



ANÁLISE E ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RESSONÂNCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR EM COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO
CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Lorena Pastana Martins

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: Paulo Couto

Leonardo Fonseca Borghi de

Almeida

Rio de Janeiro

Março de 2019

ANÁLISE E ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RESSONÂNCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR EM COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO
CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

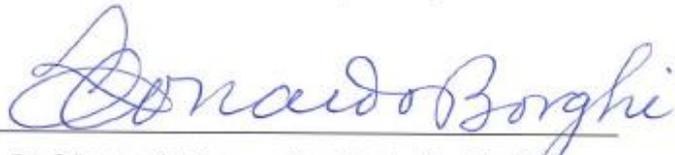
Lorena Pastana Martins

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:



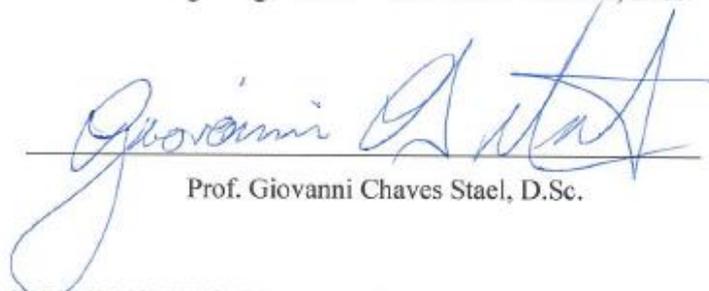
Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.



Prof. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, D.Sc.



Prof. Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo, D.Sc.



Prof. Giovanni Chaves Stael, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Martins, Lorena Pastana

Análise e Estimativa de Permeabilidade por Ressonância Magnética Nuclear em coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XIV, 83 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 76-81.

1. Petrofísica. 2. Rochas Carbonáticas. 3. RMN. I. Paulo, Couto *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

“Se você pode sonhar, você pode fazer.”

Walt Disney

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer à Deus, aos meus pais, Ruben e Lia Martins, e à minha irmã, Larissa, por serem a minha base e meu motivo maior para seguir em frente.

Aos meus orientadores Prof. Dr. Paulo Couto e Prof. Dr. Leonardo Borghi, pela confiança, pelas oportunidades e por todos os ensinamentos, os quais foram fundamentais para a formação do meu conhecimento geológico.

Aos geólogos Aristides Orlandi, Bruno Valle e Marcelo Mendes, por toda a ajuda necessária e discussões que me engrandeceram profissionalmente.

À Shell pelo financiamento do Projeto PRESAL, apoiado pela ANP, ao qual este trabalho está vinculado.

Ao Laboratório de Geologia Sedimentar (Lagesed/UFRJ) e ao Laboratório de Recuperação Avançada de Petróleo (LRAP/UFRJ) pela estrutura fornecida e por todo o suporte necessário para o desenvolvimento deste trabalho.

À empresa Intercement por permitir o acesso à mina e a obtenção aos testemunhos de sondagem.

Ao Prof. Dr. Rodrigo Bagueira, pela disponibilização do equipamento GeoSpec2 de RMN de Baixo Campo no Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica (UFFLAR), para realização dos ensaios de Ressonância.

Aos meus amigos, principalmente à Maira Lima, por toda a ajuda e suporte, pelos conselhos durante todo o meu mestrado e pela companhia nas idas à UFF. Vocês foram fundamentais para a realização deste trabalho!

Ao meu primo Luiz Mário Brotherhood, que foi extremamente importante no desenvolvimento da parte estatística desse trabalho. Obrigada pela paciência e pelos ensinamentos!

E por último, mas não menos importante, agradeço ao meu namorado João Pedro Bento, pela companhia e por sempre me incentivar e fazer com que confie mais em mim mesma.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE E ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RESSONÂNCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR EM COQUINAS DA FORMAÇÃO MORRO DO
CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Lorena Pastana Martins

Março/2019

Orientadores: Paulo Couto

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho estuda a satisfatoriedade dos modelos de permeabilidade estimados por RMN em coquinas, rochas carbonáticas formadas pela acumulação de conchas, comuns na seção Pré-sal das bacias da margem leste brasileira. Além disso, analisa o comportamento dos coeficientes das equações nesse tipo de rocha, uma vez que estes foram calibrados para rochas siliciclásticas (arenitos). O ajuste dos coeficientes foi determinado pelo método de Regressão Linear Múltipla (RLM) em 45 plugues de coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, subdividindo-as, também, em dois grupos: alta e baixa permeabilidade. Por fim, os resultados alcançados foram aplicados a dois perfis de RMN da Formação Itapema, composta por coquinas do intervalo Pré-sal da Bacia de Santos. Os resultados experimentais observados mostram que as coquinas apresentam um comportamento mais semelhante ao de arenitos do que rochas carbonáticas clássicas (dolomitos, calcários).

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS AND ESTIMATION OF PERMEABILITY BY NUCLEAR MAGNETIC
RESONANCE TECHNIQUE IN COQUINAS FROM MORRO DO CHAVES
FORMATION, SERGIPE-ALAGOAS BASIN

Lorena Pastana Martins

March/2019

Advisors: Paulo Couto

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Department: Civil Engineering

This work studies the satisfactory of NMR estimated permeability models in coquinas, carbonate rocks formed by the accumulation of shells, common in the Pre-salt section of Campos and Santos basin. In addition, it analyzes the behavior of coefficients of the equations in this type of rock, since these were calibrated for siliciclastic rocks (sandstones). The adjustment of coefficients was made by the Multiple Linear Regression (MLR) method, determined in 45 samples of coquinas from Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin, dividing them into two groups: high and low permeability. Finally, the obtained results were applied on two NMR logs from Itapema Formation, formed by coquinas from Pre-salt interval of Santos basin. The observed experimental results show that the coquinas present a behavior more similar with sandstones than with typical carbonate rocks (dolomite, limestone).

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA DE SIGLAS.....	xiii
LISTA DE SÍMBOLOS	xiv
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 OBJETIVO	3
1.1.1 Objetivos Específicos.....	3
1.2 FINALIDADE E MOTIVAÇÃO	4
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
2 CONTEXTO GEOLÓGICO DA ÁREA DE ESTUDO.....	7
2.1 BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS	7
2.1.1 Arcabouço estrutural	8
2.1.2 Estratigrafia	9
2.1.2.1.1 Coquinas	15
3 REVISÃO DA LITERATURA.....	17
3.1 PETROFÍSICA DE CARBONATOS.....	17
3.1.1 Porosidade	17
3.1.2 Saturação de Fluidos	20
3.1.3 Permeabilidade	20
3.2 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	22
3.2.1 Spin e Magnetismo Nuclear	22
3.2.2 Polarização e Magnetização Resultante	23
3.2.3 Relaxação Transversal e Longitudinal	24
3.2.4 FID e Eco Hahn.....	26
3.2.5 RMN em meios porosos.....	28
3.2.4.1 Porosidade por RMN	29
3.2.4.2 Estimadores de Permeabilidade por RMN	31
3.2.4.2.1 Equação Kenyon (SDR).....	32
3.2.4.2.2 Equação Timur-Coates (TC).....	33
3.2.4.2.3 Unidades das Equações.....	36
3.3 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA	38
3.3.1 Parâmetros de Correlação.....	40
3.3.2 Teste de Hipóteses.....	41

3.3.3 Parâmetros Estatísticos.....	42
4 MATERIAIS E MÉTODOS.....	45
4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS	45
4.2 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS E PETROFÍSICA BÁSICA	46
4.2.1 Limpeza das Amostras	46
4.2.2 Petrofísica Básica	47
4.3 SATURAÇÃO DAS AMOSTRAS	47
4.4 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	48
4.5 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA	49
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	50
5.1 PETROFÍSICA BÁSICA.....	50
5.2 ESTIMATIVA DE POROSIDADE POR RMN.....	52
5.3 ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RMN.....	54
5.3.1 Amostragem Total.....	55
5.3.2 Separação pela Permeabilidade.....	60
5.3.2.1 Alta permeabilidade ($k > 100\text{mD}$).....	60
5.3.3.2 Baixa permeabilidade ($k < 100 \text{ mD}$)	66
5.3.3 Análise Estatística	70
5.4 APLICAÇÃO EM PERFIL DA FORMAÇÃO ITAPEMA	71
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
APÊNDICE 1 – DESCRIÇÃO LITOLÓGICA.....	82
APÊNDICE 2 – CURVAS DE T_2	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fluxograma do trabalho.	6
Figura 2. Localização do poço 2-SMC-02-AL, à leste da cava da mina Intercement (modificado de Google Earth, acessado em 05/10/2018).....	7
Figura 3. Localização da parte emersa da Bacia de Sergipe-Alagoas, indicando a área de estudo e o embasamento (modificado de Relatório Interno LAGESED, 2018).....	8
Figura 4. Carta estratigráfica da sub-bacia de Sergipe. (NETO <i>et al.</i> , 2007).....	11
Figura 5. Carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. (NETO <i>et al.</i> , 2007).....	12
Figura 6. Poço 1-RJ-1-AL perfurado próximo à mina da empresa Intercement (antiga Pedreira Atol) (Modificado de AZAMBUJA <i>et al.</i> , 1998).....	14
Figura 7. Desenho esquemático representando o contexto tectônico e deposicional da Formação Morro do Chaves (TEIXEIRA, 2012).	14
Figura 8. Afloramento da Formação Morro do Chaves na frente de lavra da mina Intercement, antiga Pedreira Atol. (TEIXEIRA, 2012).....	16
Figura 9. Tipos de poros descritos por CHOQUETTE & PRAY (1970).....	19
Figura 10. Núcleo de ^1H . (COATES <i>et al.</i> , 1999).....	23
Figura 11. Formação da magnetização resultante M_0 . (COATES <i>et al.</i> , 1999).	24
Figura 12. Esquematização da aplicação de um campo magnético oscilatório B_1 . (A) Aplicação no plano transversal xy . (B) Processo de relaxação transversal.....	25
Figura 13. Ilustração da defasagem dos <i>spins</i> após a aplicação de um pulso de 90° , devido a não homogeneidade de B_0 . (COATES <i>et al.</i> , 1999).	26
Figura 14. Esquematização das etapas do Eco de Hahn (COATES <i>et al.</i> , 1999).....	27
Figura 15. Ferramenta RMN (MESQUITA, 2017)..	28
Figura 16. Decaimento uniexponencial do sinal RMN mostrando os valores de T_2 e sua relação com o tamanho de poros de uma rocha (COATES <i>et al.</i> , 1999).....	30
Figura 17. Esquematização do método de determinação do valor do $T_{2\text{cutoff}}$, e, conseqüentemente, a razão FFI/BVI (COATES <i>et al.</i> , 1999).	35
Figura 18. Representação do termo FFI/BVI do modelo de Timur-Coates (acima) e do termo $T_{2\text{LM}}$ ($T_{2\text{GM}}$) SDR (abaixo) (COATES <i>et al.</i> , 1999)..	36

Figura 19. (A) Calcarenito de prof. 98,55 m. (B) Calcirrudito de prof. 140 m. (C). Calcarenito de prof. 180 m. (D) Calcirrudito de prof. 66,63 m.	46
Figura 20. Fotos dos equipamentos de saturação de amostras de baixa permeabilidade.	48
Figura 21. (A) Amostras guardadas em potes preenchidos por salmoura (KCl 30 Kppm) para não haver escape de fluido antes da leitura pelo equipamento. (B) Equipamento GeoSpec2 do UFFLAR, utilizado neste trabalho.	49
Figura 22. Gráfico de dispersão porosidade x <i>log</i> permeabilidade (KPhi).	51
Figura 23. Gráfico porosidade a gás x RMN (n=45).	53
Figura 24. Gráficos de permeabilidade medida à gás x permeabilidade estimada pelos modelos k_{TC} e k_{SDR} , com os coeficientes fixos e ajustados pela RLM, seus coeficientes R e EQM.	58
Figura 25. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} em perfil de profundidade.	59
Figura 26. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} em perfil de profundidade.	60
Figura 27. Gráficos de alta permeabilidade ($k > 100mD$), medidas e estimadas pela RMN, exibindo os valores dos coeficientes R e EQM.	63
Figura 28. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} no grupo de alta K em perfil de profundidade.	64
Figura 29. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} no grupo de alta K em perfil de profundidade.	65
Figura 30. Gráficos de baixa permeabilidade ($k < 100mD$), medidas e estimadas pela RMN, exibindo os valores do coeficiente R e EQM.	68
Figura 31. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} no grupo de baixa K em perfil de profundidade.	69
Figura 32. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} no grupo de baixa K em perfil de profundidade.	70
Figura 33. Perfis de permeabilidades estimadas em um poço da Formação Itapema, Bacia de Santos.	72
Figura 34. Perfis de permeabilidades estimadas em poço da Formação Itapema, Bacia de Santos.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Parâmetros de Aquisição da RMN.	49
Tabela 2. Resultado das análises de petrofísica básica em 45 plugues.	50
Tabela 3. Resultado de porosidade calculada por RMN, IS, SNR, T_{2LM} e FFI/BVI.....	52
Tabela 4. Valores obtidos pela RLM para os coeficientes das equações (n=45) comparados ao valores de literatura (fixos).....	55
Tabela 5. Permeabilidades à gás e estimadas pelos modelos Timur-Coates (k_{TC}) e Kenyon (k_{SDR}), mostrando a média aritmética, desvio-padrão, coeficiente de variação e erro quadrático médio.	56
Tabela 6. Coeficientes para o grupo alta K (n=18) nos dois modelos de RMN, comparados aos valores usados no <i>Techlog</i> para carbonatos.	61
Tabela 7. Permeabilidades estimadas do grupo Alta K, mostrando a média aritmética, desvio-padrão, coeficiente de variação (CV) e o erro quadrático médio (EQM).....	62
Tabela 8. Coeficientes para o grupo baixa K (n=27) nos dois modelos de RMN, comparados aos valores usados no <i>Techlog</i> para carbonatos.	66
Tabela 9. Permeabilidades estimadas do grupo Baixa K.....	67
Tabela 10. Resultados estatísticos das regressões realizadas na amostragem total (n=45).	71

LISTA DE SIGLAS

RMN	Ressonância Magnética Nuclear
SDR	Schlumberger-Doll-Research
TC	Timur-Coates
RLM	Regressão Linear Múltipla
R	Coefficiente de Correlação Linear de Pearson
ppm	Partes Por Milhão
D	Darcy
mD	Mili-Darcy
¹ H	Núcleo de Hidrogênio
MHz	Megahertz
T	Tesla
FID	<i>Free Induction Decay</i>
TE	Tempo ao Eco (igual a $2t$)
CPMG	Carll-Purcell-Meiboom-Gill
RF	Rádio Frequência
V/S	Razão Volume/Superfície
FFI	<i>Free Fluid Index</i>
BVI	<i>Bound Fluid Index</i>
MICP	<i>Mercury Injection Capillary Pressure</i>
IS	Índice de Saturação
SNR	Razão Sinal/Ruído
RD	<i>Recycle Delay</i> (Intervalo de Reciclo entre Pulsos)
CV	Coefficiente de Variação
EQM	Erro Quadrático Médio

LISTA DE SÍMBOLOS

ϕ	Porosidade
$\phi_{GÁS}$	Porosidade medida à Gás
ϕ_{RMN}	Porosidade medida pela RMN
k	Permeabilidade
$k_{GÁS}$	Permeabilidade medida à Gás
k_{SDR}	Equação SDR
k_{TC}	Equação Timur-Coates
T_1	Tempo de Relaxação Longitudinal
T_2	Tempo de Relaxação Transversal
p.u	<i>Porosity Units</i>
B_0	Campo Magnético Estático
B_1	Campo Magnético Oscilante
f	Frequência de Larmor
γ	Razão Giromagnética do Núcleo
M_0	Magnetização Nuclear de Equilíbrio Térmico
M_z	Componente Longitudinal da Magnetização Nuclear
M_{xy}	Componentes Transversais xy da Magnetização Nuclear
τ	Tempo entre o Primeiro e o Segundo Pulso na CPMG
T_2^*	Tempo de Decaimento do Experimento FID
ρ	Relaxação Superficial
T_{1LM}	Média Logarítmica do Tempo de Relaxação T_1
T_{2LM}	Média Logarítmica do Tempo de Relaxação T_2
$T_{2cutoff}$	Teor de Corte da curva de T_2
a	Expoente da Porosidade nas Equações de Permeabilidade RMN
b	Expoente de T_{2LM} e FFI/BVI nas Equações de Permeabilidade RMN
c	Pré-multiplicador das Equações de Permeabilidade RMN
p-valor	Valor de Probabilidade
α	Nível de Significância

1 INTRODUÇÃO

Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é uma técnica especial utilizada na indústria para auxiliar na fase de exploração de um campo de petróleo. Por se tratar de uma análise relativamente rápida, precisa e não-destrutiva do material rochoso (TIMUR, 1969b), esta é uma ferramenta de perfilagem importante para caracterização de reservatórios. Dentre as suas principais utilizações estão a determinação de distribuição do tamanho de poros, saturação de fluidos, medida de porosidade independente da litologia e estimativa de permeabilidade (KENYON, 1997), sendo o único perfil petrofísico capaz, atualmente, de fazer a predição deste último parâmetro *in situ* na formação (MESQUITA, 2017) de maneira contínua – e por isso se tornou tão importante o seu estudo.

A compreensão do comportamento do espaço poroso de uma rocha reservatório é essencial para exploração de petróleo, pois este fator influencia a estimativa de permeabilidade e, conseqüentemente, o potencial de produção do reservatório. Os principais fatores que controlam a porosidade de uma rocha estão relacionados com as condições de deposição e posterior diagênese sofrida pela mesma (CHOQUETTE & PRAY, 1970). Por isso, quando se trata de rochas carbonáticas, a complexidade destas no que se refere às fases diagenéticas pode dificultar o entendimento desse comportamento poroso e, com isso, influenciar na predição da permeabilidade do reservatório, já que pode não apresentar uma boa correlação porosidade (ϕ) – permeabilidade (k). Assim, devido à sua heterogeneidade, a estimativa de permeabilidade utilizada pelo perfil de RMN pode ser imprecisa em rochas carbonáticas, em contraste ao que se observa em rochas siliciclásticas, em que este estudo é muito disseminado na indústria (EHRlich *et al.*, 1991).

Há diversos modelos matemáticos que estimam a permeabilidade através da RMN. O primeiro modelo a associar diretamente uma medida da RMN com a permeabilidade é o proposto por SEEVERS (1966), que utiliza a medida do tempo de relaxação longitudinal (T_1) em sua estimativa. Posteriormente, este modelo foi adaptado por KENYON *et al.* (1988) – conhecido atualmente como SDR (k_{SDR}), sigla para o centro de pesquisa *Schlumberger-Doll-Research*, em que foi desenvolvido. Seguindo o mesmo raciocínio de relacionar a permeabilidade não apenas com a porosidade, mas também levando em consideração o tamanho dos poros, TIMUR (1969b) desenvolveu uma

equação baseada na hipótese de que diferentes tamanhos de poros representam diferentes tempos de relaxação transversal (T_2). COATES *et al.* (1991), a partir desta premissa, aprimora o modelo, adicionando uma separação de fluidos considerados “presos” e “livres” – este último sendo o que, de fato, pode contribuir para a permeabilidade. Esta última modificação ficou conhecida como equação de Timur-Coates (k_{TC}).

Assim, os modelos propostos por KENYON *et al.* (1988) e COATES *et al.* (1991) se tornaram os dois modelos de permeabilidade estimadas por RMN mais clássicos na indústria de petróleo (RIOS *et al.*, 2010). Mas, como todas estas equações foram desenvolvidas e seus coeficientes litológicos calibrados para rochas siliciclásticas (arenitos), poucos trabalhos foram realizados especificamente em coquinas. Diversos autores estudaram o comportamento da permeabilidade através da RMN em carbonatos típicos, como dolomitos e *grainstones oolíticos* (CHANG *et al.*, 1994; ALLEN *et al.*, 2001; AMABEOKU *et al.*, 2001; ARNS *et al.*, 2006), que apresentam pouco ou nenhum conteúdo siliciclástico na matriz, além de processos deposicionais e diagenéticos diferentes de coquinas, o que pode ocasionar um comportamento petrofísico distinto dos carbonatos clássicos previamente estudados. Além disso, CHEN (2008) afirma que a validade dos modelos é baseada em uma boa relação entre o tamanho do poro e sua garganta, o que muitas vezes não é observado nestas rochas.

Dito isto, e dada a importância das coquinas como rochas reservatórios, este trabalho busca contribuir com uma melhora significativa da predição de permeabilidade neste tipo de carbonato, calibrando os coeficientes litológicos dos modelos mais empregados nos perfis de RMN na indústria (k_{TC} e k_{SDR}) pelo método de Regressão Linear Múltipla (RLM), a fim de se obter equações que melhor representem a estimativa deste parâmetro. Como caso de estudo, serão utilizadas as coquinas da Formação Morro do Chaves, aflorantes na Bacia de Sergipe-Alagoas, de idade do final do Barremiano ao início do Aptiano (Andar Jiquiá), devido à sua analogia às coquinas do intervalo Pré-sal das bacias de Campos e Santos, de mesma idade. Ao final, os resultados adquiridos nas coquinas estudadas serão testados em dois perfis de RMN da Formação Itapema, da Bacia de Santos, para uma possível validação dos modelos alcançados em outras ocorrências deste mesmo tipo de rocha.

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é determinar os valores e analisar o comportamento dos coeficientes litológicos das equações de permeabilidade estimadas pela técnica de RMN, através do método de Regressão Linear Múltipla (RLM), em coquinas da Formação Morro do Chaves, da Bacia de Sergipe-Alagoas. As duas equações mais utilizadas na indústria são as propostas por KENYON *et al.* (1988), conhecida como SDR ou k_{SDR} , e por COATES *et al.* (1991), conhecida como Timur-Coates ou k_{TC} , ambas desenvolvidas em amostras de arenitos. Por este motivo, os coeficientes dos modelos são calibrados para este tipo de rocha, considerada homogênea, e podem não apresentar o mesmo comportamento em rochas carbonáticas híbridas, como coquinas. Serão utilizadas ferramentas estatísticas para auxiliar na validação dos resultados alcançados. E, ao final deste trabalho, estes serão aplicados à dois perfis de RMN da Formação Itapema, da Bacia de Santos, a fim de observar se os resultados adquiridos nas coquinas da Formação Morro do Chaves, consideradas correlatas às da Formação Itapema, são satisfatórios e podem ser aplicados também na seção Pré-sal.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Obter os dados de porosidade e a permeabilidade pelos métodos rotineiros, tidos como referência nesse estudo (petrofísica básica);
- Adquirir as curvas de distribuição dos tempos de relaxação T_2 nas amostras de coquinas;
- Obter, a partir da curva de relaxação de T_2 , a porosidade total RMN;
- Estudar as equações mais usuais de permeabilidade e aplicá-las nas amostras de coquinas, com os coeficientes calibrados de acordo com a literatura;
- Realizar a regressão pelo método de RLM para o ajuste dos coeficientes das equações de permeabilidade RMN;
- Comparar os resultados de petrofísica básica e RMN;
- Analisar os parâmetros de correlação (R) – dos resultados obtidos pelas equações de permeabilidade de rotina e de RMN nas coquinas;

- Analisar os parâmetros estatísticos adquiridos nas RLMs anteriormente para validar a correlação dos dados de petrofísica básica e de RMN.

Por fim, os resultados alcançados nas coquinas da Formação Morro do Chaves serão empregados em dois perfis de RMN da Formação Itapema, coquinas da seção Pré-Sal da bacia de Santos, para testar a satisfatoriedade das equações obtidas. Apesar de serem rochas de mesma idade e consideradas correlatas, estas são diferentes no que se diz respeito aos processos diagenéticos sofridos. Porém, ainda assim, visa-se testar os modelos regressivos encontrados na Fm Morro do Chaves a fim de observar se as estimativas são razoáveis na Fm Itapema.

1.2 FINALIDADE E MOTIVAÇÃO

Este trabalho tem como finalidade atualizar os valores dos expoentes e dos pré-multiplicadores das equações mais utilizadas de permeabilidade pela técnica de RMN em coquinas, a fim de melhorar as estimativas nestas rochas na Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. A técnica de RMN é, atualmente, a única capaz de estimar razoavelmente a permeabilidade *in situ*, de forma contínua, em um reservatório de petróleo, além de poder ser realizada em ensaios laboratoriais. O que motiva, ainda mais, este estudo, é que os coeficientes dos modelos de predição de permeabilidade a partir deste método foram calibrados e determinados em amostras de arenitos – rochas siliciclásticas –, e isto pode ocasionar em uma estimativa ruim da permeabilidade em rochas carbonáticas híbridas, como coquinas, comuns na seção Pré-sal das bacias de Santos e Campos. Como este intervalo vêm sendo muito estudado ao longo dos anos após a descoberta de grandes campos de petróleo pela Petrobrás nesta seção nas bacias da margem leste brasileira, viu-se a necessidade de uma calibração dos coeficientes dos modelos propostos pela RMN, com o intuito de melhorar a estimativa de permeabilidade nesta rocha, já que esta propriedade petrofísica é tão importante para definição da produção e viabilidade de um reservatório.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho está organizado em sete capítulos, incluindo esta Introdução.

No Capítulo 2 é apresentado o contexto geológico da área de estudo, abordando a Formação Morro do Chaves, inserida na Bacia de Sergipe-Alagoas, além de caracterizar o material de estudo – as coquinas desta formação.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão de literatura, expondo conceitos e fundamentos das técnicas petrofísicas e estatísticas utilizadas.

No Capítulo 4 é exibido a metodologia e os materiais utilizados, explicando detalhadamente todos os passos para realização dos ensaios petrofísicos e análises estatísticas.

No Capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados dos objetivos específicos obtidos a partir das análises de porosidade e permeabilidade pela Petrofísica Básica e pela RMN, além das verificações estatísticas do método de RLM.

O Capítulo 6 expõem as conclusões e considerações finais baseado no desenvolvimento do trabalho, além de recomendações para trabalhos e pesquisas futuras.

O fluxograma utilizado no estudo está representado na Figura 1 abaixo. Inicialmente, escolheu-se a área de interesse, seguido de revisão bibliográfica da área e coleta de amostras. Após a descrição litológica e limpeza destas, os ensaios de petrofísica básica foram realizados, resultando no gráfico *porosidade x permeabilidade*, conhecido como KPhi. Em seguida, saturaram-se os plugues em 30.000 parte por milhão (ppm) de KCl para execução dos ensaios de RMN, obtendo-se a medida de porosidade total e estimativas de permeabilidade, a partir dos modelos de k_{TC} e k_{SDR} . Com base nos dados obtidos até então, aplicou-se o método RLM nas equações de permeabilidade RMN, na amostragem total (n=45) e em dois grupos: alta e baixa permeabilidade (limite de 100 mD). Posteriormente, as comparações e análises estatísticas dos resultados alcançados puderam ser feitas, e a aplicação em dois perfis da Formação Itapema, da Bacia de Santos, foi realizada.

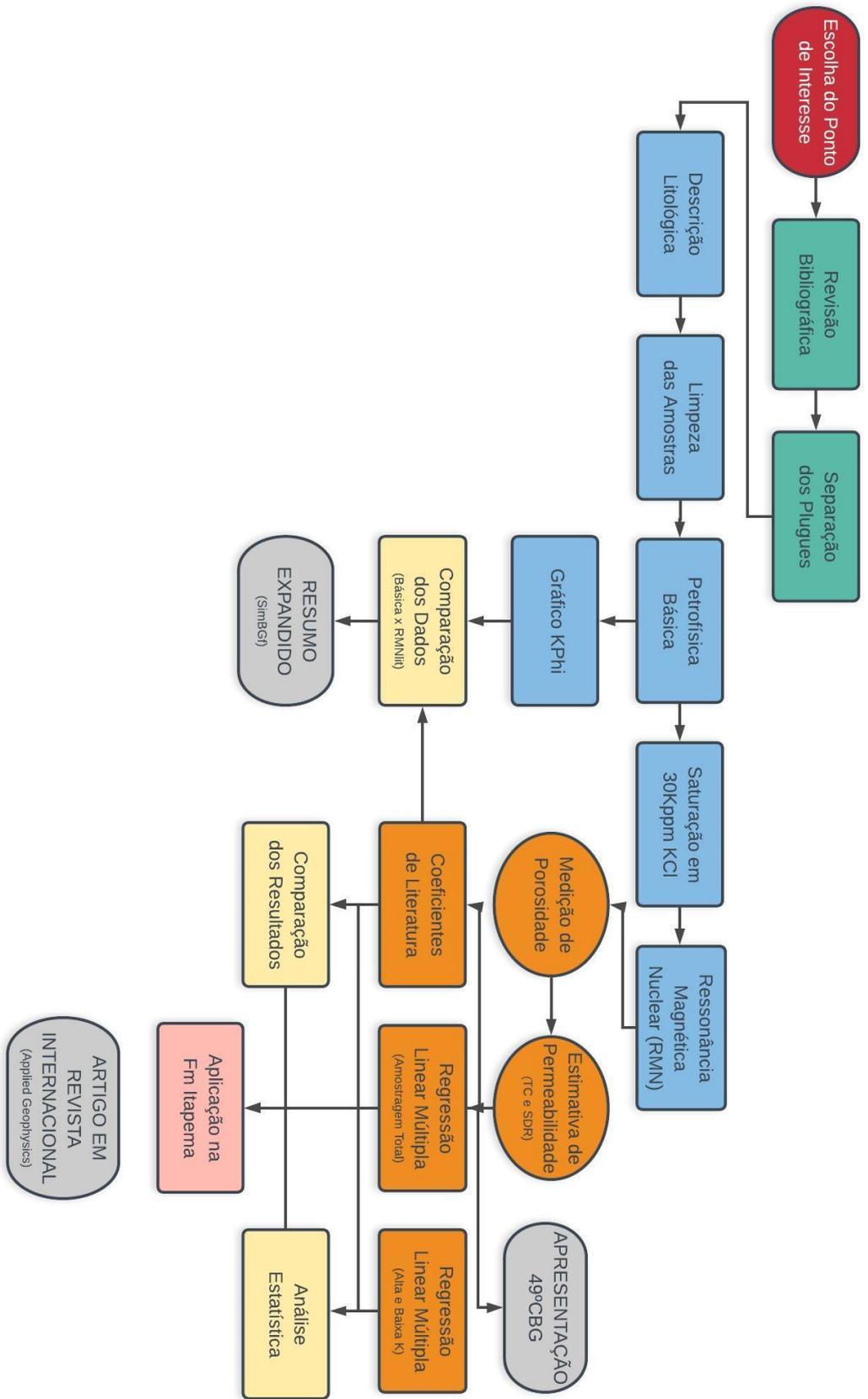


Figura 1. Fluxograma do trabalho.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO DA ÁREA DE ESTUDO

O material de estudo consta de um testemunho de sondagem contínuo obtido com a perfuração do poço 2-SMC-02-AL (WGS84 9°45'29.05"S / 36° 9'10.65"O), localizado à leste na cava da mina da empresa Intercement, antiga Pedreira Atol, no município de São Miguel dos Campos, Alagoas (Figura 2). O testemunho estudado representa uma sucessão de coquinas que se intercalam com arenitos e argilitos/siltitos, de um intervalo da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. A perfuração atingiu aproximadamente 200 metros de profundidade.



Figura 2. Localização do poço 2-SMC-02-AL, à leste da cava da mina Intercement (modificado de Google Earth, acessado em 05/10/2018).

2.1 BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma bacia da margem leste continental brasileira com origem relacionada à abertura do Oceano Atlântico Sul. Localiza-se na costa nordeste do Brasil, entre as latitudes 9° S e 11° 30 S e longitudes 35° 30' e 37° O (LANA, 1990), de acordo com a Figura 3.

De acordo com NETO *et al.* (2007), a Bacia de Sergipe-Alagoas é considerada uma única bacia sedimentar, apresentando um limite indiviso à sudoeste com a Bacia de Jacuípe. Estes autores não caracterizam o Alto de Japoatã-Penedo como um divisor de bacias, já que este se restringe apenas à parte emersa e de águas rasas, não havendo prolongamento até o bloco baixo da charneira Eoalagoas. Assim, os autores apenas consideram variações do preenchimento sedimentar e estilo tectônico entre as porções sergipanas e alagoanas, que resultam na elaboração de dois diagramas estratigráficos: sub-bacia de Sergipe e sub-bacia de Alagoas.

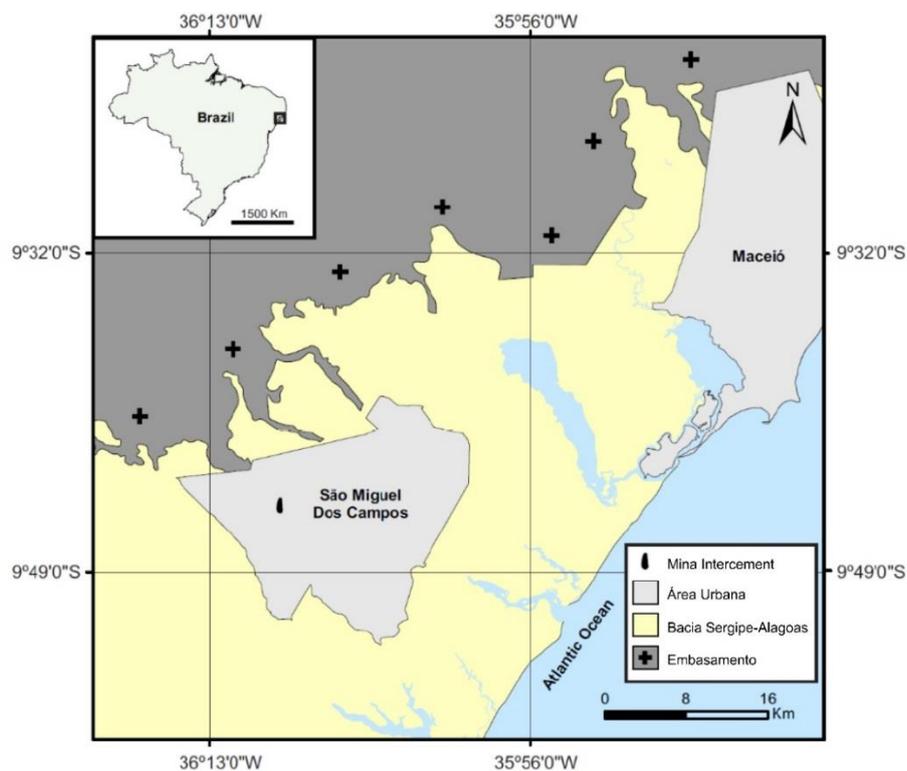


Figura 3. Localização da parte emersa da Bacia de Sergipe-Alagoas, indicando a área de estudo e o embasamento (modificado de Relatório Interno LAGESED, 2018).

2.1.1 Arcabouço estrutural

De acordo com LANA (1990), a Bacia de Sergipe-Alagoas subdivide-se em compartimentos tectônicos geralmente limitados por grandes falhas de direções e rejeitos muito variados. Em seção, a bacia consiste de um hemigráben com mergulho para NO e predomínio de falhas sintéticas. Seu arcabouço estrutural é dado por um sistema de falhas N-S interceptado por sistemas de falhas sintéticas com relação às falhas antitéticas E-O e NE-SO.

Implantada sobre a Província Borborema (Microplaca Sergipana), a bacia, durante o Eocretáceo, teve sua movimentação independente daquela dos continentes africano e sulamericano. Ainda segundo LANA (1990), o início do rifteamento no nordeste do Brasil ocorreu devido a uma rotação anti-horária da África em relação à América do Sul, em torno de um pólo situado sobre o Lineamento de Pernambuco. Esse movimento rotacional é acompanhado por rotação de mesmo sentido, porém com menor velocidade, pela microplaca. Durante o Eocretáceo, os principais depocentros foram gerados a partir desse cisalhamento sinistral, que, com a transtensão no sul da microplaca, ocasionou a formação de hemigrábens de orientação N-S e forma escalonada, conectados por longas falhas transcorrentes de orientação NE-SO. Enquanto isso, no norte da microplaca, havia um regime transpressional produzindo estruturas *pop-up* e soerguimento, com consequente erosão desta região durante o Neocomiano.

Após o início do Alagoas, o regime de esforços responsável pela implantação da bacia se modifica: ocorre o aumento da componente distensional e reativação de falhas transcorrentes NE-SO, como falhas normais e linhas de charneira com mergulho para SE. Além disso, a taxa de sedimentação sofre um grande aumento, coincidindo com a implantação da Linha de Charneira Alagoas, configurando-se, assim, a nova margem continental. A fossa Recôncavo-Tucano é abortada, caracterizando uma mudança no local de aplicação dos esforços distensionais com respeito ao rifteamento sulatlântico, e, por fim, ocorre a consolidação definitiva da Microplaca Sergipana no continente sulamericano. Durante a fase final do rifte, por ação da falha sinistral Vaza-Barris, a parte sul da microplaca moveu-se para SE. Por fim, já no Albiano, ocorre a quebra do continente, com aparecimento de crosta oceânica e estabelecimento da margem passiva (LANA, 1990).

2.1.2 Estratigrafia

NETO *et al.* (2007) revisaram a estratigrafia da bacia e propuseram cinco supersequências semelhantes às sequências de FEIJÓ (1994): Paleozoica, Pré-rifte, Rifte, Pós-rifte e Drifte (Figuras 4 e 5).

A Formação Morro do Chaves se encontra na Supersequência Rifte. Esta Supersequência corresponde ao estágio de subsidência mecânica da bacia, desde o estiramento inicial crustal até os intensos falhamentos do rifteamento. O início do rifte

ocorreu com o Andar Rio da Serra (aprox. 142 Ma), com a instalação de sistemas lacustre-deltaico da Formação Feliz Deserto. Este sistema é representado por uma sucessão de folhelhos esverdeados com intercalações de arenitos. Durante os andares Aratu, Buracica e Jiquiá, ocorre o primeiro pulso tectônico do rifte, com a tectônica rúptil restringida à sub-bacia de Sergipe. Nesta, ocorria a deposição de conglomerados aluviais da Formação Rio Pitanga, dos arenitos da Formação Penedo e, nas porções mais distais, prevalecia a sedimentação deltaica-lacustre da Formação Barra de Itiúba. Já na porção da sub-bacia de Alagoas, concomitantemente à deposição dos folhelhos e arenitos da Formação Barra de Itiúba, ocorre a sedimentação fluvial da Formação Penedo. O nível máximo desse lago ocorreu ao final da idade Buracica, com deposição de folhelhos, e, a partir da idade Eojiquiá, esse lago é colmatado pelos sedimentos alúvio-fluviais das formações Rio Pitanga e Penedo. Durante os períodos com pouco aporte sedimentar, nas porções rasas da sub-bacia de Sergipe, ocorria a deposição das coquinas e folhelhos da Formação Morro do Chaves.

Entre o final do Jiquiá e o início do Alagoas, o segundo pulso de rifteamento foi depositado. Nesse tempo, o tectonismo aumentou de intensidade e se propagou por toda a bacia. Na parte proximal da sub-bacia de Sergipe, ocorriam as deposições dos conglomerados aluviais da Formação Rio Pitanga e das coquinas da Formação Morro do Chaves. Já nas porções distais, a sedimentação era deltaica-lacustre, com os arenitos e folhelhos da Formação Coqueiro Seco. Na sub-bacia de Alagoas, este último prevalecia em relação aos conglomerados aluviais da Formação Poção e aos carbonatos e folhelhos lacustres da Formação Morro do Chaves.

Ao final do segundo pulso tectônico do estágio rifte, no início do Alagoas, o tectonismo se tornou intenso e delineou-se a linha de charneira, que restringiu a sedimentação ao bloco baixo e ao nordeste de Alagoas. Neste momento, o registro sedimentar é composto por conglomerados aluviais das formações Rio Pitanga e Poção, e de arenitos, folhelhos, evaporitos e calcilutitos da Formação Maceió. A presença de evaporitos na sub-bacia alagoana sugere que houve incursões marinhas.

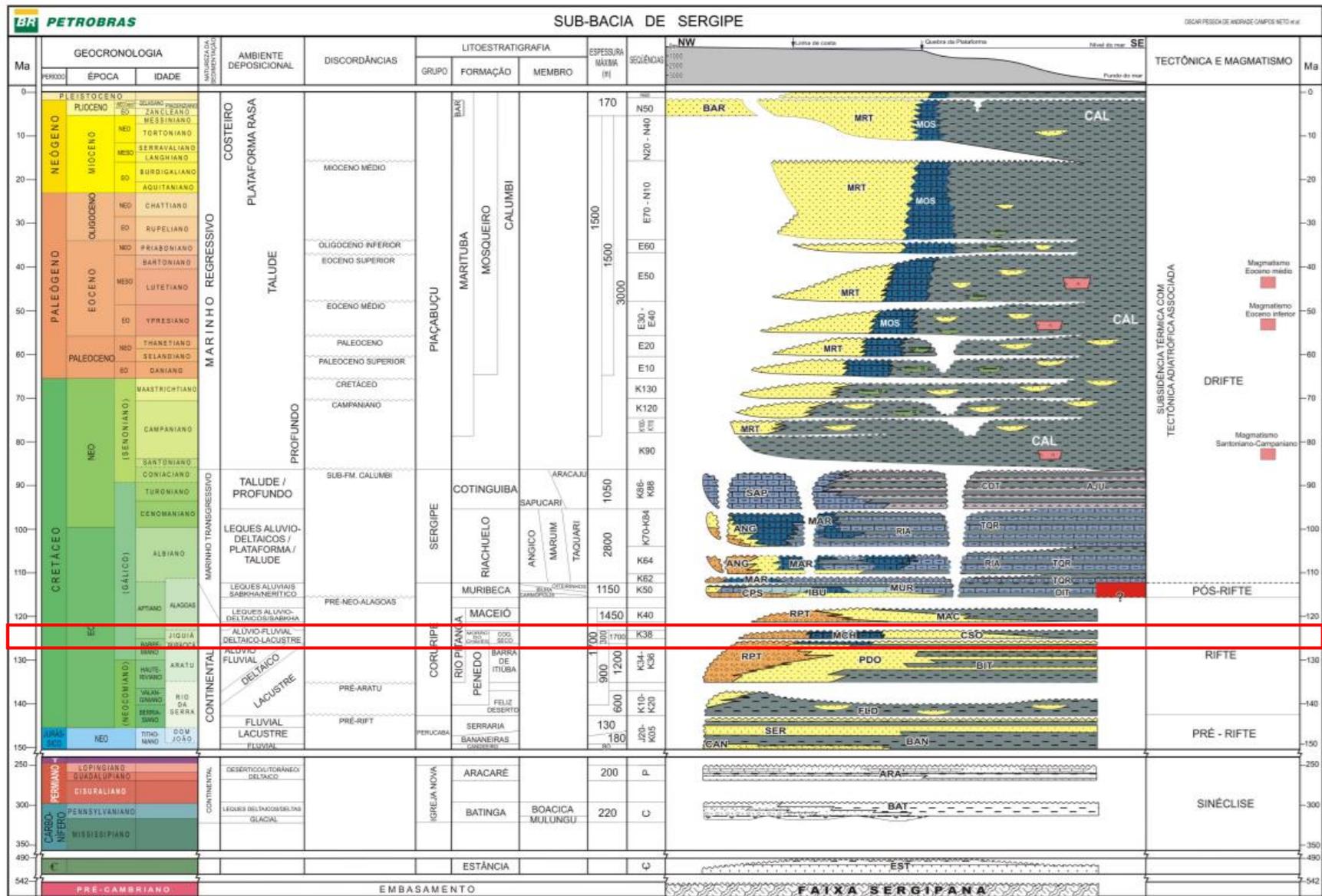


Figura 4. Carta estratigráfica da sub-bacia de Sergipe. Destaque em vermelho para a Formação Morro do Chaves, de idade Jiquiá (NETO *et al.*, 2007).

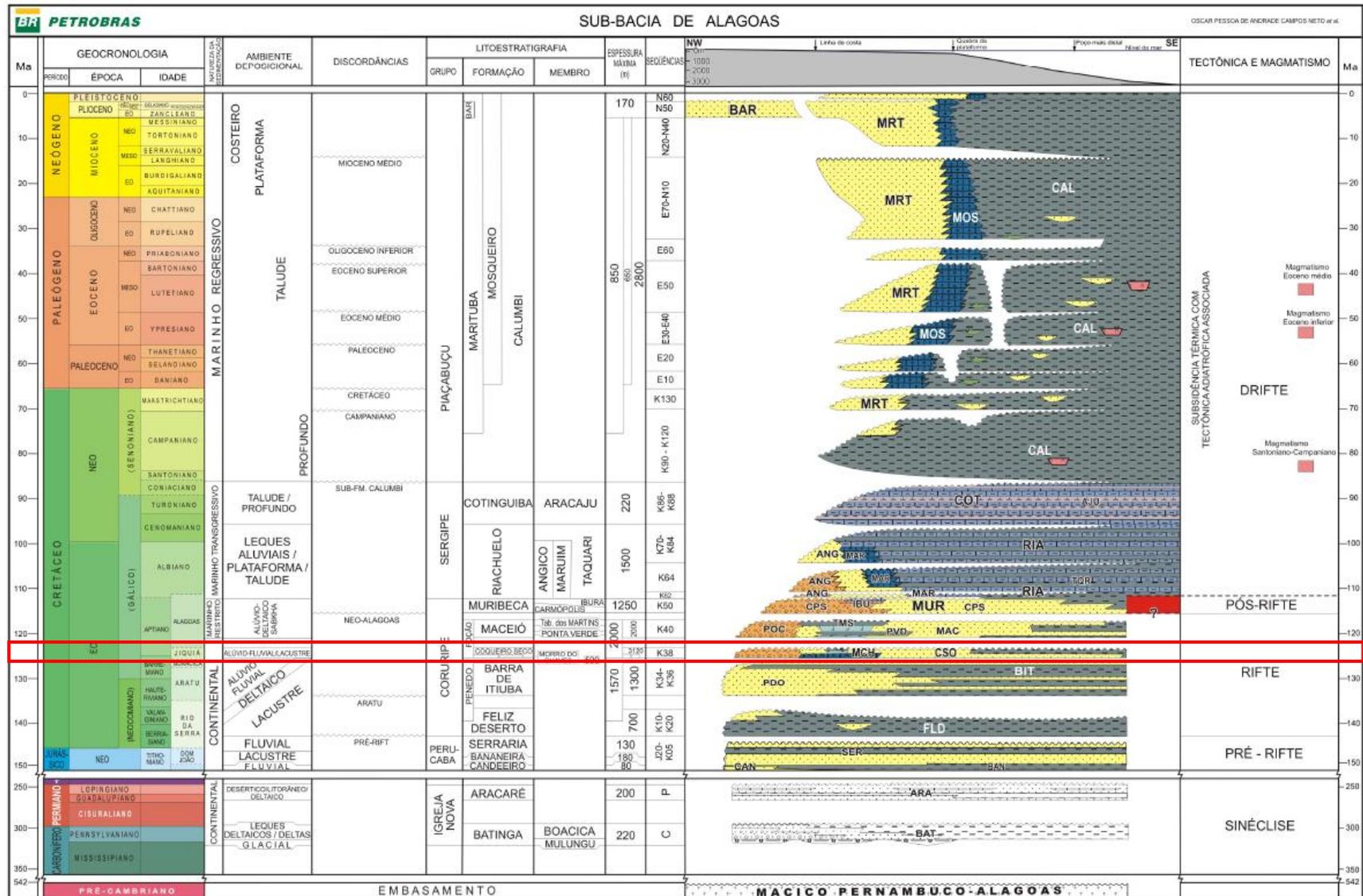


Figura 5. Carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. Destaque em vermelho para a Formação Morro do Chaves, de idade Jiquiá (NETO et al., 2007).

2.1.2.1 Formação Morro do Chaves

A definição de SCHÄLLER (1969) para Formação Morro do Chaves é uma sequência de calcários, margas coquinóides e dolomitos com intercalações clásticas compostas por folhelhos calcíferos e sílticos, e arenitos finos a médios, geralmente calcíferos, com ocasionais níveis grossos à conglomeráticos, sobrepostos à Formação Penedo e subjacente à Formação Coqueiro Seco. FIGUEIREDO (1981) interpreta a sequência de coquinas como o registro de antigas plataformas carbonáticas, depositadas em regiões rasas e elevadas de um lago de rifte, com pouco aporte sedimentar terrígeno e condições de alta energia. Este autor também afirma que a sedimentação carbonática ocorreu concomitantemente à sedimentação siliciclástica da Formação Coqueiro Seco, com origem flúvio-deltaica e de leque deltaico, associado à sedimentação de lago profundo (talude lacustre). Ainda segundo o autor, ambos os contatos da base e do topo da Formação Morro do Chaves, com a Formação Penedo na base, e com a Formação Coqueiro Seco no topo, são gradacionais, sugerindo o desenvolvimento de bancos carbonáticos sobre os sedimentos siliciclásticos grossos de origem flúvio-deltaica, e, posteriormente, uma progressiva entrada de terrígenos na bacia, culminando no estabelecimento de sistemas flúvio-deltaicos e aluviais.

FIGUEIREDO (1981) descreve, de acordo com a classificação de DUNHAM (1962) os intervalos de coquinas como compostos por *grainstones* ou *packstones* de bivalves intercalados com *mudstones* raramente dolomitizados e *wackestones* de bivalves, indicativos de sedimentação rasa em ambiente de alta energia e alta produtividade de matéria orgânica. Posteriormente, AZAMBUJA *et al.* (1998) afirmam que a formação é composta por conglomerados reelaborados por ondas e arenitos ricos em bivalves, ambos depositados em leques deltaicos próximos à borda de falha NE, e espessas camadas de coquinas e folhelhos escuros, de origem lacustre. Estes autores também afirmam que a Formação Morro do Chaves representa um sistema transgressivo de 3ª ordem, de idade Jiquiá, com espessuras de 50 a 350 metros.

Na antiga Pedreira Atol (mina Intercement), AZAMBUJA *et al.* (1998) descrevem ciclos sedimentares começando com *mudcracks*, preenchidos por coquina ou conglomerado, seguido de camadas de coquinas, posteriormente cobertas por folhelhos escuros (Figura 6).

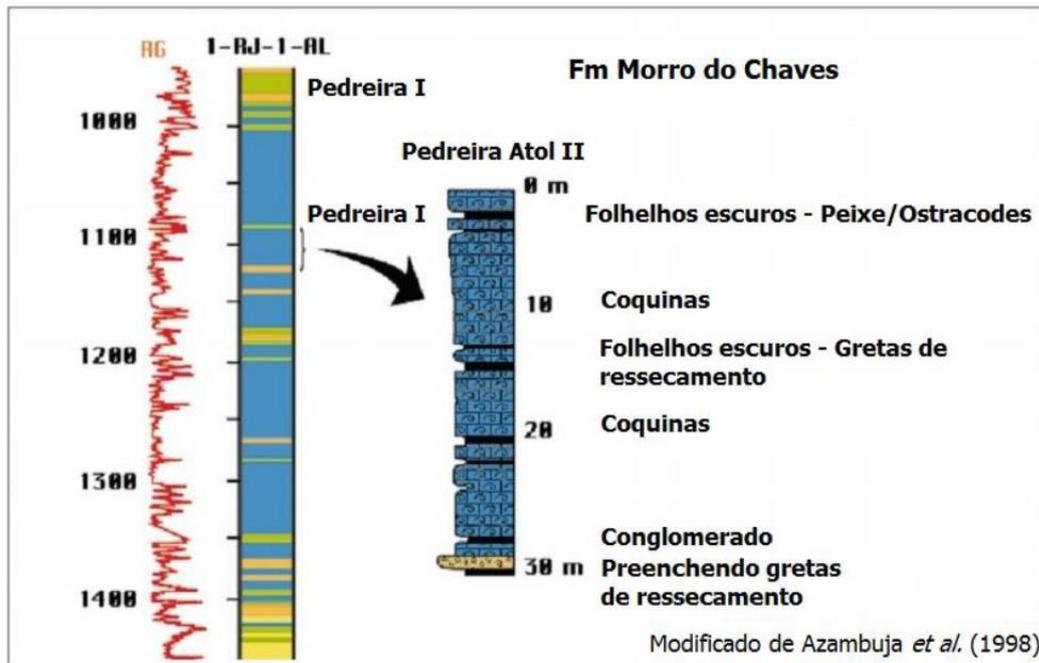


Figura 6. Poço 1–RJ–1–AL perfurado próximo à mina da empresa Intercement (antiga Pedreira Atol), mostrando as intercalações e variações de proporção de coquinas, arenitos e folhelhos ao longo da evolução da bacia (Modificado de AZAMBUJA *et al.*, 1998).

TEIXEIRA (2012) propôs um modelo paleoambiental para a formação que indica um modelo tectônico de lagos com uma margem de borda de falha e outra margem flexural (Figura 7). Na margem flexural predomina a sedimentação carbonática em plataformas e praias bioclásticas, enquanto que na margem de borda de falha há a predominância de sedimentação terrígena em leques deltaicos.

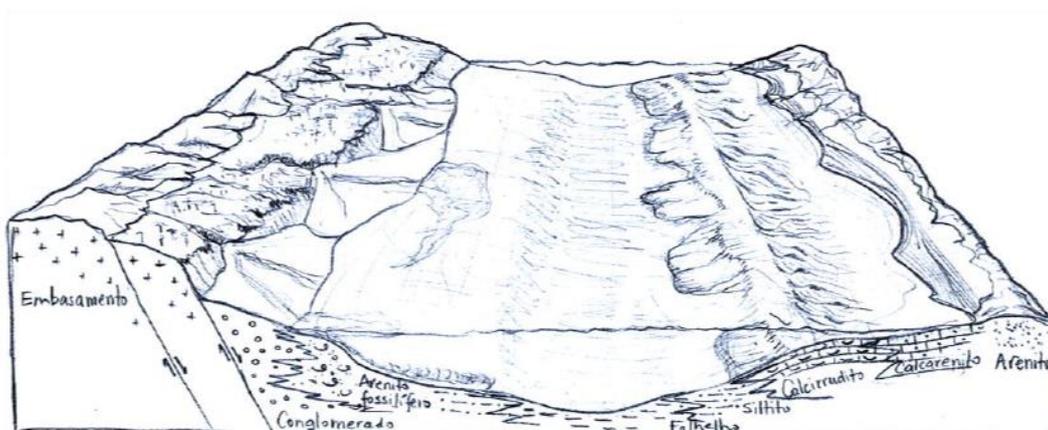


Figura 7. Desenho esquemático representando o contexto tectônico e deposicional da Formação Morro do Chaves (TEIXEIRA, 2012).

A sequência de coquinas da Formação Morro do Chaves é considerada análoga às espessas acumulações de coquinas de bivalves da Formação Lagoa Feia, atualmente denominada Grupo Lagoa Feia (WINTER *et al.*, 2007). Estas, no sudoeste da Bacia de Campos, formam extensa plataforma carbonática e constituem importantes reservatórios nos campos de Badejo, Trilha, Linguado e Pampo (Castro, 2006). Depósitos similares desse tipo de rocha carbonática também podem ser encontrados na Formação Toca, na Bacia do Congo (Oeste Africano) (HARRIS, 2000), e na Formação Itapema, no intervalo Pré-Sal da Bacia de Santos (TAVARES *et al.*, 2015).

2.1.2.1.1 Coquinas

Na literatura, pode-se encontrar dois contextos tafonômicos para coquinas: um denominado de “coquina autóctone”, relacionada à deposição de conchas e/ou seus fragmentos *in situ* ou com pouca movimentação (PETTIJOHN, 1957); ou “coquinas alóctones” (SCHÄFER, 1972), que são definidas por acumulações formadas exclusivamente por conchas e fragmentos de conchas depositadas pela ação de um agente de transporte. Desta forma, a distribuição das conchas nas coquinas seriam regidas pelas leis da sedimentação, em contraposição às leis biológicas, e, por isso, as conchas poderiam ser consideradas como “grãos” e a coquina, uma rocha clástica (TAVARES *et al.*, 2015).

CASTRO (1988) observou que as coquinas lacustres são bastante raras no registro geológico. Elas podem aparecer como camadas centimétricas a métricas (Figura 8), associadas à depósitos terrígenos e/ou carbonáticos (TEIXEIRA, 2012). Os principais ambientes de deposição para este tipo de rocha são ambientes parálicos, lagos, estuários, praias, planície de maré, e ambiente marinho plataformal (nerítico), geralmente depositados por ação de ondas, correntes de maré, além de ondas e correntes de tempestades. Nos ambientes lacustres, as coquinas são depositadas principalmente sob ação de correntes e ondas de tempestades (CASTRO, 1988).



Figura 8. Afloramento da Formação Morro do Chaves na frente de lavra da mina Intercement, antiga Pedreira Atol. Há uma sucessão com cerca de 70 metros de espessura dominada por coquinas (intervalos de cor creme e geometria tabular) intercaladas com lamitos (intervalos de cor cinza e geometria lenticular) (TEIXEIRA, 2012).

Segundo estes autores, as principais formas de ocorrência de camadas de coquinas estão relacionadas (1) com a alta produção de bioclastos em ambientes estressantes, em que há grande variação de temperatura, salinidade, energia da água e turbidez; (2) com mortandade em massa, influenciado ou por vulcanismo, ou rápida reprodução de plâncton (que retira oxigênio e nutrientes da água), ou terremotos e maremotos; (3) com baixo aporte de sedimentos terrígenos, o que permite a colonização do substrato e posterior acumulação de bioclastos; (4) com a seleção hidráulica, representando a capacidade de transporte de ondas e/ou correntes; (5) ou até mesmo com efeito diagenético, relacionando a concentração de conchas a partir de processos como compactação, cimentação, substituição, micritização, dissolução e neomorfismo, podendo concentrar camadas mais ou menos carbonáticas, a depender das condições de temperatura, pressão, pH e Eh.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 PETROFÍSICA DE CARBONATOS

ARCHIE (1950) introduziu o termo “*petrofísica*” para descrever o comportamento e estudo das propriedades físicas das rochas, principalmente no que diz respeito à distribuição dos fluidos que preenchem os espaços porosos. Atualmente, esta é uma disciplina que engloba diversos estudos que tratam não só das propriedades físicas das rochas e seus minerais, mas também das suas características permoporosas e de seus fluidos saturantes.

Ao contrário de reservatórios siliciclásticos, os reservatórios carbonáticos são conhecidos por sua heterogeneidade (MOORE, 2001), atribuída às características deposicionais e diagenéticas desse tipo de rocha. Os processos pós-deposicionais sofridos influenciam de maneira significativa, tanto positivamente quanto negativamente. A dissolução de uma concha, por exemplo, pode contribuir positivamente para a porosidade e permeabilidade da mesma, mas a cimentação pode ter o efeito oposto, diminuindo o espaço poroso e afetando negativamente na permeabilidade. Assim, as características petrofísicas de coquinas podem variar bastante em um curto espaço, dificultando sua determinação (HEBERT *et al.*, 2014).

3.1.1 Porosidade

A porosidade (ϕ) representa a capacidade que uma rocha tem de armazenar fluido(s) em seus poros. Por isso, é considerada uma propriedade petrofísica fundamental de uma rocha, sendo definida como a razão entre o volume de espaços não constituídos por matriz sólida, ou seja, os espaços vazios existentes, como poros e fraturas, e o volume total da rocha (AMYX *et al.*, 1960). Assim, é uma grandeza adimensional, podendo ser expressa em forma de porcentagem, variando entre 1 e 100%, ou como fração, variando entre 0 e 1. Às vezes também é expressa em “*porosity units*” (p.u), em que 1 p.u é igual à 1%. Pela definição, tem-se a equação:

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total}} = \frac{V_{poros}}{V_{poros} + V_{grãos}} \quad (3.1)$$

na qual ϕ é a porosidade, V_{poros} é o volume poroso, V_{total} é o volume total da rocha e $V_{grãos}$ é o volume de grãos ou sólidos na rocha (grãos, cimento e argilominerais), denominado, na petrofísica, como matriz.

A porosidade é controlada por diversas variáveis: o grau de cimentação da rocha, o empacotamento, tamanho e seleção dos grãos, e o grau de compactação. Em petrofísica, divide-se a porosidade em dois tipos: efetiva e absoluta (TIAB *et al.*, 2004). A primeira é a mais importante, pois se refere à quantidade de poros interconectados, ou seja, que contribuem para a permeabilidade da rocha. Já a porosidade absoluta é o somatório desta com os poros que se encontram isolados; os que são muito pequenos, onde os fluidos contidos estão ligados por forças capilares; e os adsorvidos por argilominerais.

A classificação para porosidade de rochas carbonáticas mais conhecida e utilizada é a proposta por CHOQUETTE & PRAY (1970), que descrevem os poros de acordo com a sua gênese: porosidade primária ou secundária. Caso estejam relacionados com os processos pré-deposicionais e deposicionais dos sedimentos e/ou precipitação de minerais, chama-se porosidade primária; e se associados à processos pós-deposicionais, ou diagenéticos, são chamados de porosidade secundária. Ainda, a porosidade primária pode ser subdividida pelos tipos de poros, como interpartícula, intrapartícula ou intercrystalina; e a secundária, pode ser do tipo móldica, vugular, fratura (Figura 9).

Outra classificação encontrada na literatura é a proposta por LUCIA (1983). O autor subdivide a porosidade como interpartícula ou vugular. A porosidade interpartícula é definida como o espaço poroso entre as partículas da rocha que não apresentam tamanho significativamente maior que as próprias partículas – sendo o termo “partícula” usado tanto para grãos (que, no caso das coquinas, seriam as conchas) quanto para cristais. Quando encontrada entre multicristais, é chamada de porosidade intergranular; enquanto que em apenas um cristal, é porosidade intercrystalina. Já a porosidade vugular é definida como o espaço poroso maior que as partículas da rocha, que comumente apresenta pedaços de partículas, fraturas e grandes cavidades irregulares. Os efeitos na petrofísica estão relacionados com a conexão entre esses *vugs* – podendo ser através dos poros interpartículas (*separate vugs*) ou contato direto entre estes (*touching vugs*).

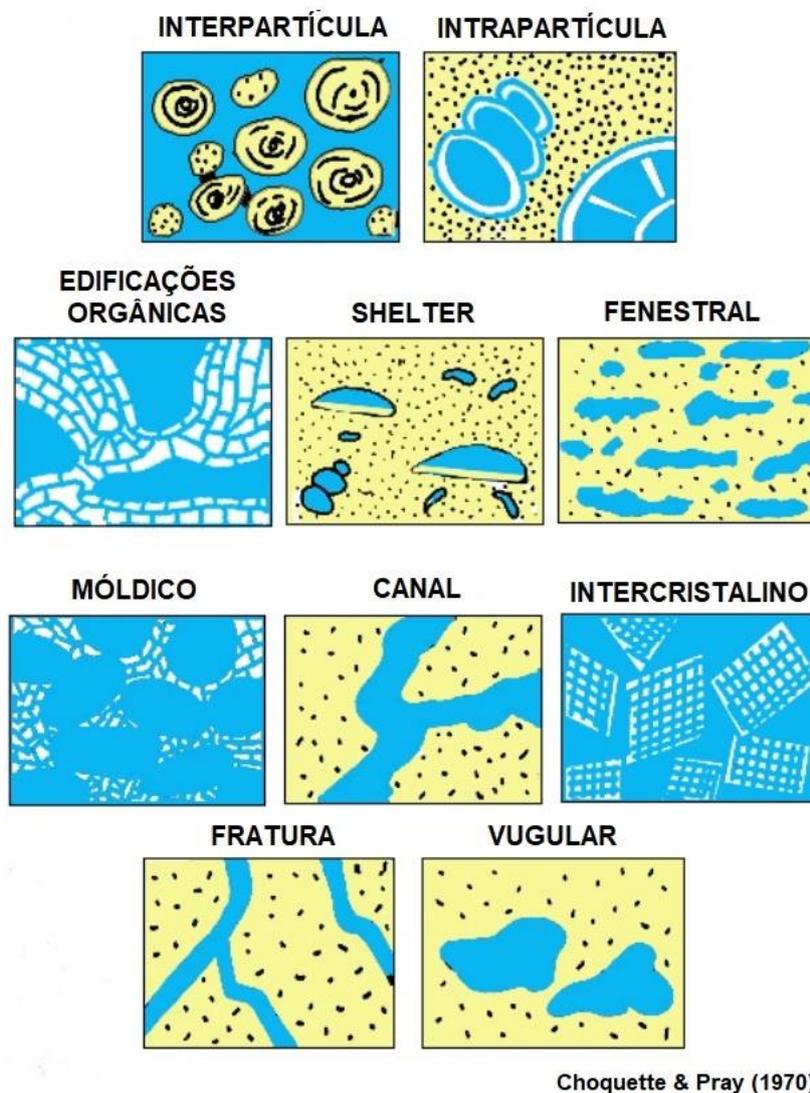


Figura 9. Tipos de poros descritos por CHOQUETTE & PRAY (1970).

O sistema poroso em rochas carbonáticas geralmente é heterogêneo, apresentando diferentes tipos de poros e em diversos tamanhos e geometrias, conferindo a complexidade petrofísica desse tipo de rocha (CHOQUETTE & PRAY, 1970). Nas coquinas aqui estudadas, os tipos mais comuns descritos são poros móldico, vugular e interpartícula.

3.1.2 Saturação de Fluidos

Em petrofísica, é essencial determinar a capacidade máxima de uma rocha armazenar fluidos – a porosidade. Geralmente, estão presentes em um reservatório de petróleo um ou mais fluidos, como gás, óleo e água. A fração gasosa pode ser encontrada dissolvida nas frações líquidas ou livre, e devido à diferença de densidade dos fluidos, estes podem ser encontrados separados em zonas (FREEDMAN *et al.*, 2003).

O método mais simples para determinação da saturação (S) de um meio poroso é através da pesagem da amostra seca e após a saturação. Este método gravimétrico é muito utilizado para determinar a porosidade da rocha. Para o caso em que há somente um fluido, este ocupa 100% do volume de poros ($S=1$), sendo assim, $V_{fluido} = V_{poros}$, em que V_{fluido} é o volume de fluido. No entanto, quando se tem mais de um tipo de fluido, tem-se que:

$$V_{poros} = V_o + V_g + V_a \quad (3.2)$$

em que V_o é o volume de óleo, V_g é o volume de gás e V_a é volume de água. Assim, a saturação será a soma das frações dos volumes de poros que se encontram preenchidos por cada um dos fluidos:

$$S_o + S_g + S_a = S \quad (3.3)$$

na qual S_o é a saturação por óleo (%), S_g é a saturação por gás (%), S_a é a saturação por água (%) e S é a saturação total, igual a 100% (%).

3.1.3 Permeabilidade

Uma das características petrofísicas mais importantes para a indústria do petróleo é a capacidade de escoamento da rocha reservatório, ou seja, sua permeabilidade (TIAB *et al.*, 2004). Esta grandeza quantifica a capacidade de um material poroso permear seus fluidos saturantes, através dos poros conectados. Assim, esta característica da rocha depende de sua porosidade efetiva, tamanho, formato e empacotamento dos grãos, matriz, grau de consolidação e cimentação, tamanho da garganta de poros, além da tortuosidade.

O primeiro pesquisador a determinar a equação de permeabilidade foi o engenheiro francês Henry Darcy, em 1856 (DARCY, 1856). Assim, tornou-se conhecida a Lei de Darcy, definida como:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (3.4)$$

na qual v é a velocidade do fluido (m/s), q é o fluxo (m³/s), k é a permeabilidade (m²), A é a área seccional da rocha (m²), μ é a viscosidade do fluido (Pa·s), l é o comprimento da rocha na direção do fluxo (m) e p a pressão (Pa).

A unidade internacional (*SI unit*) de permeabilidade k é dada em metros quadrados (m²). Porém, em petrofísica, é usual expressá-la em unidades de Darcy, que é igual a 0,986923 μm² ou 0,986923x10⁻¹² m². E até mesmo, devido aos baixos valores encontrados em rochas reservatórios, utiliza-se o mili-Darcy (mD = 10⁻³ D) (TIAB *et al.*, 2004).

A permeabilidade subdivide-se em absoluta ou relativa. A permeabilidade absoluta se refere àquela em que a rocha é saturada apenas com um fluido, enquanto que a relativa se refere ao escoamento de um fluido em presença de dois ou mais fluidos. A soma das permeabilidades relativas dos fluidos saturantes (óleo, gás, água) sempre será menor do que a permeabilidade absoluta de um meio saturado com um único fluido, já que a interface de interação entre os fluidos reduzirá o movimento de cada fase (ZINSZNER *et al.*, 2007).

Assim como a porosidade, a permeabilidade também pode ser subdividida em primária e secundária. A permeabilidade primária está associada ao espaço poroso da rocha originado nos processos deposicionais dos sedimentos. Já a secundária, é originada por processos pós-deposicionais, podendo estar relacionada com processos de dissolução, ou diagenéticos, sofridos pela rocha, além de compactação, cimentação e geração de fraturas (SOUZA, 2012). Cada processo desse interfere de uma maneira diferente na permeabilidade, podendo aumentá-la ou reduzi-la. A compactação e cimentação de uma rocha, por exemplo, tende a diminuir a permeabilidade, enquanto que o faturamento e a dissolução tendem a aumentá-la.

3.2 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

A RMN é um fenômeno físico descoberto em meados do séculos 20, que se desenvolveu em uma das mais poderosas técnicas científicas, com aplicações nas áreas da física, química, medicina, geofísica e petrofísica. Esta análise é muito útil devido sua capacidade em permitir investigar processos e interações microscópicas em materiais, desde a escala milimétrica à atômica (MESQUITA, 2017). Este Subcapítulo abordará os conceitos básicos sobre a RMN e suas aplicações nos meios porosos.

3.2.1 Spin e Magnetismo Nuclear

COATES *et al.* (1999) definem a RMN como um fenômeno que ocorre devido a interação entre núcleos atômicos (*spins*) de um elemento químico alinhado à um campo estático (B_0) quando é exposto à um campo eletromagnético externo (B_1). Os autores descrevem que, em presença de um B_1 , o núcleo atômico sofre um torque e precessa em direção ao campo externo, da mesma forma que um giroscópio precessa ao redor do campo gravitacional da Terra. Quando esses núcleos magnéticos giratórios interagem com B_1 , sinais mensuráveis podem ser produzidos. Este fenômeno ocorre exclusivamente em sistemas cujos núcleos atômicos possuem momento magnético ($\mu^{\vec{}}$) e momento angular ($J^{\vec{}}$) (ou *spin*) não nulos – como os isótopos de número ímpar de prótons e/ou nêutrons, como por exemplo ^1H , ^{13}C , ^{14}N e ^{17}O .

Quando o núcleo sofre a ação do torque devido à aplicação de B_0 , este começa a precessionar em torno de B_0 (Figura 10.a), à uma frequência chamada frequência de Larmor (f), definida por:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (3.5)$$

em que γ é a razão giromagnética do núcleo (MHz/T), de valor constante e único para cada tipo. O valor para o átomo ^1H é $\gamma = 42,58$ MHz/T (COATES *et al.*, 1999).

Na petrofísica, o elemento químico estudado é o isótopo de Hidrogênio (^1H), devido à sua composição de apenas um próton com *spin* igual a 1/2, momento magnético ($\mu^{\vec{}}$) relativamente grande e produzir sinais fortes, além da sua abundância nos fluidos analisados nesta indústria (água, salmoura, óleo), e sua raridade na composição da matriz da rocha (COATES *et al.*, 1999). Considerando este isótopo, o momento magnético faz

com que o próton se comporte como uma barra magnética, com os pólos norte e sul alinhados na sua direção $\vec{\mu}$, como pode ser visto na Figura 10 (b). Em um sistema sem a influência de B_0 , a orientação dos *spins* é caótica e regida pelo movimento Browniano (COATES *et al.*, 1999), de forma que a magnetização resultante seja nula, como na Figura 10 (c).

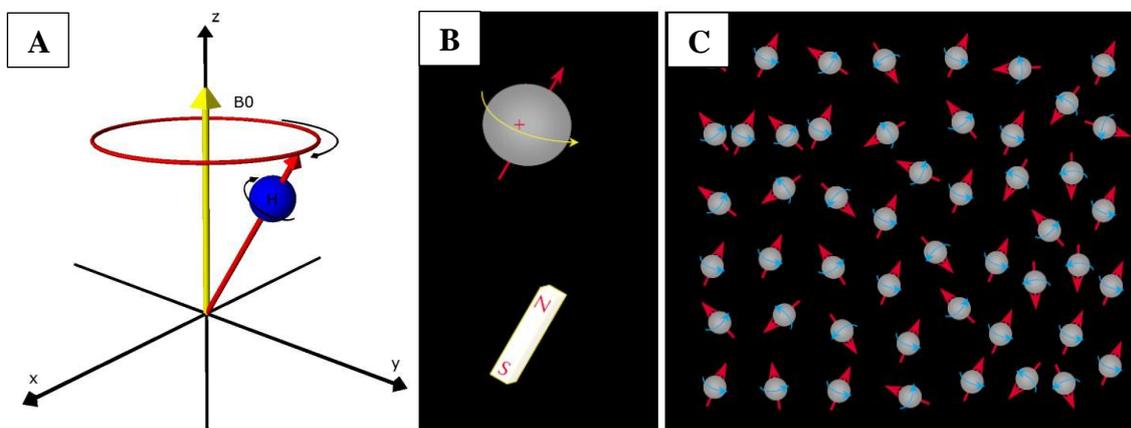


Figura 10. Núcleo de ^1H . Em (A), precessionando na presença de B_0 . Em (B) e (C), na ausência de B_0 . Em (B), o núcleo como uma barra magnética. Em (C), núcleos aleatórios, sob regime do movimento browniano (COATES *et al.*, 1999).

No experimento RMN, a frequência de Larmor é uma característica importante, pois é a partir dela que os *spins* absorvem ou emitem radiação eletromagnética com máximo eficiência (MESQUITA, 2017). Desta forma, o equipamento pode ser configurado para interagir exclusivamente com um determinado tipo de núcleo atômico, como o ^1H .

3.2.2 Polarização e Magnetização Resultante

De acordo com COATES *et al.* (1999), um próton quando exposto à um B_0 é forçado entre dois estados energéticos distintos, ocasionando duas orientações do eixo de precessão. Quando a direção é paralela a B_0 , o próton está em seu estado de baixa energia; quando ela é anti-paralela a B_0 , o próton está em seu estado de alta energia. Como a probabilidade de uma população de ^1H sujeita a um B_0 orientado no eixo longitudinal (eixo z) apresenta mais *spins* no estado de baixa energia do que de alta, mais *spins* tenderão a precessionar na direção de alinhamento de B_0 – efeito conhecido como

“polarização”. Essa diferença entre o número de prótons paralelos e anti-paralelos gera uma magnetização resultante (M_0) no sistema, na mesma direção que B_0 , como ilustra a Figura 11.

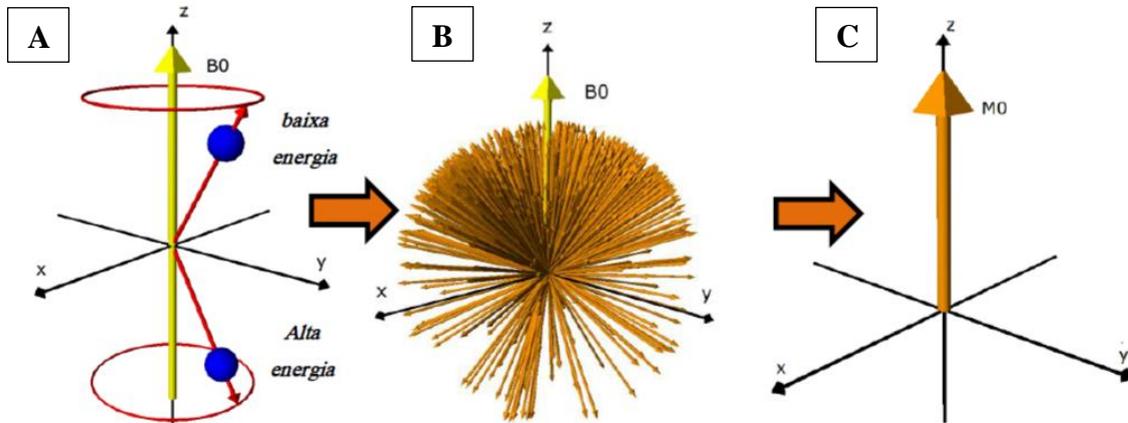


Figura 11. Formação da magnetização resultante M_0 . (A) Spins em dois estados: baixa e alta energia. (B) Alinhamento preferencial dos spins em baixa energia, na direção de B_0 . (C) Magnetização resultante M_0 do sistema, paralela a B_0 . (COATES *et al.*, 1999).

A intensidade dessa magnetização M_0 é proporcional à quantidade de prótons no sistema (N), à razão giromagnética do núcleo, à intensidade de B_0 e ao inverso da temperatura absoluta do sistema (T).

3.2.3 Relaxação Transversal e Longitudinal

O processo de alinhamento dos *spins* à B_0 ocorre gradualmente até que o sistema atinja a magnetização resultante com intensidade M_0 . BLOCH (1946) descreve a taxa de variação da magnetização resultante no eixo longitudinal (M_z), na direção de B_0 , em relação ao tempo, de acordo com:

$$M_z = M_0 \left(1 - e^{\frac{-t}{T_1}} \right) \quad (3.6)$$

na qual t é o tempo em que o sistema é exposto a B_0 e T_1 é o tempo de relaxação longitudinal – uma propriedade que cresce exponencialmente até o equilíbrio, refletindo o quão efetiva é a troca de energia magnética dos *spins* do sistema (DUNN *et al.*, 2002).

Apesar de ser possível a detecção do sinal de T_1 pela RMN, sua aquisição não é trivial. Desta forma, em aplicações convencionais, a magnetização resultante é reorientada, deixando-a paralela ao plano xy, chamado de plano transversal, a fim de detectar o seu retorno até a posição de equilíbrio no eixo z.

Esta reorientação é feita a partir da aplicação de uma corrente elétrica oscilatória a partir de um pulso de radiofrequência dado por uma bobina, que produzirá um campo magnético oscilatório e linearmente polarizado B_1 , orientado perpendicular à direção de B_0 . Neste caso, o campo B_1 faz com que os *spins* precessionem em fase e transferirá energia a estes, o que configura o fenômeno da Ressonância Magnética (COATES *et al.*, 1999; DUNN *et al.*, 2002). A frequência do pulso é dado pela f do próton a ser analisado. Assim, a precessão dos *spins* se torna perpendicular ao eixo z, da direção de B_0 , gerando um novo componente no plano xy da magnetização resultante, chamada de M_{xy} (Figura 12), tendo o seu sinal de RMN máximo quando inclinados em 90° (DUNN *et al.*, 2002). Após a reorientação, a corrente da bobinha é desligada e o campo B_1 desaparece. Como resultado, o campo magnético restante será apenas B_0 , e os spins voltarão a ser polarizados e precessionar em torno do eixo z. Durante este processo, haverá uma perda gradual, ou decaimento, da componente M_{xy} e um crescimento exponencial em M_z (ou M_0), até que o sistema atinja o equilíbrio térmico novamente (MESQUITA, 2017).

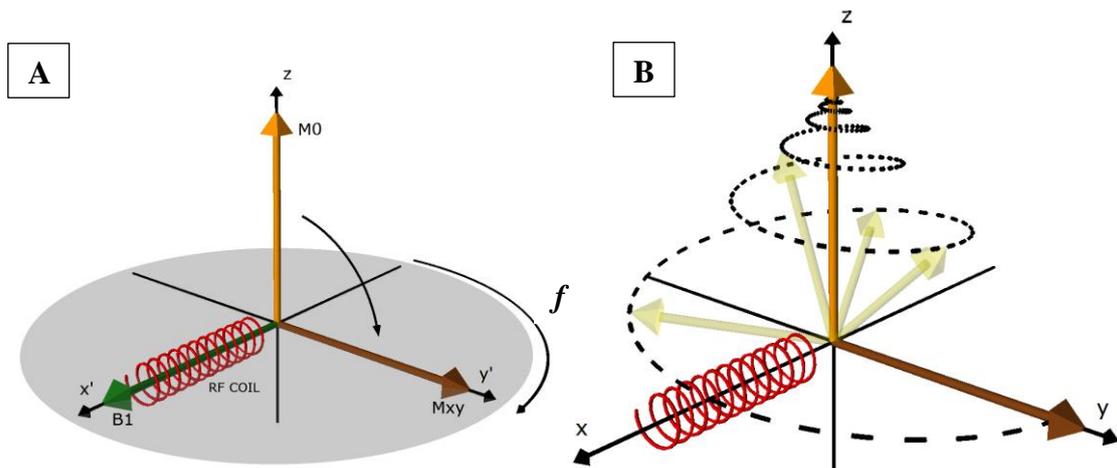


Figura 12. Esquemática da aplicação de um campo magnético oscilatório B_1 . (A) Aplicação no plano transversal xy. (B) Processo de relaxação transversal.

BLOCH (1946) também descreve o decaimento de M_{xy} , como:

$$M_{xy} = M_0 e^{\frac{-t}{T_2}} \quad (3.7)$$

na qual a constante T_2 é chamada de tempo de relaxação transversal e, assim como T_1 , seu valor está relacionado às interações magnéticas dos *spins* no sistema durante a relaxação, com T_1 sempre sendo maior que T_2 .

3.2.4 FID e Eco Hahn

A variação na magnetização resultante causada pela precessão no plano transversal induz uma corrente elétrica no interior da bobina que gerou o campo B_1 , que decai exponencialmente com o tempo a uma taxa $1/T_2$. Esse sinal é conhecido como Decaimento Livre de Indução (FID – *Free Induction Decay*, na sua sigla em inglês). Desta forma, este sinal elétrico corresponde ao decaimento de M_{xy} em relação ao tempo.

Como B_0 não é perfeitamente homogêneo ao longo do sistema, os *spins* irão precessionar em frequências de Larmor ligeiramente diferentes, ocasionando uma defasagem deles durante suas relaxações – uns *spins* precessionarão mais rápidos que outros, resultando em uma atenuação de M_{xy} . Esta não homogeneidade de B_0 não está atrelada às características físico-químicas do sistema, e, por isso, a relaxação observada no FID não é equivalente ao T_2 “natural” do meio, e sim a um T_2^* que reflete a influência instrumental. Ainda assim, esse T_2^* é mais intenso que o “natural”, necessitando sua anulação para obter o T_2 correto (Figura 13).

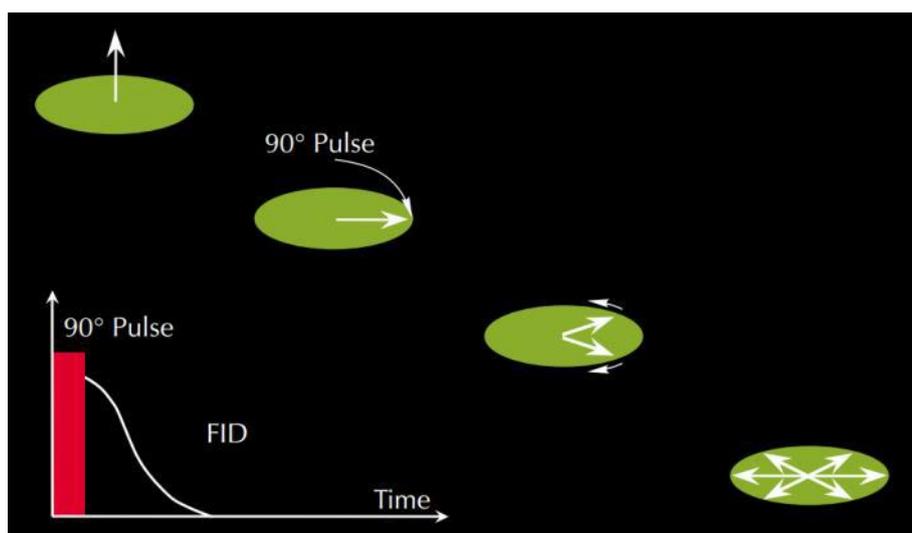


Figura 13. Ilustração da defasagem dos *spins* após a aplicação de um pulso de 90° , devido a não homogeneidade de B_0 . Isto causa um espalhamento nas orientações dos *spins* no plano xy , que atenua o sinal de M_{xy} (COATES *et al.*, 1999).

Para minimizar esse efeito, aplica-se um pulso de 180° no sistema, após um tempo τ do primeiro pulso de 90° . Esse pulso será inverter a orientação dos *spins* no plano transversal, fazendo com que os que precessionam mais lentamente fiquem “na frente” dos *spins* que precessionam mais rápido. Desta maneira, e considerando a taxa de defasagem igual, a orientação dos *spins* tenderá a convergir, colocando-os em fase novamente após o mesmo tempo τ . Conforme os *spins* são reorganizados, a magnitude M_{xy} cresce até atingir o seu máximo (Figura 14). Após isto, a defasagem continua e M_{xy} decai novamente, na mesma taxa observada após o pulso de 90° , produzindo um eco no sinal do FID – fenômeno conhecido como Eco de Spin ou Eco de Hahn (HAHN, 1950).

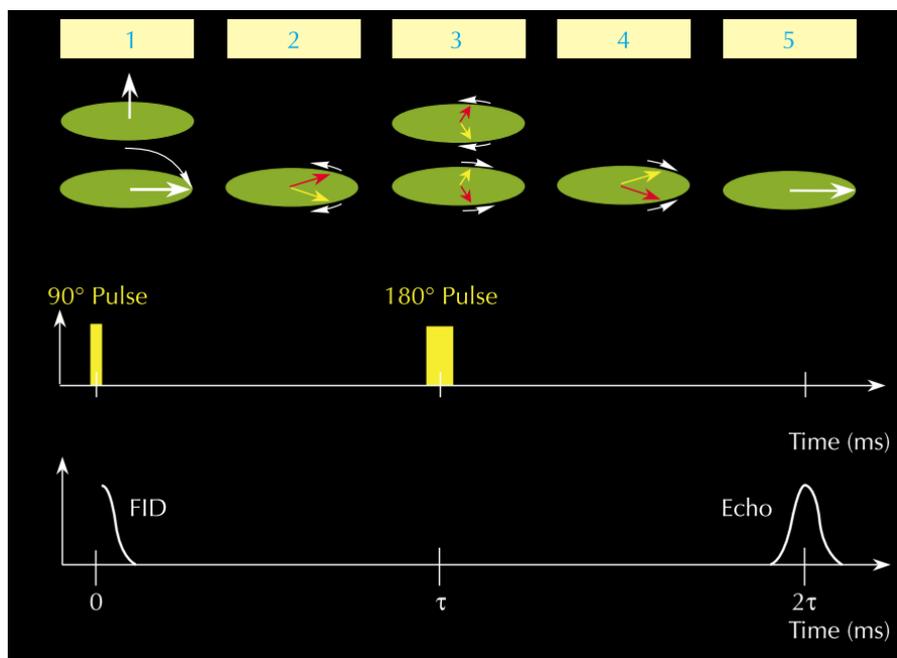


Figura 14. Esquemática das etapas do Eco de Hahn (COATES *et al.*, 1999).

Apesar do eco de Hahn permitir reverter a defasagem causada pelos efeitos instrumentais, os efeitos que dependem do tempo T_2 são irreversíveis e a relaxação transversal ocorre independente da geração de ecos (DUNN, 2002). Assim, se forem aplicados vários pulsos de 180° consecutivos, após o primeiro pulso de 90° , espaçados no mesmo intervalo de tempo $2t$ (TE – Tempo ao Eco), a amplitude máxima dos ecos gerados irão corresponder à curva de relaxação transversal, conhecida como curva T_2 . Essa sequência de pulsos é denominada Sequência Carr-Purcell-Meiboom-Gill, ou Sequência CPMG (CARR & PURCELL, 1954; MEIBOOM & GILL, 1958). Este é o método mais utilizado em petrofísica para medição da curva T_2 .

3.2.5 RMN em meios porosos

Nos ensaios laboratoriais, primeiramente, a rocha é saturada por um fluido como água ou óleo, e, dependendo das condições da amostra, é revestida em *teflon* para evitar o escape de fluido. Após, a amostra é colocada no espectrômetro de RMN, que baseia-se em um tubo envolvido por uma bobina de radiofrequência, posicionado paralelamente entre dois magnetos permanentes com polarizações opostas (Figura 15), perpendiculares ao campo eletromagnético B_0 . A geração do campo B_0 é feita pelos magnetos, e deve ser o mais homogêneo possível. A bobina é conectada a circuitos eletrônicos responsáveis pela emissão dos pulsos de radiofrequência (RF) do campo B_1 , e da detecção do sinal induzido pelas variações de M_{xy} , além de serem conectados a um computador que controla as sequências de pulsos e recebe os sinais digitalizados.

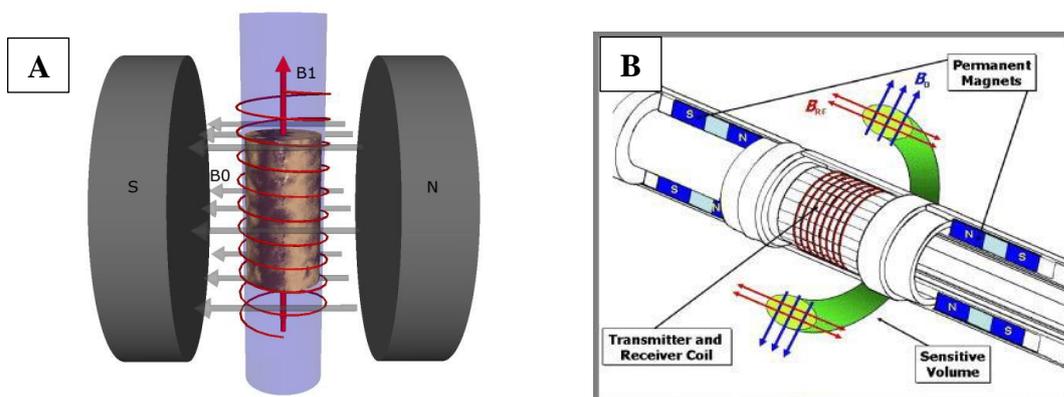


Figura 15. Ferramenta RMN (MESQUITA, 2017). A) Em laboratório. B) Em poço (www.aramcoexpats.com).

Já nos ensaios *in situ*, as ferramentas de perfilagem também utilizam magnetos permanentes e bobinas RF, só que os campos são propagados ao redor da ferramenta, a fim de medir nas paredes do poço. Em ambos os casos, a sequência CPMG é aplicada para obtenção da curva T_2 para cada amostra ou intervalo de profundidade do poço.

Nos próximos subcapítulos será abordado como esta técnica é aplicada à medição de porosidade (3.2.4.1), e entender como funcionam os modelos de previsão de permeabilidade por RMN (3.2.4.2).

3.2.4.1 Porosidade por RMN

Os sistemas porosos saturados possuem um mecanismo de relaxação complexo, e os efeitos se superpõem na exponencial de decaimento (MACHADO, 2010). Existem três mecanismos principais envolvidos:

- (i) Relaxação *Bulk*, equivalente à relaxação intrínseca das moléculas de cada tipo de fluido, relacionada às características físico-químicas do fluido;
- (ii) Relaxação Superficial, que resulta da relaxação das moléculas do fluido que estão próximas da parede do poro, no contato rocha-fluido;
- (iii) E Relaxação Difusiva, resultado do movimento difusivo das moléculas em presença de um gradiente de campo magnético.

Cada fluido, estrutura e tamanho de poros responde diferente à esses mecanismos. As relaxações (i) e (ii) atuam sobre as medidas de T_1 e T_2 , e (iii) apenas sobre T_2 (COATES *et al.*, 1999).

Além disso, os tempos de relaxação são extremamente curtos para ^1H ligados à parte sólida (rocha), enquanto que nos fluidos os tempos de relaxação T_1 e T_2 são mais longos e mensuráveis nos experimentos de RMN. Nesse caso, a relaxometria medida equivale aos sinais do líquido contendo ^1H , que contém a informação da interação do meio poroso, e, por isso, pode-se afirmar que a medição é praticamente exclusiva relacionada à porosidade (COATES *et al.*, 1999). E, apesar de ser realizada de forma indireta, esta análise do espaço poroso da rocha é muito precisa comparada à outros métodos de investigação.

Como reservatórios de petróleo podem conter uma gama de distribuição de poros, apresentando diversos tamanhos e formatos, além de poderem estar saturados por mais de um tipo de fluido, como água e hidrocarbonetos, e são submetidos aos diferentes mecanismos de relaxação atuando dentro desse sistema, o decaimento da relaxação transversal T_2 é medido pela superposição dos seus efeitos em um modelo multiexponencial, conforme a equação abaixo:

$$M(t) = \sum M_i(0) e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (3.8)$$

em que $M(t)$ é a magnetização transversal no tempo t (T), $M_i(0)$ é a magnetização transversal inicial do i -ésimo termo (T), T_{2i} é a constante de decaimento do i -ésimo termo (ms) e t é o tempo (ms) (COATES *et al.*, 1999).

Desta forma, cada T_2 medido está relacionado a uma família de poros de mesmo tamanho e mesma disposição de fluidos. Na Figura 16, pode-se observar como decaimentos uni e multiexponencial se comportam, e como o tamanho do poro influencia na sua leitura. No caso de rochas saturadas apenas por um fluido como a salmoura, os valores de T_2 se tornam diretamente proporcionais ao tamanho dos poros, tornando-se, portanto, uma *pseudo*-distribuição de tamanho de poro (COATES *et al.*, 1999).

Sendo um fluido com ^1H em sua composição, sob temperatura e pressão constantes, a magnetização M_0 pode ser considerada proporcional ao volume desse fluido, já que este é relativo ao número total de prótons presente no sistema. Assim, ao medir uma amostra 100% saturada ($M_{0\ 100\%}$), o valor de M_0 pode ser calibrado a um determinado volume de fluido. Após isto, pode-se obter a porosidade da rocha pela Ressonância, ao calcular:

$$\phi_{RMN} = \frac{M_{0\ rocha}}{M_{0\ 100\%}} \quad (3.9)$$

em que $M_{0\ rocha}$ é a magnetização resultante de uma rocha com seus poros totalmente saturados por um fluido. Desta forma, ϕ_{RMN} equivale a uma medida da porosidade total da amostra, bastante confiável em relação à outros métodos (COATES *et al.*, 1999).

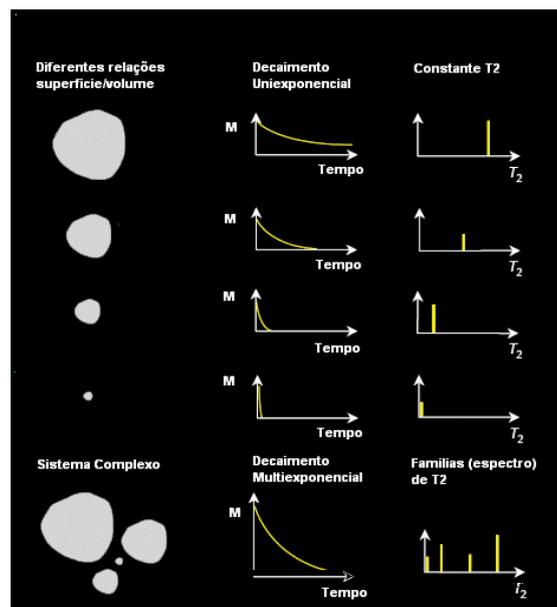


Figura 16. Decaimento uniexponencial do sinal RMN mostrando os valores de T_2 e sua relação com o tamanho de poros de uma rocha (COATES *et al.*, 1999).

3.2.4.2 Estimadores de Permeabilidade por RMN

COATES *et al.* (1999) descrevem que as propriedades de relaxação RMN dependem da porosidade, do tamanho do poro, da relação superfície do poro-fluido e da mineralogia. Afirmam, também, que a estimativa de permeabilidade RMN é baseada em modelos teóricos que mostram que a permeabilidade aumenta com o aumento da porosidade e o tamanho do poro.

Dito isto, diversos modelos para estimar a permeabilidade a partir de RMN são encontrados na literatura. O primeiro modelo matemático a se tornar conhecido foi chamado de Kozeny-Carman (KOZENY, 1927; CARMAN, 1937), expresso por:

$$k = \frac{\phi^3}{\tau(1-\phi^2)} \left(\frac{V}{S}\right)^2 \quad (3.10)$$

em que k é a permeabilidade (cm^2), ϕ é a porosidade (p.u), τ é a tortuosidade do meio poroso (adimensional), V/S é a razão volume/superfície dos poros (cm^2).

SEEVERS (1966) estabeleceu a primeira relação entre medida de RMN e a permeabilidade (k). O autor supôs que T_I é uma média geométrica proporcional ao tamanho médio dos poros, dada pela equação:

$$T_{1LM} = \frac{1}{\rho_1} \left(\frac{V}{S}\right) \quad (3.11)$$

na qual ρ_1 é a relaxatividade superficial longitudinal ($\mu\text{m/s}$) e V/S é a mesma razão volume/superfície média dos poros (cm^2) proposta por Kozeny e Carman.

Assim, utilizando o modelo de Kozeny-Carman como base para os seus estudos, o autor propôs a seguinte relação:

$$k = a \phi T_{1LM}^2 \quad (3.12)$$

na qual k é a permeabilidade (mD), T_I é o tempo de relaxação transversal (ms), ϕ é a porosidade (p.u), a é uma constante empírica dada pela característica da interface sólido-líquido e tortuosidade (darcy/s^2).

O autor também descreveu uma relação de permeabilidade com o *Free Fluid Index* (FFI), primeiramente introduzido por BROWN & GAMSON (1960), que definem FFI

como “o fluido que está livre para gerar sinais de RMN”. Essa relação é expressa na forma da equação 3.3, apenas com a substituição de ϕ por FFI (p.u).

A limitação do modelo de SEEVERS (1966) está em que a relação para determinar permeabilidade só é válida para sistemas de poros uniformes em rochas compostas por quartzo e preenchidas por água. Porém, os resultados do autor serviram como base para futuros modelos matemáticos, como o Timur-Coates (TIMUR, 1969; COATES *et al.*, 1991), conhecido como k_{TC} , e de KENYON *et al.* (1988) modificado, que viria a ser conhecido como k_{SDR} .

3.2.4.2.1 Equação Kenyon (SDR)

A partir dos resultados de SEEVERS (1966), KENYON *et al.* (1988) analisaram centenas de arenitos e propuseram a seguinte equação:

$$k = c \cdot \phi^a \cdot T_{1LM}^b \quad (3.13)$$

na qual k é a permeabilidade (mD), c é uma constante empírica dependente da litologia (mD/ms^b), ϕ é a porosidade (p.u) e T_{1LM} é a média geométrica de T_1 (milisegundos). Foram obtidos experimentalmente os valores dos expoentes $a = 4$ e $b = 2$, e o pré-multiplicador $c = 4.5$ mD/ms² para as amostras analisadas. Com $a = 1$ e $b = 2$, retorna à equação 3.3 de Seevers (1966). Além disso, KENYON *et al.* (1988) citam que o termo da relaxatividade superficial (ρ) está implícito no pré-multiplicador c da equação 3.9. ALLEN *et al.* (2001) estudaram três casos de reservatórios carbonáticos diferentes e observaram que, utilizando $a = 2$, ao invés do valor usado em arenitos 4, a estimativa de permeabilidade melhorou significativamente. Os autores explicam que, fisicamente, a redução do expoente da porosidade (a) de 4 para 2 implica que a rede poral continua excepcionalmente bem conectada à medida que a porosidade diminui. Desta forma, eles propõem este valor para o expoente da porosidade para carbonatos.

Após, autores (DUNN *et al.*, 2002; COATES *et al.*, 1999) encontraram uma solução para os longos tempos de medições necessários para determinação de T_{1LM} : a substituição por T_{2LM} . Assim, a equação 3.13 pode ser reescrita na seguinte forma:

$$k_{SDR} = c \cdot \phi^a \cdot T_{2LM}^b \quad (3.14)$$

em que T_{2LM} representa a média geométrica do tempo de relaxação T_2 (ms). Neste caso, os autores não encontraram significativa mudança nos expoentes, mas usaram, para arenitos, o valor de $c = 4.5 \text{ mD/ms}^2$; e, para carbonatos, $c = 0.1 \text{ mD/ms}^2$ (KENYON *et al.*, 1995). Os autores concluíram que o que pode estar contribuindo para o baixo valor do pré-multiplicador em carbonatos é a relaxatividade superficial (p) relacionada ao tipo de rocha. Além disso, COATES *et al.* (1999) afirmam que este parâmetro funciona bem em zonas saturadas por água, e pode ser afetado pela presença de óleo nativo ou infiltrado de lama.

3.2.4.2.2 Equação Timur-Coates (TC)

TIMUR (1968) propôs uma equação de permeabilidade (k) dependendo da porosidade (ϕ) e da saturação irreduzível de água (S_{wr}), com base em 155 amostras de arenitos.

$$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wr}^2} \quad (3.15)$$

na qual k é a permeabilidade (mD), ϕ é a porosidade (p.u) e S_{wr} é a saturação irreduzível de água (p.u).

TIMUR (1969a), em seu estudo ainda nas mesmas 155 amostras de arenitos, encontra uma relação entre porosidade efetiva (ϕ_{ef}), *Free Fluid Index (FFI)* e saturação irreduzível de água (S_{wr}), descritas a seguir. A partir disto, o autor se baseou na equação 3.3 utilizando o parâmetro *FFI*, propondo um novo modelo muito semelhante ao de SEEVERS (1966).

$$\phi_{ef} = \left[1 - \frac{S_{wr}}{100} \right] \phi \quad (3.16)$$

$$S_{wr} = 100 \left[1 - \frac{a(FFI)+b}{\phi} \right] \quad (3.17)$$

$$\phi = a FFI + b \quad (3.18)$$

na qual ϕ_{ef} é a porosidade efetiva (p.u), ϕ é a porosidade total (p.u), S_{wr} é a saturação irreduzível de água (p.u), *FFI* é o *Free Fluid Index* (p.u) e a e b são constantes empíricas.

Ainda em 1969, TIMUR (1969b) aprimorou seu modelo com 188 amostras de arenitos, estabelecendo uma relação dos sinais de RMN com o *Free Fluid Index (FFI)* a partir de três componentes com decaimentos em tempos diferentes (representando porcentagens do espaço poroso total), chamando-o de *FFI3*. O autor indica que *FFI3* é praticamente idêntico ao valor de ϕ_{ef} , e por isso define-o assim. Este trabalho começa a levar em conta que diferentes tamanhos de poros representam tempos de relaxação diferentes, e que isto afeta a predição de permeabilidade.

COATES *et al.* (1991), analisando amostras de arenitos, propõem um modelo a partir do modelo de TIMUR (1969b) para estimar a permeabilidade (k), baseando-se na relação entre *Free Fluid Index (FFI)*, ou *Free Fluid Volume (FFV)*, e *Bulk Volume Irreducible (BVI)*, ou *Bound Fluid Volume (BFV)* – este último definido como a soma de fluido adsorvido por argilominerais e fluido preso por capilaridade. O modelo está expresso na equação a seguir:

$$k_{TC} = c \left(\frac{\phi}{100} \right)^a \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^b \quad (3.19)$$

na qual k é a permeabilidade (mD), ϕ é a porosidade (p.u), *FFI* é o *Free Fluid Index* (ms·p.u) e *BVI* é o *Bulk Volume Irreducible* (ms·p.u). Os valores dos expoentes a e b e o pré-multiplicador c são determinados via método de RLM. Para arenitos, utiliza-se $a = 4$ e $b = 2$ (KENYON *et al.*, 1988). Esta é uma das equações mais utilizadas pela indústria do petróleo, conhecida como equação de Timur-Coates (TC).

O valor do termo FFI/BVI (ou FFV/BFV) é conhecido a partir do teor de corte (*cutoff*) de T_2 ($T_{2cutoff}$), utilizando-se 100 ms para carbonatos, e 33 ms para arenitos. A área abaixo da curva de T_2 à esquerda do valor de $T_{2cutoff}$ representa o valor de *BVI*, em que o fluido está preso por capilaridade ou adsorvido por argilominerais; já a área à direita deste corte, representa o valor de *FFI*, do fluido livre, móvel (Figura 17). Estes valores foram definidos a partir de estudos com diversas amostras de rochas nas duas litologias.

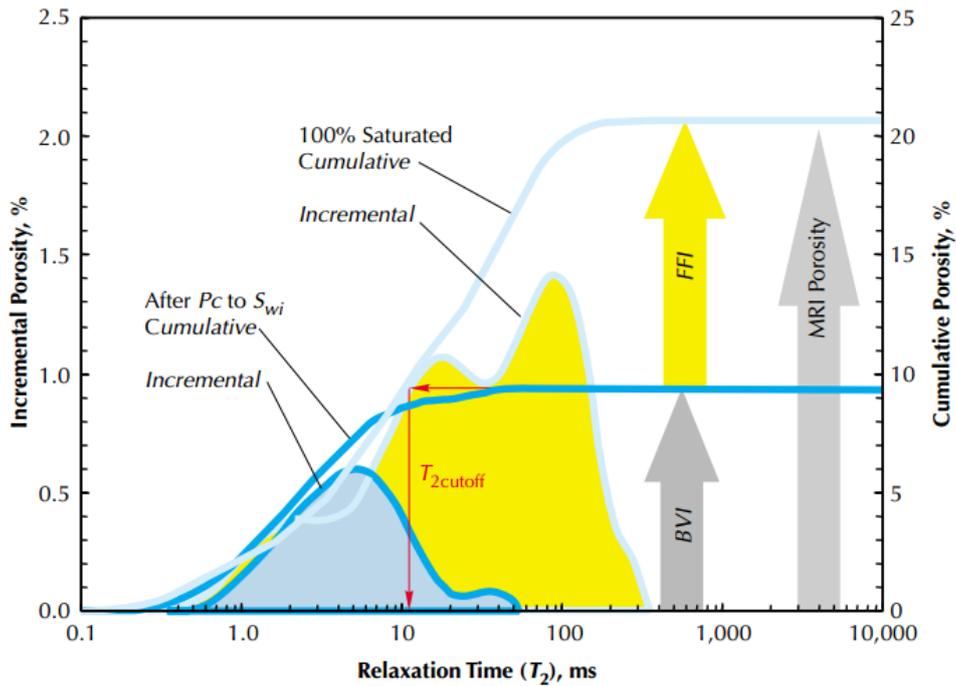


Figura 17. Esquematização do método de determinação do valor do $T_{2\text{cutoff}}$, e, consequentemente, a razão FFI/BVI (COATES *et al.*, 1999).

Há vantagens e desvantagens na utilização de cada modelo. Os dois apresentam o termo referente à contribuição da porosidade para a permeabilidade, então o que os difere seria o referente ao segundo parâmetro analisado – ambos são usados para descrever mudanças na relação superfície-volume, causando influência sobre a estimativa de permeabilidade (COATES *et al.*, 1999). O modelo de Timur-Coates (k_{TC}) se apresenta mais flexível que o modelo de Kenyon (k_{SDR}), devido ao termo FFI/BVI não ser afetado pela presença de hidrocarbonetos; enquanto que o modelo de Kenyon, em zonas saturadas por água, pode apresentar uma melhor performance, pois independe da distribuição do tamanho dos poros da litologia. As representações destes termos podem ser vistas na Figura 18 abaixo.

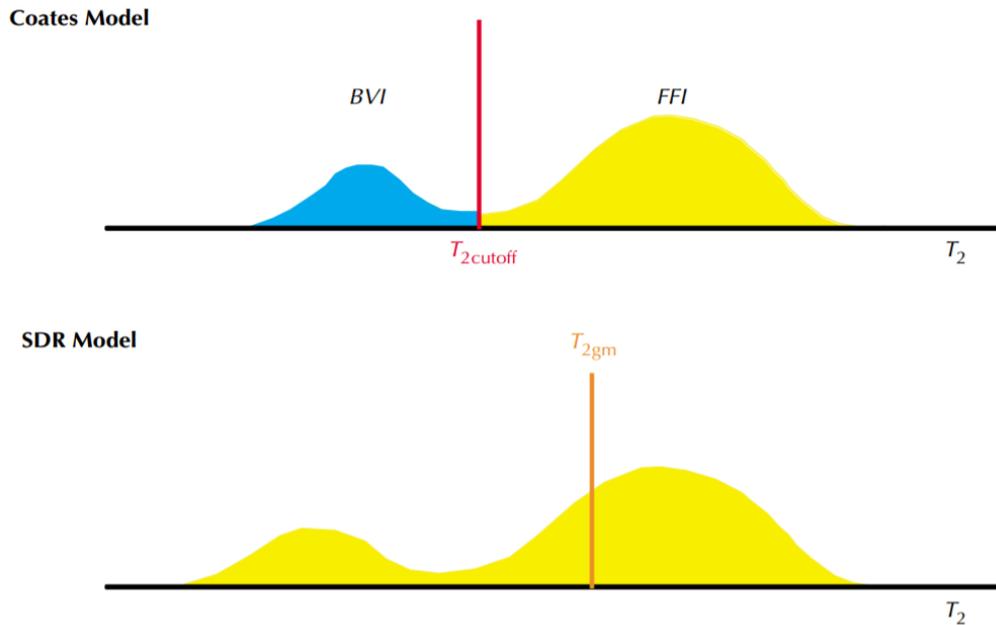


Figura 18. Representação do termo FFI/BVI do modelo de Timur-Coates (acima) e do termo T_{2LM} (T_{2GM}) SDR (abaixo) (COATES *et al.*, 1999)..

Para uma melhor predição da permeabilidade no modelo Timur-Coates, definir o valor exato do $T_{2cutoff}$ para cada amostra – fazendo-o através de centrífuga para determinação da saturação irreduzível ou experimento de MICP (*Mercury Injection Capillary Pressure*) –, pode resultar em estimativas mais confiáveis.

3.2.4.2.3 Unidades das Equações

Uma das dificuldades mais encontradas nas bibliografias estudadas é a omissão das unidades utilizadas nos modelos de permeabilidade RMN pelos autores. A falta desta informação pode ocasionar em erros nos dados de entrada dos parâmetros, além de comparações equívocas dos resultados. Por isso, viu-se a necessidade deste subcapítulo, para explicitar exatamente as unidades usadas nas equações k_{SDR} e k_{TC} , a fim de não se propagar mais estes erros, e deixar esse assunto mais claro para futuros trabalhos.

Primeiro, é importante ressaltar que a unidade internacional (*SI unit*) de permeabilidade é m^2 . E que, em petrofísica, é comum expressá-la em mili-Darcy (mD), que equivale à 1×10^{-3} Darcy (D) – que por sua vez, representa, aproximadamente, $1 \mu m^2$ ou $1 \times 10^{-12} m^2$, como citado anteriormente (Subcapítulo 3.1.3). Além disso, muito se

confunde também a unidade de porosidade, já que há duas possíveis entradas: em fração (variando de 0 a 1) e em $p.u$ (variando de 1 a 100%). Assim, saber com qual unidade dar entrada o valor da porosidade se torna importante.

Nos modelos originais, na equação k_{SDR} a porosidade é expressa em $p.u$, e a unidade do seu pré-multiplicador c depende do expoente de T_{2LM} , sendo assim, expresso em mD/ms^b ; já em k_{TC} , também é dada a entrada com a porosidade em $p.u$, porém, o seu pré-multiplicador c é expresso em mD , diferente de k_{SDR} . Isso se deve ao fato de que o segundo termo da equação de Timur-Coates, FFI/BVI , é adimensional, enquanto que o segundo termo de Kenyon é o T_{2LM} , expresso em milisegundos (ms), e este é elevado ao expoente b . Outro detalhe que muitas vezes passa despercebido pelos autores é o fato da equação original de COATES *et al.* (1991) apresentar a divisão por 100 no termo da porosidade (porosidade/100). Desta forma, quando a entrada é feita em unidade $p.u$, este se transforma em fração ($p.u/100$). Por isso, se o operador da ferramenta der entrada com uma unidade diferente de $p.u$, como, por exemplo, a porosidade em fração – o que é muito comum de se encontrar na rotina de um petrofísico –, tem-se um equívoco nos resultados, gerando uma diferença na ordem de grandeza.

As unidades das equações e variações nas suas fórmulas encontradas no *Software Techlog*, da empresa Schlumberger, um dos mais utilizados para interpretação de perfis na indústria e o utilizado neste trabalho, apresentam algumas diferenças em relação às originais citadas nos subcapítulos anteriores (equações 3.14 e 3.19). Dito isto, e visto que este é um trabalho que se baseia na comparação de resultados, é preciso analisar exatamente qual a fórmula e as unidades de cada equação utilizada – tanto no programa Excel, para se calcular as permeabilidades RMN das coquinas da Formação Morro do Chaves, quanto no *Software Techlog*, utilizado ao final do trabalho no perfil de RMN da Formação Itapema.

As equações utilizadas no Excel são as já descritas em 3.14 (k_{SDR}) e 3.19 (k_{TC}). Já as equações para carbonatos no *Techlog* são:

$$k_{TC} = 10^4 c \cdot \phi^a \cdot \left(\frac{\phi - BFV}{BFV} \right)^b \quad (3.20)$$

na qual ϕ é a porosidade ($p.u$), BFV é o *Bound Fluid Volume* (ft^3/ft^3), a e b são os expoentes e c é o pré-multiplicador (mD). Os valores dos expoentes sugeridos para carbonatos, na equação k_{TC} , são iguais aos propostos para arenitos: $a = 4$ e $b = 2$. E

$$k_{SDR} = 10^4 c \cdot \phi^a \cdot \left(\rho \frac{T_{2LM}}{10^3}\right)^b \quad (3.21)$$

em que ϕ é a porosidade (p.u), ρ é a relaxatividade superficial do carbonato ($\mu\text{m/s}$) – usado apenas quando o parâmetro é ativado pelo programador –, T_{2LM} é a média geométrica do tempo de relaxação T_2 (segundos), a e b são os expoentes e c é o pré-multiplicador (mD/ms^b). Os valores dos expoentes sugeridos para carbonatos, na equação k_{SDR} , são $a = 2$ e $b = 2$.

Como pode-se observar, as duas equações no *Techlog* estão multiplicadas pela potência 10^4 . Por isso, o pré-multiplicador c , nas equações 3.14 e 3.19 usadas no Excel, deverão ser divididas por este valor, para poder comparar os valores de c igualmente. Essas sutis diferenças, que na maioria das vezes é ignorada pelos autores, podem acarretar em divergências nos resultados, atraso na análise e comparações errôneas e, por isso, este subcapítulo foi escrito, a fim de esclarecer melhor as diferenças encontradas tanto em literatura quanto na indústria.

3.3 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA

A análise de regressão é uma técnica estatística utilizada para investigar e modelar a relação entre variáveis, sendo uma das mais usadas na análise de dados. Um dos principais objetivos dessa análise é estimar parâmetros desconhecidos de um modelo (COELHO-BARROS *et al.*, 2008). Neste trabalho, estes parâmetros serão estimados a partir do método mais clássico de regressão linear: o método dos mínimos quadrados, que consiste em encontrar a equação da reta (*reta de regressão*, ou *reta de melhor ajuste*, ou *reta de mínimos quadrados*) que melhor se ajusta a um conjunto de dados – conhecida como a *equação de regressão* (TRIOLA, 2014).

A equação de regressão descreve, algebricamente, a relação de duas variáveis X e Y (TRIOLA, 2014). Mas, como muitos problemas de regressão envolvem mais de uma variável regressora (X), ou seja, mais de um coeficiente de regressão (β) – como as equações de permeabilidade por RMN, que levam em consideração tanto a porosidade quanto o tamanho dos poros –, este método de regressão é conhecido como Regressão Linear Múltipla.

Este modelo RLM é expresso na equação (3.18), em que há uma variável Y (variável dependente ou variável resposta) em relação a n variáveis X_j (variável independente ou regressora), $j = 1, 2, \dots, n$. O adjetivo “linear” indica que o modelo é linear em relação aos parâmetros, e não porque y é uma função linear dos x 's (COELHO-BARROS *et al.*, 2008).

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_k + \varepsilon_i \quad (3.22)$$

em que n é o número de amostras, y_i é a observação da variável dependente para a i -ésima amostra, $X = (x_1, x_2, \dots, x_k)'$ é um vetor de observações das variáveis independentes para a i -ésima amostra, $\beta = (\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k)'$ é um vetor de coeficientes de regressão (parâmetros), sendo β_0 o intercepto em y , e ε_i é um componente de erro aleatório. Assume-se que esses erros são independentes e seguem distribuição normal com média zero e desvio-padrão σ^2 .

Neste trabalho, os valores de y representam os valores de referência – permeabilidade medida à gás Hélio –, os valores de β_{i+1} são os expoentes a e b das equações de permeabilidade k_{SDR} e k_{TC} , e o intercepto β_0 representa o valor do pré-multiplicador c em ambas as equações RMN, como mostrado a seguir.

$$\log k_{gás} = \log c + a \log \phi + b \log T_{2\log mean} \quad (3.23)$$

sendo esta a equação linearizada para o modelo k_{SDR} .

$$\log k_{gás} = \log c + a \log \phi + b \log \left(\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \right) \quad (3.24)$$

sendo esta equação linearizada para o modelo k_{TC} .

O problema em questão neste estudo, então, é estimar os valores dos coeficientes β_i , a partir do conjunto de dados de permeabilidade medida $k_{\text{GÁS}}$, ϕ , $T_{2\log mean}$ e FFI/BVI .

De acordo com TRIOLA (2014), o uso da equação de regressão para predições é muito comum. Porém, deve-se usá-la apenas se:

- o gráfico da reta de regressão no diagrama de dispersão confirmar que a reta se ajusta aos dados de maneira razoavelmente boa;
- o coeficiente de correlação linear R (coeficiente de *Pearson*) indicar que há uma correlação linear entre as variáveis (explicado no Subcapítulo 3.3.1 a seguir);

- os dados não forem muito além do alcance dos dados amostras disponível – predição muito além do alcance dos dados pode gerar uma *extrapolação*, resultando em predições ruins;

Caso a equação de regressão não pareça ser útil para fazer predição, o melhor valor predito de uma variável é a sua estimativa pontual, que é a média amostral (TRIOLA, 2014).

Como resultado de uma regressão múltipla realizada no excel, o próprio programa fornece informações relevantes, dentro de uma Análise de Variância (ANOVA). Um dos resultados mais expressivos da regressão é o “*F de significância*”, que representa uma espécie de desvio-padrão que mede a dispersão em torno da reta de regressão. Considerando um nível de significância de 0,05 (ou 5%) (explicado no Subcapítulo 3.3.2), se o *F de significância* for $< 0,05$, a regressão é significativa, e se for $\geq 0,05$, a regressão não é significativa. Outro parâmetro dado pela RLM no excel é o *p-valor* para cada parâmetro, que será explicado no Subcapítulo 3.3.2.

3.3.1 Parâmetros de Correlação

De acordo com TRIOLA (2014), a correlação entre dados geralmente é observada a partir de gráficos de dispersão, em que há o emparelhamento em (x, y). Este padrão de gráfico de pontos é, em geral, útil para se determinar se há uma *correlação* ou *associação* entre duas variáveis. Porém, como isso é apenas visual, é preciso alguma ferramenta para saber se realmente há uma correlação linear ou não, podendo ser representada por uma equação que melhor se ajusta aos dados.

A partir daí, surge o conceito de Coeficiente de Correlação Linear (R), ou *Coeficiente de Correlação de Pearson*, que mede a força de correlação linear entre valores quantitativos emparelhados de x e y em dados amostrais. O coeficiente de correlação em dados populacionais é conhecido como ρ . Este coeficiente varia entre -1 (correlação negativa exata) e 1 (correlação positiva exata), e não muda caso todos os valores de qualquer das variáveis mudem de escala. Outro fator importante também é que R é muito sensível à valores atípicos, no sentido de que um único valor atípico pode afetar drasticamente o seu resultado (TRIOLA, 2014). Para comprovar se o coeficiente de

correlação é significativo, realiza-se o Teste de Hipóteses, explicado no Subcapítulo 3.3.2 a seguir.

Ainda segundo o mesmo autor, além do coeficiente de Pearson (R), utiliza-se muito o Coeficiente de Determinação Múltipla (R^2), que é uma medida de quão bem a equação de regressão múltipla se ajusta aos dados amostrais. Este parâmetro é muito empregado em gráfico de dispersão de porosidade e permeabilidade (K_{Phi}) na petrofísica, mas apresenta um grande problema: ele pode ser afetado pelo *range*, ou variação, usado (DAVIES & FEARN, 2006) – e, por isso, não se deve observar apenas os valores de R^2 em um estudo estatístico de regressão múltipla. Por isso, neste trabalho, será utilizado apenas o Coeficiente de Correlação (R).

Segundo os autores BROOKS & BARCIKOWSKI (2012), uma quantidade de amostras insuficientes para validar modelos de regressão pode gerar erros estatísticos. Desta forma, equações determinadas por análise de RLM apenas podem ser generalizadas para outros casos se a razão do tamanho de dados e o número de variáveis for de 30:1, para os autores PEDHAZUR & SCHMELKIN (2013); e 10:1, para MILLER & KUNCE (1973). Visto que serão estudadas 45 amostras utilizando 2 variáveis, os modelos encontrados neste trabalho poderão ser validados em outros casos, dentro do proposto por MILLER & KUNCE (1973) – e esta será a parte final dos resultados, em que os modelos encontrados pelas regressões serão aplicados e validados em perfis de RMN da Formação Itapema, formada por coquinas correlatas às estudadas na Formação Morro do Chaves.

3.3.2 Teste de Hipóteses

Segundo TRIOLA (2014), o conceito básico do Teste de Hipóteses, ou *Teste de Significância*, é um procedimento para se testar uma afirmativa sobre uma propriedade de uma população, ou conjunto de amostras. Ele se baseia na regra do “evento raro” para Inferência Estatística, definindo-se que: “*se, sob uma dada suposição, a probabilidade de um evento observado particular é extremamente pequena, concluímos que a suposição provavelmente não é correta*”. Neste trabalho, a utilização dessa ferramenta estatística têm como objetivo assegurar a afirmativa de que a equação de regressão encontrada, a partir de dados amostrais, é correlacionável.

Para comprovar a significância dos coeficientes de correlação encontrados no presente estudo, deve-se realizar o seguinte teste de hipóteses:

- Hipótese Nula (H_0): $p\text{-valor} = 0$ (Não há nenhuma correlação linear.)
- Hipótese Alternativa (H_1): $p\text{-valor} \neq 0$ (Há uma correlação linear.)

em que $p\text{-valor}$, ou Valor de Probabilidade, é uma medida da significância da equação de regressão múltipla, evidenciando quão bem essa equação se ajusta aos dados amostrais. O nível de significância (α) é a probabilidade de se recusar a Hipótese Nula quando esta é verdadeira. Assim, se a Hipótese Nula, ao nível de significância determinado ($\alpha = 0.05$, o mais comum usado em literatura), for rejeitada, conclui-se que efetivamente existe uma relação significativa entre as variáveis (TRIOLA, 2014). Desta forma, diz-se que há significância estatística ou que o resultado é estatisticamente significativo quando o $p\text{-valor}$ observado é menor que o nível de significância (α) definido para o estudo.

Como um resultado das RLM's, o próprio programa Excel já fornece os valores de $p\text{-valor}$ para cada parâmetro da equação.

3.3.3 Parâmetros Estatísticos

Média (M) é uma medida de variável de tendência central. Variância (V), Desvio-padrão (σ) e Coeficiente de Variação (CV) são medidas de dispersão de dados populacionais ou amostrais. Estes parâmetros estatísticos são muito usados para determinar o grau de variabilidade de um conjunto de valores, tornando a análise de uma amostra mais confiável. Já o Erro Quadrático Médio (EQM) é muito útil na comparação de estimadores, sendo o mais eficaz aquele com menor variância.

A média aritmética (M_a) é uma medida de posição central de um conjunto de dados. Esta pode auxiliar em uma análise resumida sobre a amostra analisada.

A variância (V) é utilizada para expressar o quanto um conjunto de dados se desvia da média. A vantagem de se usar o desvio-padrão ao invés da variância, é que o desvio-padrão é expresso na mesma unidade dos dados, o que facilita a comparação.

$$V = \sum \frac{(x_i - M_a)^2}{n} \quad (3.25)$$

em que x_i é o i -ésimo valor no conjunto de dados, M_a é a média aritmética dos dados e n é a quantidade de dados.

O desvio-padrão (σ) representa uma medida de dispersão em torno da média populacional ou amostral, indicada pela raiz quadrada da variância, de forma que seja um número não-negativo e de mesma unidade dos dados fornecidos.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - M_a)^2}{n}} \quad (3.26)$$

Um baixo desvio-padrão indica que os pontos dos dados tendem a estar próximos da média ou do valor esperado; já um alto desvio-padrão, indica que os pontos dos dados estão espalhados por uma ampla gama de valores – ou seja, há uma alta dispersão, ou heterogeneidade nos dados. Quanto mais próximo de 0 for, mais homogêneo estes são.

O Coeficiente de Variação (CV) é interpretado como a variabilidade dos dados (desvio-padrão) em relação à média, sendo usado quando se precisa comparar variáveis que apresentam médias diferentes. Como o desvio-padrão representa o quanto os dados estão dispersos em relação à uma média, ao comparar amostras com médias diferentes, a sua utilização pode gerar erros de interpretação. Desta forma, ao confrontar dois conjuntos de dados, o mais homogêneo será o que apresentar o menor coeficiente de variação. Este parâmetro é calculado pela razão do desvio-padrão e da média, de acordo com a equação abaixo.

$$CV = \frac{\sigma}{M_a} \quad (3.27)$$

em que σ é o desvio-padrão e M_a é a média aritmética dos dados.

Os autores DAVIES & FEARN (2006) mostram, em um estudo com 200 amostras, como o coeficiente de determinação R^2 pode não ser uma boa medida para calibração devido à sua sensibilidade ao número de observações estudados, e introduzem o termo “*Standard Error of Performance*”, da sigla em inglês *SEP*. Este é exatamente o mesmo conceito do Erro Quadrático Médio, mais conhecido como EQM ou *MSE* (*Mean Standard Error*) na sigla em inglês, definido pelo somatório das diferenças entre os valores de referência (V_{ref}) e dos valores estimados (V_{est}) elevadas ao quadrado, dividido pelo número de observações (n).

$$EQM = \sum \frac{(V_{ref} - V_{est})^2}{n} \quad (3.28)$$

Este parâmetro permite analisar o quanto os modelos estimadores se aproximam do modelo de referência, e o quão precisa pode ser essa previsão.

Como o modelo utilizado neste trabalho prevê dados em escala logarítmica, para o cálculo das diferenças foi retirado o \ln (logaritmo natural ou *neperiano*) dos dados.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Utilizou-se um conjunto de 45 plugues de coquinas da Formação Morro do Chaves, retirados de um testemunho contínuo de sondagem (UFRJ 2-SMC-02-AL), perfurado na antiga Pedreira Atol (mina Intercement), na cidade de São Miguel dos Campos, em Alagoas (WGS84 09° 45'17''S / 36°09'14''W). Nos plugues, foram realizadas a limpeza por *Soxhlet* e medições de petrofísica básica (porosidade, permeabilidade e densidade dos grãos) pelo Laboratório de Petrofísica Básica da empresa Solintec; além da saturação por KCl e medições de distribuição dos tempos de relaxação T_2 através de RMN, ambas realizadas no Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica da UFF (UFFLAR). A descrição macroscópica das amostras foram feitas de acordo com a classificação de GRABAU (1904), e os perfis de RMN da Fm Itapema foram cedidos pelo Projeto PRÉ-SAL do Laboratório de Geologia Sedimentar da UFRJ.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS

Os plugues foram confeccionados pela empresa Solintec, e possuem formato cilíndrico, de dimensões 2,5 cm de diâmetro x 4,5 cm de altura (Figura 19). As coquinas foram descritas de acordo com a classificação de GRABAU (1904) por geólogos do Projeto SACL (projeto anterior ao atual Projeto PRÉ-SAL), como pode ser visto no Apêndice 1. Esta classificação é concebida para rochas predominantemente carbonáticas, que apresentam mais de 50% de grãos carbonáticos, de origem detrítica (alóctones ou parautóctones) – ou seja, rochas que sofreram transporte sedimentar significativo. As litologias são divididas da seguinte forma:

1. Calcilitos: sedimentos com granulometria inferior a 0,0625 mm;
2. Calcarenitos: sedimentos com granulometria entre 2 – 0,0625 mm;
3. Calcirruditos: sedimentos com granulometria superior a 2 mm.

De forma geral, as amostras de coquinas utilizadas neste trabalho foram classificadas como calcirruditos e calcarenitos, apresentando mineralogia composta principalmente por calcita, constituída de conchas de bivalves, com quantidades variáveis de micrita, espato, quartzo, feldspato e litoclastos na matriz.

TAVARES *et al.* (2015) descrevem amostras em uma frente de lavra da mina Intercement, antiga Pedreira Atol, classificando-as de acordo com: composição, indicando quantidade de micrita e/ou material siliciclástico; e o grau de fragmentação das conchas. Os autores interpretam que as fácies com predomínio de conchas fragmentadas, com menos de 10% de micrita, foram depositadas em barras subaquosas, acima do nível base de ação de ondas de tempo bom; aquelas que apresentam alta fragmentação das conchas, com menos de 10% de micrita, indicariam que houve retrabalhamento constante, em um ambiente de energia moderada a alta; e as fácies com conchas inteiras e acima de 10% de micrita teriam sido depositadas entre o nível base de ação de ondas de tempo bom e de tempestade.

RIGUETTI *et al.* (2018) descreve macro- e microscopicamente os testemunhos do poço 2-SMC-02-AL, o mesmo utilizado neste trabalho, para caracterização faciológica e estratigráfica das coquinas da Formação Morro do Chaves. O estudo dividiu o poço em quatorze fácies sedimentares em três sucessões de fácies lacustrinas: *Nearshore*, *Offshore* e Fluxos Hiperpicnais.

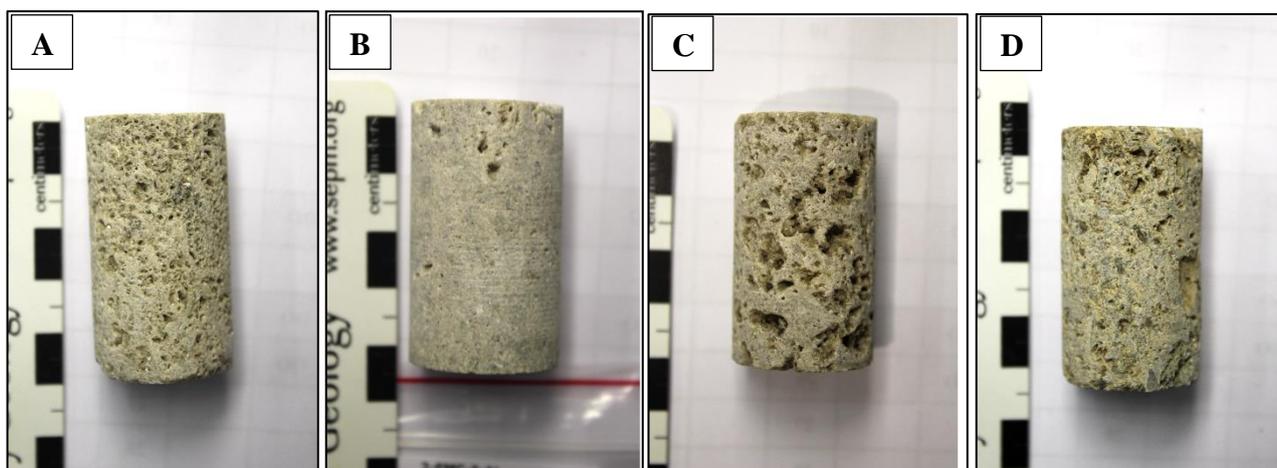


Figura 19. (A) Calcarenito de prof. 98,55 m. (B) Calcirrudito de prof. 140 m. (C). Calcarenito de prof. 180 m. (D) Calcirrudito de prof. 66,63 m.

4.2 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS E PETROFÍSICA BÁSICA

4.2.1 Limpeza das Amostras

Os plugues passaram por um processo de limpeza para extrair fluidos saturantes, que podem contaminar o espaço poroso. Foram utilizados os procedimentos descritos na

Norma API RP 40 para o preparo e ensaios petrofísicos. A limpeza consistiu na extração de óleo nativo e sal e secagem em estufa seca a 60°C. O solvente utilizado nos extratores *Soxhlets* para remoção dos hidrocarbonetos nativos e o fluido de perfuração impregnados nos plugues foi o tolueno. Após a secagem em estufa seca a 45°C, utilizou-se metanol para remover os sais presentes.

4.2.2 Petrofísica Básica

Após a limpeza, as amostras são medidas por um paquímetro (diâmetro e comprimento) e pesados em uma balança de precisão. A partir disto, pode-se calcular o volume total das amostras (V_{total}) e a sua massa seca (M_{seca}). Os ensaios de petrofísica básica foram realizados sob pressão de confinamento padrão para afloramentos de 500 psig. Para os ensaios de porosidade (ϕ), utilizou-se o porosímetro da *CoreLab UltraPore-300*, no qual se baseia no princípio de expansão gasosa da lei de Boyle. Para os ensaios de permeabilidade (k) ao ar, utilizou-se o permeômetro da *CoreLab UltraPerm-600*, no qual se baseia na lei de Darcy. Ambos utilizam o gás de Nitrogênio (N_2) sob altas pressões. Além disso, durante o ensaio de permeabilidade há a correção pelo Efeito Klinkenberg, aproximando-a ao escoamento de um líquido (SCHÖN, 2016).

4.3 SATURAÇÃO DAS AMOSTRAS

Após os ensaios de petrofísica de rotina, e antes das medições de RMN, as amostras foram saturadas em salmoura com 30.000 ppm de cloreto de potássio (KCl), a fim de minimizar uma possível reação da solução com material argiloso presente. A densidade da salmoura foi de 1.0167 g/cm³ à temperatura de 21.9°C. Para isto, utilizaram-se duas técnicas: aplicação de vácuo (técnica sorrisal) com as amostras mergulhadas na salmoura, para plugues com alta permeabilidade; e, além do vácuo, aplicação de pressões de até 2000 psi durante aproximadamente 24 horas, com estas também mergulhadas na salmoura, para plugues com baixa permeabilidade (Figura 20).

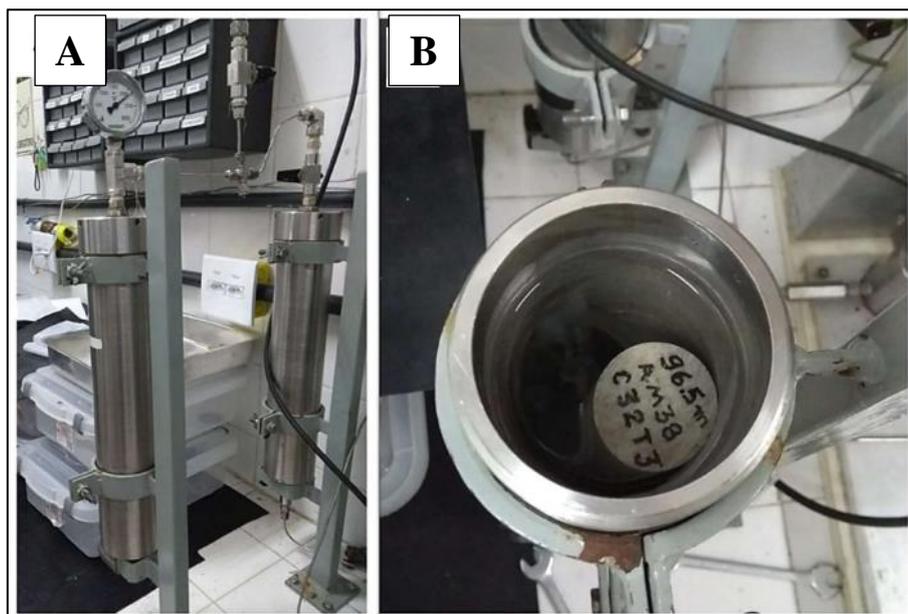


Figura 20. Fotos dos equipamentos de saturação de amostras de baixa permeabilidade. Em (A), a célula onde as amostras permanecem por 24hs, emerso em salmoura, sob pressão de 2000 psi. Em (B), o detalhe do interior da célula, mostrando a amostra emersa em fluido.

Para verificar a satisfatoriedade da saturação, as amostras são pesadas novamente, e sua massa molhada (M_{mol}) é subtraída da massa seca (M_{seca}), obtendo-se a massa da solução (M_{sol}) que entrou na amostra. Com isto, o volume de solução (V_{sol}) presente na amostra é calculado, dividindo-se M_{sol} pela densidade da salmoura. Assim, o cálculo da saturação pode ser feito, através da equação $S = V_f / V_p$, em que V_f é o volume de fluido e V_p é o volume poroso. Valores acima de 95% garantem uma boa medição RMN.

4.4 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

O equipamento utilizado para realizar as medições dos tempos de relaxação T_2 pela RMN foi o GeoSpec2 da empresa *Oxford Instruments* (UK), com campo magnético (B_0) igual à 0,047 T e frequência de ressonância de 2 MHz para o isótopo de ^1H (hidrogênio). O equipamento pertence ao Laboratório para Aplicações da RMN e Petrofísica (UFFLAR), da Universidade Federal Fluminense (Figura 21). A técnica utilizada para medir o tempo de relaxação T_2 foi a sequência de pulsos CPMG, a mais utilizada neste tipo de estudo petrofísico. O controle das aquisições foi feito utilizando o

software GIT (*Green Imaging Technologies*), de acordo com a Tabela 1. Antes de submeter as amostras ao ensaio, estas são envolvidas em *teflon*, para conter a perda de fluido ao longo do experimento. Seguido este procedimento, faz-se a calibração do equipamento com uma amostra padrão. Só após esta calibração que pode ser dado o início das análises. Os valores da razão sinal/ruído (SNR) obtidos, em sua maioria, foram acima de 100.



Figura 21. (A) Amostras guardadas em potes preenchidos por salmoura (KCl 30 Kppm) para não haver escape de fluido antes da leitura pelo equipamento. (B) Equipamento GeoSpec2 do UFFLAR, utilizado neste trabalho.

Tabela 1. Parâmetros de Aquisição da RMN.

Parâmetros de Aquisição	
Tempo Tau (t)	0,2 ms
Recycle Delay (RD)	10-30 s
Número de Ecos	16250

4.5 REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA

No presente trabalho, o programa utilizado para realizar os cálculos das RLM foi o Excel 2016. Os parâmetros estatísticos usados para analisar a correlação entre os dados de permeabilidade são: Coeficiente de Correlação de Pearson (R) e o Teste de Hipóteses. O nível de confiança usado na regressão foi de 95%, ou seja, o nível de significância é de 5%. Média, Desvio-padrão e Coeficiente de Variação também são calculados, para análise da variabilidade. O Erro Quadrático Médio será utilizado para comparação dos modelos de predição.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 PETROFÍSICA BÁSICA

Os resultados obtidos a partir das análises de petrofísica básica de porosidade (ϕ) e permeabilidade (k) a gás são mostrados na Tabela 2 a seguir. Além dos parâmetros petrofísicos, também se obtém os valores para densidade das amostras (g/cm^3).

Tabela 2. Resultado das análises de petrofísica básica em 45 plugues.

Prof (m)	Densidade dos grãos (g/cm^3)	$\phi_{\text{GÁS}}$ (%)	Permeabilidade (mD)	
			a Gás	Klinkenberg
66,35	2,71	19,02	96,22	93,04
68,65	2,69	18,16	117,61	113,81
71,30	2,72	24,72	152,96	148,33
73,20	2,71	18,18	70,77	68,3
80,00	2,71	16,34	24,07	22,93
80,95	2,71	19,57	504,37	482,3
82,05	2,72	19,39	179,518	169,2
83,05	2,70	18,59	568,35	556,36
83,65	2,71	17,37	388,23	369,9
87,35	2,7	10,22	5,25	4,65
88,00	2,71	8,70	5,21	4,81
89,70	2,71	10,85	1,31	0,99
90,95	2,71	15,23	428,537	412,2
93,00	2,71	19,77	232,93	226,91
94,40	2,70	18,48	103,49	99,00
98,55	2,71	18,4	649,91	636,64
99,50	2,70	24,87	84,04	81,2
100,70	2,71	16,26	227,73	217,41
102,55	2,71	18,81	174,08	165,8
105,30	2,71	9,66	2,69	2,38
113,70	2,70	8,72	0,433	0,36
122,45	2,72	12,23	5,65	4,79
126,05	2,71	11,54	13,01	10,32
128,05	2,70	12,08	22,1	18,86
132,15	2,71	11,30	10,57	9,08
133,90	2,72	13,33	17,23	14,49
136,85	2,71	15,97	244,97	175,47
140,80	2,71	7,06	1,85	1,56
141,00	2,71	11,8	5,1	4,32
143,25	2,70	8,44	1,33	1,15
146,25	2,71	4,01	0,045	0,030
148,00	2,71	6,09	0,162	0,119
151,15	2,70	10,58	0,984	0,832

Prof (m)	Densidade dos grãos (g/cm ³)	$\phi_{GÁS}$ (%)	Permeabilidade (mD)	
			a Gás	Klinkenberg
154,20	2,70	16,59	77,17	62,77
156,50	2,70	14,08	258,46	179,37
160,10	2,70	13,39	144,88	110,14
162,50	2,71	17,52	121,98	92,88
169,45	2,71	7,74	0,166	0,095
170,65	2,68	20,19	366,68	243,58
173,50	2,71	10,79	5,77	5,16
176,85	2,72	9,84	1,73	1,47
180,00	2,71	16,75	245,09	173,11
184,95	2,72	11,06	63,56	51,48
187,95	2,70	12,14	152,43	107,63
189,40	2,70	15,10	273,66	191,58

Nota-se que a porosidade varia entre 4% e 24% e a permeabilidade, corrigida por Klinkenberg, entre 0,03 mD e 649 mD. A densidade varia entre 2,68 g/cm³ e 2,72 g/cm³, mas apresenta predominância de calcita na composição, com densidade 2,71g/cm³. Estes dados serão utilizados como base para comparação com os dados obtidos pela RMN. Na Figura 22, é apresentado o gráfico de dispersão porosidade *versus* permeabilidade (conhecido como gráfico KPhi).

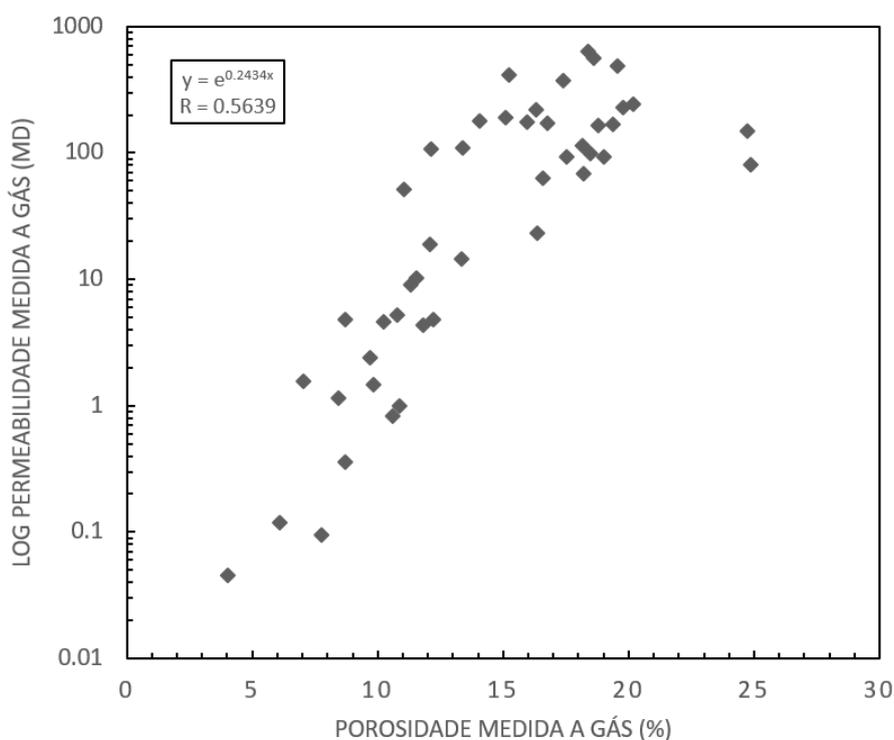


Figura 22. Gráfico de dispersão porosidade x log permeabilidade (KPhi).

Neste gráfico de dispersão, pode-se observar que os dados petrofísicos das coquinas apresentam uma linearidade aparente – conforme a porosidade aumenta, há o aumento da permeabilidade também. Portanto, há uma tendência já visível, não havendo uma alta dispersão dos dados ou uma não-correlação aparente de porosidade-permeabilidade, como, geralmente, é esperado em carbonatos. Desta forma, as coquinas se apresentam bem comportadas. Além disso, o coeficiente de correlação de Pearson é $R = 0,563$, como mostrado no gráfico.

5.2 ESTIMATIVA DE POROSIDADE POR RMN

Na Tabela 3 têm-se os resultados de porosidade (%) através de RMN, o Índice de Saturação (IS), a Razão Sinal-Ruído (SNR), a média geométrica da curva de T_2 (T_{2LM}) e a Razão FFI/BVI das 45 amostras estudadas.

Tabela 3. Resultado de porosidade calculada por RMN, IS, SNR, T_{2LM} e FFI/BVI.

Prof (m)	ϕ_{RMN} (%)	IS (%)	SNR	T_{2LM} (ms)	FFI/BVI
66,35	18,4	90,76	329,82	212,08	48,48
68,65	18,0	91,33	317,23	269,16	61,40
71,30	24,4	115,18	372,99	210,14	33,69
73,20	17,7	99,07	215,54	262,50	61,51
80,00	15,4	96,76	344,32	64,84	10,10
80,95	17,5	100,88	319,16	528,98	198,94
82,05	16,7	96,28	129,50	357,17	101,71
83,05	17,7	86,14	367,41	484,41	149,90
83,65	15,8	95,58	242,35	434,79	124,04
87,35	9,6	67,79	61,44	50,97	7,91
88,00	9,0	96,09	164,48	133,05	22,40
89,70	11,4	64,97	136,05	19,72	3,99
90,95	13,7	90,30	141,30	274,38	60,69
93,00	17,9	93,98	195,47	437,61	128,81
94,40	17,9	94,39	205,23	56,12	8,18
98,55	18,0	93,56	410,64	398,11	98,78
99,50	24,6	96,54	409,87	105,74	11,76
100,70	15,9	94,76	266,28	458,52	142,40
102,55	18,1	97,29	300,05	310,93	78,29
105,30	10,2	99,61	174,14	111,59	35,91
113,70	8,9	97,22	180,65	23,31	3,32
122,45	12,1	98,06	116,91	75,43	36,09
126,05	11,2	92,90	200,16	225,06	60,92
128,05	13,6	98,48	124,12	145,10	37,12
132,15	10,5	98,91	181,49	177,51	26,81

Prof (m)	ϕ_{RMN} (%)	IS (%)	SNR	T _{2LM} (ms)	FFI/BVI
133,90	13,0	96,81	117,08	165,91	61,74
136,85	15,1	102,63	160,37	405,28	188,31
140,80	7,6	101,01	145,25	41,78	8,54
141,00	11,1	96,49	223,35	354,02	87,54
143,25	8,9	91,83	182,57	17,66	13,66
146,25	4,4	95,09	71,48	11,507	3,31
148,00	6,2	94,39	133,05	83,05	20,12
151,15	10,0	95,98	188,42	247,75	75,84
154,20	16,2	96,12	145,49	390,13	102,54
156,50	13,6	92,43	234,65	571,31	219,23
160,10	13,1	94,15	233,52	638,80	195,73
162,50	17,6	95,19	286,47	311,07	106,08
169,45	8,0	84,81	85,24	17,66	8,22
170,65	20,1	96,41	442,12	130,66	22,76
173,50	11,0	97,49	103,91	102,52	28,55
176,85	9,1	100,46	159,03	98,66	33,40
180,00	16,3	93,96	333,07	749,30	274,24
184,95	11,2	101,49	108,97	285,17	59,68
187,95	12,4	97,29	240,53	461,20	148,67
189,40	15,2	101,50	278,78	463,14	166,74

Nota-se que 89% das amostras possuem IS satisfatório, com $\pm 10\%$ de erro – este é um limite que se apresenta satisfatório neste estudo. As amostras que resultam em um IS fora do aceitável contêm poros vulgares na parede do plugue, permitindo o escape do fluido com maior facilidade antes e durante o processamento. Os plugues 87,35 m e 89,70 m, que apresentam os mais baixos IS, respectivamente 67,79% e 64,97%, foram cortados após a medição de petrofísica básica, e, por isso, resultaram nesses valores tão baixos.

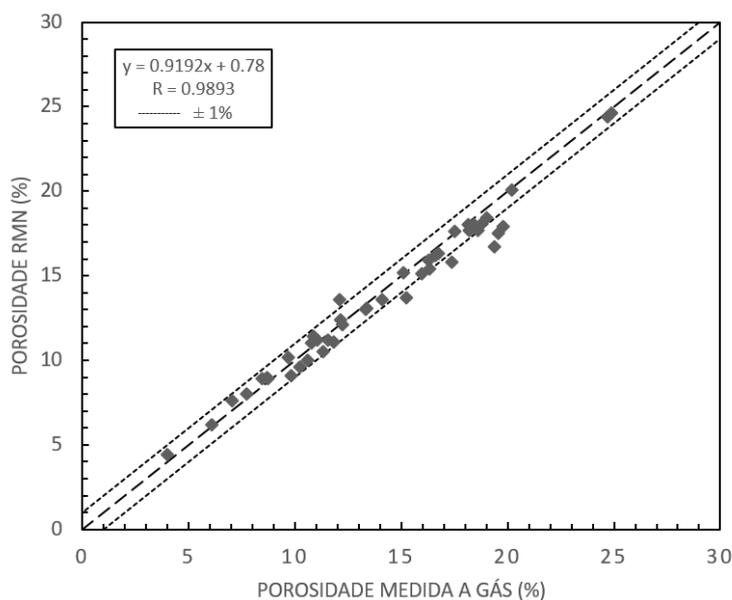


Figura 23. Gráfico porosidade a gás x RMN (n=45).

Em geral, os valores de SNR apresentaram uma ótima qualidade do sinal de RMN, acima de 100. Apenas três amostras não obtiveram esse valor (87,35 m, 146,25 m e 169,45 m), possivelmente devido à subamostragem após o ensaio de petrofísica básica, ocasionando um índice de saturação subestimado, como citado anteriormente; e a valores de permeabilidade muito baixos, podendo afetar na leitura do sinal.

Na Figura 23, o gráfico de $\phi_{GÁS}$ versus ϕ_{RMN} exibe uma ótima correlação ($R = 0,989$) para a amostragem total ($n=45$). Isto indica a ótima qualidade dos dados obtidos pela RMN. A diferença máxima entre os valores é 2,69 pontos percentuais na amostra de profundidade 82,05m.

5.3 ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RMN

Os resultados das estimativas de permeabilidades por RMN foram obtidos através do programa Excel 2016. Primeiro, foram comparados os valores de permeabilidade à gás após correção da amostragem total ($n=45$), tidos como referência, com as estimativas a partir das equações de permeabilidade RMN com os valores dos coeficientes a , b e c propostos pela literatura (fixos). Em seguida, estes mesmos valores de referência foram comparados às estimativas RMN, mas agora com os valores dos coeficientes já ajustados pelo método de RLM. Após isto, e com a intenção de melhorar a compreensão do comportamento dos coeficientes, foi proposta uma separação para a RLM em dois grupos: amostras de alta ($n=18$) e baixa ($n=27$) permeabilidade, definidas pelo limite $100 \text{ mD} < k_{GÁS} < 100 \text{ mD}$, uma modificação do proposto por (GONÇALVES *et al.*, 2017). Foi estudada também uma separação de *clustes* baseada na geologia das amostras. Porém, como a amostragem total é baixa ($n=45$) neste estudo, estatisticamente, muitas subdivisões poderiam comprometer a validade do resultado, como explicado no Subcapítulo 3.3.1, sendo necessário uma maior quantidade de amostras para validação.

O procedimento de separação pelo valor de permeabilidade foi realizado com a intenção de se observar o comportamento dos coeficientes em amostras de alta permeabilidade, consideradas possíveis reservatórios, e comparar com os coeficientes utilizados no *Software Techlog* para carbonatos.

5.3.1 Amostragem Total

Para a estimativa pelo modelo de Timur-Coates, utilizou-se a equação 3.19. Os valores dos coeficientes de literatura são $a = 4$, $b = 2$ para os expoentes; e $c = 100 \text{ mD}$ para o pré-multiplicador. Pelo método RLM na amostragem total ($n=45$), os valores obtidos foram $a = 5,05$, $b = 0,78$ para os expoentes; e $c = 3,45 \times 10^4 \text{ mD}$ para o pré-multiplicador. O teor de corte de $T_{2\text{cutoff}}$ utilizado foi de 100 ms para definir os valores de FFI e BVI .

Para a estimativa pelo modelo SDR, utilizou-se a equação 3.14. Os valores dos coeficientes de literatura são $a = 4$, $b = 2$ para os expoentes; e $c = 4 \text{ mD/ms}^2$ para o pré-multiplicador. Pelo método RLM na amostragem total ($n=45$), os valores obtidos foram $a = 4,48$, $b = 1$ para os expoentes; e $c = 0,12 \times 10^4 \text{ mD/ms}$ para o pré-multiplicador.

A Tabela 4 apresenta os valores dos coeficientes ajustados citados anteriormente, comparados aos valores de literatura (fixos). Nota-se que, em ambas as equações, o expoente a , do termo da porosidade, apresenta um aumento; e o expoente b , representando o segundo termo das equações, que se relacionam com o tamanho dos poros – em k_{SDR} , através do $T_{2\text{LM}}$, e em k_{TC} , através do FFI/BVI – diminui. Isto poderia evidenciar uma maior heterogeneidade na distribuição dos tamanhos dos poros, devido a diminuição do “peso” desse termo nas equações, compensada em uma maior relação de porosidade com permeabilidade.

Tabela 4. Valores obtidos pela RLM para os coeficientes das equações ($n=45$) comparados ao valores de literatura (fixos).

	AMOSTRAGEM TOTAL ($n=45$)		VALORES DE LITERATURA	
	Timur-Coates	SDR	Timur-Coates	SDR
A	5,05	4,48	4	4
B	0,78	1,00	2	2
C	$3,45 \times 10^4$	$0,12 \times 10^4$	100	4

A Tabela 5 exibe os valores absolutos das permeabilidades à gás e estimadas por k_{TC} e k_{SDR} , e suas respectivas médias, desvios-padrões (σ), coeficientes de variação (CV) e erro quadrático médio (EQM). A Figura 24 apresenta os gráficos $k_{\text{GÁS}} \times k_{\text{TC}}$ e $k_{\text{GÁS}} \times k_{\text{SDR}}$, com valores de literatura (fixo) e ajustados e seus respectivos coeficientes de

correlação R, e as Figuras 25 e 26 apresentam, em perfil profundidade x permeabilidade, uma comparação mais visual dos resultados dos métodos.

Nota-se que a média das estimativas com os coeficientes otimizados pela RLM (k_{TC} : 106,38 mD e k_{SDR} : 100,89 mD) são próximas à média da permeabilidade à gás (118,60 mD). Já as estimativas com os parâmetros fixos apresentam valores muito elevados, principalmente a estimativa de Timur-Coates (629,67 mD) sobre a de Kenyon (258,74 mD). Percebe-se a extrapolação dos resultados nestes métodos, principalmente em k_{TC} , que exibe uma média bem superior à de k_{SDR} – podendo esta ser um possível exemplo para a comum não utilização desse preditor em carbonatos.

Tabela 5. Permeabilidades à gás e estimadas pelos modelos Timur-Coates (k_{TC}) e Kenyon (k_{SDR}), mostrando a média aritmética, desvio-padrão, coeficiente de variação e erro quadrático médio.

Prof. (m)	$K_{GÁS}$ (mD)	K_{TC} (mD)		K_{SDR} (mD)	
		Fixo	Ajustado	Fixo	Ajustado
66,35	93,04	269,4	153,3	206,22	144,3
68,65	113,81	395,7	166,4	304,21	167,0
71,30	148,33	402,2	450,2	626,07	481,2
73,20	68,3	371,4	153,6	270,53	151,5
80,00	22,93	5,7	18,4	9,46	20,3
80,95	482,3	3711,9	371,8	1049,78	292,8
82,05	169,2	804,6	173,2	396,89	161,0
83,05	556,36	2205,4	313,3	921,25	281,3
83,65	369,9	958,8	155,2	471,24	154,8
87,35	4,65	0,5	1,5	0,88	2,1
88,00	4,81	3,3	2,6	4,65	4,2
89,70	0,99	0,3	2,0	0,26	1,7
90,95	412,2	129,8	43,9	106,08	52,7
93,00	226,91	1703,3	293,0	786,41	266,4
94,40	99,00	6,9	32,3	12,93	33,5
98,55	636,64	1024,3	243,4	665,51	248,0
99,50	81,2	50,6	201,8	163,80	249,1
100,70	217,41	1295,9	178,7	537,49	167,8
102,55	165,8	657,8	207,6	415,04	197,9
105,30	2,38	14,0	6,9	5,39	6,0
113,70	0,36	0,1	0,5	0,14	0,7
122,50	4,79	27,9	15,8	4,88	8,4
126,10	10,32	58,4	16,6	31,88	18,1
128,10	18,86	47,1	28,6	28,81	26,8
132,20	9,08	8,7	6,3	15,32	10,8
133,90	14,49	108,9	34,5	31,45	25,3
136,90	175,47	1843,5	174,0	341,56	118,6
140,80	1,56	0,2	0,5	0,23	0,6
141,00	4,32	116,3	21,2	76,11	27,6

Prof. (m)	K _{A GÁS} (mD)	K _{TC} (mD)		K _{SDR} (mD)	
		Fixo	Ajustado	Fixo	Ajustado
143,30	1,15	1,2	1,6	0,08	0,5
146,30	0,030	0,0	0,0	0,00	0,0
148,00	0,119	0,6	0,4	0,41	0,5
151,20	0,832	57,5	11,4	24,55	12,3
154,20	62,77	724,2	150,5	419,30	154,5
156,50	179,37	1644,1	118,3	446,64	107,0
160,10	110,14	1128,3	90,1	480,71	102,0
162,50	92,88	1079,7	231,1	371,38	175,5
169,45	0,095	0,3	0,7	0,05	0,3
170,70	243,58	84,5	128,5	111,46	129,4
173,50	5,16	11,9	8,3	6,15	7,6
176,85	1,47	7,7	3,7	2,67	3,2
180,00	173,11	5309,1	340,6	1585,32	306,6
184,95	51,48	56,0	16,3	51,19	23,0
187,95	107,63	522,60	55,40	201,15	57,90
189,40	191,58	1484,10	163,0	457,98	139,7
MÉDIA	118,60	629,67	106,38	258,74	100,89
DESVIO-PADRÃO	155,90	1053,00	118,42	341,38	112,17
CV	1,3150	1,6717	1,1132	1,3194	1,1118
EQM	-	3,375	0,890	1,874	0,800

Os valores de desvio-padrão nos fornece informação sobre a dispersão dos dados. Nos modelos fixos, há uma alta dispersão (k_{TC} : 1053 mD e k_{SDR} : 341,38 mD) quando comparado com os modelos estimados (k_{TC} : 118,42 mD e k_{SDR} : 112,17 mD), próximos ao desvio-padrão da permeabilidade medida (155,95 mD). O coeficiente de variação nos permite identificar que as predições otimizadas apresentam menor variabilidade nos dados, devido aos seus menores valores, sendo considerados mais homogêneos que as estimativas com coeficientes fixados.

O EQM, com as diferenças calculadas em *log*, é menor para os modelos regressivos, revelando que k_{TC} ajustado é aproximadamente 73% melhor estimador que k_{TC} fixo; já em k_{SDR} , o ajuste representa uma minimização de aproximadamente 57% no erro em relação ao modelo k_{SDR} fixo.

Na Figura 24, observa-se que as permeabilidades pelos modelos k_{SDR} e k_{TC} ajustados apresentam ótimas correlações com a permeabilidade à gás ($R = 0,939$ e $R = 0,932$, respectivamente). O modelo k_{TC} apresenta como um bom estimador, o que normalmente não é esperado em uma rocha carbonática, já que este modelo sofre bastante com variação dos tamanhos de poros, comum nesse tipo de rocha. Por isso, espera-se que haja uma maior discrepância nas estimativas por este modelo.

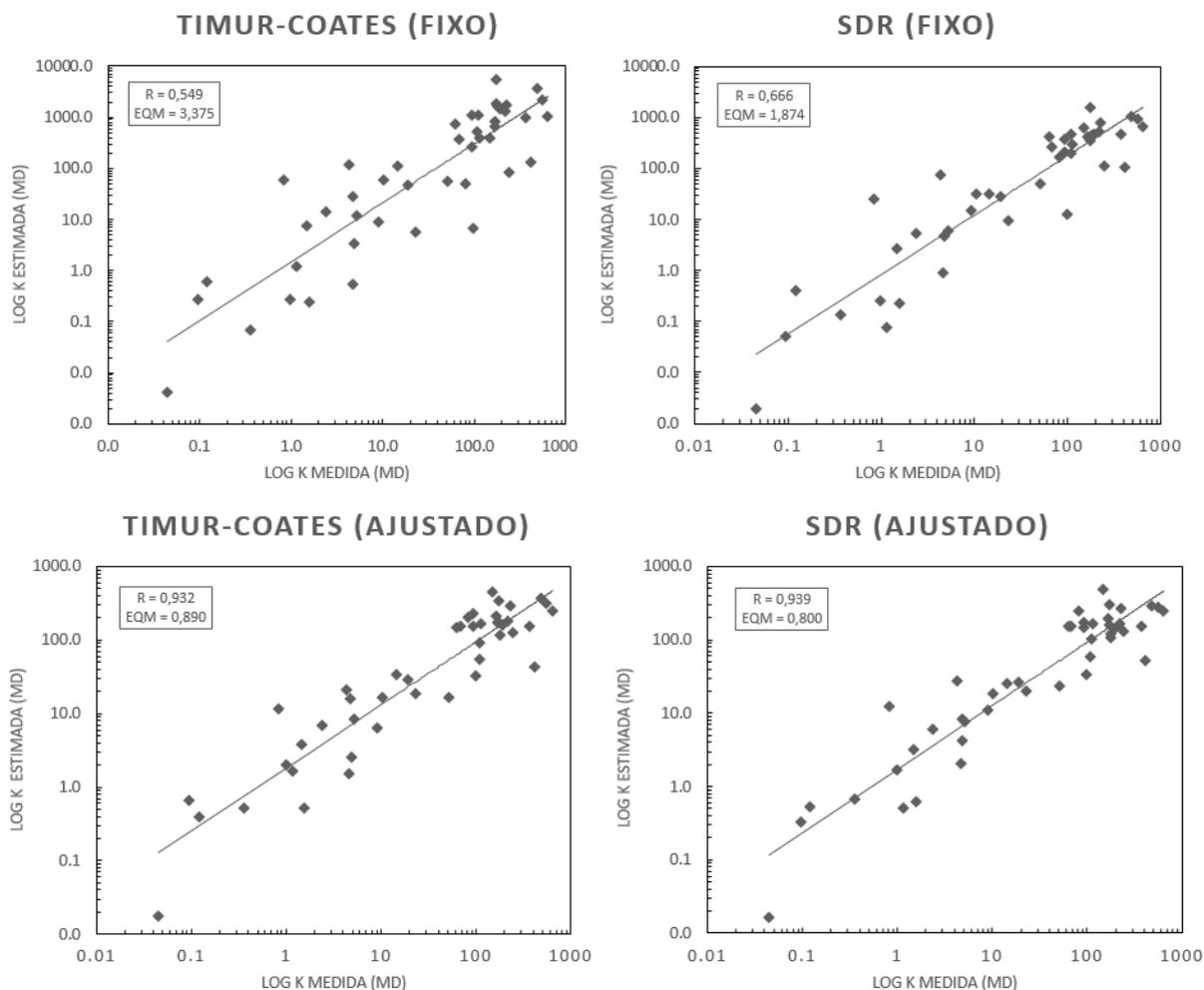


Figura 24. Gráficos de permeabilidade medida à gás x permeabilidade estimada pelos modelos k_{TC} e k_{SDR} , com os coeficientes fixos e ajustados pela RLM, seus coeficientes R e EQM.

Este resultado pode ser um indicativo de que as coquinas apresentam um comportamento petrofísico, pela leitura de RMN, mais semelhante ao de um arenito, do que de rochas carbonáticas clássicas estudadas. Além disso, estes carbonatos típicos normalmente apresentam uma alta dispersão nos dados de porosidade e permeabilidade, o que não foi observado neste trabalho, como pôde ser visto na Figura 22 e nos resultados dos parâmetros estatísticos de desvio-padrão e coeficiente de variação da permeabilidade medida (Tabela 5).

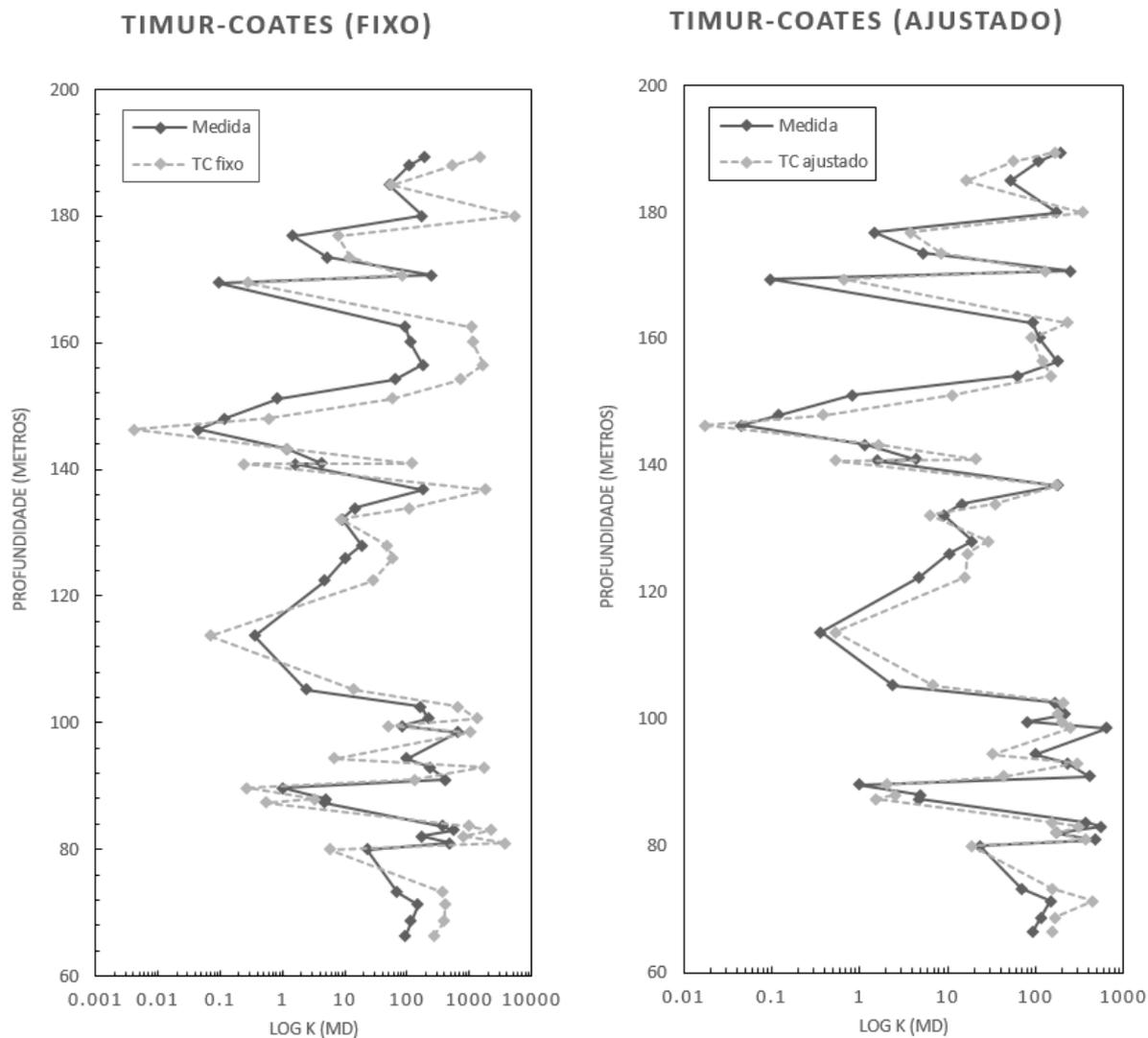


Figura 25. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} em perfil de profundidade.

Nas Figuras 25 e 26, torna-se visível como o ajuste dos coeficientes melhora significativamente a estimativa, quando plotado em um perfil de profundidade – só observar os pontos extrapolados das estimativas com coeficientes fixos, tanto para valores muito baixos quanto para valores altíssimos, resultando em escala de 0,001 mD até 10.000 mD.

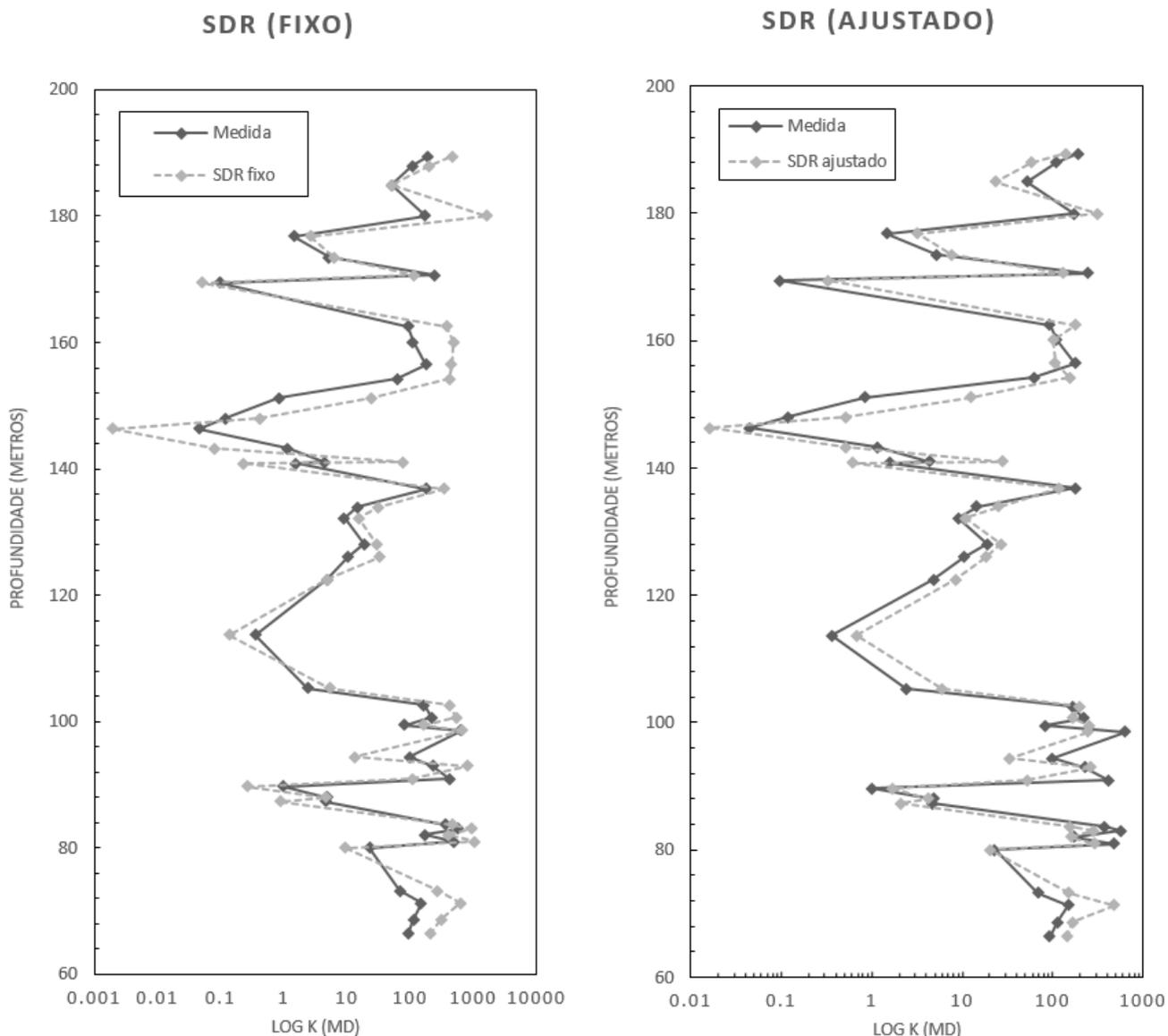


Figura 26. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} em perfil de profundidade.

5.3.2 Separação pela Permeabilidade

5.3.2.1 Alta permeabilidade ($k > 100\text{mD}$)

Para a estimativa pelo modelo k_{TC} , pelo método RLM na amostragem de alta K ($n=18$), os valores obtidos foram $a = 1$, $b = 0,15$ para os expoentes; e $c = 0,07 \times 10^4 \text{ mD}$ para o pré-multiplicador. O teor de corte de $T_{2\text{cutoff}}$ utilizado foi de 100 ms para definir os valores de FFI e BVI . Para a estimativa pelo modelo k_{SDR} , os valores obtidos foram $a = 0,96$, $b = 0,23$ para os expoentes; e $c = 0,03 \times 10^4 \text{ mD/ms}^b$ para o pré-multiplicador.

Na Tabela 6, comparando-se os coeficientes da regressão com o coeficientes de literatura (Tabela 4) e com os utilizados no *Techlog* para carbonatos, vê-se que, para o grupo de alta K, os valores são baixos, e mais próximos dos usados no *Software* de petrofísica *Techlog* para o modelo SDR para carbonatos. Na Tabela 7, os valores das permeabilidades medidas e estimadas nas amostras de alta K são exibidos, além de poder observar as diferenças absolutas da permeabilidade medida para a estimada, as médias dessas diferenças e o desvio-padrão dos resultados de cada modelo.

Tabela 6. Coeficientes para o grupo alta K (n=18) nos dois modelos de RMN, comparados aos valores usados no *Techlog* para carbonatos.

	ALTA K (n=18)		VALORES PARA CARBONATOS (TECHLOG)	
	Timur-Coates	SDR	Timur-Coates	SDR
A	1,00	0,96	A	4
B	0,15	0,23	B	2
C	0,07x10 ⁴	0,03x10 ⁴	C	1x10 ⁴

Nota-se que os valores de permeabilidade medidas variam entre 107,6 mD e 636,6 mD. As médias encontradas nos modelos k_{TC} (225,9 mD) e k_{SDR} (225,9 mD) ajustados são menores do que aqueles encontrados com coeficientes fixos (1405,9 mD e 550,2 mD, respectivamente), e próximos da média da permeabilidade medida (260 mD). Isto pode apontar que, de modo geral, os valores de permeabilidade estimados pelos modelos regressivos se encontram mais próximos aos valores medidos do que os obtidos pelo modelo fixo. Os desvios-padrões também exibem valores diferentes para os modelos: 1307,7 mD e 361,5 mD para os modelos k_{TC} e k_{SDR} fixos, respectivamente; e 28,0 mD e 28,5 mD para os modelos k_{TC} e k_{SDR} ajustados. A permeabilidade medida apresenta desvio-padrão de 160,9 mD. Desta forma, este parâmetro permite indicar que os modelos com os coeficientes ajustados apresentam uma menor dispersão nos dados, do que os modelos com os coeficientes propostos pela literatura, além de que as suas variações se encontram mais próximas dos valores de referência. Os resultados do coeficiente de variação (CV) mantém esta mesma tendência, com os modelos estimados apresentando menor variabilidade nos dados que os modelos fixados.

O EQM revela o quanto o modelo regressivo prevê melhor do que o modelo fixo, sendo mais de 90% eficiente em k_{TC} e mais de 75% em k_{SDR} – quanto menor o erro, melhor a previsão.

Tabela 7. Permeabilidades estimadas do grupo Alta K, mostrando a média aritmética, desvio-padrão, CV e o EQM.

Prof. (m)	$K_{GÁS}$ (mD)	K_{TC} (mD)		K_{SDR} (mD)	
		Fixo	Ajustado	Fixo	Ajustado
68,65	113,8	395,7	224,4	304,2	224,5
71,30	148,3	402,2	278,0	626,1	284,0
80,95	482,3	3711,9	260,2	1049,8	255,3
82,05	169,2	804,6	224,6	396,9	223,0
83,05	556,4	2205,4	252,3	921,3	252,9
83,65	369,9	958,8	218,9	471,2	221,2
90,95	412,2	129,8	170,5	106,1	173,5
93,00	226,9	1703,3	249,4	786,4	249,7
98,55	636,6	1024,3	241,0	665,5	245,7
100,70	217,4	657,8	234,0	415,0	233,3
102,55	165,8	1843,5	222,7	341,6	208,4
136,85	175,5	1644,1	205,2	446,6	204,0
156,50	179,4	1128,3	194,3	480,7	201,9
160,10	110,1	84,5	215,9	111,5	211,4
170,65	243,6	522,6	176,5	201,1	177,7
180,00	173,1	1484,1	220,1	458,0	216,3
187,95	107,6	395,7	224,4	304,2	224,5
189,40	191,6	402,2	278,0	626,1	284,0
MÉDIA	260,0	1405,9	225,9	550,2	225,9
DESVIO-PADRÃO	160,9	1307,7	28,0	361,5	28,5
CV	0,619	0,930	0,124	0,657	0,126
EQM	-	3,224	0,272	1,103	0,272

ALTA PERMEABILIDADE

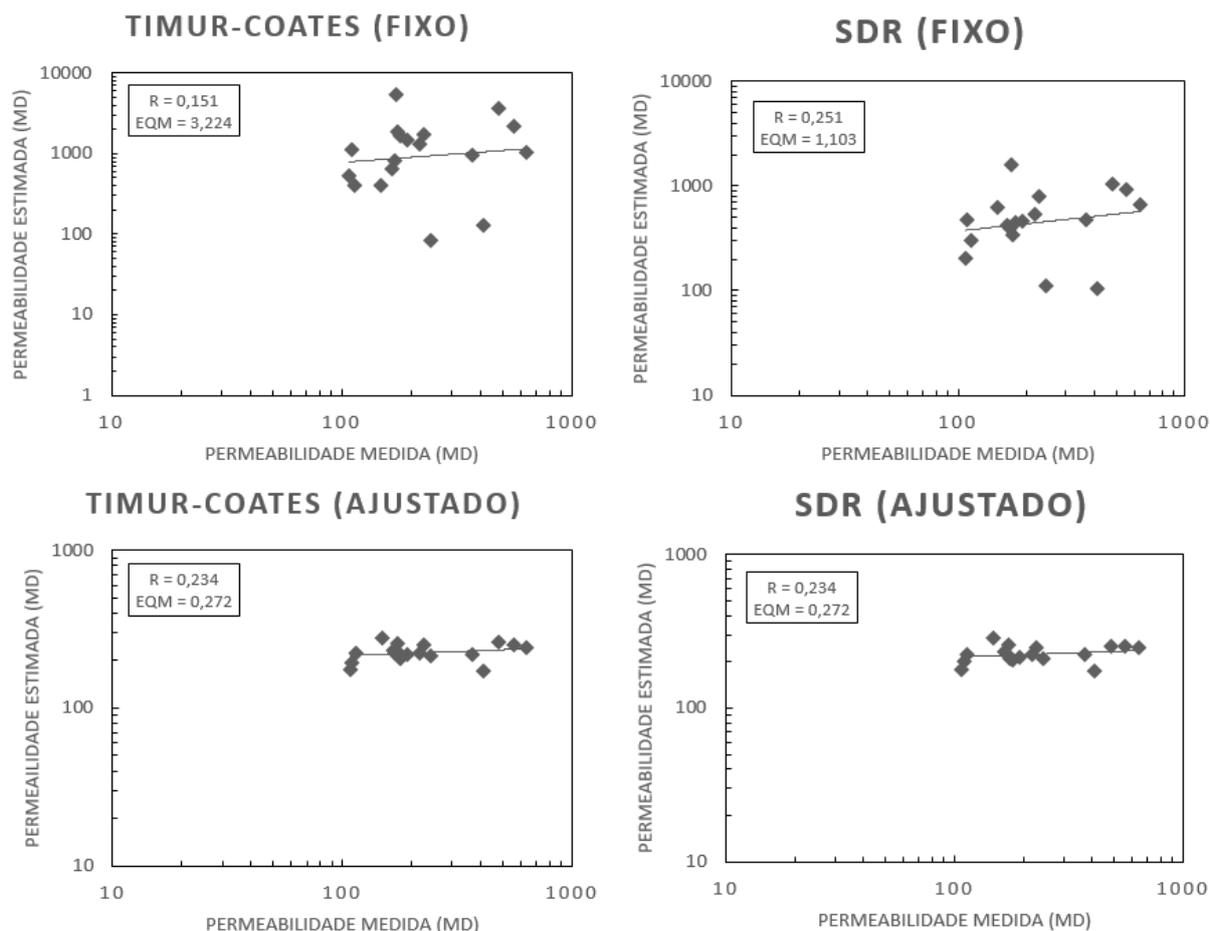


Figura 27. Gráficos de alta permeabilidade ($k > 100\text{mD}$), medidas e estimadas pela RMN, exibindo os valores dos coeficientes R e EQM.

A Figura 27 mostra os gráficos de permeabilidade medida e estimada pelos modelos RMN para amostras $k > 100\text{mD}$, com seus respectivos coeficientes R. A partir dela, fica visível como os modelos com os coeficientes fixos apresentam uma pior estimativa em relação ao ajuste pela RLM, tanto para k_{TC} quanto k_{SDR} . A dispersão encontrada nestes dois gráficos é alta, quando comparada com os modelos ajustados, como foi observado pelos parâmetros estatísticos anteriormente.

Apesar dos valores do coeficiente de correlação R serem baixos até nos modelos regressivos, os valores de EQM nos mostram que os erros foram mínimos nestes casos. O que poderia explicar estes valores baixos de R seria a inclusão de algum valor atípico, que afeta a performance deste parâmetro, como dito anteriormente no Subcapítulo 3.3.1. Por isso, neste caso, esta não é boa medida para ser utilizada isolada. Assim, os

indicadores estatísticos como média, desvio-padrão, CV e o EQM foram usados juntamente para se analisar estatisticamente estes dados.

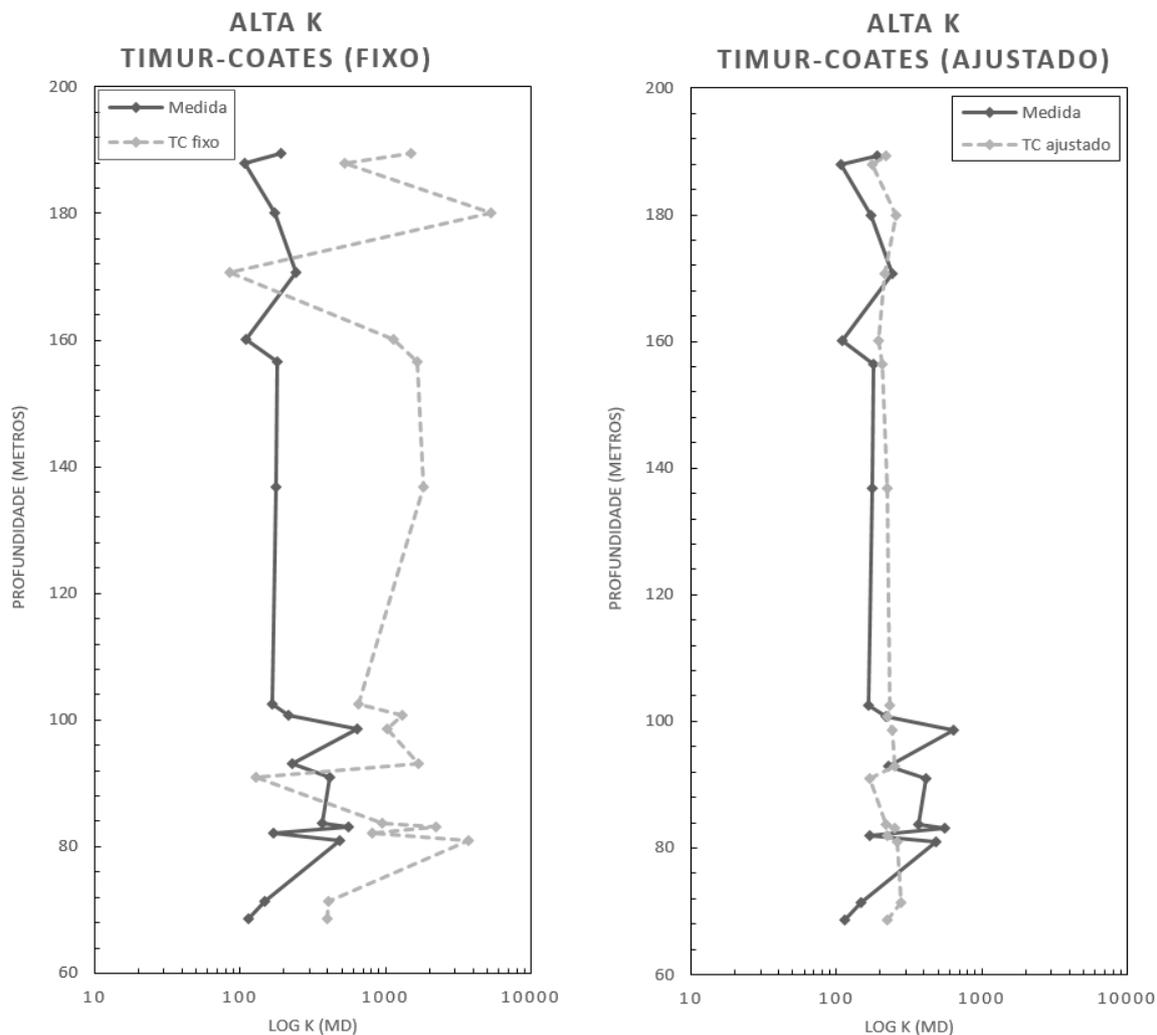


Figura 28. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} no grupo de alta K em perfil de profundidade.

Nos perfis (Figura 28) fica evidente como a estimativa k_{TC} com os coeficientes fixos é bastante defasada em relação à permeabilidade de referência, com valores de permeabilidade variando entre 84,5 mD e 5309,1 mD, os valores medidos à gás entre 107,6 mD e 636,6 mD, e os valores estimados pelos modelos regressivos entre 170,5 mD e 278,0 mD. A tendência da estimativa fixada é extrapolar os resultados, com aproximadamente 60% dos dados sendo maior que o referencial em escala de potência. Por isso, observa-se que, devido à essa grande oscilação, as escalas nos dois gráficos precisaram ser diferentes. Já na predição otimizada, há uma melhora razoável nas estimativas, com variação entre 170,5 mD e 278,0 mD, apresentando resultados mais

coerentes com o referencial. Como a escala é logarítmica, mesmo que os valores não pareçam ser tão próximos numericamente, se eles se apresentam na mesma potência de 10, já podem ser considerados valores semelhantes – outro ponto que seria positivo do ajuste em relação à fixação, já que 100% dos dados otimizados se encontram na mesma escala de potência que a permeabilidade medida.

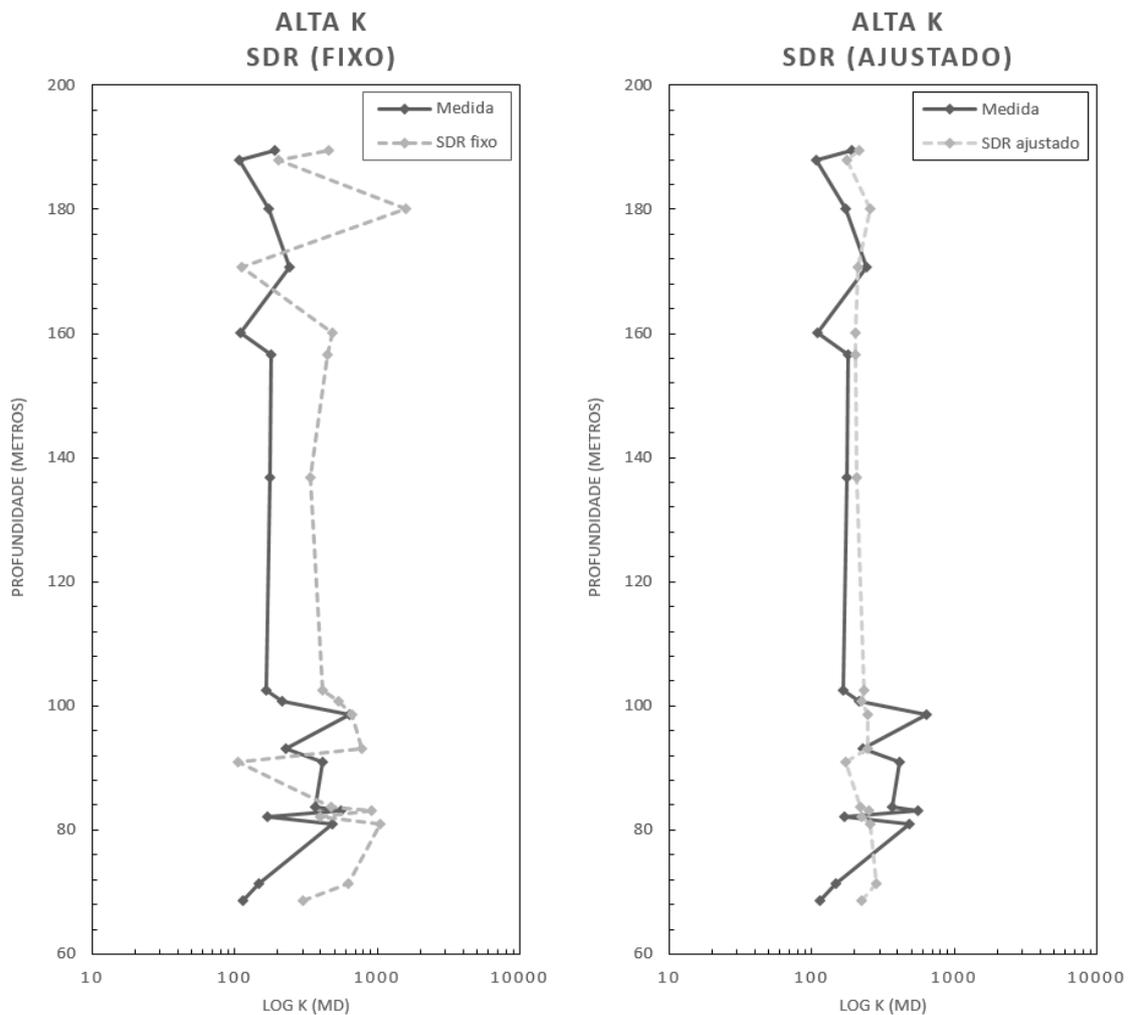


Figura 29. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} no grupo de alta K em perfil de profundidade.

Para o modelo k_{SDR} (Figura 29), a predição com coeficientes fixos apresenta uma melhora significativa em relação ao modelo k_{TC} . Porém, ainda assim 11% dos valores se apresentaram em potências diferentes. Sendo 89% dos dados maiores que os valores de referência, apresentam uma média elevada, como discutido anteriormente (Tabela 7). Já nos modelos ajustados, essa tendência é mais baixa, de 67%, apresentando média mais baixas também. Os valores mais altos de permeabilidade medida (referência) são, geralmente, minimizados pelos modelos ajustados e extrapolados pelos modelos fixados.

A análise das medidas estatísticas permitiu indicar uma melhora significativa da estimativa de permeabilidade por RMN no grupo de amostras de coquinas com permeabilidade $k > 100$ mD, enquanto os parâmetros utilizados na amostragem total (R) não se mostraram bons analisadores neste caso, e acredita-se que foi devido ao baixo número de observações ($n=18$). A análise do desvio-padrão e do coeficiente de variação possibilitou confirmar a alta dispersão dos dados dos modelos fixos, e o erro quadrático médio permitiu afirmar o quanto as previsões pelos modelos ajustados são mais eficientes que os modelos com coeficientes fixados pela literatura.

5.3.3.2 Baixa permeabilidade ($k < 100$ mD)

Para a estimativa pelo modelo k_{TC} , pelo método RLM na amostragem de baixa K ($n=27$), os valores obtidos foram $a = 4,82$, $b = 0,39$ para os expoentes; e $c = 6,37 \times 10^4$ mD para o pré-multiplicador. O teor de corte de $T_{2\text{cutoff}}$ utilizado foi de 100 ms para definir os valores de *FFI* e *BVI*. Para a estimativa pelo modelo k_{SDR} , os valores obtidos foram $a = 4,43$, $b = 0,57$ para os expoentes; e $c = 0,70 \times 10^4$ mD/ms^b para o pré-multiplicador.

Na Tabela 8, comparando os coeficientes da regressão com os coeficientes de literatura (Tabela 4) e com os utilizados no *Techlog* para carbonatos, vê-se que o grupo de baixa K se apresenta mais próximo dos coeficientes de literatura, seguindo o mesmo padrão obtido na amostragem total – o expoente *a*, do termo da porosidade, aumentando; e o expoente *b*, do segundo termo das equações, diminuindo. Na Tabela 9, os valores das permeabilidades medidas e estimadas nas amostras de baixas K são exibidos, além da média, desvio-padrão, CV e EQM.

Tabela 8. Coeficientes para o grupo baixa K ($n=27$) nos dois modelos de RMN, comparados aos valores usados no *Techlog* para carbonatos.

	BAIXA K ($n=27$)		VALORES PARA CARBONATOS (TECHLOG)			
	Timur-Coates	SDR		Timur-Coates	SDR	
A	4,82	4,43	a	4	2	
B	0,39	0,57	b	2	2	
c	$6,37 \times 10^4$	$0,70 \times 10^4$	c	1×10^4	$0,03 \times 10^4$	

Tabela 9. Permeabilidades estimadas do grupo Baixa K.

Prof. (m)	K _{GÁS} (mD)	K _{TC} (mD)		K _{SDR} (mD)	
		Fixo	Ajustado	Fixo	Ajustado
66,35	93,0	269,4	209,1	206,2	82,7
73,20	68,3	371,4	75,2	270,5	78,6
80,00	24,1	5,7	19,0	9,5	19,1
87,35	5,3	0,5	1,8	0,9	2,1
88,00	4,8	3,3	1,9	4,6	2,7
89,70	1,3	0,3	3,1	0,3	2,6
94,40	99,0	1843,5	81,3	12,9	34,3
99,50	81,2	1295,9	224,9	163,8	201,2
105,30	2,4	14,0	36,1	5,4	4,2
113,70	0,4	0,1	192,8	0,1	0,9
122,45	5,7	27,9	4,3	4,9	7,2
126,05	13,0	58,4	0,9	31,9	9,5
128,05	22,1	47,1	9,8	28,8	17,4
132,15	10,6	8,7	8,3	15,3	6,2
133,90	17,2	108,9	17,3	31,4	15,4
140,80	1,9	0,2	4,4	0,2	0,7
141,00	5,1	116,3	17,0	76,1	11,8
143,25	1,3	1,2	0,6	0,1	0,8
146,25	0,0	0,0	9,1	0,0	0,0
148,00	0,2	0,6	1,5	0,4	0,4
151,15	1,0	57,5	0,0	24,6	6,1
154,20	62,8	724,2	0,3	419,3	66,5
162,50	92,9	5309,1	254,4	371,4	84,4
169,45	0,2	0,3	5,2	0,1	0,5
173,50	5,8	11,9	59,9	6,2	5,6
176,85	1,7	7,7	0,7	2,7	2,4
184,95	63,6	56,0	5,6	51,2	10,9
MÉDIA	25,4	112,2	24,4	64,4	25,0
DESVIO-PADRÃO	34,4	248,3	43,0	117,1	44,2
CV	1,356	2,213	1,762	1,819	1,772
EQM	-	3,316	0,680	2,404	0,768

Nota-se que as médias encontradas nos modelos k_{TC} (112,2 mD) e k_{SDR} (64,4 mD) fixos são maiores daqueles encontrados com coeficientes ajustados (24,4 mD e 25,0 mD, respectivamente), para o grupo de baixa K. Os desvios-padrões para os modelos otimizados apresentam valores mais baixos, de 43,0 mD (k_{TC}) e 44,2 mD (k_{SDR}), do que os fixos, de 284,3 mD (k_{TC}) e 117,1 mD (k_{SDR}) – que apontam para uma maior dispersão dos dados. Desta forma, vê-se que os resultados obtidos para os modelos regressivos se encontram mais próximos ao valores obtidos nas permeabilidades de referência, de 25,4 mD para a média e 34,3 mD para o desvio-padrão. Para corroborar, os CV expressam

valores mais baixos para as estimativas ajustadas, representando uma menor variabilidade nos dados, quando comparado com os modelos de literatura.

BAIXA PERMEABILIDADE

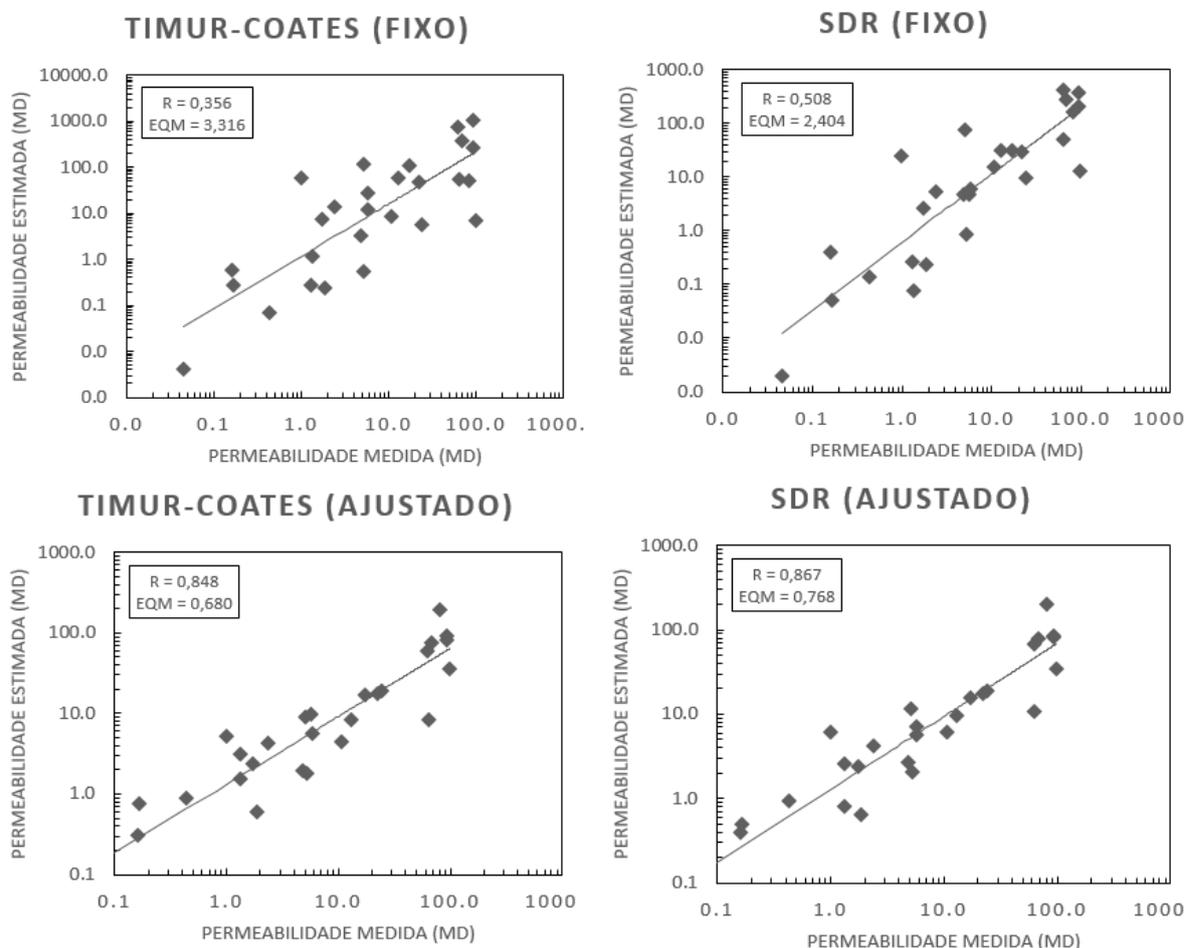


Figura 30. Gráficos de baixa permeabilidade ($k < 100\text{mD}$), medidas e estimadas pela RMN, exibindo os valores do coeficiente R e EQM.

Em relação ao EQM, os modelos otimizados representam aproximadamente 80% de melhora na estimativa k_{TC} , e mais que 75% para o modelo k_{SDR} , em relação às predições fixadas de acordo com a literatura.

Ao se analisar os gráficos da Figura 30 evidencia-se que as ambas as estimativas com os coeficientes ajustados apresentam melhor correlação, com coeficiente R exibindo melhores resultados ($R = 0,848$, para k_{TC} ; $R = 0,867$, para k_{SDR}), em relação às estimativas com coeficientes fixos ($R = 0,356$, para k_{TC} ; $R = 0,508$, para k_{SDR}).

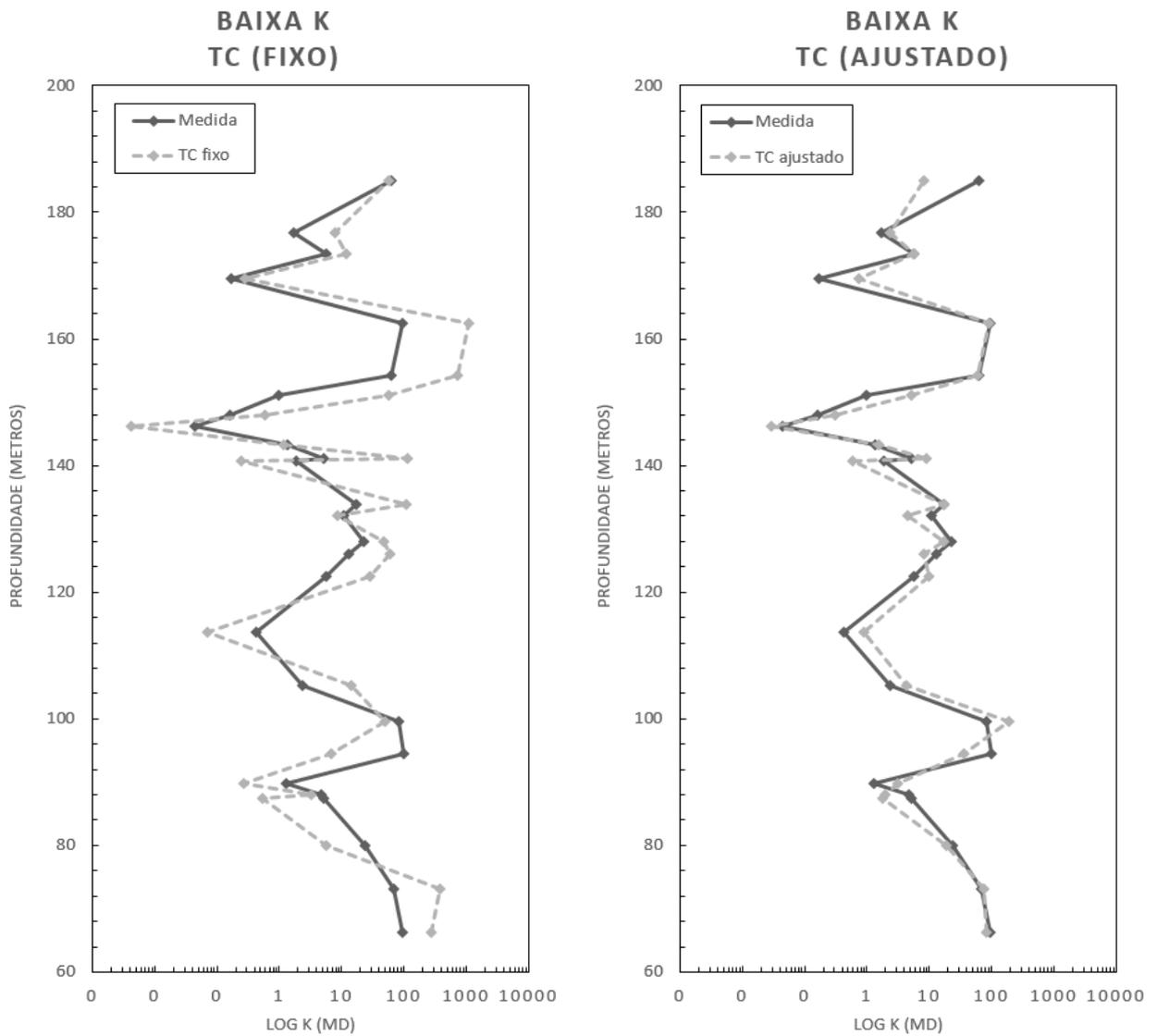


Figura 31. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{TC} no grupo de baixa K em perfil de profundidade.

Apesar dos modelos fixos apresentarem estimativas razoáveis para o grupo de baixa K, principalmente o modelo k_{SDR} em relação ao k_{TC} , nos perfis das Figuras 31 e 32, as curvas das estimativas ajustadas pelo método de RLM colocadas em profundidade mostram claramente como estas prevêm melhor a permeabilidade do que os modelos propostos pela literatura.

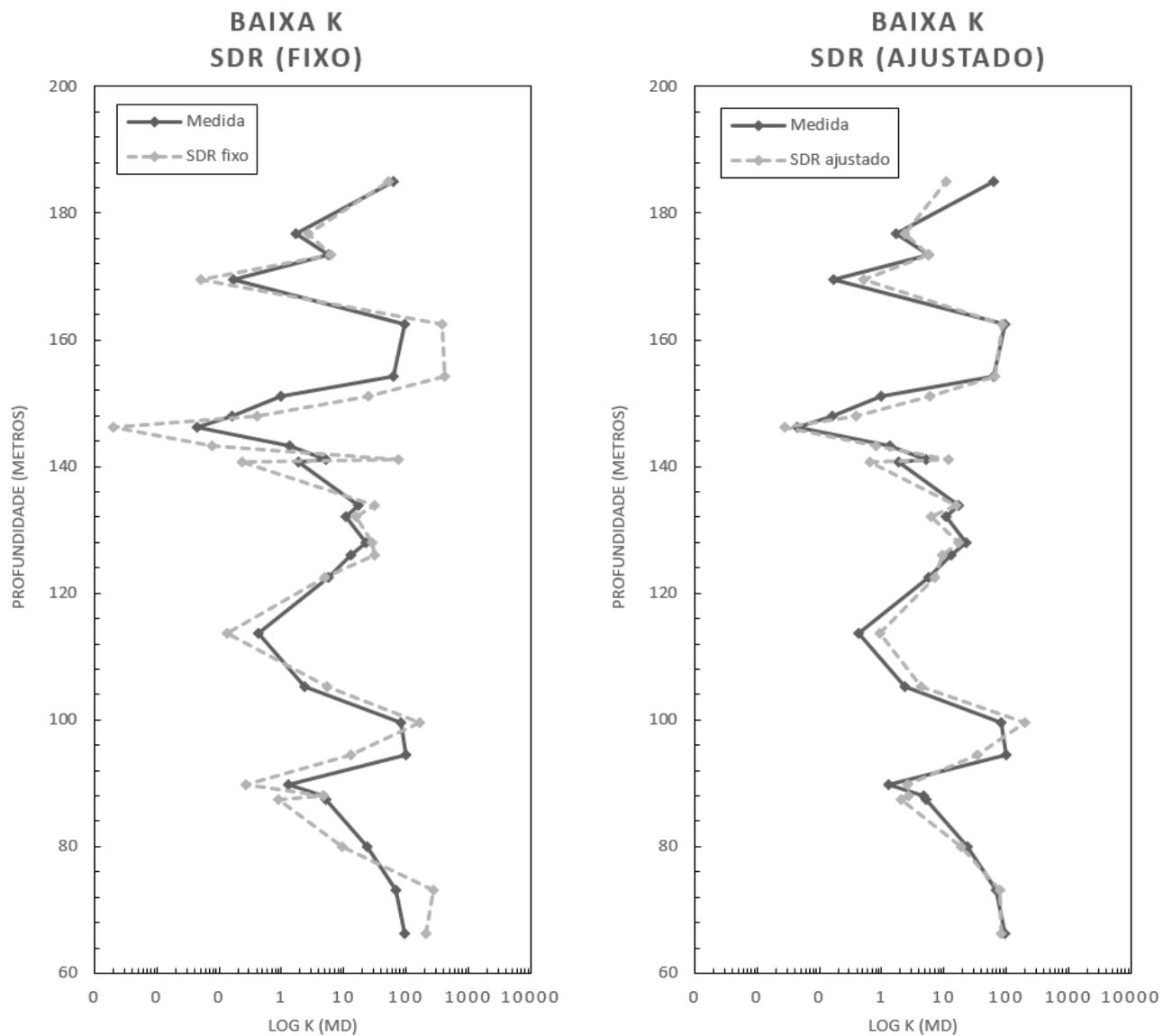


Figura 32. As permeabilidades medidas e estimadas por k_{SDR} no grupo de baixa K em perfil de profundidade.

5.3.3 Análise Estatística

A fim de corroborar com a significância do modelo preditor nos dados de amostragem total ($n=45$), analisaram-se os resultados dos valores de *p-valor* e *F de significância* dados pelas regressões lineares múltiplas, expostas na Tabela 10 a seguir. O nível de significância definido foi de 0,05 (5%).

Tabela 10. Resultados estatísticos das regressões realizadas na amostragem total (n=45).

TIMUR-COATES (TC)		KENYON (SDR)	
	<i>p-valor</i>		<i>p-valor</i>
A	$5,0 \times 10^{-10}$	A	$8,2 \times 10^{-5}$
B	$1,0 \times 10^{-13}$	B	$1,2 \times 10^{-11}$
C	$1,1 \times 10^{-06}$	C	$1,3 \times 10^{-07}$
<i>F de significância</i>		<i>F de significância</i>	
$2,6 \times 10^{-19}$		$3,1 \times 10^{-20}$	

Como os valores obtidos são muito pequenos e abaixo do nível de significância determinado de 0,05, a hipótese nula H_0 , de que não há correlação linear, é rejeitada. Ou seja, os dados apresentam uma correlação linear e o modelo é estatisticamente significativo.

5.4 APLICAÇÃO EM PERFIL DA FORMAÇÃO ITAPEMA

Com a intenção de analisar a performance dos modelos otimizados pela RLM em outras ocorrências de coquinas, os resultados obtidos para a amostragem total nas coquinas da Formação Morro do Chaves, da Bacia de Sergipe-Alagoas, foram empregados em dois perfis petrofísicos de RMN da Formação Itapema, da Bacia de Santos, composta por coquinas consideradas análogas às estudadas neste trabalho. As Figuras 33 e 34 mostram os dados de petrofísica básica em plugues e amostras laterais de poço na Formação Itapema, além dos *logs* de permeabilidade estimada. Na Figura 33, o *log* comparativo é estimado com os valores dos coeficientes utilizados para carbonatos no *Software Techlog* (k_{SDR}) e fixos, de literatura (k_{TC}). Na Figura 34, o *log* comparativo é estimado com os coeficientes fixados pela literatura, para ambos os modelos k_{TC} e k_{SDR} .

O que se pode constatar a partir destes perfis é que a correlação dos dados petrofísicos básicos em amostras de coquinas da Formação Itapema, com as curvas das estimativas de k_{TC} e k_{SDR} utilizando os valores dos coeficientes obtidos pelo método de RLM realizada nas coquinas da Formação Morro do Chaves, são consideravelmente boas predições, em ambos os perfis, com o modelo k_{SDR} indicando uma sutil melhora na performance do que k_{TC} . Em alguns pontos do perfil da Figura 33, a predição por k_{TC} apresentou uma tendência a subestimar a permeabilidade em relação ao modelo fixo. Já na Figura 34, k_{TC} tende a superestimar. Ainda assim, esse modelo se mostrou um estimador razoável tanto quanto o k_{SDR} , o que não se esperava neste caso, já que coquinas

são rochas carbonáticas e podem apresentar uma distribuição de poros extremamente complexa, dificultando o bom rendimento desse estimador. Desta forma, acredita-se que rochas coquinóides podem apresentar um comportamento petrofísico, pelo menos para os parâmetros obtidos pela RMN, mais semelhante ao de arenitos.

Como os modelos se mostraram preditores satisfatórios, acredita-se que os resultados obtidos neste estudo poderiam ser aplicados à outras ocorrências de coquinas, salvo exceções em k_{TC} .

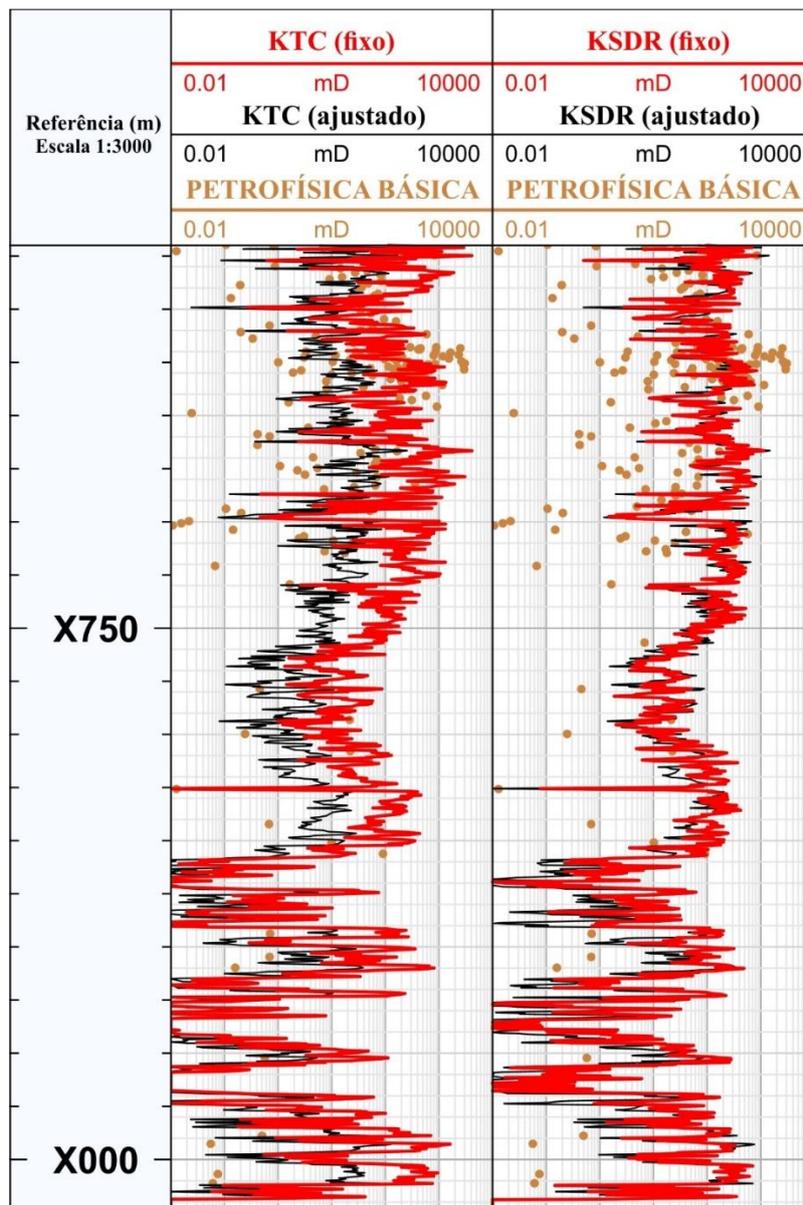


Figura 33. Perfis de permeabilidades estimadas em um poço da Formação Itapema, Bacia de Santos. Pontos marrons representam os valores de petrofísica básica. Curvas vermelhas representam a estimativa com os coeficientes do *Software Techlog* para carbonatos (k_{SDR}), e fixo, de literatura (k_{TC}); e curvas pretas representam as estimativas pelos modelos regressivos propostos neste trabalho.

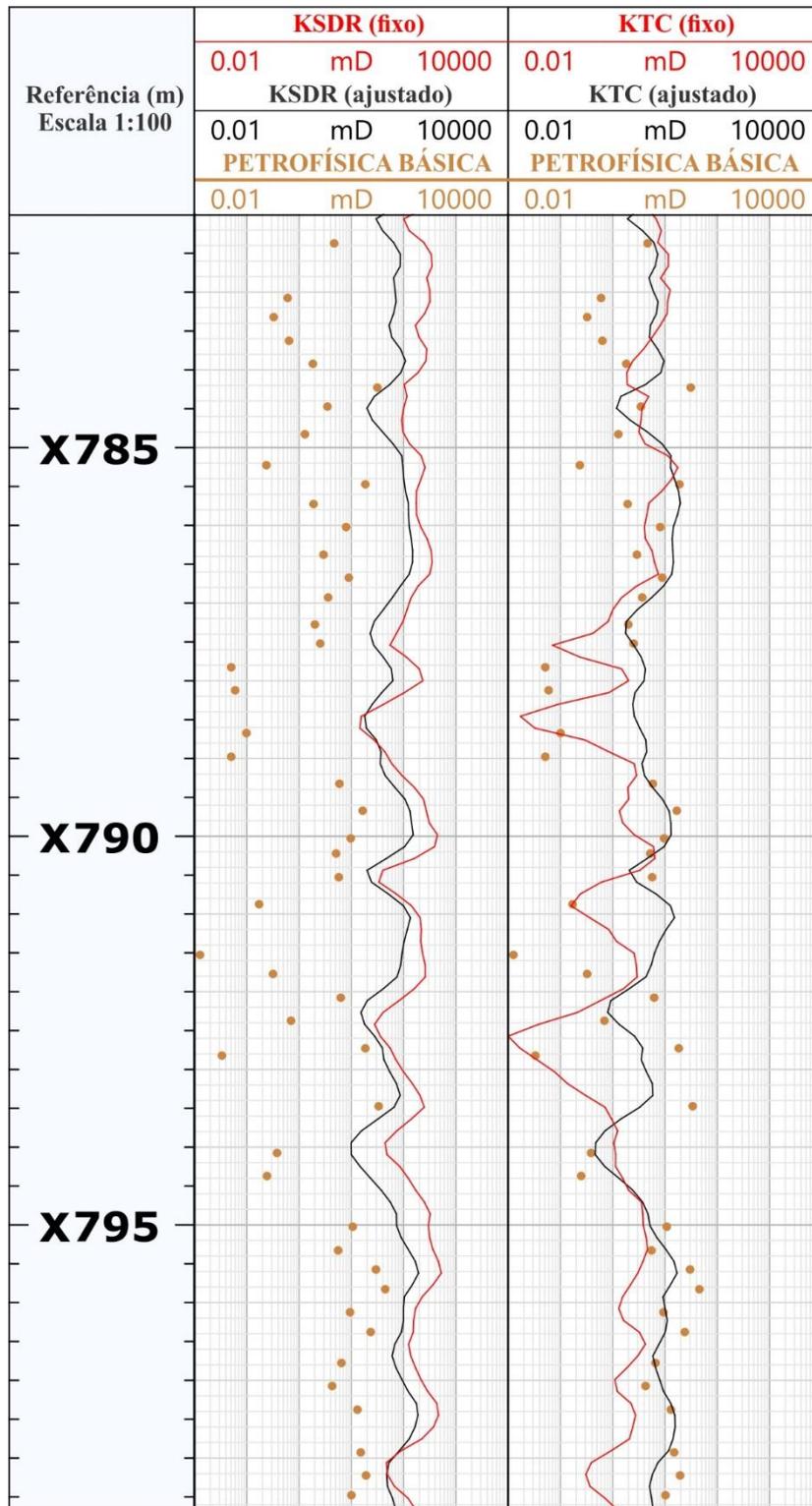


Figura 34. Perfis de permeabilidades estimadas em poço da Formação Itapema, Bacia de Santos. Pontos marrons representam os valores de petrofísica básica. Curvas vermelhas representam a estimativa com os coeficientes fixos, de literatura; curvas pretas, estimativas pelos modelos regressivos propostos neste trabalho.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A partir de 45 plugues de coquinas da Formação Morro do Chaves, foi possível realizar ensaios laboratoriais para medição de porosidade por RMN, estimar a permeabilidade pelos modelos clássicos de RMN (Timur-Coates e SDR), e comparar estes resultados com as medições de Petrofísica Básica. Além disso, pôde-se aplicar o método estatístico de RLM para calibrar os coeficientes das equações de permeabilidade RMN, uma vez que estes foram desenvolvidos em amostras de arenitos, a fim de melhorar a predição desta propriedade petrofísica fundamental em um reservatório.

Baseado nos resultados adquiridos neste trabalho, pôde-se concluir que as coquinas da Fm Morro do Chaves apresentam uma correlação porosidade \times permeabilidade mais semelhante à de arenitos do que ao comportamento petrofísico de rochas carbonáticas clássicas estudadas, devido à baixa dispersão dos dados de petrofísica básica encontrada. Ainda assim, há um aumento progressivo da porosidade sem um aumento tão significativo na permeabilidade. Por isso, justifica-se um estudo futuro para melhorar a compreensão dos fatores que podem estar controlando essa relação.

Com base no método RLM na amostragem total ($n=45$), os valores dos expoentes obtidos para o modelo k_{TC} foram $a = 5,05$ e $b = 0,78$; e para o modelo k_{SDR} , foram $a = 0,48$ e $b = 1$. Desta forma, deduz-se que o termo da porosidade, em ambas as equações, denota maior peso na estimativa, enquanto que o segundo termo das equações têm seus expoentes reduzidos, quando comparado aos valores utilizados na literatura ($a = 4$, $b = 2$). Este comportamento pode estar refletindo uma complexidade ou não-correlação do tamanho dos poros (segundo termo) com a permeabilidade, sendo compensada pela porosidade. Desta forma, apenas este segundo termo medido pela RMN não consegue explicar a permeabilidade, sendo necessário adicionar algum termo às equações que melhor explique esta relação (p. ex. tamanho de garganta de poros, tortuosidade). Já o pré-multiplicador c das equações teve seu valor aumentado nos dois modelos: em k_{TC} , obteve-se pela RLM, $c = 3,45 \times 10^4$ mD; e, em k_{SDR} , $c = 0,12 \times 10^4$ mD/ms^b. O aumento significativo neste coeficiente em relação aos valores fornecidos pela literatura ($c = 100$ mD e $c = 4$ mD/ms², respectivamente) pode estar sendo influenciado pela relaxatividade superficial p das rochas. Há trabalhos que abordam esse tema (DAIGLE *et al.*, 2009; MACHADO *et al.*, 2011; SOUZA, 2012), porém, neste tipo de rocha (coquina), é uma

pesquisa futura que se faz muito necessária, para que haja um melhor entendimento de como essa propriedade pode influenciar nas estimativas de permeabilidades.

Constata-se que ambos os modelos de permeabilidade de Timur-Coates (k_{TC}) e Kenyon (k_{SDR}) representam boa performance para as coquinas da Fm Morro do Chaves, com coeficientes de determinação considerados altos ($> 0,8$). E, visto que a estimativa k_{TC} é bastante afetada pela larga distribuição de tamanho de poros devido à sua limitação no teor de corte ($T_{2cutoff}$), e, mesmo assim, esta se apresentou satisfatória nas coquinas, acredita-se que a distribuição de tamanho de poros dessas rochas pode apresentar uma tendência bimodal, compatível ao comumente encontrado em arenitos.

Além disso, a subdivisão em grupos de alta e baixa permeabilidade no limite de 100 mD permitiu concluir que as coquinas com alta permeabilidade exibem os valores dos coeficientes a , b e c próximos aos utilizados para carbonatos no *Software Techlog*, e que as de baixa permeabilidade se comparam aos valores propostos pela literatura. Em ambos os grupos, os modelos ajustados pela RLM representaram ganhos significativos na correlação com a permeabilidade medida a gás, em relação aos modelos com coeficientes propostos atualmente pela literatura.

A partir da análise estatística, foi possível verificar as variabilidades de cada modelo, possibilitando constatar que os modelos regressivos apresentam menor dispersão nos dados, além de melhor correlação com dados de referência, do que aqueles propostos pela literatura. O teste de hipóteses, observado pelo p -valor e pelo F de significância, proporcionou a conclusão de que as equações das retas geradas pela RLM foram significantes estatisticamente.

A restrição de apenas 45 plugues limitou um estudo estatístico mais completo, como compreender como a geologia da rocha afeta estes coeficientes. Por isso, sugere-se, para trabalhos futuros, aumentar o número de observações, para uma análise multivariada mais desenvolvida. Além disso, determinar o valor de $T_{2cutoff}$, através de centrifugação ou por *MICP*, a fim de compreender o comportamento das gargantas dos poros, seria grande avanço para a melhoria da predição da permeabilidade de coquinas.

Por fim, a aplicação nos perfis de RMN da Fm Itapema, da Bacia de Santos, permitiu testar os modelos de permeabilidade obtidos pela RLM propostos neste trabalho para as coquinas da Fm Morro do Chaves, exibindo uma performance satisfatória, principalmente em k_{SDR} , devido à tendência de k_{TC} em subestimar ou superestimar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, D., F.; BOYD, A.; MASSEY, J., *et al.*, “The Practical Application of NMR Logging in Carbonates: 3 Case Studies”, **SPWLA 42th Annual Logging Symposium**, Houston, Texas, 17-20 June 2001.

AMABEOKU, M. O.; FUNK, J. J.; AL-DOSSARY, S. M., *et al.*, “Calibration of Permeability Derived from NMR Logs in Carbonate Reservoirs”, **SPE Middle East Oil**, SPE 68085, Bahrain, 17-20 March 2001.

AMYX, J. W.; BASS, D. M.; WHITING, R. L., **Petroleum Reservoir Engineering**. USA, McGraw-Hill Book Company, 1960.

ARCHIE, G. E., “The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics”. **Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers**, v. 146, p. 54-62, December 1942.

ARNS, C. H.; SHEPPARD, A. P.; SAADATFAR, M., *et al.*, “Prediction of permeability from NMR response: surface relaxivity heterogeneity”, **SPWLA 47th Annual Logging Symposium**, Vera Cruz, México, 4-7 June 2006.

AZAMBUJA, N.C.; ARIENTI, L.M., “Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas, Passive Margin Basin, Brazil”. **American Association of Petroleum Geologists International Conference and Exhibition**. p.113, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 November 1998.

BLOCH, F.; HANSEN, W. W.; PACKARD, M., “The Nuclear Induction Experiment”. **Physical Review Journals**, v. 70, iss 7-8, 474, 1946.

BROOKS, G. P.; BARCIKOWSKI, R. S., “The PEAR Method for Sample Sizes in Multiple Linear Regression”, **Multiple Linear Regression Viewpoints**, v. 38, pp. 1-16, 2012.

BROWN, R. J. S.; GAMSON, B. W., "Nuclear Magnetism Logging", **Transactions, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, v. 219, pp. 199-207, 1960.

CARMAN, P. C., **Fluid flow through granular beds**. Institution of Chemical Engineer, Londres, v. 15, pp 150-166, 1937.

CARR, H. Y.; PURCELL, E. M., “Effects of Diffusion on Free Precession in Nuclear Magnetic Resonance Experiments”. **Physical Review**, v. 94, pp 630–638, 1954.

CASTRO, J. C., “Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatórios da Formação Lagoa Feia no trend Badej-Pampo-Linguado, Bacia de Campo”. **Geociências (UNESP)**, v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006.

CASTRO, P. T. A., **Fatores que Controlam a Deposição nas Coquinas nas Sequências Rifte em Bacias da Margem Leste Brasileira**. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Departamento de Geologia da Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG, Brasil, 1988.

CHANG, D.; VINEGAR, H.; MORRIS, C. *et al.*, “Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging”, **SPWLA 35th Annual Logging Symposium**, 19-22 June 1994.

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C., “Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates”, **The American Association of Petroleum Bulletin**, v. 54, n. 2, pp. 207-250, 1970.

COATES, G. R.; MILER, M.; GILLEN, M.; *et al.*, “The MRIL in Conoco 33-1: an investigation of a new Magnetic Resonance Imaging log”, **SPWLA 32th Annual Logging Symposium**, Midland, Texas, 16-19 June 1991.

COATES, G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M. G., **NMR Logging: Principles and Applications**. 1 ed. Houston, USA, Halliburton Energy Services, 1999.

COATES, G.R.; DENOO, S., “The Producibility Answer Product”, **Schlumberger Technical Review**, v. 29, n. 2, pp. 55, 1988.

COELHO-BARROS, E. A.; SIMÕES, P. A.; ACHCAR, J. A.; *et al.*, “Métodos de estimação em regressão linear múltipla: aplicação a dados clínicos”, **Revista Colombiana de Estatística**, v. 31, n. 1, pp. 111-129, 2008.

DAIGLE, H. DUGAN, B., “Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments. **Marine and Petroleum Geology**, v. 26, pp. 1419-1427, 2009.

DARCY, H., **Les fontaines publiques de la Ville de Dijon**. Paris, França, Dalmont, 1856.

DAVIES, A. M. C.; FEARN, T., “Back to basics: calibration statistics”, **Spectroscopy Europe**, v. 18, n. 2, pp 31-32, 2006.

DUNHAM, R. J., “Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture”. In: HAM, W. (ed.). **Classificaion of carbonatre rocks, a symposium**. v. 1. AAPG Memoir. pp. 108-121, 1962.

DUNN, K. J.; BERGMAN, D. J.; LATORRACA, G. A., **Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications**. 1 ed. Inglaterra, Elsevier Science, 2002.

EHRlich, R.; CRABTREE, S.J.; HORKOWITZ, K.O.; et al., “Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity”, **AAPG Bull**, v. 75, pp. 1547–1562, 1991.

FEIJÓ, F.J.; PEREIRA, M.J., **Bacia de Santos**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p.219-234, 1994.

FIGUEIREDO, A. M. F., **Depositional Systems in the Lower Cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their Relationship to Petroleum Accumulations, Middle Rift Sequence, Sergipe–Alagoas Basin, Brazil**. Ph.D thesis, University of Texas at Austin, Austin, USA, 1981.

FREEDMAN, R.; HEATON, N.; FLAUM, M.; *et al.*, “Wettability, Saturation and Viscosity from NMR Measurements”, **SPE European Petroleum Conference**, SPE 87340, pp. 317-327, 2003.

GONÇALVES, E. C.; SILVA, P. N.; SILVEIRA, C. S.; *et al.*, “Prediction of carbonate rock type from NMR responses using data mining techniques”, **Journal of Applied Geophysics**, v. 140, pp. 93-101, 2017.

GRABAU, A. W. On The Classification of Sedimentary Rocks. **American Geologist**, v. 33, pp. 228–247, 1904.

HAHN, E. L. “Spin echoes”. **Physical Review**, v. 80, pp. 580-594, 1950.

HARRIS, N.B, “Toca Carbonate, Congo Basin: response to an evolving rift lake”. In: Mello, M.R.; Katz, B.J. (eds.). **Petroleum Systems of South Atlantic Margins**. v. 73. AAPG Memoir, p. 341–360, 2000.

HEBERT, V.; GARING, C.; LUQUOT, L.; *et al.*, “Multi-scale X-ray tomography analysis of carbonate porosity”. **Special Publications Geological Society London**, v. 406, pp. 61-79, July 2014.

KENYON, W. E.; DAY, P. I.; STRALEY, C.; *et al.*, “A Three-part Study of NMR Longitudinal Relaxation Studies of Water Saturated Sandstones”, **SPE Formation Evaluation**, SPE 15643, v. 3, pp. 662-636, 1988.

KENYON, W. E.; STRALEY, C.; SEN, P. N.; *et al.*, “A laboratory study of Nuclear magnetic resonance relaxation and its relation to depositional texture and petrophysical properties – carbonate Thamama group, Mubarraz field, Abu Dhabi”, **SPE Middle East Oil Show**, SPE 29886, Bahrain, 11-14 March 1995.

KENYON, W. E., “Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging”, **The Log Analyst**, v. 38, pp. 21-43, 1997.

KOZENY, J., **Ueber kapillare leitung des wassers im Boden**. 2 ed. Sitzungsber Akad, Wiss, Wien, 1927.

LANA, M.C.. **Bacia de Sergipe-Alagoas: Uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar**. In: Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. GABAGLIA, G.P.R.; MILANI, E.J. (Eds.). 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Gávea, 1990.

LUCIA, F. J. “Petrophysical Parameters Estimation from Visual Description of Carbonate Rocks: A Field Classificaton of Carbonate Pore Space”, **Journal of Petroleum Technology**. v. 35, pp. 626–637, 1983.

MACHADO, V. F., **Inteligência Computacional na Estimativa da Permeabilidade de Reservatórios de Petróleo a partir de Perfis de Ressonância Magnética Nuclear**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

MACHADO, V.; FREDERICO, P.; NETTO, P.; *et al.* “Carbonate petrophysics in wells drilled with oil-based mud”, **SPWLA 52th Annual Logging Symposium**, Colorado, 14-18 May 2011.

MEIBOOM, S.; GILL, D., “Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times”, **The Review of Scientific Instruments**, v. 29, pp. 93-102, 1958.

MESQUITA, P.V., **Melhoria da estimativa de permeabilidade através da integração de dados de RMN e MICP em rochas análogas a reservatórios de hidrocarbonetos.** Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.

MILLER, D. E.; KUNCE, J. T., “Prediction and statistical overkill revisited”, **Measurement and Evaluation in Guidance**, v. 6, pp. 157-163, 1973.

MOORE, C. H. **Carbonate Reservoirs, Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework**, 1 ed., Amsterdam, Elsevier, 2001.

NETO, O. P. A. C.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. E. G. **Bacia de Sergipe–Alagoas.** In: Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 405–415. 2007.

PEDHAZUR, E. J.; SCHMELKIN, L. P. **Measurement, design, and analysis: An integrated approach.** 1 ed. New Jersey, Psychology Press, 1991.

PETTIJOHN, F. J, **Sedimentary rocks**, 2 ed. New York, Harper & Bro, 1957.

RIGUETTI, A. L.; DAL’BO, P. F.; BORGHI, L., “Bioclastic accumulations in a lake rift basin: The Early Cretaceous coquinas of the Sergipe-Alagoas Basin, Brazil”. **Journal of Sedimentary Research**, 2018. No prelo.

RIOS, E. H.; STAEL, G. C.; RAMOS, P. F. O.; *et al.*, “Caracterização petrofísica de rochas reservatórios por Ressonância Magnética Nuclear”. **IV Simpósio Brasileiro de Geofísica**, Brasília, 14-17 Novembro 2010.

SCHÄFER, W., **Ecology and Paleocology of Marine Environments**, 1th ed. Chicago, The University of Chicago Press, 1972.

SCHALLER, H., **Revisão estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas.** In: Boletim técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, pp. 21-86, 1969.

SCHÖN, J. H. **Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia.** 1 ed. Rio de Janeiro, Elsevier Brasil, 2016.

SEEVERS, D. O. “A Nuclear Magnetic Method for Determining the Permeability of Sandstone”, **SPWLA 7th Annual Logging Symposium**, 9-11 May 1966.

SOUZA, A. A., **Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear.** Tese de Doutorado em Ciência e Engenharia de

Materiais - Escola de Engenharia de São Carlos, Instituto de Física de São Carlos, Instituto de Química de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

TAVARES A. C., BORGHIL, CORBETT P., LOPES J., et al., “Facies and depositional environments for the coquinas of the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin, defined by taphonomic and compositional criteria”, **Brazilian Journal of Geology**, v. 45, n. 3, pp. 415–429, 2015.

TEIXEIRA, B. F. **Coquinas da Formação Morro do Chaves (Cretáceo Inferior), seção rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas**. Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2012.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C., **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**, 2 ed, USA, Gulf Professional Publishing, 2004.

TIMUR, A., “An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs”, **The Log Analyst**, v. 9, n. 4, pp. 8-17, 1968.

TIMUR, A., "Producible Porosity and Permeability of Sandstones Investigated Through Nuclear Magnetic Resonance Principles", **The Log Analyst**, pp. 3-11, 1969a.

TIMUR, A., “Pulsed Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Movable Fluid, and Permeability of Sandstones”, **Journal of Petroleum Technology**, v. 246, pp. 775-786, 1969b.

TRIOLA, M. F., **Introdução à Estatística: Atualização da Tecnologia**. 11 ed. Rio de Janeiro, Grupo Editorial Nacional LTC, 2014.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A. B. **Bacia de Campos**. In: Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, pp. 511-529, 2007.

ZINSZNER, B.; PELLERING, F. M., **A Geoscientist’s Guide to Petrophysics**. 1 ed., France, Editions Technip, 2007.

APÊNDICE 1 – DESCRIÇÃO LITOLÓGICA

Tabela de descrição macroscópica das 45 amostras estudadas.

Prof. (m)	Grabau (1904)	Mineralogia		Grau de Fragmentação		Tipo de Poro Predominante
		Calcita	Siliciclásticos	Inteiras	Fragmentadas	
66,35	Calcirrudito	90%	10%	40%	60%	Móldico
68,65	Calcarenito	70%	30%	70%	30%	Vugular
71,30	Calcarenito	70%	30%	70%	30%	Móldico
73,20	Calcarenito	70%	30%	40%	60%	Móldico
80,00	Calcarenito	32%	68%	20%	80%	Móldico
80,95	Calcirrudito	85%	15%	30%	70%	Móldico, Vugular, Intercristalino
82,05	Calcirrudito	85%	15%	30%	70%	Móldico, Vugular, Intercristalino
83,05	Calcarenito	95%	5%	10%	90%	Móldico
83,65	Calcirrudito	85%	15%	30%	70%	Móldico, Vugular, Intercristalino
87,35	Calcirrudito	60%	40%	20%	80%	Interpartícula
88,00	Calcarenito	95%	5%	60%	40%	Interpartícula
89,70	Calcarenito	43%	57%	0%	100%	Interpartícula
90,95	Calcirrudito	85%	15%	30%	70%	Móldico, Vugular, Intercristalino
93,00	Calcirrudito	100%	0%	80%	20%	Móldico
94,40	Calcarenito	30%	70%	0%	100%	Interpartícula
98,55	Calcarenito	100%	0%	90%	10%	Vugular
99,50	Calcarenito	50%	50%	0%	100%	Móldico
100,70	Calcirrudito	100%	0%	95%	5%	Vugular
102,55	Calcirrudito	95%	5%	10%	90%	Móldico
105,30	Calcirrudito	82%	18%	30%	70%	Móldico
113,70	Calcarenito	55%	45%	30%	70%	Móldico
122,45	Calcarenito	95%	5%	95%	5%	Móldico
126,05	Calcirrudito	100%	0%	85%	15%	Móldico
128,05	Calcirrudito	97%	3%	98%	2%	Móldico
132,15	Calcarenito	99%	1%	85%	15%	Interpartícula
133,90	Calcirrudito	90%	10%	90%	10%	Móldico
136,85	Calcarenito	88%	12%	65%	35%	Vugular
140,80	Calcirrudito	88%	12%	95%	5%	Vugular
141,00	Calcarenito	85%	15%	85%	15%	Vugular
143,25	Calcirrudito	95%	15%	92%	8%	Interpartícula e Intercristalino
146,25	Calcarenito	92%	8%	100%	0%	Fratura
148,00	Calcarenito	99%	1%	95%	5%	Vugular
151,15	Calcarenito	100%	0%	97%	3%	Móldico
154,20	Calcirrudito	90%	10%	75%	25%	Móldico
156,50	Calcirrudito	100%	0%	98%	2%	Vugular
160,10	Calcirrudito	100%	0%	85%	15%	Vugular
162,50	Calcarenito	95%	5%	15%	85%	Móldico
169,45	Calcarenito	95%	5%	5%	95%	Móldico
170,65	Calcarenito	55%	45%	2%	98%	Móldico e Interpartícula
173,50	Calcirrudito	95%	5%	98%	2%	Interpartícula
176,85	Calcirrudito	96%	4%	90%	15%	Vugular
180,00	Calcarenito	100%	0%	60%	40%	Vugular
184,95	Calcarenito	100%	0%	80%	20%	Intercristalino
187,95	Calcirrudito	100%	0%	95%	5%	Vugular e Intercristalino
189,40	Calcirrudito	100%	0%	97%	3%	Vugular

APÊNDICE 2 – CURVAS DE T₂

Curvas de T₂ adquiridas pela RMN.

CURVAS DE T₂ - ALTA K

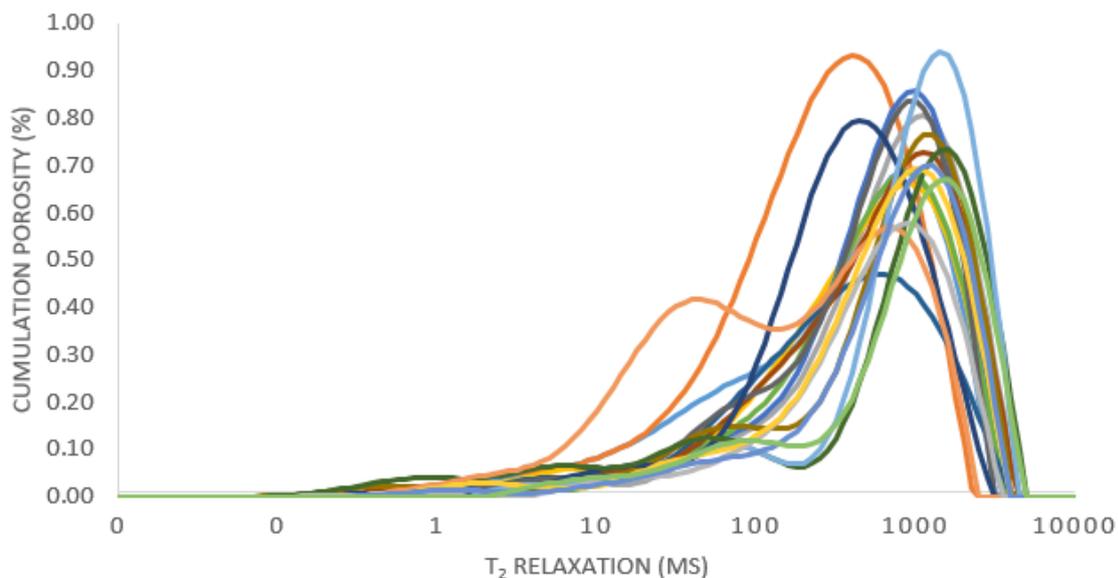


Gráfico exibindo as curvas de T₂ nas amostras de alta K.

CURVAS DE T₂ - BAIXA K

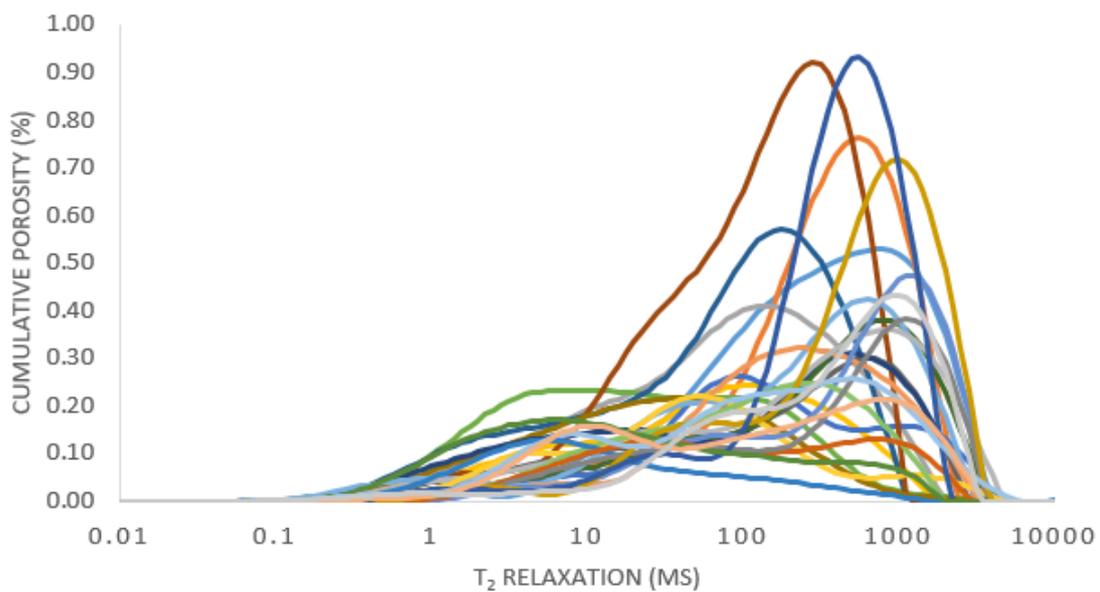


Gráfico exibindo as curvas de T₂ nas amostras de baixa K.