são constituídas por dois componentes apenas: a matriz, que compreende todos os sólidos e os poros, onde são encontrados os fluidos. Uma vez que, a matriz geralmente é formada

por minerais não condutivos, a condutividade elétrica das rochas normalmente é função da condutividade do fluido que satura os poros. Assim sendo, uma rocha clástica, como por exemplo arenitos limpos (sem argila), a condutividade elétrica no meio poroso será determinada sobretudo pelas propriedades elétricas do fluido, pela concentração do eletrólito, pela porosidade e o teor de saturação.

O modelo de condutividade elétrica em arenitos argilosos é mais complexo. Como os folhelhos atuam como uma espécie de membrana seletiva para cargas elétricas, diferente dos arenitos limpos, nessas rochas, além da condução elétrica associada ao transporte de íons do eletrólito, haverá uma componente de condução elétrica significativa associada ao chamado potencial elétrico de membrana, resultante da interação eletroquímica na interface sólido-líquido.

Com a utilização de dois perfis elétricos que apresentem resoluções radiais distintas e viabilizem a obtenção de valores de resistividades associados às zonas virgem (livre do filtrado da lama, saturada com fluido original da formação) e invadida (saturada parcialmente com o filtrado da lama), a porosidade efetiva e a condutividade da matriz podem ser calculadas do seguinte modo (Lima et al., 2005):

$$\phi_e = \frac{\sigma_o^{\frac{1}{m}} - \sigma_{xo}^{\frac{1}{m}}}{\sigma_w^{\frac{1}{m}} - \sigma_{mf}^{\frac{1}{m}}}, \quad (1.32)$$

e

$$\sigma_{cs} = \frac{\sigma_o - \phi_e \sigma_{xo}^{\frac{1}{m}}}{1 - \phi_e}, \quad (1.33)$$

onde ϕ_e é porosidade efetiva, σ_{cs} é a condutividade da matriz, σ_o é a condutividade da zona virgem, σ_{xo} é a condutividade da zona invadida, σ_w é a condutividade da água da formação, σ_{mf} é a condutividade do filtrado da lama e m é um fator geométrico dos grãos de areia.

A condutividade da zona virgem pode ser obtida em perfis com capacidade de investigar uma distância radial maior no interior das formações rochosas, como por exemplo o perfil galvânico chamado de lateroperfil (LLD) ou o perfil de indução com maior separação entre bobinas, chamado de ILD (do inglês *Induction Log Deep*). Por sua vez, a resistividade da zona invadida pode ser obtida por perfis como o perfil galvânico chamado de Normal curto (SN, do inglês *Short Normal*) ou o perfil indutivo chamado de Micro Esférico focalizado (MSFL, do inglês *Micro-spherically Focused Log*), que tendem a fornecer valores de resistividades representativas do filtrado da lama.

Com valores de porosidade efetiva e condutividade da matriz argilosa é possível estimar valores de permeabilidade intrínseca (κ) com a utilização da expressão derivada por Lima e Niwas (2000):

$$\kappa = \alpha_o \left(\frac{\phi_e^{m-1+1/q}}{1 + \delta_c \sigma_{cs}} \right), \quad (1.34)$$

Nessa Equação 1.34, α_o é uma constante geométrica igual a aproximadamente $180.000 \mu m^2$ para arenitos de granulometria fina, δ_c é uma constante litológica que depende do tamanho e distribuição de partículas de areia e argila e q é a dimensão fractal do espaço poroso, cujo valor varia entre 2 e 3.

Capítulo 2

Geologia da área de estudo

2.1 A Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo localiza-se no Nordeste do Brasil, no centro-leste da Bahia e compreende uma área de aproximadamente 11.500 km^2 . Essa bacia é limitada a norte e noroeste com o Alto de Aporá, que a separa da Bacia do Tucano Sul; ao 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 2.1).

A Bacia do Recôncavo constitui um segmento de rifte intracontinental abortado, cuja origem está associada ao processo de estiramento crustal que culminou na fragmentação do paleocontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico Sul, durante o Eocretáceo. A arquitetura da bacia reflete o formato de um semi-gráben com orientação nordeste-sudoeste (NE-SW) e falha de borda a leste com rejeito estimado em valores superiores a 6.000 m (Figura 2.2). O embasamento dessa bacia é composto por rochas arqueanas e paleoproterozoicas do Bloco Serrinha e dos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, além de rochas metassedimentares do Grupo Estância com idade estimada no período Neoproterozoica. Os depósitos sedimentares são associados a quatro fases tectônicas distintas: sinéclise, pré-rifte, rifte e pós-rifte (Silva et al., 2007).

Os sedimentos depositados durante a fase sinéclise compõe a Formação Afligidos, uma sequência de sedimentos de idade Permiana, que pode ser dividida em dois membros: o membro Pedrão e o membro Cazumba. O membro Pedrão apresenta arenitos retrabalhados por ondas, laminitos e evaporitos, depositados em ambiente litorâneo. Enquanto que, o membro Cazumba é composto por pelitos e lamitos vermelhos, depositados em ambiente lacustre.

A fase pré-rifte compreende sequências sedimentares depositadas durante o período inicial de flexura da crosta, que se estende do Neojurássico ao Eocretáceo. Como pode ser

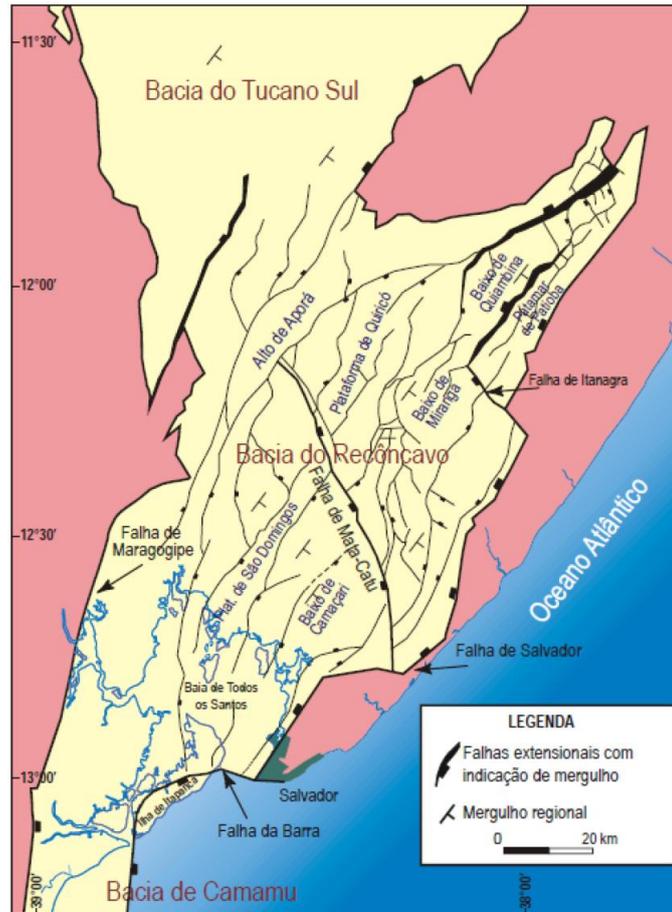


Figura 2.1: Localização e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem et al. (2003).

observado na Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Figura 2.3), a supersequência pré-rifte é formada por três ciclos flúvio-eólicos, representados pelo membro Boipeba da Formação Aliança e as formações Sergi e Água Grande. Os ciclos flúvio-eólicos são separados por transgressões lacustres, com sedimentação predominantemente pelítica, que corresponde ao membro Capianga da Formação Aliança e à Formação Itaparica (Silva et al., 2007).

A fase rifte é composta por três sequências: sequências K10, K20 e K30. A sequência K10 foi depositada em um ambiente lacustre, anóxico e inicialmente raso, quando houve aumento na taxa de subsidência. Os membros Tauá e Gomo da Formação Candeias compõem a sequência K10. O membro Tauá é caracterizado por folhelhos escuros, enquanto que, o membro Gomo compreende folhelhos, calcilutitos e arenitos turbidíticos intercalados com carbonatos. Com a atenuação da atividade tectônica e o assoreamento dos depocentros da bacia durante o Valanginiano, teve início a deposição da Formação Maracangalha, base da sequência K20.

A Formação Maracangalha foi dividida em dois membros e caracteriza-se por depósitos

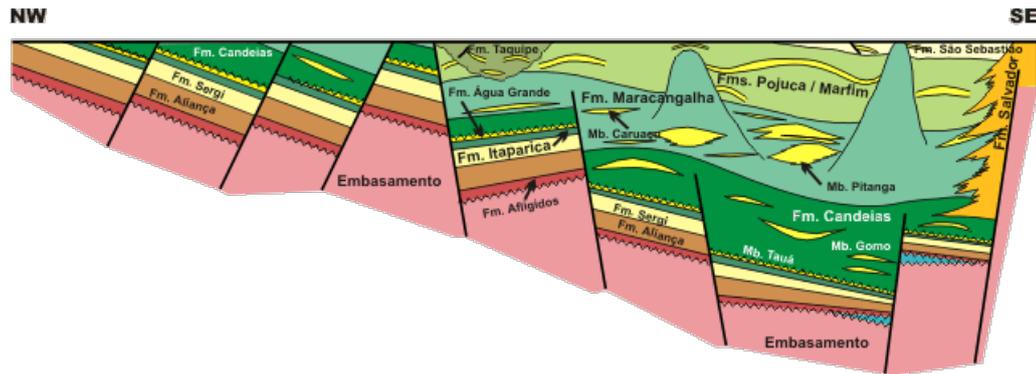


Figura 2.2: Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem et al. (2003).

relacionados a fluxos gravitacionais. Tal formação compreende folhelhos lacustres, intercalados com arenitos finos, argilosos e maciços, representantes do membro Pitanga, bem como, arenitos com granulometria fina a média com estratificações plano-paralelas e cruzadas, associados ao membro Caruaçu (Caixeta et al., 1994; Silva et al., 2007).

Associado ao grande volume de sedimentos clásticos depositados nas depressões da bacia, teve início o processo de argilicinese e desenvolvimento de falhas lítricas, bem como, deposições de folhelhos lacustres com cunhas clásticas de leques aluviais (De Figueiredo et al., 1994; Silva et al., 2007). Esses leques aluviais foram depositados próximo ao sistema de Falhas da borda leste e consistem na Formação Salvador. Além das Formações Maracangalha e Salvador, as Formações Pojuca e Marfim completam a sequência K20.

A Formação Marfim é composta por arenitos cinza-claros intercalados com camadas de folhelhos. Já a Formação Pojuca é composta de folhelhos, calcários, siltitos e arenitos de granulometria fina à média. A partir do Hauteriviano, os depósitos deltáicos associados às Formações Marfim e Pojuca expandem-se ao longo da bacia e tornam-se dominante no contexto deposicional, sobrepondo a Formação Maracangalha. Depósitos deltaicos-lacustres sucessivos, associados sobretudo à Formação Pojuca, marcam o início da sequência deposicional K30.

Durante o Neo-Hauteriviano, a reativação da Falha de Paranaguá e o rebaixamento do nível de base do lago gerou o Cânion de Taquipe, na porção oeste da Bacia do Recôncavo (Bueno, 1987; Magnavita et al., 2005; Caixeta et al., 1994; Amorim, 1992). Segundo Silva et al. (2007), o Cânion de Taquipe e a porção meridional (Baixo de Camaçari) consistiram nos locais preferenciais para a deposição de arenitos e folhelhos lacustres associados a fluxos gravitacionais das Formações Maracangalha e Taquipe.

Na fase final do processo de assoreamento do rifte, predominou um sistema de deposição fluvial que culminou na Formação São Sebastião, composta por arenitos que progradaram de

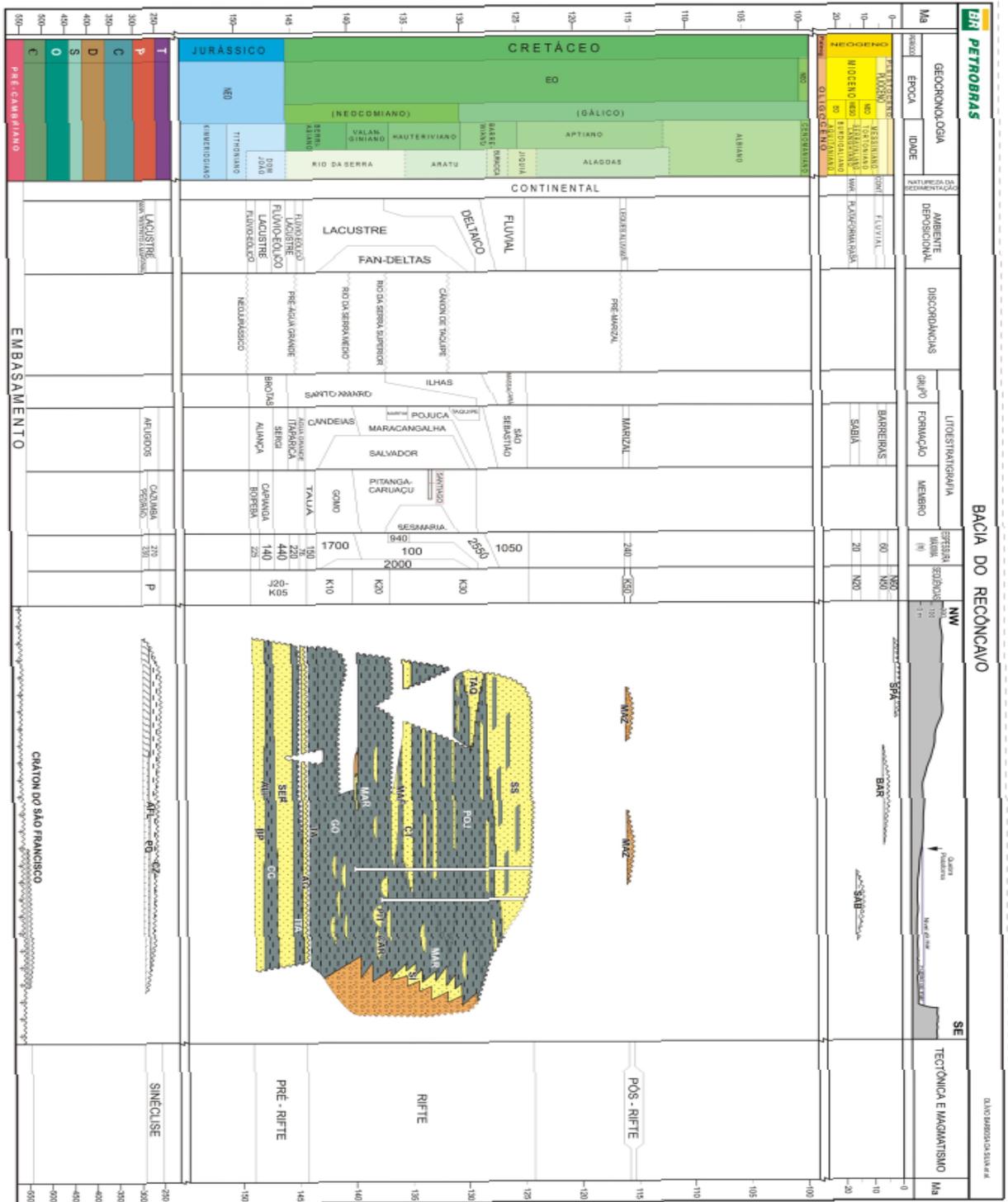


Figura 2.3: Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: Silva et al. (2007).

noroeste (NW). Conglomerados inclusos na Formação Salvador são também contemporâneos às Formações São Sebastião, Maracangalha, Taquipe e Pojuca que compõe a sequência K30.

Após a separação dos continentes, ocorreu a deposição de arenitos, conglomerados e leques aluviais que constituem a Formação Marizal, de idade Aptiano. Segundo Silva et al.

(2007) a Formação Marizal, apesar de cobrir parcialmente as sequências sin-riftes, a sua deposição não está relacionada à subsidência térmica.

As últimas formações depositadas na Bacia do Recôncavo são do período Terciário e consistem nas Formações Barreiras e Sabiá. A Formação Barreiras consiste em leques aluviais, enquanto a última é composta por folhelhos e calcários impuros, depositados durante o Mioceno, quando a bacia foi invadida pelo mar (Milhomem et al., 2003).

No que concerne a exploração e produção petrolífera, a Bacia do Recôncavo é classificada como uma bacia madura, com reservas estimadas em 221,8 milhões barris de petróleo e 5,4 bilhões de m^3 de gás (Prates e Fernandez, 2015). O principal sistema gerador de petróleo da 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 De Araújo, 2003). Por sua vez, os principais reservatórios consistem em arenitos de natureza fluvio-deltaica das Formações Marfim e Pojuca, arenitos de fácies fluvio-eólicas das Formações Sergi e Água Grande, bem como, turbiditos do membro Gomo da Formação Candeias e do membro Caruaçu da Formação Maracangalha. Arenitos do membro Boipeba da Formação Aliança e folhelhos fraturados do membro Gomo também destacam-se como reservatórios secundários de hidrocarbonetos. No que concerne às rochas selantes, as mais importantes são os folhelhos das Formações Candeias, Maracangalha, Marfim, Pojuca e Taquipe.

2.2 A Formação Maracangalha

A Formação Maracangalha consiste em um dos principais reservatórios da Bacia do Recôncavo, destacando-se pelos significativos volumes de gás armazenados nos arenitos intercalados com folhelhos lacustres (Milhomem et al., 2003), por isso, o interesse em estudar tal formação. As amostras de rochas analisadas nesse trabalho são oriundas de afloramentos da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades e nessa seção serão descritas características estratigráficas e sedimentológicas descritas na literatura referente a tal formação, bem como, as características dos afloramentos onde as amostras estudadas foram obtidas.

A arquitetura deposicional da Formação Maracangalha é caracterizada pela complexidade, uma vez que, os limites laterais e verticais dos corpos que a compõe normalmente não são contínuos e por isso definidos com dificuldades. Segundo Scherer et al. (2007), a existência de corpos espessos formados por camadas de arenitos amalgamadas e deformadas ou com laminação deposicional incipiente consiste em um dos aspectos que dificulta a identificação e correlação de superfícies nessa formação.

Como uma vez já mencionado, os membros Caruaçu e Pitanga que compõe a Formação Maracangalha são associados a fluxos gravitacionais. O membro Pitanga, caracterizado pela

presença de arenitos mais argilosos e fácies com maior grau de deformação, teria sua deposição associada a fluxos de detritos. Enquanto que, o membro Caruaçu, composto por arenitos de granulometria fina a média, com estratificações plano-paralelas e cruzadas tangenciais, teria sido depositado a partir de deslizamento, escorregamento e/ou fluxos turbidíticos (Caixeta, 1988; Magalhaes, 1990).

2.2.1 Afloramentos na Ilha dos Frades

O Relatório final desenvolvido por Scherer et al. (2007), no "Projeto Arquitetura estratigráfica, geometria e heterogeneidades de arenitos reservatórios da Formação Maracangalha (Bacia do Recôncavo, Bahia)" apresenta uma análise estratigráfica, sedimentológica e tectônica de afloramentos da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades. As figuras 2.4 e 2.5 apresentam, respectivamente, a localização da Ilha dos Frades e dos afloramentos da Formação Maracangalha nessa ilha. Como as amostras utilizadas nessa pesquisa foram oriundas dos afloramentos de Loreto e Ponta de Nossa Senhora, as descrições realizadas nesse projeto para tais localidades serão apresentadas nessa seção.

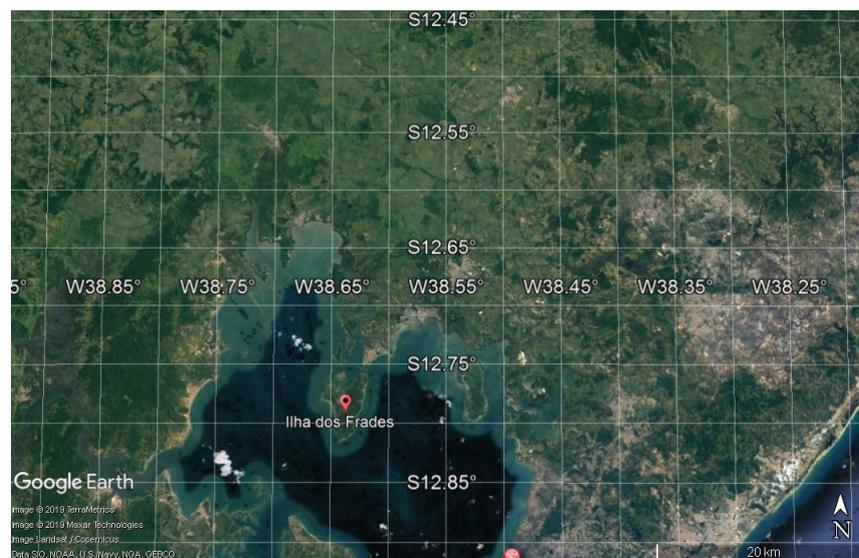


Figura 2.4: Localização da Ilha dos Frades. Fonte: Google Maps.

Em decorrência da existência de numerosas falhas compartimentando a Ilha dos Frades e do espaçamento entre os afloramentos, a análise da sucessão de fácies foi realizada para cada afloramento separadamente. As tabelas 2.1 e 2.2 apresentam, respectivamente, as fácies deposicionais e deformacionais estabelecidas no relatório técnico produzido por Scherer et al. (2007).

Os afloramentos em Loreto apresentam aproximadamente 55 metros de seção vertical e essa seção foi separada em duas partes por uma falha (Figura 2.6). O primeiro trecho dos

Símbolo	Descrição
Fb	Pelitos cinza escuro, dispostos em pacotes com espessuras de 5cm a 1,5m. Pelitos podem ser maciços ou laminados.
Fc	Arenitos finos a muito finos, raramente grossos, com abundantes fragmentos de vegetais, dispostos em camadas tabulares, com espessuras variando de 15 a 40cm, com base abrupta, por vezes erosiva. Internamente, as camadas mais delgadas normalmente apresentam laminação plano-paralela na base, passando para laminações cruzadas de marcas onduladas no topo, podendo o contato entre estas divisões ser abrupto ou difuso. As laminações de marcas onduladas podem formar estratos cavalgantes, com ângulos subcríticos a supercríticos. As camadas mais espessas (>20cm) podem ter um nível basal maciço, antecedendo as laminações plano-paralelas.
Fd	Arenitos finos a muito finos, dispostos em camadas tabulares com espessuras de 2-15cm, intercalados com pelitos maciços ou laminados, tabulares, com espessuras variando de 1-5cm. As camadas arenosas apresentam laminações onduladas truncadas (microhummocky), com comprimento de onda variando de 10 a 30cm. Por vezes, são encontradas estratos cruzados de marcas onduladas de corrente no topo das camadas.
Fe	Arenitos finos, bem selecionados, com estratificação cruzada hummocky, com amplitude de 10-20cm e comprimento de onda superior a 30cm. Os arenitos formam camadas amalgamadas, onde as camadas individuais são lenticulares, mas o conjunto de camadas forma pacotes tabulares de até 1,5m de espessura.
Ff	Conglomerados clasto-suportado, maciço ou com gradação normal, dispostos em camadas lenticulares com espessuras de 20-50cm. Os clastos são subarredondados a subangulosos, com diâmetro variando de 2 a 5cm. Abundantes intraclastos argilosos de 2-5cm de diâmetros.

Tabela 2.1: Descrição de fácies deposicionais da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).

Símbolo	Descrição
D1	Arenitos finos a muito finos ou ritmitos areno-pelíticos, com falhas normais e raramente reversas, verticais a subverticais, com rejeitos centimétricos. Associado as falhas podem ocorrer injeções de areias formando fitas de até 1cm de largura.
D2	Arenitos finos a muito finos, com lâminas escuras, curvadas para cima (pratos), separadas por colunas sub-verticais (pilares). Os pilares apresentam altura mínima de 1cm e largura menor que 0,5cm. Os pratos apresentam largura de 1 a 4cm. Esses pratos não mostram evidência de deformação interna, embora, os pilares possam estar deformados. Foi observado feições de carga simples ou pendular na base das camadas.
D5	Arenitos finos, argilosos, coloração acinzentada, com feições de carga pendular, pseudo-nódulos e bolas-almofadas (ball-pillow), dispostos em camadas individuais de 20cm-1m, ou formando camadas amalgamadas de até 10m de espessura. O topo das camadas individuais pode apresentar pilares justapostos lateralmente, com espaçamento lateral de 1 a 10cm, que acabam abruptamente no contato com a camada sobreposta. Algumas vezes, os pilares podem estar deformados, gerando dobras isoclinais ou assimétricas. Estes arenitos, por vezes, apresenta níveis centímetros com planos de cisalhamento sub-horizontais, marcados por estiramentos dos intraclastos argilosos ou camadas pelíticas rompidas. Associado aos planos de cisalhamento, ocorre dobras em z ou s.
D6	Ritmitos areno-pelíticos, com espessura de 5 a 15cm, com proporções variáveis de areia e lama, podendo formar pacotes de até 2m de espessura. Os ritmitos apresentam dobramentos suaves a isoclinais e diques de areia. Por veze, as dobras apresentam assimetria bem definida.

Tabela 2.2: Descrição de fácies deformacionais da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).

afioramentos em Loreto, que corresponde a base dos afioramentos, compreende arenitos de granulometria fina a muito fina, argilosos e intensamente deformados, representativos das fácies D5. Esse primeiro intervalo é sucedido por um pacote de arenitos finos a muito finos, maciço ou com estruturas em pilar e pratos, associados a fácies D2. No contato entre esses dois pacotes de arenitos foi observada a ocorrência de falhas normais e lístricas, além de feições de carga simples e pendular.

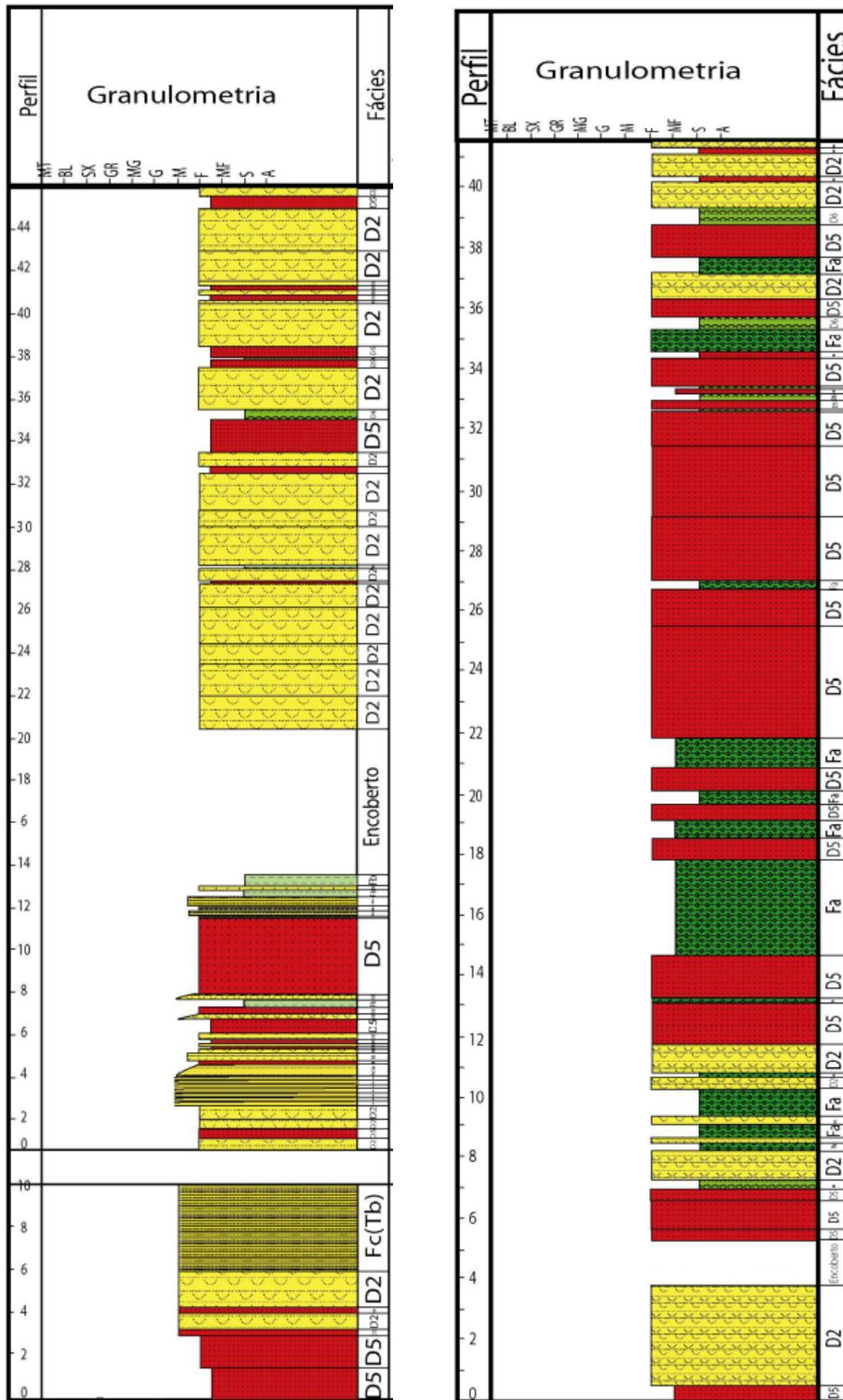


Figura 2.5: Localização dos afloramentos na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).

O segundo trecho dos afloramentos em Loreto estratigraficamente localiza-se acima do primeiro trecho e caracteriza-se pela alternância de arenitos com fácies D2 e D5. Há trechos dessa seção nos quais é possível identificar camadas de fácies Fc, caracterizada pela amalgamação de arenitos maciços, depositados por suspensão (intervalo Ta) ou pela ocorrência de corpos com laminação plano-paralela (intervalo Tb) e de marcas ondulada (Tc) que, conforme destacado por Scherer et al. (2007), são ricos em fragmentos vegetais. Essas sucessões verticais de fácies com pelitos na base, intercaladas com arenitos com laminações cruzadas cavalgantes e arenitos amalgamados com laminação plano-paralela são coerentes com um sistema de deposição deltaico.

Referente aos afloramentos em Ponta de Nossa Senhora, esse possui um seção vertical de 36 metros contínua. Na base da seção encontra-se arenitos com laminações cruzadas de marcas onduladas (Fácies Fc, intervalo Tc), deformados por estruturas em prato e pilar (Fácies D2) e dobras convolutas (Fácies D6). Assim como o segundo trecho dos afloramentos em Loreto, o restante da seção do afloramento de Ponta de Nossa Senhora é caracterizado pela alternância entre as fácies deformacionais D2 e D5. Intervalos de 1 a 2 metros de ritmitos de fácies D6 são observados ocasionalmente. Conforme destacado em Scherer et al. (2007), a intercalação de ritmitos separa escorregamentos distintos ou refletem variações litológicas dentro do escorregamento.

A Figura 2.6 apresenta as seções colunares construídas por geólogos do "Projeto Arquitetura estratigráfica, geometria e heterogeneidades de arenitos reservatórios da Formação Maracangalha" para os afloramentos em Loreto e Ponta de Nossa Senhora, respectivamente, da Ilha dos Frades.



(a) Afloramentos em Loreto

(b) Afloramentos em Ponta de Nossa Senhora

Figura 2.6: Seção colunar dos afloramentos na Ilha dos Frades. Modificado de Scherer et al. (2007).

Capítulo 3

Metodologia

Nesse capítulo serão apresentados os procedimentos utilizados para realização de medidas e obtenção dos parâmetros petrofísicos analisados: porosidade, índice de fluido livre (FFI), índice de fluido ligado (BVI), saturação irreduzível, permeabilidade e análise de petrofácies.

As amostras utilizadas nessa pesquisa foram oriundas de procedimentos de amostragens realizadas pela equipe do Laboratório de Petrofísica (LaPetro) da Universidade Federal da Bahia. Essas amostras foram coletadas em dois afloramentos da Formação Maracangalha na Ilha dos Frades, nas localidades de Ponta de Nossa Senhora e Loreto. As amostras obtidas na localidade de Ponta de Nossa Senhora foram denominadas com o prefixo PNS. Já as amostras oriundas da localidade de Loreto recebeu o prefixo LOR.

As amostras foram extraídas nos afloramentos com brocas diamantadas de diferentes diâmetros (4,5cm e 2,5cm) e comprimentos. Com a finalidade de atribuir uma estrutura cilíndrica mais regular possível, essas amostras foram redimensionadas no LaPetro. No Apêndice A, são apresentados os dados referentes às dimensões e massas das amostras submetidas aos processos de limpeza e medidas petrofísicas.

3.1 Limpeza das amostras

Antes da realização da análise petrofísica, as amostras foram submetidas a um processo de limpeza baseado na técnica de Dean-Stark. Durante esse processo, a amostra é colocada em um equipamento constituído por um recipiente de vidro, um balão onde é colocado o solvente e um condensador no qual circula água deionizada para refrigerar o solvente aquecido no balão. Nesse equipamento, a limpeza das amostras ocorre a partir do solvente que é continuamente aquecido, condensado e destilado sobre essas (Figura 3.1). Devido a eficiência em dissolver sais, o solvente utilizado foi o Metanol (álcool metílico, CH_3OH). Em média, as amostras foram submetidas à destilação do solvente por seis horas.

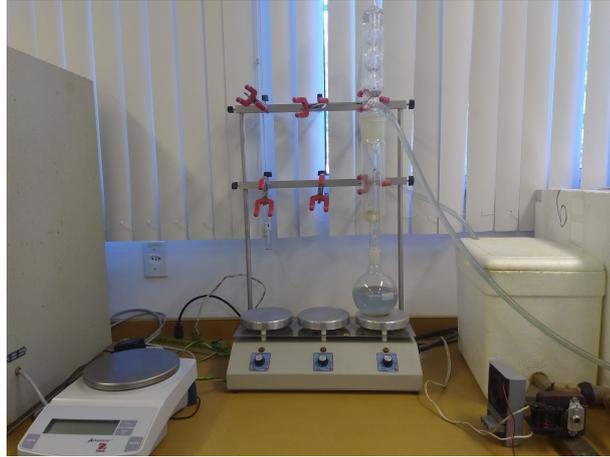


Figura 3.1: Equipamento de limpeza.

Uma vez limpas, as amostras foram colocadas em um forno Thelco a 100°C com a finalidade de, a partir da evaporação, eliminar resíduos de metanol no espaço poroso. As amostras então foram mantidas no forno por um período médio de quatro horas. Por fim, essas amostras foram preservadas em um dessecador para atingir a temperatura ambiente, sem absorção de umidade.

3.2 Procedimento para saturar amostras

A obtenção de informações de porosidade a partir do equipamento de RMN requer que as amostras estejam 100% saturadas. Com a finalidade de simular condições de salinidade análogas aos reservatórios de campos de petróleo, uma solução de 70.000 ppm de NaCl foi utilizada para saturar as amostras.

As amostras foram colocadas em um recipiente com $3/4$ de seu volume preenchido com a solução salina saturante, de modo que, ficassem quase completamente imersas no fluido. Esse recipiente contendo amostras e solução saturante foi colocado em um dessecador associado a uma bomba à vácuo. As amostras foram mantidas sob o vácuo por um período de quatro a cinco horas. Esse tempo médio para saturar amostras foi estabelecido a partir do controle de massa das amostras submetidas à saturação: com o uso da bomba à vácuo, para as amostras estudadas, foi verificado que para tempos superiores a cinco horas, uma vez que a bomba esteja trabalhando com a potência máxima, geralmente não havia mudança significativa na massa das amostras em saturação (condição definida como o estado limite de completa saturação para o método empregado).

Para estimativa de permeabilidade a partir da técnica de RMN é necessário realizar medidas em condições de saturação irreduzível. A dessaturação das amostras foi obtida com o uso do equipamento Soilmoisture CAT 1500, no qual as amostras saturadas foram

submetidas à pressão de aproximadamente 8 bar, por um tempo médio de 96 horas.

Na câmara do Soilmoisture CAT 1500 há um prato poroso, constituído de cerâmica e associado a uma membrana flexível. Esse prato é conectado a um capilar que tem a função de drenar o fluido retido na membrana para um recipiente externo a câmara. No prato poroso, as amostras foram colocadas sobre um papel umedecido na solução para que esse atuasse como membrana semipermeável e assim acelerasse o processo de drenagem do fluido por osmose.

3.3 Medida da capacidade volumétrica das amostras

Como as amostras tem um formato aproximadamente cilíndrico, a capacidade volumétrica (ou volume total ΔV_t) pode ser calculado a partir da expressão:

$$\Delta V_t = \pi r^2 h, \quad (3.1)$$

onde r é o raio e h consiste no comprimento das amostras.

Com o uso de um paquímetro, mediu-se o diâmetro e o comprimento das amostras. No entanto, em decorrência da não-homogeneidade na geometria de algumas amostras, que implicariam em erros consideráveis nas medidas com o paquímetro, um picnômetro artesanal foi utilizado para fazer medida de massa da solução equivalente à capacidade volumétrica das amostras de rochas.

Esse picnômetro artesanal consiste em um tubo cilíndrico de plástico transparente com duas tampas planas de vidro transparente. O cálculo do volume total das amostras por meio dele é baseado no Princípio de Arquimedes e foi realizado do seguinte modo:

1. Mede-se a massa equivalente do picnômetro completamente preenchido com a solução (M_1);
2. Afere-se a massa do picnômetro com a amostra de rocha 100% saturada (M_2);
3. Mede-se a massa quando o picnômetro estiver preenchido com a amostra 100% saturada e o volume da solução necessária para encher todo recipiente (M_3);
4. Calcula-se a diferença $M_3 - M_2$ para obter a massa correspondente ao volume da solução necessária para completar o volume do picnômetro (M_4);
5. Calcula-se $M_4 - M_1$ para obter a massa do volume da solução equivalente ao volume da amostra ($M_{eq.amostra}$);

6. Calcula-se o volume da amostra a partir da relação entre massa específica, volume e massa da solução salina (70.000 ppm):

$$\Delta V_t = M_{eq.amostra} / \rho, \quad (3.2)$$

onde ρ é a massa específica da solução. A massa específica média da solução é aproximadamente $1,1307 \text{ g/cm}^3$.

3.4 Métodos Convencionais utilizados para cálculo de parâmetros petrofísicos

Porosidade via Ultrapycnometer

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

$$\Delta V_v = \Delta V_t - \Delta V_{NP}, \quad (3.3)$$

onde ΔV_t é volume total da amostra. A partir das medidas no Ultrapycnometer, a porosidade foi calculada pela substituição da expressão 3.3 na expressão 1.1 .

Porosidade gravimétrica

Nesse método, o volume do espaço poroso (ΔV_v) é definido a partir da relação entre a diferença entre as massas da amostra seca (m_{seca}) e completamente saturada ($m_{100\%sat}$) e a massa específica da solução. De modo que, a chamada porosidade gravimétrica é expressa como:

$$\phi_t = \frac{(m_{100\%sat} - m_{seca}) / \rho}{\Delta V_t} 100\%. \quad (3.4)$$

3.5 Procedimentos para realização de medidas e cálculos petrofísicos a partir da RMN

O equipamento de Ressonância Magnética Nuclear, utilizado nessa pesquisa, foi o Maran Ultra da Resonance Instrument, que opera na frequência de 2MHz (Figura 3.2). Esse equipamento está associado a um computador onde estão instalados os programas que gerenciam

a aquisição dos dados e o processamento. O programa RiNMR, versão 3.0, é o responsável pela aquisição dos dados: a curva multiexponencial resultante da relaxação magnética dos núcleos de hidrogênio. O programa que realiza o processamento dos dados é o WinDXP, que faz o ajuste da curva multiexponencial e a partir da aplicação da Transformada Inversa de Laplace, obtém a curva de distribuição de T_2 , necessária para cálculo dos parâmetros petrofísicos.



Figura 3.2: Equipamento de RMN: Maran Ultra.

As amostras de rocha foram submetidas à análise no equipamento de RMN em duas condições: 100% saturadas e em condição de saturação irreduzível. Além das medidas associadas às amostras de rocha, para cálculo da porosidade, como destacado na seção 1.2.3, também faz-se necessário obter a curva de relaxação magnética nuclear associada ao volume da solução salina equivalente ao volume de cada amostra de rocha analisada.

Em virtude da ausência de vidraria com escala volumétrica adequada para diferenciar com precisão volumes de amostras de rochas de dimensões similares, as amostras de solução foram quantificadas a partir da medida da massa do volume da solução equivalente ao volume da amostra.

Com a finalidade de preservar o estado de saturação, as amostras de rochas analisadas no equipamento de RMN foram envolvidas em filme PVC. Testes foram realizados no laboratório e verificou-se que a composição do filme PVC não exerce interferência relevante sobre as medidas de RMN. Também vale destacar que antes da realização das medidas nas amostras de rochas e solução, essas foram mantidas, por aproximadamente uma hora, em uma caixa térmica associada ao equipamento Maran Ultra com o objetivo de colocá-los em equilíbrio térmico, a uma temperatura de 35°C.

O procedimento para realização das medidas no Maran Ultra consiste na execução das seguintes sequências no programa RiNMR:

1. FID.EXE: Conforme sugerido no manual de instrução do equipamento, uma amostra de óleo mineral de aproximadamente 100ml é colocada no porta amostra do Maran Ultra antes da execução dessa sequência. Essa amostra será utilizada para calibrar parâmetros físicos da ferramenta, tais como o comprimento do pulso de radiofrequência de 90° (P90) e o desvio da frequência de operação do equipamento (frequência Offset,

O1), e assim colocar o equipamento em ressonância a partir da observação do sinal associado ao fenômeno do Decaimento de Indução Livre (FID, do inglês *Free Induction Decay*).

2. INVREC.EXE: Essa sequência é executada com a finalidade de estimar os tempos de Relaxação longitudinal (T_1) associado às amostras de rocha e à solução saturante. Conforme descrito na seção 1.2.2., o método da Recuperação de Inversão é usado para estimar o tempo necessário para a magnetização ser equivalente a 63% da magnetização de equilíbrio. A importância de estimar T_1 consiste em determinar o tempo necessário para polarizar todos os prótons presentes na amostra, uma vez que, o tempo estimado para magnetização corresponder a 99% da magnetização de equilíbrio é $5T_1$. Como a solução salina e as rochas possuem naturezas distintas, os tempos necessários para observar a relaxação magnética total do sinal eletromagnético associado a eles são distintos.
3. CPMG.EXE: Essa sequência, conforme descrito na seção 1.2.2, é executada com a finalidade de, a partir da curva multiexponencial resultante da relaxação da magnetização no plano transversal, obter a curva de distribuição de T_2 das amostras analisadas. Quando uma amostra é submetida a essa sequência de pulsos de radiofrequência, alguns parâmetros precisam ser ajustados antes da obtenção dos dados. A Tabela 3.1 apresenta a descrição e os valores dos parâmetros de aquisição utilizados durante a execução da sequência CPMG tanto para as amostras de rochas (em condição de máxima saturação e de saturação irreduzível), quanto para os volumes de solução submetidos à análise.

O valor de RD para as amostras de rochas foram estabelecidos após a execução da sequência INVREC.EXE para uma amostra de rocha 100% saturada com a solução salina de 70.000 ppm. Em virtude, do conteúdo de hidrogênio nas amostras em condição de saturação irreduzível ser inferior aquele das amostras no estado de saturação máxima, o valor de RD utilizado para as últimas pode ser utilizado para as primeiras, já que, para essas consistirá em um tempo mais do que suficiente para observar o retorno da magnetização ao estado de equilíbrio. O valor de RD adotado para os volumes de solução também foram exagerados, uma vez que, o tempo de 10s é utilizado para água pura e a relaxação magnética total de soluções salinas tende ocorrer em um tempo inferior.

A diferença entre os valores de ganho utilizados para as amostras de rochas e solução também está associada ao conteúdo de hidrogênio nas amostras: a solução salina tem maior conteúdo de hidrogênio e por isso, o valor de RG ajustado durante a aquisição é inferior ao RG das amostras de rochas.

Parâmetro	Descrição	Rocha 100% saturada	Rocha em Saturação Irredutível	Volume da solução
RD (<i>Relaxation delay</i>)	Tempo entre sucessivos scans (NS). Deve ser longo suficiente para a relaxação magnética retornar ao estado de equilíbrio, por isso, seu valor deve ser no mínimo $5T_1$.	5s	5s	10s
RG (<i>Receiver gain</i>)	Consiste no ganho: valor correspondente a amplificação aplicada ao sinal da RMN antes da obtenção dos dados.	80,0	80,0	10,0
NECH (<i>Number of echoes</i>)	Número de ecos: corresponde ao número de vezes que o pulso de radiofrequência de 180° será repetido.	512-1.024	256-4.096	16
TAU	Tempo entre os pulsos de radiofrequência de 180° (τ).	100,0 μ s	100,0 μ s	100,0 μ s
NS (<i>Number of scans</i>)	Número de scans: corresponde ao número de experimentos realizados, ou seja, o número de vezes que a sequência CPMG será repetida. Dever ser um número múltiplo de 4.	16	16	16

Tabela 3.1: Descrição dos parâmetros de aquisição utilizados na execução da sequência CPMG.EXE.

A definição do intervalo do número de ecos (NECH) utilizados para as amostras 100% saturadas e em saturação irreduzível também é consequência do conteúdo de hidrogênio: o número de ecos mínimo para, durante a aquisição dos dados, observar a curva multiexponencial associada à relaxação magnética nuclear dos átomos de hidrogênio tender ao zero foi maior para as amostras com maior volume de solução salina no espaço poroso do que aquele observado para as amostras em condição de saturação irreduzível. No que concerne ao NECH das amostras de solução, um único valor de NECH foi adotado durante as análises das soluções salinas por causa da natureza do sinal eletromagnético associado a essas. A curva que descreve a relaxação magnética associada à solução é monoexponencial, em virtude do volume de solução comporta-se como um único poro (equivalente teórico à rocha 100% porosa), de modo que, uma maior repetição do pulso de 180° que tenta corrigir a defasagem dos prótons, sobretudo daqueles em diferentes volumes no espaço poroso de uma rocha, não altera significativamente o sinal obtido durante as medidas. Além disso, o tempo de relaxação da solução é longo e isso torna inviável utilizar um número grande de ecos.

Referente aos valores dos parâmetros TAU e NS, tais valores estão associados à qualidade do sinal registrado, por isso, optou-se para que tais valores fossem constantes durante a aquisição dos dados e próximos aos valores considerados adequados, de acordo com o manual de instrução do equipamento, para obter uma boa correlação entre sinal/ruído. Vale destacar que o valor de TAU deve ser baixo para minimizar o efeito da relaxação magnética por difusão.

Uma vez adquirido os dados no programa RiNMR com a execução da sequência CPMG, a curva de distribuição de T_2 necessária para cálculo de porosidade, índice de fluido livre e ligado, bem como, obtenção de valores estimados de permeabilidade, será obtida a partir do processamento realizado no programa WinDXP.

3.5.1 Cálculo de Porosidade

O princípio físico do cálculo de porosidade a partir da RMN foi descrito na seção 1.2.3. Os ganhos aplicados durante a aquisição dos dados deve ser considerados, por isso, a equação 1.24 deve ser modificada e a expressão utilizada para o cálculo da porosidade consiste em:

$$\phi_{RMN} = \frac{A_{amostra} \left(\frac{RG_{vol.eq}}{RG_{amostra}} \right)}{A_{vol.eq}} 100\%. \quad (3.5)$$

3.5.2 Cálculo dos Índices de Fluido Livre (FFI) e Fluido Ligado (BVI)

Para calcular os valores dos índices de fluido livre e ligado, é necessário definir o valor do T_{2corte} para cada amostra, conforme descrito na seção 1.2.3. Como também descrito na referida subseção, a área a esquerda (A_{esq}) do tempo T_{2corte} está associada aos fluidos retidos por forças capilares e assim ao Índice de fluido ligado, enquanto a área a direita (A_{dir}) do T_{2corte} está associada ao fluido livre. Desse modo, os índices podem ser calculados a partir das seguintes expressões :

$$BVI = \frac{A_{esq}}{A_{amostra}} 100\%. \quad (3.6)$$

Como

$$BVI + FFI = 100\%, \quad (3.7)$$

teremos que :

$$FFI = 100\% - BVI. \quad (3.8)$$

3.5.3 Estimativa de Permeabilidade

Valores estimados de permeabilidade foram calculados a partir dos dois modelos apresentados na seção 1.2.3.

Para cálculo de permeabilidade de acordo com o Modelo de Timur-Coates foi utilizada a expressão 1.25, com a adoção dos seguintes valores para as constantes empíricas: $a'=4$, $b'=2$ e $c'=10(mD)^{-1}$. Já para o cálculo de permeabilidade com base no Modelo de T_2 médio, como esperado, foi utilizada a equação 1.26, com os seguintes valores teóricos atribuídos às constantes empíricas: $a'=4$, $b'=2$ e $c'=4,5mD/ms^2$.

3.6 Análise de Petrofácies

Petrofácies compreendem um conjunto de características físicas e químicas, produto dos processos deposicionais e diagenéticos, que definem textura, composição mineralógica e outros parâmetros petrofísicos das rochas sedimentares. A caracterização das rochas em termos de petrofácies consiste em uma importante ferramenta para a avaliação da qualidade de reservatórios e por isso, diversos modelos têm sido desenvolvidos com essa finalidade (Thompson et al., 1987; Amaefule et al., 1993; Martin et al., 1997; De Ros e Goldberg, 2007). Nesse trabalho será utilizado o modelo proposto por Pittman (1992).

Saturação (%)	Equação Empírica
10	$\kappa = 0,347 r_{10}^{2,0} \phi^{0,770}$
20	$\kappa = 0,605 r_{20}^{1,93} \phi^{0,584}$
30	$\kappa = 0,609 r_{30}^{1,82} \phi^{0,768}$
40	$\kappa = 0,436 r_{40}^{1,72} \phi^{1,17}$
50	$\kappa = 0,167 r_{50}^{1,60} \phi^{1,93}$
60	$\kappa = 0,080 r_{60}^{1,54} \phi^{2,57}$
70	$\kappa = 0,022 r_{70}^{1,59} \phi^{3,69}$

Tabela 3.2: Equações empíricas obtidas por Pittman (1992). Nas equações acima κ é a permeabilidade, ϕ é a porosidade e r_X é o raio da garganta do poro quando a saturação em mercúrio corresponde a X%.

Pittman a partir de uma série de experimentos baseados na injeção de mercúrio e plotagem de curvas de pressão capilar, desenvolveu equações empíricas que consiste em um modelo de classificação de petrofácies pautado na associação entre porosidade, permeabilidade e tamanho do raio da garganta de poros. As equações obtidas por Pittman (1992) foram derivadas a partir da aplicação de regressão múltipla em um conjunto de mais de 200 arenitos de diferentes composições (incluindo arenitos argilosos), texturas e idades, de modo que, em virtude da diversidade associada ao conjunto de dados, tais modelos têm caráter relativamente generalista e são considerados aptos a serem aplicados sobre rochas areníticas de modo geral. As equações derivadas por Pittman (1992), utilizadas na classificação das amostras quanto às petrofácies, estão apresentadas na Tabela 3.2.

As amostras quanto às petrofácies foram classificadas do seguinte modo:

- Nanoporosas : raios menores do que 0,1 micron;
- Microporosas: raios entre 0,1 e 0,5 microns;
- Mesoporosas: raios entre 0,5 e 2 microns;
- Macroporosas: raios entre 2 e 10 microns;
- Megaporosas: raios maiores do que 10 microns.

A classificação das amostras estudadas no presente trabalho em termos das petrofácies propostas por Pittman (1992) foi realizada por analogia a partir da plotagem dos valores de porosidade e permeabilidade estimados a partir da RMN em um diagrama no qual foi plotado a curva empírica proposta por esse autor para saturação em mercúrio de 50%, valores

de raio da garganta do poro variando entre 0,1 e 20 microns e valores de porosidade entre 0% e 40%.

Para valores de saturação de até 40%, o raio da garganta de poro tem maior peso sobre o cálculo de permeabilidade do que a porosidade, uma vez que o expoente dessa última é inferior ao expoente do raio. Já para os valores de saturação acima de 50% observa-se o oposto: o expoente da porosidade torna-se maior do que o expoente do raio da garganta de poro e assim a porosidade tem maior contribuição sobre o cálculo da permeabilidade (Tabela 3.2). A curva associada à saturação em mercúrio de 50% foi escolhida para a confecção do diagrama porque em tal modelo as contribuições da porosidade e do raio da garganta são menos desiguais sobre o cálculo dos valores teóricos de permeabilidade, ou seja, essa curva representa um modelo mais equilibrado em função da variação da porosidade e do raio da garganta do poro. Além disso, o coeficiente de correlação entre os três parâmetros petrofísicos para tal modelo é alto (Pittman, 1992) .

Capítulo 4

Resultados e Discussão

Nesse capítulo serão apresentados e discutidos os resultados referentes às medidas realizadas nas 31 amostras dos afloramentos da Formação Maracangalha. Com a finalidade de avaliar os valores de porosidade obtidos a partir do uso da técnica da Ressonância Magnética Nuclear, esses resultados serão comparados com aqueles obtidos a partir de técnicas laboratoriais convencionais: medidas via ultrapicnômetro e a chamada porosidade gravimétrica. Além disso, valores de porosidade, permeabilidade e fração de argila calculados a partir de perfis de poço serão utilizados para fazer contraponto com os resultados laboratoriais e assim complementar a caracterização petrofísica da formação.

4.1 Resultados Laboratoriais

Das 31 amostras analisadas nesse trabalho, 13 amostras são associadas à localidade de Ponta de Nossa Senhora (Amostras PNS) e 18 amostras são oriundas dos afloramentos em Loreto (Amostras LOR). As amostras de prefixo PNS consistem em arenitos de fácies D5, ou seja, são arenitos de granulometria fina, argilosos e de coloração acinzentada (Tabela 2.2 e Figura 4.2). Já as amostras de prefixo LOR compreendem arenitos com fácies Fc, assim sendo, caracterizam-se pela granulometria predominantemente fina e abundante fragmentos vegetais (Tabela 2.1 e Figura 4.1).

4.1.1 Porosidades

Todas 31 amostras foram submetidas à análise no que concerne à porosidade. Os valores de porosidade calculados a partir do método da Ressonância Magnética Nuclear foram similares aos valores de porosidade obtidos a partir da diferença de massa entre a amostra seca e saturada (a porosidade gravimétrica). A Figura 4.3 apresenta a distribuição dos valores de porosidade calculados a partir da RMN e da porosidade gravimétrica, bem como, a corre-



Figura 4.1: Amostras de rochas representativas do grupo LOR.



Figura 4.2: Amostras de rochas representativas do grupo PNS.

lação entre essas duas porosidades. Como pode ser observado nessa figura, 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 (Silva e Shimakura., 2006).

No que concerne à porosidade obtida a partir do Ultrapicnômetro, os valores calculados a partir desse instrumento para todas as amostras foram superiores aos valores de porosidade obtidos com o uso da RMN. A Figura 4.4 apresenta a distribuição dos valores de porosidade calculadas a partir do Ultrapicnômetro e da RMN, bem como, o coeficiente de correlação entre eles ($R^2 \cong 0,02$).

A menor correlação entre os valores de porosidades obtidos a partir do método da Ressonância Magnética Nuclear e aqueles obtidos com uso do Ultrapicnômetro pode ser explicada pela diferença no princípio físico dos métodos. Para obter a porosidade a partir da RMN, as

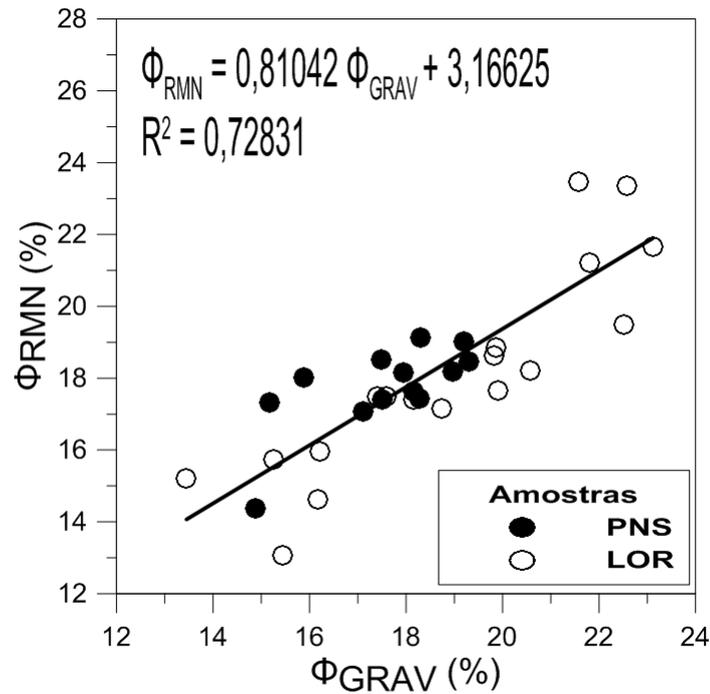


Figura 4.3: Correlação entre a porosidade calculada a partir do método da RMN e a porosidade obtida a partir das medidas de massa, a porosidade Gravimétrica.

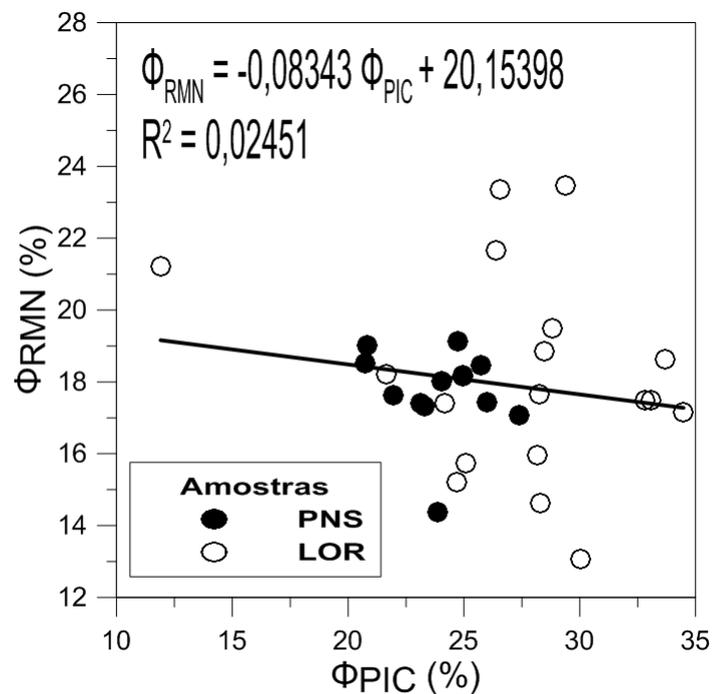


Figura 4.4: Correlação entre a porosidade calculada a partir do método da RMN e a porosidade obtida a partir do Ultrapicnômetro.

amostras são saturadas com uma solução salina, enquanto que, no Ultrapicnômetro, gás Hélio é injetado no espaço poroso. Como a molécula de gás Hélio é menor do que a molécula de

água, a primeira tem maior capacidade de penetração em micro-poros, por isso, a porosidade calculada a partir das medidas no Ultrapicnômetro seria representativa da porosidade total das amostras. Por outro lado, no que diz respeito à exploração de hidrocarbonetos, como tais substâncias têm composição mais similar a composição da molécula de água (ambas são constituídas por átomos de hidrogênio), a porosidade estimada por meio de métodos similares à RMN, que são pautados na saturação das amostras com água, seria mais próximo do percentual do volume da rocha preenchido com óleo que pode ser extraído comercialmente, ou seja, da porosidade efetiva.

Os valores médios de porosidades obtidos a partir do Ultrapicnômetro, da RMN e do chamado método gravimétrico para as amostras da localidade de Ponta de Nossa Senhora são, respectivamente: 23,97%, 17,74% e 17,55%. Para as amostras da localidade 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.

Como pode ser observado, os valores de porosidades obtidos para as amostras LOR nos três diferentes métodos são superiores aos valores de porosidades das amostras de prefixo PNS. Uma vez que, as amostras de Ponta de Nossa Senhora analisadas nesse trabalho são associadas a fácies D5 e portanto, são mais argilosas do que as amostras LOR, esses resultados referentes à porosidade são coerentes.

4.1.2 Índices de fluido livre e fluido ligado

Para análise dos índices de fluido livre e índice de fluido retido por pressão capilar (ou fluido ligado ou irreduzível), bem como estimativas de permeabilidade, conforme descrito no capítulo anterior, as amostras foram submetidas por uma segunda vez ao processo de saturação para serem colocadas sob pressão no prato poroso e assim, alcançarem a condição de saturação irreduzível necessária para determinação desses parâmetros a partir da RMN.

O processo de saturação geralmente culmina em algum nível de degradação nas amostras de rochas, sobretudo em amostras argilosas, que sofrem maior perda de massa em decorrência da dissolução de constituintes friáveis. As amostras que logo após a primeira saturação apresentaram alteração significativa na massa ou na estrutura (aparecimento de fraturas) foram descartadas e não foram contabilizadas no conjunto de 31 amostras descrito anteriormente e sobre o qual as medidas de porosidade foram realizadas. Por sua vez, a segunda saturação, associada à pressão a qual as amostras foram submetidas no prato poroso, implicou na redução do número de amostras que foram analisadas quanto à permeabilidade e aos índices de fluido livre e ligado.

Após uma segunda saturação, das 31 amostras iniciais, somente foi possível realizar

medidas no equipamento de RMN em 20 amostras. O aparecimento de fraturas (Figura 4.5) após horas sob pressão no equipamento com o prato poroso foi o principal fator que implicou no descarte de amostras nessa etapa. Dessas 20 amostras restantes, 9 amostras são PNS e 11 amostras são LOR, ou seja, foram descartadas 4 amostras do primeiro grupo e 7 amostras do segundo.



Figura 4.5: Rochas fraturadas após um segundo processo de saturação para atingir a condição de saturação irreduzível sob pressão no prato poroso.

Os arenitos da localidade de Loreto descartados nessa etapa têm em comum terem sido amostrados com a broca de diâmetro menor ($d \cong 2,45\text{cm}$), ou seja, apresentavam área da seção transversal menor do que a área das amostras retiradas com a broca de maior diâmetro ($d \cong 4,5\text{cm}$), de modo que, foram submetidos a uma tensão maior no prato poroso. Vale destacar ainda, que do total de 10 amostras de rochas retiradas em campo com uma broca de menor diâmetro, todas da localidade de Loreto, somente 3 amostras resistiram no final do processo de medidas, o que reforça a possibilidade do menor diâmetro ter exercido influência sobre o número de amostras descartadas nesse grupo após o processo de dessaturação no prato poroso.

Com as curvas de distribuição dos tempos de relaxação magnética transversal (T_2) para a amostra considerada 100% saturada e em condição de saturação irreduzível, conforme descrito na seção 1.2.3, foi determinado o $T_{2\text{corte}}$ para cada amostra. No Apêndice C é possível observar as curvas do sinal de RMN acumulado (ou a chamada porosidade acumulada ⁶) nas diferentes condições de saturação e a reta que determina o $T_{2\text{corte}}$ para cada uma das 20 amostras. Associando a amplitude dessas curvas do sinal da RMN aos volumes das amostras (Tabela A.1 no Apêndice A), é possível verificar a correlação direta entre volume da amostra, o conteúdo de hidrogênio e a magnitude da magnetização.

A Figura 4.6 apresenta a distribuição dos $T_{2\text{corte}}$ em função das amostras, bem como, va-

⁶Somatório de amplitudes do sinal eletromagnético em intervalos de tempo T_2 .

lores médios desse tempo para as amostras dos grupos LOR e PNS. Como pode ser observado em tal figura, os valores de T_{2corte} 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. Primeiro é importante destacar que apesar das dificuldades associadas à determinação das condições de rocha 100% saturada e em saturação irreduzível, os valores médios de T_{2corte} obtidos a partir das medidas laboratoriais estão próximos do valor médio associado na literatura para arenitos ($33ms$). Segundo, como o T_{2corte} divide a curva de distribuição de T_2 em termos de área associada a fluidos retidos por pressões capilares (área à esquerda do T_{2corte}) e fluidos livre (área à direita do T_{2corte}), o maior valor de T_{2corte} obtido para as amostras de prefixo PNS indicam que o espaço poroso relacionado aos micro-poros nessas amostras é maior do que nas amostras do grupo LOR.

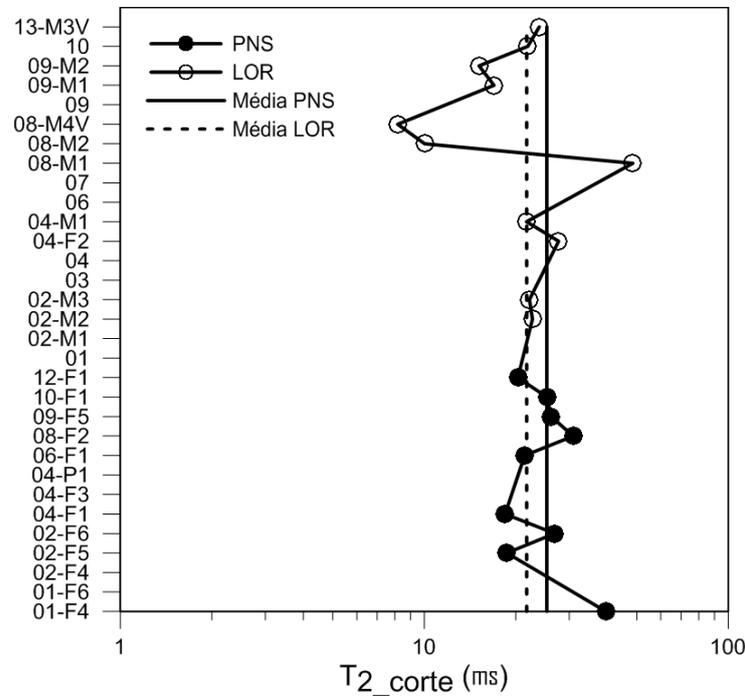


Figura 4.6: Distribuição dos valores de T_{2corte} em função das amostras, bem como, valores médios associados às amostras LOR e PNS.

Os percentuais do volume do espaço poroso associado ao fluido retido por pressão capilar e ao fluido com liberdade de fluxo pode ser estimado a partir do cálculo dos chamados índices de fluido livre (FFI) e fluido ligado (BVI), uma vez que, a área sob a curva de distribuição de T_2 é proporcional à porosidade. Como já mencionado, o 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: $3ms$ (Coates et al., 1999). Em seguida, calcula-se a área da curva da distribuição de T_2 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 4.1 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^*).

$$BVI = BVI_{argila} + BVI^* \quad (4.1)$$

A Figura 4.7 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 Tabela B.2, no Apêndice B. Como pode ser observado nessa figura 4.7, as amostras do grupo PNS apresentam uma distribuição mais homogênea no que diz respeito aos valores dos índices de fluido, enquanto que, as amostras do grupo LOR apresentam uma maior variação nos percentuais desses índices.

O grupo de amostras PNS apresenta os valores médios dos índices de fluido ligado a micro-poros de argila e outros micro-poros maiores do que o grupo LOR. Por outro lado, as amostras desse último, destacam-se como aquelas com os maiores percentuais do índice de fluido livre. 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%.

O grupo LOR apresenta o valor médio do índice de fluido livre correspondente a mais do 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.

Como os valores médios obtidos nos dois grupos para o BVI_{argila} foram muito próximos, uma análise superficial desses valores poderia ser interpretada como um indicativo de que as

amostras do grupo LOR apresentam uma composição similar às amostras PNS no tocante ao teor dos argilominerais. Contudo, essa conclusão seria precipitada porque: primeiro, somente uma análise a nível microscópico viabilizaria em laboratório averiguar o teor dos argilominerais nas amostras e segundo, porque a similaridade apontada pelos valores médios de tal índice não implica que a argilosidade das amostras dos dois grupos são próximas ou equivalentes, mas que, o volume estimado do espaço poroso associado aos micro-poros de argila de até uma certa dimensão nas rochas dos dois afloramentos são semelhantes e, sendo assim, diferenças ainda poderiam existir no que concerne a composição de poros de dimensão superior àquela limitada pelo tempo T_2 teórico de $3ms$, que também podem estar associadas aos argilominerais.

A Figura 4.8 apresenta as curvas de distribuição de T_2 para amostras dos grupos LOR e PNS. Nela, é possível notar que o padrão da curva de tais amostras de modo geral é bastante semelhante e que as principais diferenças no tocante à configuração da distribuição dos poros é referente aos maiores tempos de T_2 , ou seja, como inferido a partir dos valores dos índices de fluido livre e retido por pressões capilares, as amostras apresentam semelhanças no que concerne ao espaço poroso associado aos micro-poros de argilas e diferenciam-se quanto à distribuição de poros maiores.

4.1.3 Estimativas de Permeabilidades

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 $0,30mD$.

Como pode ser observado, os valores médios de permeabilidade das amostras do grupo PNS fornecidos pelos dois métodos são similares. Contudo, apesar dessa proximidade no que concerne aos valores médios de permeabilidade para as amostras PNS, os valores associados pelos dois métodos a cada amostra desse grupo, assim como, às amostras LOR, são sensivelmente distintos. A Figura 4.9 apresenta a distribuição das permeabilidades estimadas a partir dos dois métodos, bem como, o coeficiente de correlação entre elas.

A moderada correlação positiva observada na expressão da curva de ajuste da Figura 4.9 deve-se a diferença entre as metodologias adotadas para estimar as permeabilidades. Como pode ser observado nas expressões 1.25 e 1.26, o primeiro modelo faz uso dos índices de fluido livre e retido por pressões capilares estimados a partir do T_{2corte} , ou seja, um tempo empírico que divide a curva de distribuição de T_2 normalmente em áreas assimétricas. Já o modelo de T_2 médio, como a nomenclatura sugere, estima a permeabilidade a partir de um

tempo T_{2GM} , que divide a curva de distribuição de T_2 em áreas aproximadamente iguais e sendo assim, parte do pressuposto de uma divisão mais uniforme no que se refere ao volume do espaço poroso que está associado aos fluidos livres e aos fluidos retidos por micro-poros.

Apesar das diferenças referentes às estimativas de permeabilidade fornecidas pelos dois métodos, os resultados obtidos sinalizam que as amostras LOR tendem a apresentar valores de permeabilidade maiores do que as rochas do grupo PNS. Além disso, se considerássemos que os valores de permeabilidade estimados pelo modelo de Timur-Coates mais representativos do que aqueles fornecidos pelo modelo de T_2 médio, por ser pautado aparentemente em um modelo mais verossímil da distribuição da parcela do espaço poroso associado aos fluidos livres e retidos, analisando os valores de permeabilidade estimados para as amostras LOR e PNS, de acordo com Sansone (2019), essas últimas amostras poderiam ser classificadas como rochas representativas de reservatórios pobres ($\kappa < 1mD$), enquanto as primeiras seriam classificadas como rochas típicas de reservatório medianos ($1mD < \kappa < 10mD$).

4.1.4 Análise de Petrofácies

As estimativas de permeabilidade e os valores de porosidade derivados da RMN foram utilizados para avaliar como as amostras da Formação Maracangalha seriam classificadas quanto às petrofácies propostas por Pittman (1992). A Figura 4.10 apresenta os resultados da classificação das amostras LOR e PNS em função de tais petrofácies para valores de permeabilidade estimados pelo modelo Timur-Coates e o modelo de T_2 médio, respectivamente.

Como pode ser observado nessa Figura 4.10, as amostras são nanoporosas (raio de garganta de poro inferior a $0,1\mu m$) ou microporosas (raio de garganta de poro entre a $0,1\mu m$ e $0,5\mu m$). Considerando as permeabilidades estimadas pelo modelo de T_2 médio, aproximadamente 86% das amostras PNS e 60% das amostras LOR foram classificadas quanto 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 T_2 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 a apresentar raios de garganta de poro maiores do que as amostras da localidade de Ponta de Nossa Senhora.

4.2 Pesfis Geofísicos

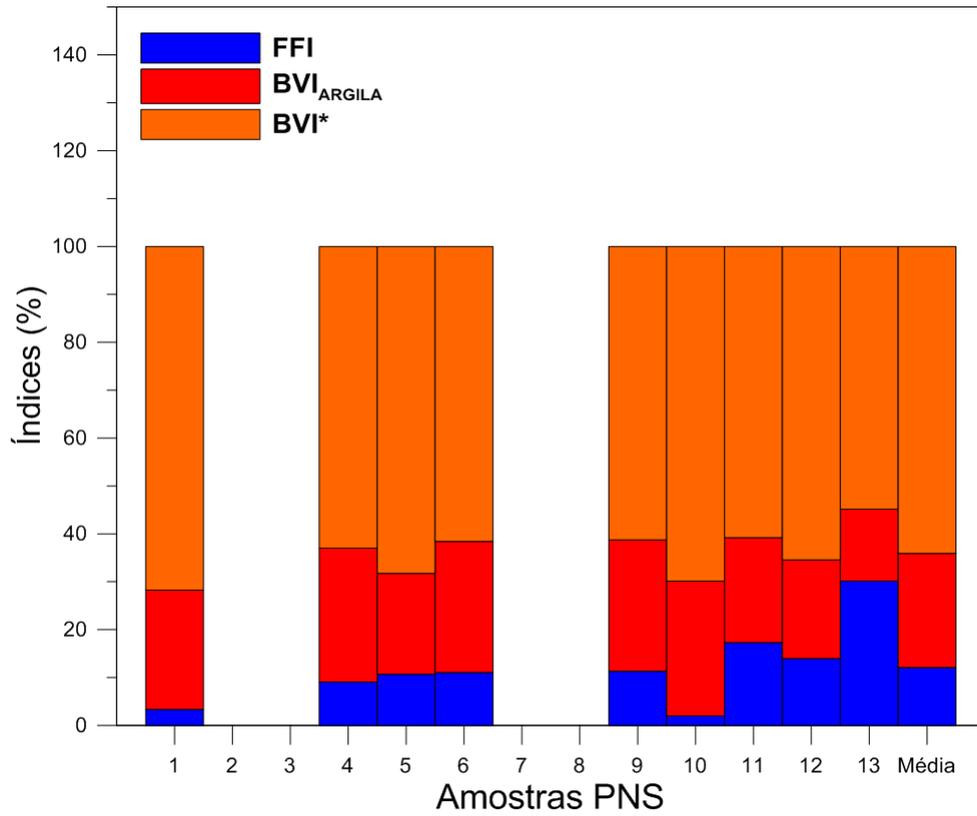
Os perfis de raio gama, densidade e elétricos do poço 1-ALV-10-BA, do bloco REC-T-256 da Bacia do Recôncavo, cedidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), foram utilizados para caracterizar arenitos da Formação Maracangalha em termos de argilosidade, porosidade e permeabilidade. Os pontos analisados pertencem ao intervalo entre 1km e 1,2km de profundidade, intervalo que compreende 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 e a argilosidade nos depósitos areníticos analisados foram calculados a partir das equações 1.27 e 1.28. Valores de porosidades foram estimados a partir do perfil de densidade com a utilização da equação 1.30. A equação 1.31 foi utilizada para corrigir o efeito da argilosidade sobre o cálculo das porosidades. No que concerne aos perfis elétricos, as equações 1.32 e 1.34 foram utilizadas para estimar porosidades e permeabilidades. Para cálculo da porosidade, uma vez que o poço não fornece valor da resistividade do filtrado da lama (R_{mf}), mas a resistividade da lama (R_m), a seguinte aproximação foi utilizada: $R_{mf} = 0,75R_m$ (Nery, 2013). O valor da resistividade da água da formação (R_w) é fornecida nos dados referentes ao poço e consiste em 1,0 ohm.m. As resistividades nas chamadas zonas invadida e virgem foram obtidos a partir de um Micro perfil elétrico (Micro-inversa, MI) e um perfil indutivo com maior penetração radial (AHT90, do inglês *Array Induction Two Foot Resistivity A90*), respectivamente. Medidas de temperatura em três diferentes profundidades disponibilizadas nos dados do poço foram usadas para estimar um gradiente médio de temperatura (Figura 4.11) e assim, as resistividades R_w e R_{mf} foram corrigidas para variações de temperatura. Somente essas resistividades foram corrigidas para variações de temperatura porque são associadas aos fluidos condutivos (eletrólitos). O efeito da variação da temperatura sobre a formação foi negligenciado em virtude das rochas serem tratadas como corpos naturalmente resistivos, o poço não ser muito profundo e o contexto geológico estudado não está associado a gradientes geotérmicos anômalos. Os valores das constantes litológicas m , q , α_0 e σ_c foram, respectivamente: 1,82, 2,78, $180.000\mu m^2$ e 100 m/S, determinados por Lima e Niwas (2000) para arenitos.

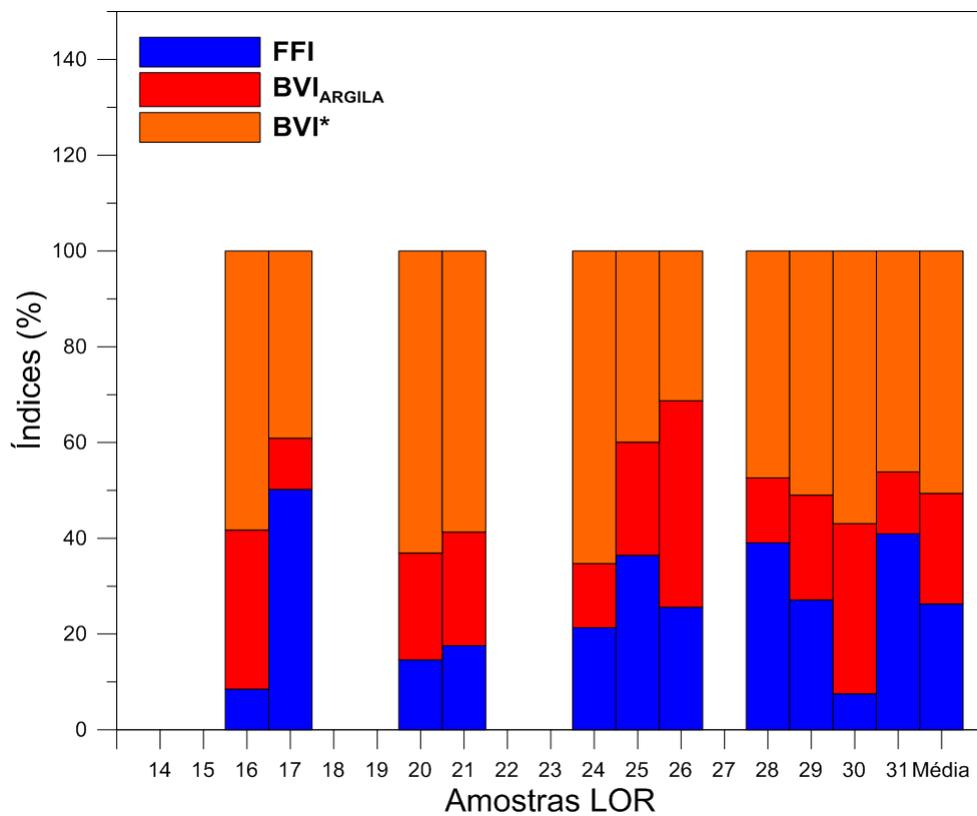
A Figura 4.12 apresenta os perfis de Raio gama, densidade e elétricos associados ao intervalo investigado, bem como, a coluna com a representação litológica das camadas perfiladas. Nessa figura, também são apresentados os resultados referentes aos valores de porosidade, permeabilidade e fração de argila. Valores para tais parâmetros foram calculados para toda sequência rochosa. Contudo, como o objetivo é analisar as propriedades dos arenitos do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, somente os dados referentes a esses serão discutidos.

Como pode ser observado na Figura 4.12, os valores de porosidades obtidos a partir dos perfis para os arenitos estão no intervalo entre 7% e 24%. O valores médios de porosidade obtidos a partir do perfil de densidade (ϕ_D) e dos perfis elétricos (ϕ_e) foram: 22,04% e 20,94%, respectivamente. Esses valores médios altos de porosidade indicam que na maioria dos pontos analisados, dentro dos depósitos areníticos, os valores obtidos para tal propriedade é superior a 7% e sendo assim, confirmam como tais rochas apresentam boa porosidade. Referente à permeabilidade, os valores obtidos a partir dos perfis elétricos apontam que tais arenitos apresentam permeabilidade intermediária. O valor máximo de permeabilidade obtido foi aproximadamente 11mD e o valor médio foi 4mD. O teor médio de argilosidade foi aproximadamente 7,32% e o máximo 26%.

Comparando esses resultados oriundos dos perfis com aqueles estimados a partir das análises laboratoriais, é possível notar que os valores de porosidades e permeabilidades são da mesma ordem de grandeza e portanto, coerentes. Nota-se também que os arenitos analisados da localidade de Loreto apresentam semelhanças com os arenitos do membro Caruaçu, uma vez que, apresentam valores de porosidades intermediários ou altos, permeabilidades intermediárias e, conforme descrito por Scherer et al. (2007), tendem apresentar baixo teor de argilominerais quando comparado a outros arenitos da mesma formação. Além disso, a partir da associação entre a referida descrição fornecida por Scherer et al. (2007) para os afloramentos de Loreto e as descrições da literatura referente ao membro Caruaçu (Caixeta, 1988; Magalhaes, 1990), ambas apresentadas no Capítulo 2, seria possível inferir que as amostras de prefixo LOR são representativas desse membro da Formação Maracangalha.



(a)



(b)

Figura 4.7: 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 (a) amostras PNS e (b) amostras LOR. A última coluna de cada gráfico apresenta os valores médios desses índices para cada grupo de amostras.

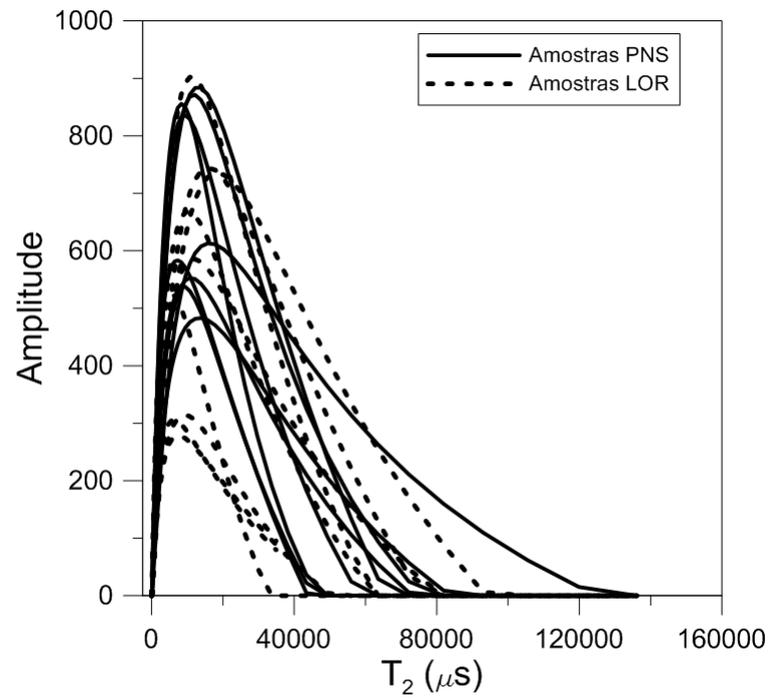


Figura 4.8: Curvas de distribuição de T_2 para amostras LOR e PNS.

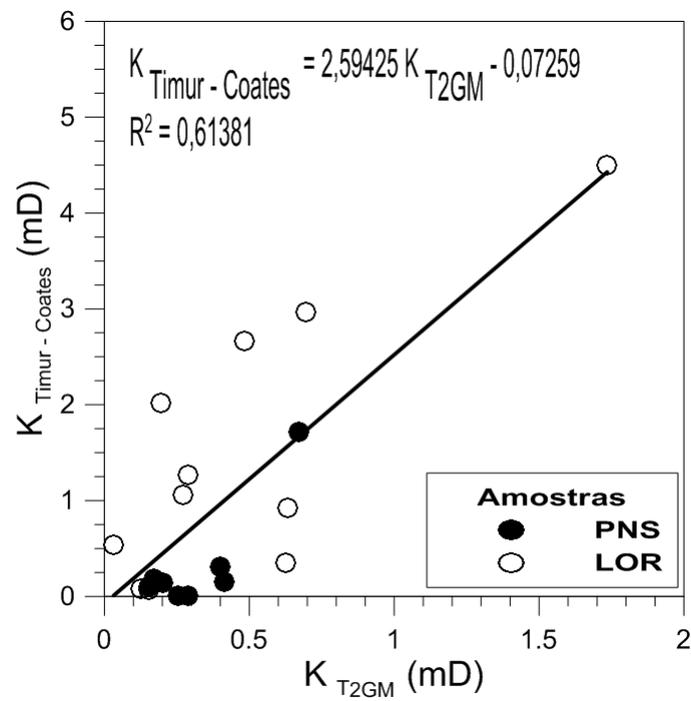
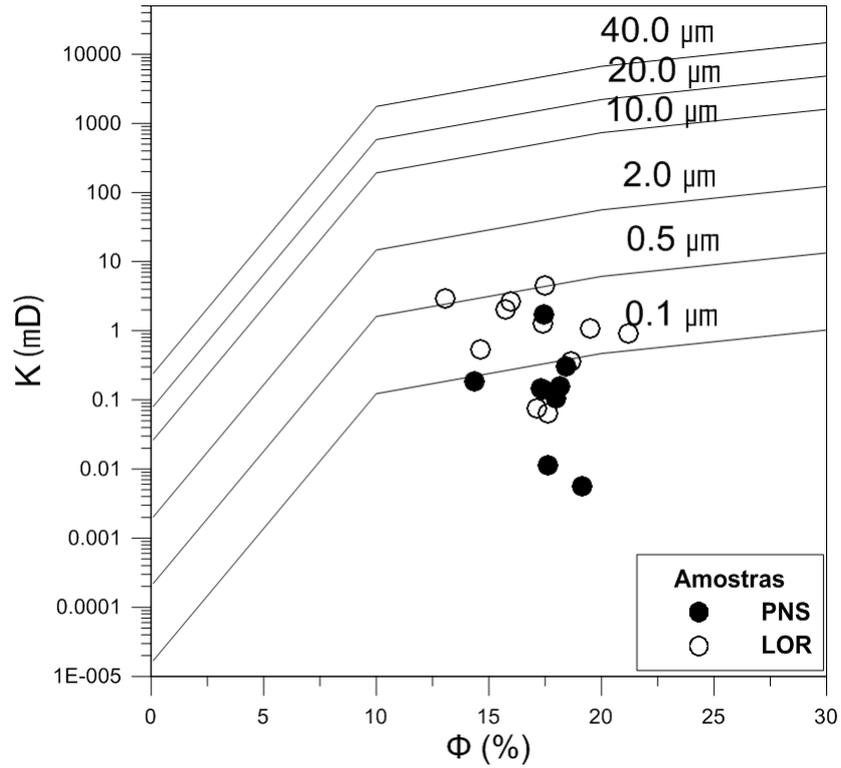


Figura 4.9: Correlação entre permeabilidades estimadas a partir do modelo Timur-Coates e do modelo de T_2 médio.



(a) Permeabilidades estimadas pelo modelo Timur-Coates

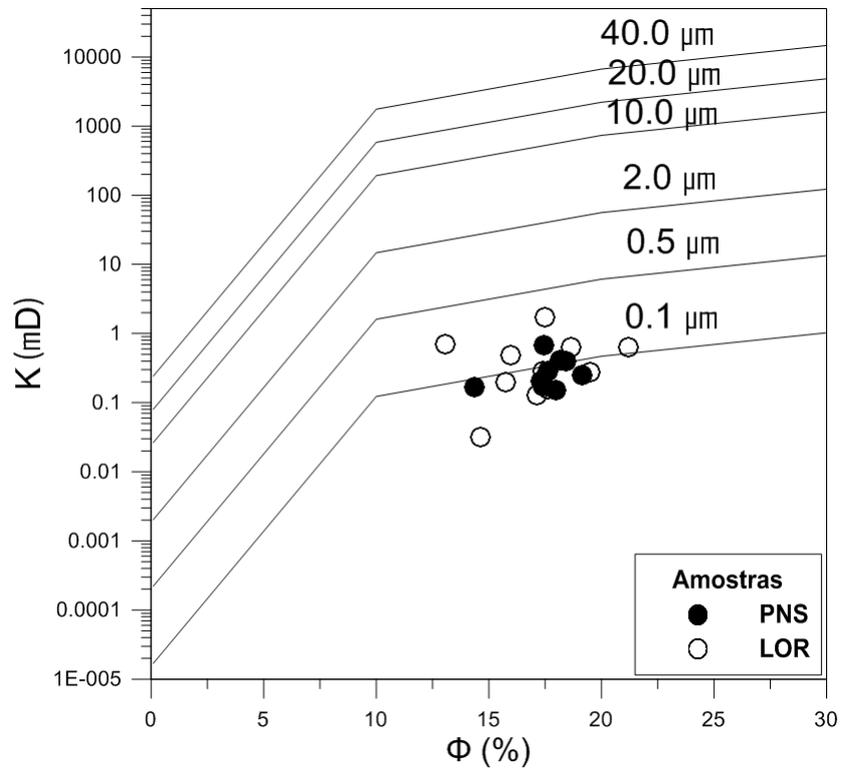
(b) Permeabilidades estimadas pelo modelo de T_2 médio

Figura 4.10: Classificação das amostras quanto às petrofáceis propostas por Pittman (1992).

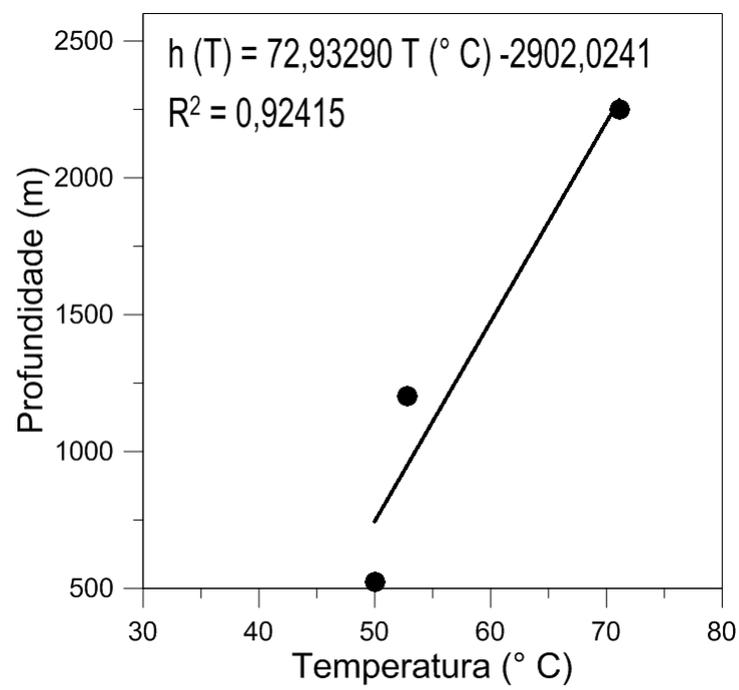


Figura 4.11: Correlação entre profundidade e temperatura (°C) utilizada para estimar um gradiente geotérmico médio.

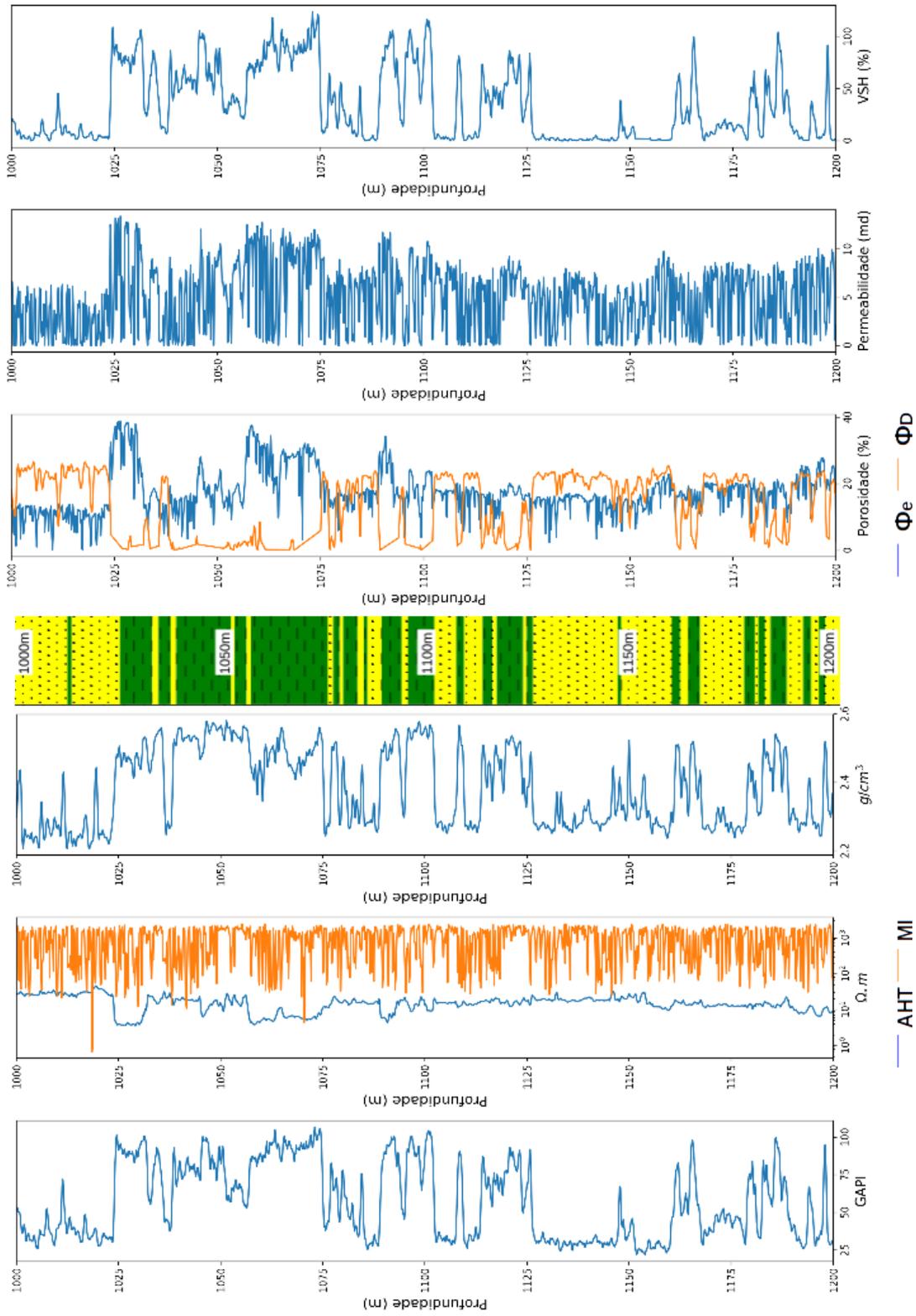


Figura 4.12: Apresentação dos perfis de Raio Gama, elétricos e de densidade. À direita da coluna de representação litológica, encontram-se os valores de porosidade, permeabilidade e argilosidade (*VSH*) calculados.

Capítulo 5

Conclusões

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. A realização de medidas no equipamento de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) e o emprego de técnicas laboratoriais tradicionais viabilizaram que as amostras estudadas fossem caracterizadas em termos de porosidade, índice de fluidos livre (FFI), índice de fluido retido por pressão capilar (BVI), bem como, estimativas de permeabilidades e tamanho de raio de garganta de poro. Os resultados dessa análise, pautada sobretudo na RMN, evidenciaram como os arenitos das duas localidades apresentam propriedades petrofísicas distintas. Os arenitos do grupo LOR destacam-se como as amostras analisadas que apresentam os maiores valores de porosidade, índice de fluido livre e permeabilidade. Enquanto que, os arenitos do grupo PNS apresentam os maiores valores associados aos índices de fluido retido por pressão capilar.

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 de Ponta de Nossa Senhora. As baixas permeabilidades e os valores de porosidade efetiva inferiores desse último grupo de arenitos podem ser explicados pela natureza mais argilosa de tais amostras.

No tocante à análise dos perfis de poço, os resultados corroboram aqueles obtidos a partir da RMN. Uma vez que, apesar dos efeitos do intemperismo e da erosão sobre as rochas aflorantes, os valores de porosidade e permeabilidade obtidos a partir da RMN estão no intervalo de valores calculados a partir dos perfis para a maioria dos arenitos da Formação Maracangalha.

A análise conjunta das propriedades petrofísicas sinalizaram que os arenitos do grupo LOR apresentam petrofácies similares a dos arenitos do Membro Caruaçu e desse modo,

reforça a hipótese desses arenitos serem representativos desse membro da Formação Maracangalha. Assim sendo, os resultados ratificam as propriedades relativas à transmissão e, sobretudo, ao armazenamento de fluidos, que viabilizam os arenitos do Membro Caruaçu consistirem em reservatórios de hidrocarbonetos.

Agradecimentos

Aos meus pais, Marisete e Hildebrando, pelo apoio e esforço para que essa etapa da minha vida fosse concluída.

À minha família de modo geral, e especialmente aos meus tios Dula, Nena e Val, pelo incentivo e compreensão.

Ao Professor e orientador Joelson da Conceição Batista, pelas sugestões, correções e suporte durante todo o desenvolvimento desse trabalho.

Ao Professor Newton Barros, membro da comissão examinadora, pela ajuda e explicações referentes à utilização dos equipamentos do laboratório, especialmente, ao equipamento de RMN.

Aos colegas, David Lenon e Isaac, pelo auxílio no laboratório.

Ao Laboratório de Petrófica (LaPetro) e ao CPGG da UFBA, pelo suporte técnico.

Ao Projeto GASBRAS e à CNPq, pelo suporte financeiro por meio de uma bolsa de pesquisa.

Ao Professor Hédison Kiuity Sato, pelo auxílio em questões referentes ao sistema LATEX e outros.

A todos os professores e aos colegas de graduação, pelos conhecimentos compartilhados.

Apêndice A

Tabela com valores médios relativos às dimensões das amostras analisadas

Amostra	Comprimento (cm)	Diâmetro (cm)	Massa (g)	$Volume_{eq}(cm^3)$
PNS1-F4	2,490	4,480	73,20	34,40
PNS1-F6	2,850	4,450	86,09	42,57
PNS2-F4	3,475	4,465	104,70	48,90
PNS2-F5	3,220	4,480	98,20	47,63
PNS2-F6	3,275	4,445	95,37	47,33
PNS4-F1	2,135	4,500	63,75	30,07
PNS4-F3	3,980	4,525	124,16	58,21
PNS4-P1	2,680	4,500	80,96	40,93
PNS6-F1	3,390	4,475	103,10	49,54
PNS8-F2	2,440	4,485	70,32	33,99
PNS9-F5	2,590	4,475	75,43	35,88
PNS10-F4	3,445	4,500	96,27	47,66
PNS12-F1	2,725	4,480	77,26	37,93
LOR01	6,380	2,395	52,98	26,52
LOR02-M1	5,775	2,425	25,05	22,15
LOR02-M2	4,615	2,330	19,96	17,65
LOR02-M3	4,490	2,330	20,40	18,04
LOR03	5,590	2,450	25,16	22,25
LOR04	6,100	2,440	26,72	23,63
LOR04-F2	2,875	4,350	47,20	41,74
LOR04-M1	2,510	4,470	74,72	31,20
LOR06	5,230	2,400	21,95	19,41
LOR07	6,870	2,425	25,27	22,35
LOR08	5,245	2,430	22,12	19,56
LOR08-M2	3,110	4,460	50,29	44,48
LOR08-M4V	2,625	4,465	43,86	38,79
LOR09	4,745	2,380	19,01	16,81
LOR09-M1	3,025	4,500	49,83	44,07
LOR09-M2	3,635	4,500	57,75	51,07
LOR10	5,925	2,330	24,91	22,03
LOR13-M3V	3,595	4,500	55,92	49,46

Tabela A.1: Valores médios calculados para as dimensões, massas e volumes das amostras. O volume ($Volume_{eq}$) foi estimado a partir da utilização do picnômetro artesanal.

Apêndice B

Tabelas de parâmetros petrofísicos

As tabelas a seguir apresentam os valores dos parâmetros petrofísicos determinados nesse trabalho para as amostras dos afloramentos da Formação Maracangalha.

Amostra	ϕ_{RMN} (%)	ϕ_{PIC} (%)	ϕ_{GRAV} (%)	$\kappa_{Timur-Coates}$ (mD)	$\kappa_{T_{2GM}}$ (mD)
PNS1-F4	17,62	21,97	18,15	0,011	0,288
PNS1-F6	18,14	24,96	17,05	-	-
PNS2-F4	18,52	20,73	17,49	-	-
PNS2-F5	18,00	24,04	15,87	0,104	0,154
PNS2-F6	18,17	24,96	18,96	0,156	0,413
PNS4-F1	17,42	23,14	17,50	0,141	0,173
PNS4-F3	19,02	20,82	19,20	-	-
PNS4-P1	17,08	27,39	17,11	-	-
PNS6-F1	17,31	23,30	15,18	0,145	0,201
PNS8-F2	19,13	24,75	18,29	0,006	0,252
PNS9-F5	14,36	23,86	14,89	0,186	0,169
PNS10-F4	18,45	25,73	19,30	0,305	0,398
PNS12-F1	17,44	25,98	18,28	1,716	0,672
LOR01	23,46	29,40	21,57	-	-
LOR02-M1	15,22	24,68	13,45	-	-
LOR02-M2	17,15	34,48	18,74	0,075	0,127
LOR02-M3	13,06	30,04	15,44	2,967	0,694
LOR03	23,34	26,56	22,58	-	-
LOR04	18,86	28,49	19,87	-	-
LOR04-F2	18,63	33,69	19,83	0,353	0,627
LOR04-M1	21,21	11,90	21,80	0,920	0,633
LOR06	17,47	33,06	17,59	-	-
LOR07	21,66	26,39	23,11	-	-
LOR08	19,50	28,83	22,51	1,062	0,273
LOR08-M2	15,73	25,10	15,25	2,017	0,196
LOR08-M4V	14,62	28,31	16,17	0,541	0,031
LOR09	18,20	21,63	20,57	-	-
LOR09-M1	15,97	28,16	16,22	2,665	0,484
LOR09-M2	17,40	24,18	18,16	1,269	0,287
LOR10	17,64	28,27	19,91	0,064	0,154
LOR13-M3V	17,49	32,81	17,4	4,495	1,735

Tabela B.1: Valores de porosidades e permeabilidade estimados a partir de medidas laboratoriais.

Número	Amostra	BVI_{argila} (%)	BVI^* (%)	FFI (%)
1	PNS1-F4	24,94	71,76	3,31
2	PNS1-F6	-	-	-
3	PNS2-F4	-	-	-
4	PNS2-F5	27,98	62,68	9,04
5	PNS2-F6	21,05	68,26	10,69
6	PNS4-F1	27,39	61,58	11,03
7	PNS4-F3	-	-	-
8	PNS4-P1	-	-	-
9	PNS6-F1	27,46	61,25	11,29
10	PNS8-F2	28,13	69,87	1,99
11	PNS9-F5	21,88	60,81	17,31
12	PNS10-F4	20,59	65,45	13,95
13	PNS12-F1	15,01	54,88	30,11
14	LOR01	-	-	-
15	LOR02-M1	-	-	-
16	LOR02-M2	33,22	58,27	8,52
17	LOR02-M3	10,67	39,09	50,24
18	LOR03	-	-	-
19	LOR04	-	-	-
20	LOR04-F2	22,29	63,08	14,62
21	LOR04-M1	23,71	58,70	17,58
22	LOR06	-	-	-
23	LOR07	-	-	-
24	LOR08	13,40	65,28	21,32
25	LOR08-M2	23,63	39,91	36,46
26	LOR08-M4V	43,11	31,29	25,61
27	LOR09	-	-	-
28	LOR09-M1	13,56	47,40	39,04
29	LOR09-M2	21,91	50,98	27,11
30	LOR10	35,58	56,90	7,52
31	LOR13-M3V	12,95	46,14	40,91

Tabela B.2: Valores dos Índices de fluido ligado a micro-poros de argila (BVI_{argila}), fluido ligado a outros micro-poros (BVI^*) e fluido livre (FFI) estimados a partir do T_{2corte} .

Apêndice C

Curvas do sinal eletromagnético acumulado e $T_{2\text{corte}}$

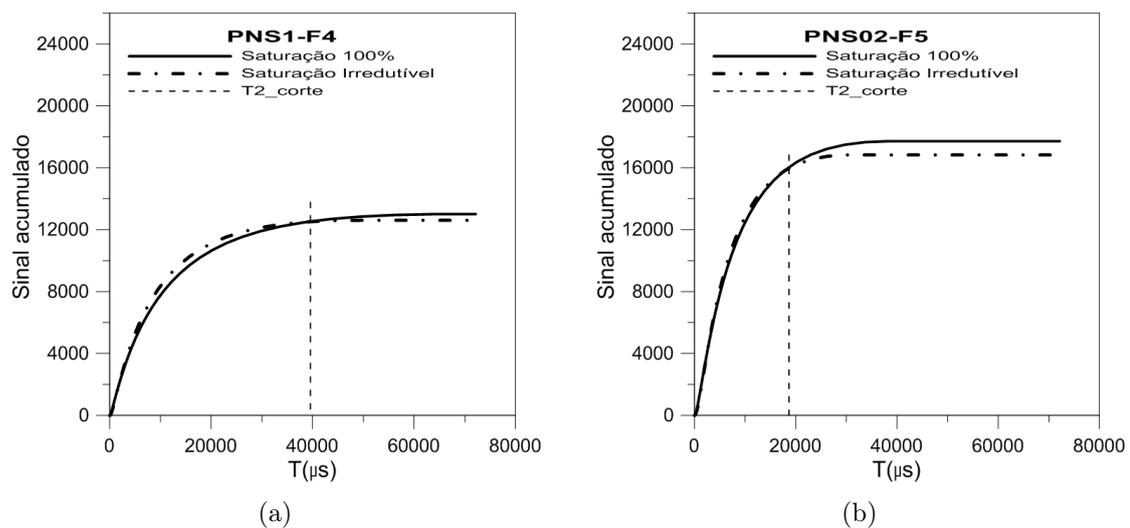


Figura C.1: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS1-F4 e (b)PNS02-F5.

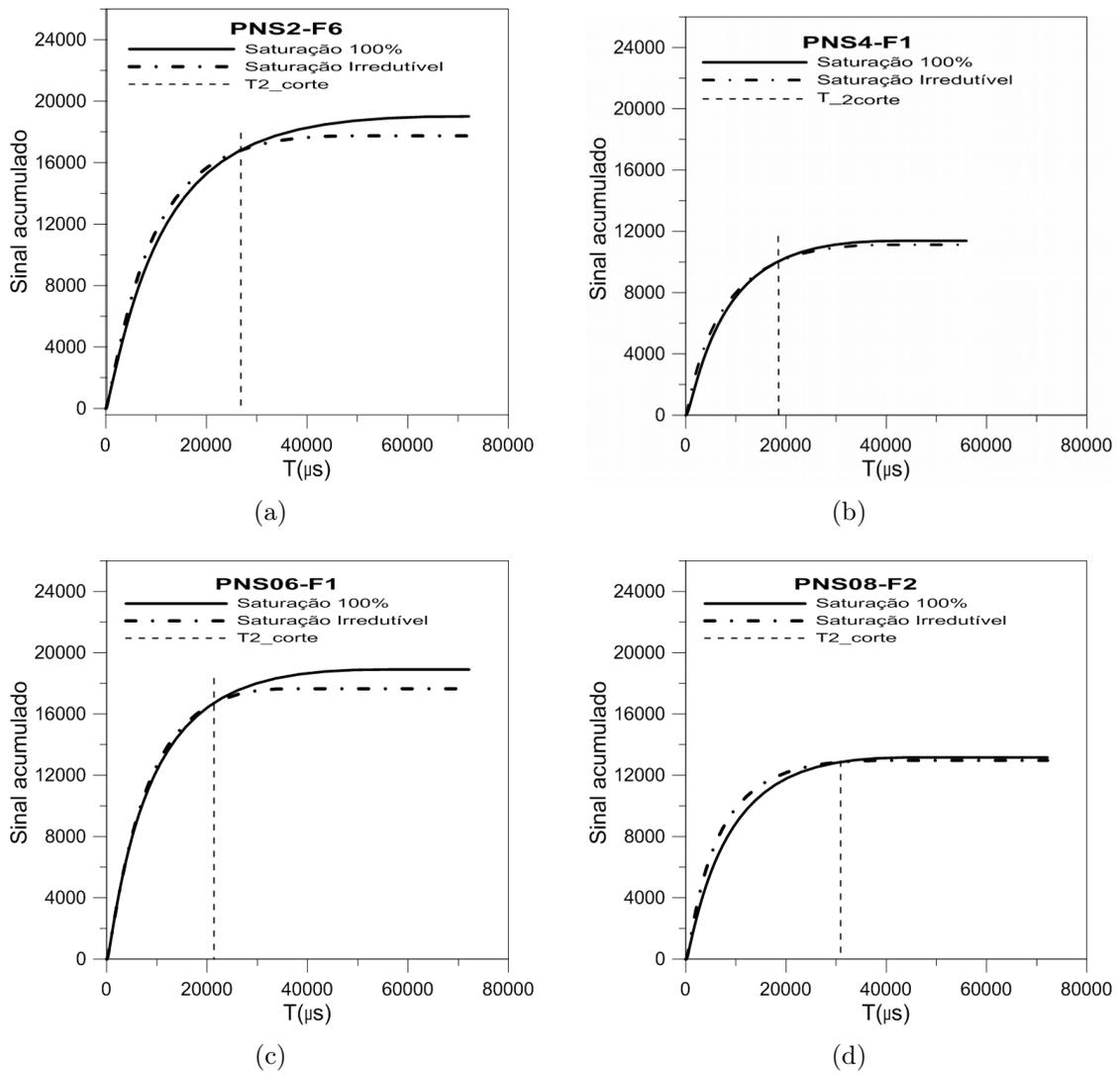


Figura C.2: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS2-F6, (b)PNS4-F1, (c)PNS06-F1 e (d)PNS08-F2.

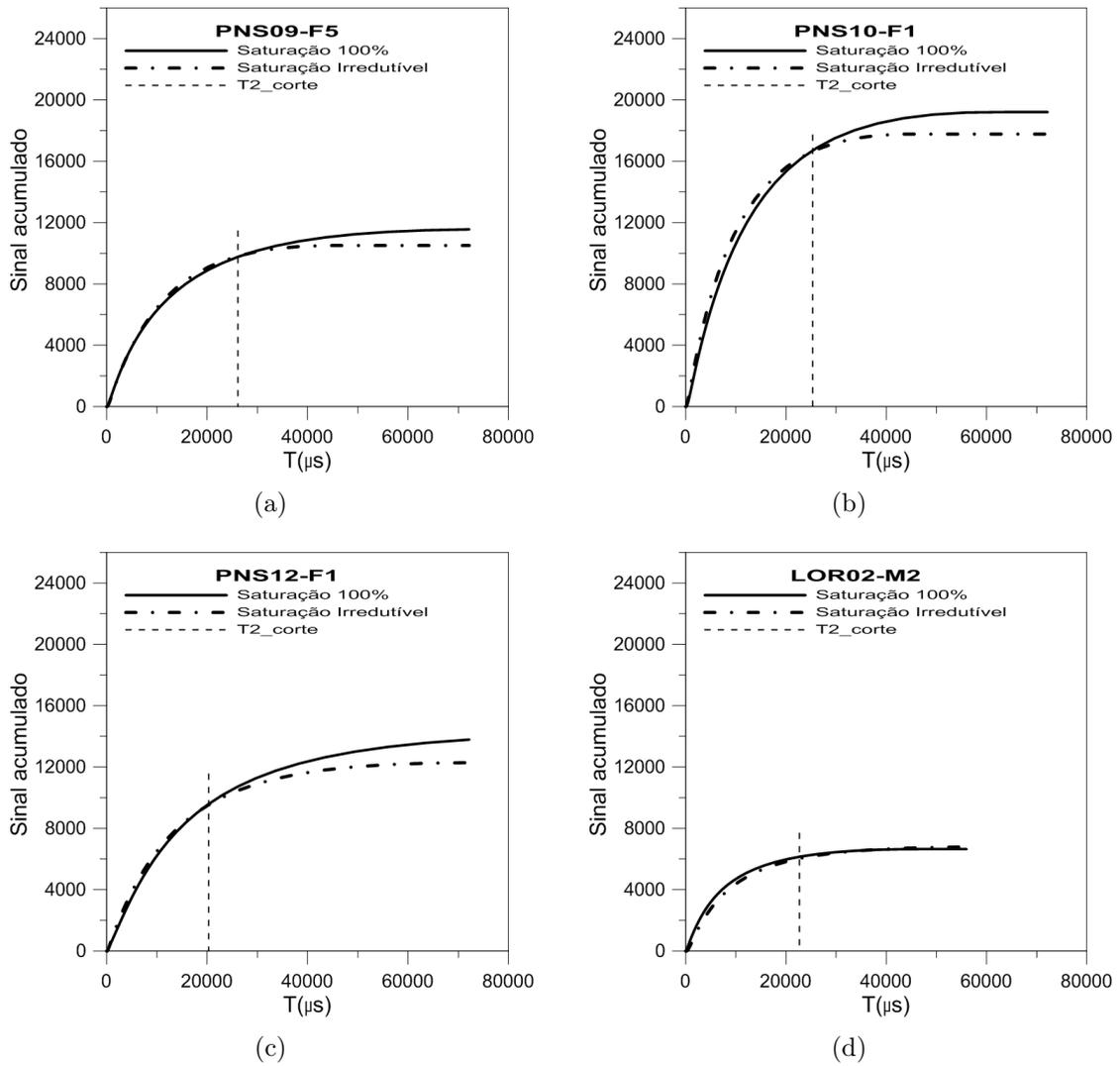


Figura C.3: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)PNS09-F5, (b)PNS10-F1, (c)PNS12-F1 e (d)LOR02-M2.

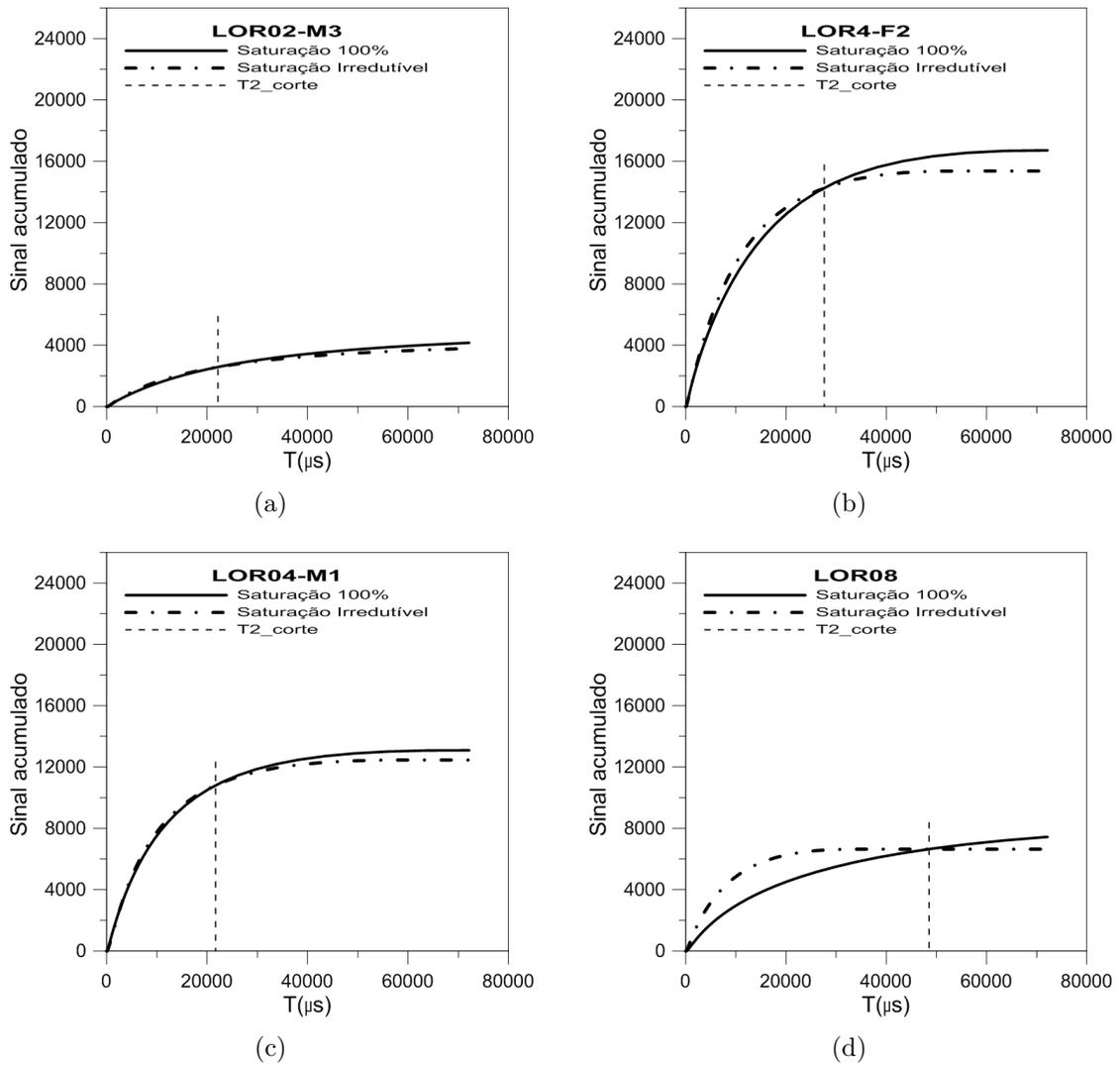


Figura C.4: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR02-M3, (b)LOR4-F2 (c)LOR04-M1 e (d)LOR08.

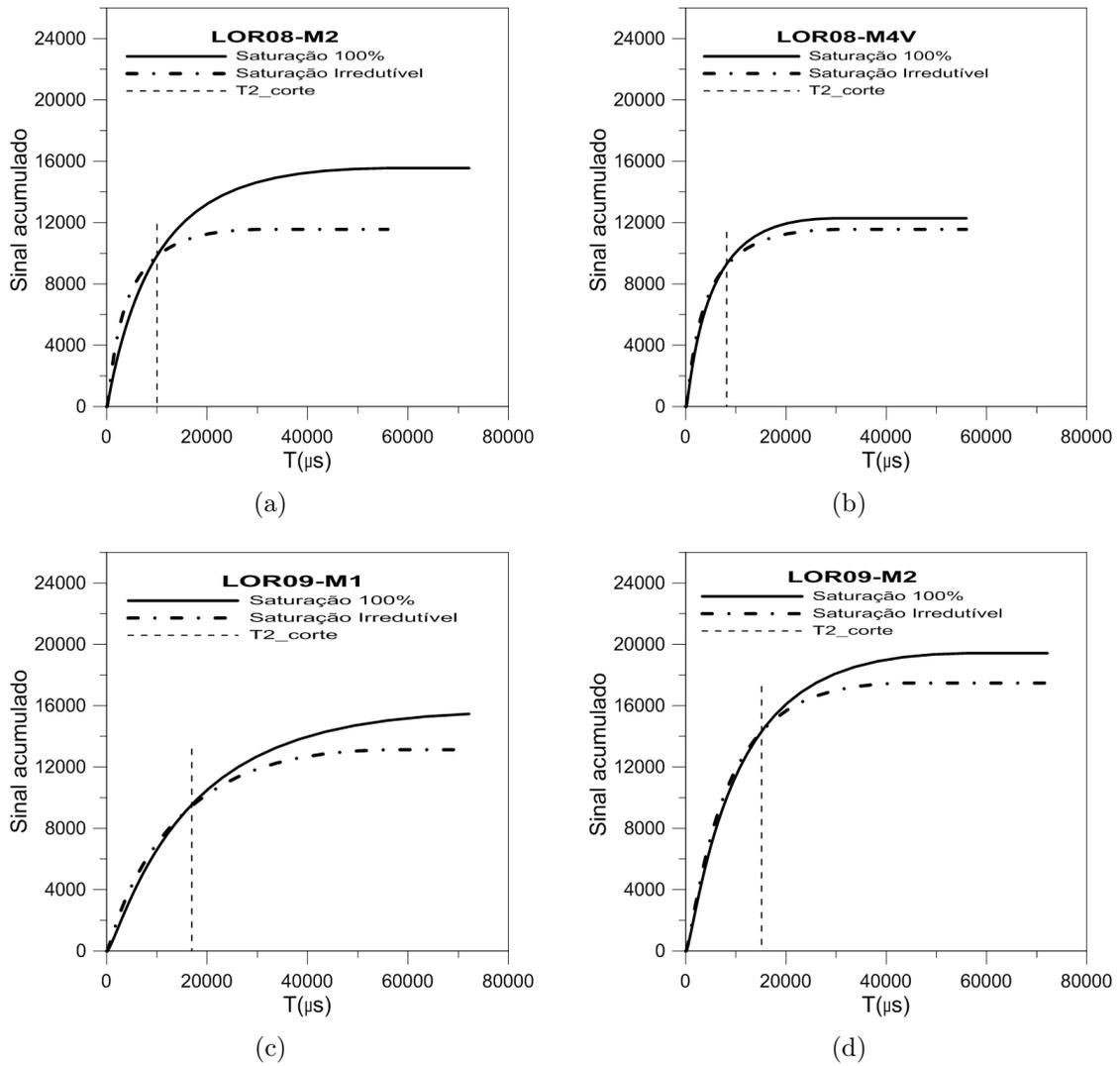


Figura C.5: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR08-M2, (b)LOR08-M4V, (c)LOR09-M1 e (d)LOR09-M2.

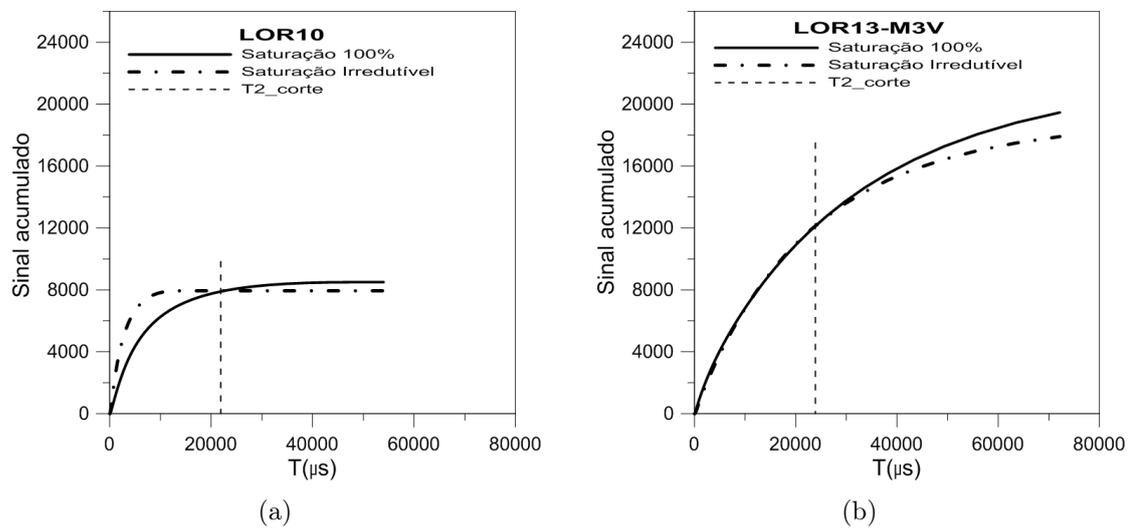


Figura C.6: Sinal eletromagnético acumulado das amostras (a)LOR10 e (b)LOR13-M3V.

Referências

- Amaefule, J. O.; Altunbay, M.; Tiab, D.; Kersey, D. G.; Keelan, D. K. et al. (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, In: *SPE annual technical conference and exhibition*, Society of Petroleum Engineers.
- Amorim, J. L. (1992) Evolução do preenchimento do Cânion de Taquipe, Neocomiano da Bacia do Recôncavo, sob o enfoque da Estratigrafia Moderna, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.
- Bloch, F. (1946) Nuclear induction, *Physical review*, **70**(7):460–474.
- Bloembergen, N.; Purcell, E. M. e Pound, R. V. (1948) Relaxation effects in nuclear magnetic resonance absorption, *Physical review*, **73**(7):679–712.
- Brown, R. J. S. (2001) The earth's-field nml development at chevron, *Concepts in Magnetic Resonance*, **13**(6):344–366.
- Bueno, G. V. (1987) Considerações sobre a sedimentação e origem do paleocanyon de Taquipe, Bacia do Recôncavo (Brasil), Dissert. de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto.
- Caixeta, J. M. (1988) Estudo faciologico e características de reservatorio dos arenitos produtores de gas do campo de jacuipe (cretaceo inferior), Bacia do Reconcavo, Brasil [Unpublished M. Sc. thesis]: University Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Brazil.
- Caixeta, J. M.; Bueno, G. V.; Magnavita, L. P.; Feijó, F. J. et al. (1994) Bacias do recôncavo, tucano e jatobá, *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, **8**(1):163–172.
- Cannon, S. (2015) *Petrophysics: a practical guide*, John Wiley & Sons.
- Cardona, L.; Jiménez, J. e Vanegas, N. (2015) Nuclear quadrupole resonance for explosive detection, *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, **23**(3):458–472.
- Coates, G. R.; Galford, J.; Mardon, D.; Marschall, D. et al. (1998) A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, *The log analyst*, **39**(01).

-
- Coates, G. R.; Xiao, L.; Prammer, M. G. et al. (1999) NMR logging: principles and applications, vol. 234, Haliburton Energy Services Houston.
- Cowan, B. (1997) Nuclear magnetic resonance and relaxation.
- Daigle, H. e Dugan, B. (2009) Extending nmr data for permeability estimation in fine-grained sediments, *Marine and Petroleum Geology*, **26**(8):1419–1427.
- De Figueiredo, A. M. F.; Braga, J. A. E.; Zabalaga, J. C.; Oliveira, J. J.; Aguiar, G. A.; Silva, O. B.; Mato, L. F.; Daniel, L. M. F.; Magnavita, L. P. e Bruhn, C. H. L. (1994) Recôncavo basin, brazil: a prolific intracontinental rift basin, *MEMOIRS-AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS*, pp. 157–203.
- De Ros, L. F. e Goldberg, K. (2007) Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction, In: *AAPG, Annual Convention and Exhibition, Long Beach, Abstracts Volume*, p. 1.
- Gómez, H.; Stinco, L. P.; Nawratil, A. E.; Lopetrone, J.; Romero, P. A.; Saavedra, B. E. et al. (2007) 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.
- Hahn, E. L. (1950) Spin echoes, *Physical review*, **80**(4):580–594.
- Jerosch-Herold, M. e Kwong, R. Y. (2014) Cardiac t1 imaging, *Topics in magnetic resonance imaging: TMRI*, **23**(1):3–11.
- Kirsch, R. (2006) *Groundwater geophysics*, vol. 493, Springer.
- Kleinberg, R. L. e Jackson, J. A. (2001) An introduction to the history of nmr well logging, *Concepts in Magnetic Resonance*, **13**(6):340–342.
- Libretexts.org (2019) Nuclear magnetic resonance, <https://chem.libretexts.org/>.
- Lima, O. e Niwas, S. (2000) Estimation of hydraulic parameters of shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements, *Journal of hydrology*, **235**(1-2):12–26.
- Lima, O.; Clennell, M. B.; Nery, G. G. e Niwas, S. (2005) A volumetric approach for the resistivity response of freshwater shaly sandstones, *Geophysics*, **70**(1):F1–F10.
- Lima, O. A. (2014) *Propriedades Físicas das Rochas*, SBGf.
- Magalhaes, A. J. C. (1990) 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.

-
- Magnavita, L. P.; Silva, R. R.; Sanches, C. P. et al. (2005) Roteiros geológicos, Guia de Campo, Bacia de Recôncavo, NE do Brasil: Boletim de Geociências da Petrobras, **13**:301–334.
- Mao, Z.-q.; Xiao, L.; Wang, Z.-n.; Jin, Y.; Liu, X.-g. e Xie, B. (2013) Estimation of permeability by integrating nuclear magnetic resonance (nmr) logs with mercury injection capillary pressure (micp) data in tight gas sands, Applied magnetic resonance, **44**(4):449–468.
- Martin, A. J. J.; Solomon, S. T. e Hartmann, D. J. (1997) Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs, AAPG bulletin, **81**(5):734–759.
- Milani, E. J. e De Araújo, L. M. (2003) Recursos minerais energéticos: petróleo, Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil, pp. 541–576.
- Milhomem, P. S.; Maman, E. J.; Oliveira, F. M.; Carvalho, M. S. S. e Lima, W. S. (2003) Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do recôncavo, Fundação Paleontológica Phoenix, **5**(51).
- Nery, G. G. (2013) Perfilagem geofísica em poço aberto, SBGf.
- Pittman, E. D. (1992) Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1), AAPG bulletin, **76**(2):191–198.
- Prates, I. e Fernandez, R. (2015) Bacia do recôncavo : Sumário geológico e setores em oferta, ANP.
- Rios, E. H. (2011) Caracterização Petrofísica de Rochas Reservatório por RMN: Abordagem Clássica e Modelos Multivariados, Tese de Doutorado, Dissertação de Mestrado, Observatório Nacional, Rio de Janeiro.
- Rosa, A. J.; de Souza Carvalho, R. e Xavier, J. A. D. (2006) Engenharia de reservatórios de petróleo, Interciência.
- Sansone, E. C. (2019) <https://edisciplinas.usp.br/Permeabilidade.pdf>.
- Scherer, C. M. S.; Galves, A. C. M.; Feijó, C.; Campos, C. e outros (2007) Relatório final do projeto arquitetura estratigráfica, geometria e heterogeneidades de arenitos reservatórios da formação maracangalha, Não publicado.
- Serra, O. (1983) Fundamentals of well-log interpretation.
- Silva e Shimakura. (2006) <http://leg.ufpr.br/silvia/CE003/node74.html>.
- Silva, O. d.; Caixeta, J. M.; Milhomem, P. S. e Kosin, M. D. (2007) Bacia do recôncavo, Boletim de Geociências da PETROBRAS, **15**(2):423–431.

- Teixeira, W.; Fairchild, T. R.; Toledo, M. C. M. e Taioli, F. (2000) Decifrando a Terra, Companhia Editora Nacional, 2^o edic..
- Thompson, A. H.; Katz, A. J. e Krohn, C. E. (1987) The microgeometry and transport properties of sedimentary rock, *Advances in physics*, **36**(5):625–694.
- UTFPR (2019) Coordenadas no espaço (x,y e z): Eixo longitudinal e plano transversal, <https://rle.dainf.ct.utfpr.edu.br/>.
- Woessner, D. E. (2001) The early days of nmr in the southwest, *Concepts in Magnetic Resonance: An Educational Journal*, **13**(2):77–102.
- Zimmerman, J. R. e Brittin, W. E. (1957) Nuclear magnetic resonance studies in multiple phase systems: lifetime of a water molecule in an adsorbing phase on silica gel, *The Journal of Physical Chemistry*, **61**(10):1328–1333.
- Zimmerman, J. R.; Holmes, B. G. e Lasater, J. A. (1956) A study of adsorbed water on silica gel by nuclear resonance techniques., *The Journal of Physical Chemistry*, **60**(9):1157–1161.