

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA**

**PEDRO VIANNA MESQUITA**

**MELHORIA DA ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE**  
**ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE DADOS DE RMN E MICP**  
**EM ROCHAS ANÁLOGAS A RESERVATÓRIOS DE**  
**HIDROCARBONETOS**

Trabalho apresentado ao Curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como parte da disciplina de Projeto Final II e requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica

Orientador: Dr. André Alves de Souza  
(Schlumberger Brazil)

Co-orientador: Prof. Dr. Adalberto da Silva  
(Universidade Federal Fluminense)

**NITERÓI – RJ**

**2017**

M582

Mesquita, Pedro Vianna

Melhoria da estimativa de permeabilidade através da integração de dados RMN e MICP em rochas análogas a reservatórios de hidrocarbonetos / Pedro Vianna Mesquita. – Niterói : [s.n.], 2017.  
88 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) –  
Universidade Federal Fluminense, 2017.

1.Petrofísica. 2.Permeabilidade. 3.Porosidade. 4.Perfilagem de  
poços. 5.RMN. 6.MICP. I.Título.

CDD 553.28

**PEDRO VIANNA MESQUITA**

**MELHORIA DA ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRAVÉS DA  
INTEGRAÇÃO DE DADOS DE RMN E MICP EM ROCHAS ANÁLOGAS A  
RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS**

**Trabalho apresentado ao Curso de graduação em  
Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como  
parte da disciplina de Projeto Final II e requisito  
para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

Dr. André Alves de Souza

Schlumberger Brazil Research & Geoengineering Center - BRGC

---

Prof. Dr. Adalberto da Silva

Universidade Federal Fluminense - UFF

---

Prof. Me. Paulo Buarque de Macedo Guimarães

Universidade Federal Fluminense - UFF

---

Prof. Dr. Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo

Universidade Federal Fluminense - UFF

Dedico este trabalho aos meus pais, por me criarem do jeito que eu sou,  
e à minha querida Gabriela, por me inspirar a ser melhor.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais e minha família por todo o amor, carinho, sacrifício e paciência que tiveram por comigo ao me guiarem por essa jornada. Sou e serei eternamente grato por tudo que vivi e aprendi com vocês.

A todo corpo docente da Universidade Federal Fluminense e professores do Lagamar, cujas inúmeras vivências e ensinamentos permitiram que eu me tornasse o profissional que sou hoje.

Ao meu orientador André Souza, não só por contribuir imensamente para o meu aprendizado durante o tempo que trabalhamos juntos, mas também pela amizade e confiança.

Ao meu co-orientador Adalberto da Silva, pela paciência e fé que teve comigo, e por ter me ajudado muito em como montar e desenvolver a estrutura deste trabalho.

Ao professor Paulo Buarque, por participar desta banca mesmo com o prazo corrido, e pelas aulas que ministrou durante minha formação como Geofísico.

Ao professor Rodrigo Bagueira, não somente por participar desta banca, mas principalmente por ser um grande amigo e mentor para mim, tendo me introduzido neste imenso mundo que é a RMN e Petrofísica Aplicada.

A toda equipe do UFFLAR pelo carinho, amizade e o grande astral que eu sempre sinto ao trabalhar com vocês. Para mim, não há melhor ambiente de trabalho do que este laboratório.

A BG Brasil/Shell, pelo suporte que me proporcionaram como bolsista de iniciação científica no UFFLAR.

A Schlumberger por ceder parte dos dados utilizados neste trabalho, e pela valiosa oportunidade de estágio que me concederam em 2016, onde eu aprendi imensamente e desenvolvi parte deste trabalho.

A todos meus colegas de Geofísica, e em especial Ana Carolina, Lys Rizzi, Lucas Bragança e Felipe Faria, que foram meus grandes amigos durante o Curso de Geofísica. Sentirei muita falta de passar o tempo com vocês.

Aos meus grandes amigos Luciano, Ivan, Ricardo, Thiago, Raphael, Luiz Felipe e Daniel, pelos anos de histórias e cumplicidade. Obrigado por estarem ao meu lado durante toda essa trajetória.

E finalmente, agradeço a Gabriela Fittipaldi, minha grande companheira e parceira de todos os momentos. Obrigado por me apoiar e acreditar em mim, ficando ao meu lado mesmo quando tudo parecia ruir. Sem seu apoio eu não teria chegado muito longe, e por isso essa conquista também é sua.

“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.”

Arthur Schopenhauer.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ILUSTRAÇÕES</b> .....	<b>XII</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS</b> .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>XVIII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>XIX</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>21</b>
1.1 INTRODUÇÃO.....	21
1.2 OBJETIVOS.....	22
<b>2 REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	<b>24</b>
2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS SEDIMENTARES RESERVATÓRIOS .....	24
2.1.1 Porosidade .....	24
2.1.2 Saturação de Fluidos .....	26
2.1.3 Permeabilidade .....	27
2.1.4 Arenitos e Carbonatos .....	29
2.2 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR .....	30
2.2.1 Magnetismo Nuclear e Spin .....	30
2.2.2 Precessão do Spin e a Frequência de Larmor.....	31
2.2.3 Polarização e Magnetização Resultante .....	33
2.2.4 Perturbação Eletromagnética e Relaxação Transversal .....	34
2.2.5 FID e Eco de Hahn .....	37
2.2.6 RMN em Meios Porosos .....	40
2.2.7 Distribuição de Tamanho de Poros .....	43
2.2.8 Determinação de BVI e FFI .....	46
2.3 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO.....	48



2.3.1	Ensaio de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio .....	48
2.3.2	Aplicações do MICP na Petrofísica .....	50
2.4	ESTIMADORES DE PERMEABILIDADE POR RMN E MICP .....	51
2.4.1	Permeabilidade por MICP .....	52
2.4.2	Permeabilidade por RMN .....	52
2.5	INTEGRAÇÃO RMN-MICP .....	54
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>57</b>
3.1	PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS E PETROFÍSICA DE ROTINA.....	57
3.1.1	Limpeza.....	57
3.1.2	Petrofísica de Rotina .....	58
3.1.3	Saturação das amostras .....	59
3.2	MEDIÇÕES DE T2 E RT .....	60
3.2.1	Experimentos RMN .....	60
3.2.2	Experimentos MICP.....	60
3.3	PROCESSAMENTO DE DADOS.....	61
3.3.1	Inversão dos dados RMN .....	61
3.3.2	Estimativa da Relaxatividade Superficial Efetiva e da Permeabilidade através do Software NMIP .....	61
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>65</b>
4.1	CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA .....	65
4.1.1	Análise de Petrofísica de Rotina .....	65
4.1.2	Porosidades por RMN e MICP .....	67
4.2	CORRELAÇÃO RMN-MICP E A RELAXATIVIDADE SUPERFICIAL EFETIVA	70
4.3	ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RMN E MICP.....	75
4.3.1	Modelos Clássicos de Estimativa de Permeabilidade .....	75
4.3.2	Permeabilidade Melhorada pela Relaxatividade Superficial .....	78

4.4	APLICABILIDADE DO MÉTODO DE CORRELAÇÃO RMN-MICP E DE SEU ESTIMADOR MELHORADO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	82
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>84</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>85</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 2.1.1: Definição da porosidade nas rochas. Fonte: Schön (2016). ..... 25
- Figura 2.1.2: Definição da permeabilidade de uma rocha (cilindro cinza). Fonte: Glover (2000). ..... 28
- Figura 2.2.1: a) o núcleo de  $^1\text{H}$  age como uma barra magnética, em decorrência de seu magnetismo intrínseco; c) na ausência de um campo magnético externo, o alinhamento do  $\vec{\mu}$  dos protons é aleatório (adaptados de *NMR Logging – Principles and Applications, 1999*). c) cada vetor na figura indica uma direção aleatória de  $\vec{\mu}$ , ficando evidente que o somatório destes vetores se anula (baseado em ilustrações no livro *Spin Dynamics: Basics of Nuclear Magnetic Resonance, 2001*). ..... 31
- Figura 2.2.2: Esquemática da precessão do spin de um proton sujeito a um campo magnético  $\vec{B}_0$  (baseado em ilustrações do livro *NMR Logging – Principles and Applications, 1999*). ..... 31
- Figura 2.2.3: Gráfico da distribuição das frequências de Larmor em um plano submetido a um campo magnético gradiente unidirecional (gerado considerando a equação 2.2.4 e o valor de  $\gamma$  do hidrogênio). ..... 32
- Figura 2.2.4: a) A precessão de dois spins sob dois estados energéticos: baixa energia (orientação do eixo de precessão paralela a  $\vec{B}_0$ ) e alta energia (orientação do eixo de precessão anti-paralela a  $\vec{B}_0$ ). b) Ilustração do alinhamento preferencial dos spins em direção do campo magnético externo  $\vec{B}_0$ , em um determinado instante. O ângulo entre a orientação dos spins e  $\vec{B}_0$  esta relacionado à energia deles. c) A magnetização resultante do sistema  $\vec{M}_0$ , paralela a  $\vec{B}_0$  e decorrente da orientação preferencial dos spins em direção ao campo. Baseados em ilustrações nos livros *NMR Logging – Principles and Applications (1999)* e *Spin Dynamics: Basics of Nuclear Magnetic Resonance (2001)*. ..... 33
- Figura 2.2.5: Esquemática da aplicação de um campo magnético oscilatório  $\vec{B}_1$ , gerado por uma bobina de rádio frequência colocada em torno do sistema de spins e orientada no eixo x. Considerando um sistema de coordenadas girantes com velocidade angular igual a  $\omega_{\text{Larmor}}$ ,  $\vec{B}_1$  é estacionário e produz uma rotação na magnetização resultante do sistema, defletindo-a para o plano xy (baseado em ilustrações no livro *Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications, 2002*). ..... 36
- Figura 2.2.6: Esquemática do processo de relaxação transversal (baseado em ilustrações no livro *Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications, 2002*). ..... 36

- Figura 2.2.7: Gráfico demonstrando a intensidade normalizada das magnetizações longitudinal e transversal durante a relaxação, utilizando valores diferentes para  $T_1$  e  $T_2$  (baseado em ilustrações do livro *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999)..... 37
- Figura 2.2.8: a) Ilustração da defasagem dos spins após a aplicação de um pulso de  $90^\circ$ , devido a inhomogeneidade de  $\vec{B}_0$ . Essa defasagem causa um espalhamento da orientação dos spins no plano xy giratório, que atenua o sinal de  $M_{xy}$  (Fonte: COATES, 1999). b) Gráfico gerado a partir de uma simulação do experimento RMN (baseado em MORAES, 2014), onde o “x”, “y” e “z” são as magnetizações  $M_x$ ,  $M_y$  e  $M_z$ , e o tracejado verde é a curva  $T_2$  da simulação. Pela figura fica nítido que o decaimento delineado pelo FID é mais rápido que o decaimento de  $T_2$ . ..... 38
- Figura 2.2.9: Esquematisação das “etapas” do eco de Hahn: 1- o pulso de  $90^\circ$  é aplicado e a magnetização resultante é defletida para o plano xy girante; 2- os spins começam a defasar devido a inhomogeneidades em  $\vec{B}_0$ ; 3- o pulso de  $180^\circ$  é aplicado, e a magnetização no plano xy se inverte; 4- a defasagem continua, mas agora os spins com maiores frequências de Larmor estão atrasados e os com menores frequências estão adiantados; 5- depois do tempo  $2\tau$ , os spins entram em fase novamente, o que induz o eco de Hahn no FID. Fonte: COATES (1999). ..... 39
- Figura 2.2.10: Esquematisação da sequência de pulsos CPMG, em que um trem de ecos de Hahn é obtido pela aplicação de um pulso de  $90^\circ$  seguido de vários pulsos de  $180^\circ$  consecutivos, intervalados pelo tempo  $2\tau$  (ou o *tempo ao eco* “TE”). A linha azul no gráfico corresponde à curva  $T_2$ , que coincide com os picos nos ecos de Hahn, e por isso a sequência CPMG permite a obtenção da curva  $T_2$ . Fonte: COATES (1999). ..... 40
- Figura 2.2.11: Esquematisação da ferramenta RMN: a) Em laboratório (ilustração gerada utilizando o programa *VPython*); b) Em poço (Fonte: [www.aramcoexpats.com](http://www.aramcoexpats.com))..... 41
- Figura 2.2.12: Esquema da relação dos decaimentos do sinal RMN e os valores de  $T_2$  com o tamanho de poros de uma rocha saturada por salmoura (Fonte: *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999). Pela figura, vemos que poros grandes resultam em grandes valores de  $T_2$  e decaimentos longos, enquanto que os poros menores resultam em  $T_2$  pequenos e decaimentos curtos. Finalmente, em um sistema com diversos tamanhos de poro, o decaimento é o somatório da contribuição de varias exponenciais, descrito por uma distribuição de valores de  $T_2$ . ..... 44
- Figura 2.2.13: Esquematisação da inversão de um trem de ecos obtido pela sequência CPMG (esquerda) em uma distribuição de  $T_2$  (direita) (Fonte: *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999)..... 45

Figura 2.2.14: Esquemática do método estimador do valor do $T_{2\text{cutoff}}$ , que utiliza a comparação entre as curvas SW1 e SWI (Fonte: <i>NMR Logging – Principles and Applications, 1999</i> ).....	47
Figura 2.3.1: Esquemática do experimento MICP dividido em etapas. Fonte: <a href="http://www.perminc.com">www.perminc.com</a> .....	49
Figura 2.3.2: Gráficos do experimento MICP feito na amostra “Austin Chalk”. Na esquerda, a curva de saturação percentual de mercúrio (normalizado pelo volume total de mercúrio intrudido) vs. a pressão de injeção do mercúrio. Na direita, as curvas de saturação incremental (linha sólida) e acumulada (linha tracejada) de mercúrio vs. o raio de garganta de poro ( $R_t$ ) obtido pela equação 2.3.1. Nota-se a similaridade entre as distribuições de $R_t$ e $T_2$ para essa amostra de carbonato.....	49
Figura 2.4.1: Gráficos das distribuições incrementais (esquerda) e acumuladas (direita) de $T_2$ (superiores, com linha azul) e $R_t$ (inferiores, com linha vermelha) da amostra de carbonato “Austin Chalk”. Em todas as distribuições, os valores das médias (harmônica, geométrica, aritmética, e a moda) e dos “cortes” de saturação (de 5% até 95%) foram calculados, e estão exibidos na forma de linhas verticais e pontos sobre as curvas.....	51
Figura 3.1.1: Extrator Soxhlet fazendo a limpeza de 3 amostras. ....	57
Figura 3.1.2: a) Foto do porosímetro ULTRAPORE 300, com o permeametro ULTRAPERM 500 no laboratório de petrofísica do UFFLAR; b) Célula Hassler em destaque, acoplada ao dois equipamentos.....	58
Figura 3.3.1: Captura de tela do programa NMIP com o conjunto de dados Kocureck carregado, com uma janela interativa mostrando um gráfico dos valores de porosidade vs. permeabilidade aberto. Pela figura, é possível desenhar retângulos para selecionar amostras no dataset. ....	62
Figura 4.1.1: Gráfico em barras dos valores de densidade de grãos, porosidade e permeabilidade obtidos na análise de petrofísica de rotina. ....	67
Figura 4.1.2: Crossplot dos valores de permeabilidade vs. porosidade do conjunto de dados analisados. O tamanho dos círculos é proporcional à densidade de grãos das amostras. ....	67
Figura 4.1.3: Crossplot da porosidade medida a gás Nitrogênio e por RMN. No gráfico é possível verificar que a amostra EY (Edward Yellow) teve uma baixa correlação em relação as demais, e portanto foi considerada com uma outlier experimental.....	69
Figura 4.1.4: Crossplot da porosidade medida a gás Nitrogênio e por MICP. As amostras identificadas no gráfico apresentam diferenças entre $\phi_{\text{gás}}$ e $\phi_{\text{MICP}}$ de mais de 3,5%, enquanto que as demais apresentaram uma correlação mais linear...	70

Figura 4.2.1: Gráfico em barras dos valores de $\rho_{2\text{eff}}$ estimados a partir da correlação RMN-MICP. A amostra <i>Leapord</i> foi removida do gráfico devido à grande divergência do seu valor encontrado (92,44 $\mu\text{ms}$ ) em relação às demais amostras, o que prejudicaria a visualização do gráfico.....	71
Figura 4.2.2: Correlação RMN-MICP do arenito <i>Boise Idaho Brown</i> . Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas (pelo máximo) das distribuições de $T_2$ com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de $R_t$ ; a correlação $T_2-R_t$ das curvas acumuladas; a correlação $T_2-R_t$ das curvas normalizadas. ....	72
Figura 4.2.3: Correlação RMN-MICP do carbonato <i>Austin Chalk</i> . Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas (pelo máximo) das distribuições de $T_2$ com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de $R_t$ ; a correlação $T_2-R_t$ das curvas acumuladas; a correlação $T_2-R_t$ das curvas normalizadas. ....	73
Figura 4.2.4: Correlação RMN-MICP do carbonato <i>Crab Orchard</i> . Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas das distribuições de $T_2$ com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de $R_t$ ; a correlação $T_2-R_t$ das curvas acumuladas; a correlação $T_2-R_t$ das curvas normalizadas. ....	74
Figura 4.2.5: Correlação RMN-MICP do arenito <i>Leapord</i> . Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas das distribuições de $T_2$ com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de $R_t$ ; a correlação $T_2-R_t$ das curvas acumuladas; a correlação $T_2-R_t$ das curvas normalizadas. ....	75
Figura 4.3.1: Estimativas de permeabilidade nos arenitos. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário: $k_\phi$ , $k_{\text{SDR}}$ , Timur-Coates e $R_{35}$ . ....	77
Figura 4.3.2: Estimativas de permeabilidade nos carbonatos. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário: $k_\phi$ , $k_{\text{SDR}}$ , Timur-Coates e $R_{35}$ . ....	77
Figura 4.3.3: Estimativas de permeabilidade no conjunto todo. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário: $k_\phi$ , $k_{\text{SDR}}$ , Timur-Coates e $R_{35}$ . ....	78
Figura 4.3.4: Resultado do estimador $k_{\text{RMN-MICP}}$ , considerando apenas os arenitos do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP. ....	80
Figura 4.3.5: Resultado do estimador $k_{\text{RMN-MICP}}$ , considerando apenas os carbonatos do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP. ....	81

Figura 4.3.6: Resultado do estimador  $k_{\text{RMN-MICP}}$ , considerando todas as amostras do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP. .... 81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados das medições de petrofísica de rotina das amostras estudadas.....	64
Tabela 2 – Resultados das porosidades provindas da petrofísica de rotina ( $\phi_{gás}$ ) e medidas através dos experimentos RMN ( $\phi_{RMN}$ ) e MICP ( $\phi_{MICP}$ ), do conjunto de amostras estudado.....	66
Tabela 3 – Resultados dos valores de $\rho_{2_{eff}}$ estimados a partir da correlação RMN-MICP...	69
Tabela 4 – Resultados das regressões dos estimadores clássicos de permeabilidade.....	74
Tabela 5 – Resultados das regressões do estimador $k_{RMN-MICP}$ , que foi melhorado pelo emprego de $\rho_{2_{eff}}$ no modelo.....	77



## RESUMO

### MELHORIA DA ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE ATRÁVES DA INTEGRAÇÃO DE DADOS DE RMN E MICP EM ROCHAS ANÁLOGAS A RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS

Na exploração de hidrocarbonetos, a permeabilidade ( $k$ ) de rochas reservatórios é comumente estimada através de medições de relaxometria de Ressonância Magnética Nuclear (RMN), ao assumir que o parâmetro da relaxatividade superficial ( $\rho$ ) – que escala a distribuição dos tempos de relaxação provindas das medidas RMN com os tamanhos de poros da rocha – é constante e homogêneo por toda a formação. Entretanto, esta afirmação normalmente não é válida quando em rochas litologicamente complexas (como nos carbonatos), e portanto, a falta de informação quanto ao valor deste parâmetro pode resultar em baixa acurácia quando  $k$  for estimada a partir de dados RMN. Uma solução para este problema seria utilizar a correlação entre medições RMN e de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio (*Mercury Injection Capillary Pressure* – MICP) para estimar um valor efetivo de  $\rho$ , para que este possa ser aplicado em modelos estimadores de  $k$  e melhorar suas performances. Este trabalho revisa os conceitos básicos por trás das medições RMN e MICP, suas correlações, e aplicação de seus dados em diferentes modelos estimadores de  $k$ . Em seguida, estes modelos são usados para estimar a permeabilidade de 21 amostras de formações (8 carbonatos e 13 arenitos) análogas a rochas reservatórios. Finalmente, os desempenhos destes modelos estimadores de  $k$  são avaliados, comparando as performances obtidas entre um modelo que emprega  $\rho$  e outros modelos clássicos utilizados na indústria do petróleo, e discutindo as vantagens e desvantagens desse método.

**Descritores:** RMN, MICP, Petrofísica, Permeabilidade, Porosidade, Perfilagem de Poços.

## ABSTRACT

### IMPROVEMENT OF PERMEABILITY ESTIMATION THROUGH NMR-MICP DATA INTEGRATION ON ROCKS ANALOGOUS TO HIDROCARBON RESERVOIRS

In hydrocarbon exploration, the permeability ( $k$ ) of reservoir formations is often estimated using Nuclear Magnetic Resonance (NMR) relaxometry measurements, by assuming that the surface relaxivity parameter ( $\rho$ ) – which scales the NMR's time relaxation distribution measurement to the rock's pore sizes – is constant and homogeneous throughout the formation. However, this is usually not valid when considering complex lithologies (such as carbonates), thus the lack of information about the value of this parameter may result in poor accuracy when estimating  $k$  through NMR data. One solution to this problem is to use the correlation between NMR and Mercury Injection Cappillary Pressure (MICP) measurements to estimate an effective value for  $\rho$ , so it can be employed on  $k$  estimation models and improve their performance. This work reviews the basic concepts behind the NMR and MICP measurements, their correlation, and the application of their data in different  $k$  estimation models. Then, these models are used to estimate permeability in 21 rock core (8 carbonates and 13 sandstones) that are analogous to reservoir formations. Finally, the performances on these  $k$  estimation models are evaluated, comparing the performances obtained between a model that employs  $\rho$  with the other classic models used in the oil industry, discussing the advantages and disadvantages of this method.

**Key words:** NMR, MICP, Petrophysics, Permeability, Porosity, Well Logging

# **1 INTRODUÇÃO**

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 INTRODUÇÃO

Na exploração de reservatórios de hidrocarbonetos e aquíferos, o mapeamento preciso da permeabilidade das formações é crucial para a elaboração de estratégias de produção. No entanto, a permeabilidade é um dos parâmetros petrofísicos mais difíceis de ser obtido diretamente por ferramentas de perfilagem de poço, sendo então comumente estimado através da aplicação de outras grandezas físicas a modelos geofísicos semi-empíricos (ELLIS & SINGER, 2008). A equação de Kozeny-Carman é um importante modelo matemático aplicado para este intuito, no qual, em uma das suas simplificações, a permeabilidade de uma formação pode ser calculada a partir de sua porosidade e da razão superfície-volume do seu sistema poroso (RIOS *et al.*, 2014). Nesse âmbito, a ferramenta de perfilagem por Ressonância Magnética Nuclear de Prótons (RMN  $^1\text{H}$ ) tem ganhado destaque na indústria petrolífera por oferecer ambas as medições simultaneamente (PRAMMER *et al.*, 1996), permitindo uma avaliação razoável da permeabilidade em um reservatório.

Uma das equações mais utilizadas na indústria petrolífera na obtenção da permeabilidade através da RMN é a equação KSDR, que provém do modelo de Kozeny-Carman. O principal pressuposto da equação é que o parâmetro da relaxatividade superficial  $\rho$  – que escala a relação entre os tempos de relaxação medidos pela RMN com a razão superfície-volume dos poros – é considerado homogêneo para cada formação (SOUZA *et al.*, 2013). Porém, em litologias mais complexas, grandes variações na intensidade de  $\rho$  podem ocorrer em pequenas escalas dentro da formação, o que compromete não só a acurácia do modelo KSDR, mas também outras previsões petrofísicas derivadas da RMN (ARNS *et al.*, 2006). Portanto,  $\rho$  é um importante parâmetro para a petrofísica de RMN  $^1\text{H}$ .

Vários pesquisadores desenvolveram técnicas diversas para a obtenção de valores da  $\rho$  em rochas, no intuito de aplicá-los à equação do KSDR e melhorar sua acurácia. Uma dessas técnicas baseia-se na correlação entre a distribuição de tempos de relaxação transversal de rochas medidas por RMN (distribuições de T2) com a distribuição de raios de garganta de poro destas, provindas da técnica de medição de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio, ou “MICP” (do inglês *Mercury Injection Capillary Pressure*). Esta correlação permite a estimativa de um valor efetivo para a  $\rho$  de uma rocha, que também pode ser utilizado para melhorar outras previsões petrofísicas da técnica RMN.

Apesar da correlação RMN-MICP normalmente gerar estimativas de permeabilidade mais precisas quando comparadas aos estimadores clássicos, ela também pode resultar em valores incoerentes de  $\rho$ , em certos casos. Isto se deve às diferenças na resposta física de ambas as medições, que são naturalmente potencializadas à medida que a complexidade das rochas aumenta. Nesse âmbito, torna-se necessário uma análise mais profunda sobre as ideias por trás da correlação RMN-MICP e sobre suas possíveis aplicações, principalmente para a estimativa da permeabilidade em rochas reservatórios. Tal análise auxiliaria o desenvolvimento destas técnicas ou de novas abordagens sobre o tema no futuro.

## 1.2 OBJETIVOS

O trabalho tem como principais objetivos:

1. Revisar os temas de Petrofísica, RMN, MICP e a integração das duas técnicas na melhoria da permeabilidade.
2. Avaliar técnicas de correlação entre dados de RMN e de MICP, aplicando-as em amostras de rochas análogas a reservatórios areníticos e carbonáticos.
3. Obter estimativas do valor da relaxatividade superficial das amostras, baseados na correlação RMN-MICP.
4. Comparar a estimativa de permeabilidade do KSDR melhorado por  $\rho$  com os estimadores clássicos que utilizam RMN e/ou MICP (KPHI, Winland-Pittman, KSDR e Timur-Coates).
5. Discutir a utilidade e a validade desta abordagem, considerando as limitações, as vantagens e a aplicabilidade destes métodos na indústria do petróleo.

O trabalho também visa construir um sumário teórico e prático que possa ser utilizada futuramente pelo aluno ou por um especialista na área, com o intuito de firmar e/ou desenvolver este tema.

## **2 REVISÃO DE LITERATURA**

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS SEDIMENTARES RESERVATÓRIOS

As rochas sedimentares são agregados sólidos naturais formados pelos processos de deposição e subsequente compactação e diagênese de sedimentos. Este tipo de rocha compõe mais de 50% da superfície terrestre, e seu estudo é fundamental em diversas ciências, como a Geologia, Geofísica, Construção Civil, Exploração de Recursos Minerais e Petrolíferos, Agricultura, entre outras (SCHÖN, 2016).

Na indústria do petróleo, destacam-se o estudo das rochas areníticas e carbonáticas, já que estas litologias representam a grande maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos encontrados na natureza. Em geral, tais litologias são excelentes para a exploração petrolífera por serem comumente porosas e permeáveis para permitir a armazenagem e a passagem de fluidos. Conseqüentemente, também são classificadas como *rochas reservatórios*.

A caracterização das propriedades físicas das rochas reservatórios é amplamente empregada na elaboração e otimização de estratégias de produção de óleo e gás. As propriedades de interesse direto a esta aplicação estão relacionadas à caracterização do sistema poroso e a disposição de fluidos nas rochas, como a *porosidade*, *permeabilidade* e a *saturação de fluidos*. Tais propriedades são difíceis de ser obtidas diretamente *in situ*, sendo assim calculadas a partir de ensaios laboratoriais em amostras de rocha retiradas do poço, ou estimadas a partir da interpretação de outras propriedades físicas das formações, como a *densidade*, *propriedades elétricas*, *elásticas*, *magnéticas*, *térmicas*, etc. Estas últimas podem ser obtidas *in situ* mais facilmente através de diversos métodos geofísicos aplicáveis neste meio. Desta forma, é comum estimar as propriedades de interesse direto a partir de dados geofísicos aplicados em modelos – teóricos e/ou empíricos – que relacionem essas propriedades (SCHÖN, 2016).

#### 2.1.1 Porosidade

A porosidade ( $\phi$ ) é uma propriedade volumétrica fundamental das rochas e é definida como a razão entre o volume de espaços não constituídos por matriz sólida (como poros, fendas, fraturas, etc.) e o volume total da rocha (AMYX *et al*, 1960). Trata-se então de uma grandeza adimensional, que normalmente é expressa por frações entre 0 e 1, ou como

porcentagens. Ela também pode ser expressa em p.u. (do inglês, *porosity units*), onde 1 p.u. equivale a 1%. Pela definição, temos que:

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total}} = \frac{V_{poros}}{V_{poros} + V_{grãos}} \quad (2.1.1)$$

na qual  $\phi$  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 matriz da rocha.

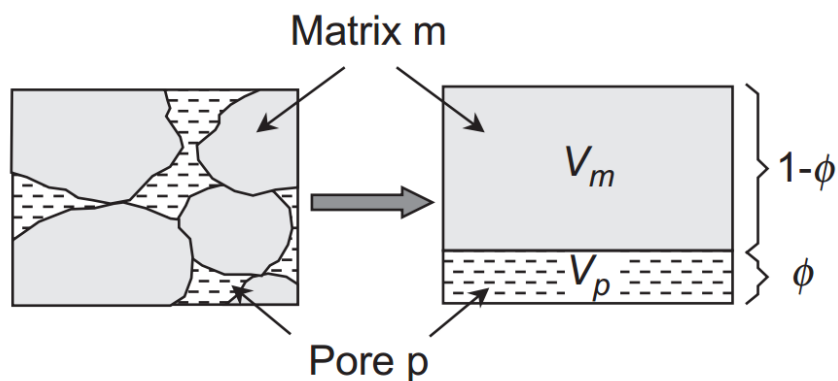


Figura 2.1.1: Definição da porosidade nas rochas. Fonte: Schön (2016).

A porosidade é inicialmente formada durante a deposição do sedimento, sendo chamada neste estágio de *porosidade primária*. À medida que o sedimento sofre compactação, esta porosidade inicial é alterada em decorrência dos processos diagenéticos, como a cimentação, o crescimento de minerais argilosos, dissolução, faturamento, dissolução e re-deposição de minerais, entre outras alterações físico-químicas na rocha. A porosidade resultante destes processos é denominada *porosidade secundária* (HOOK, 2003).

A porosidade de uma rocha é também diferenciada em *efetiva* ou *total*. A porosidade total é referente a todos os espaços porosos da rocha, independente de estarem conectados ou não, enquanto que a porosidade efetiva remete apenas a porosidade conectada, sem considerar os poros isolados e inacessíveis. Por definição, a porosidade efetiva é sempre menor que a total (HOOK, 2003).

É possível obter a porosidade através de métodos diretos (laboratoriais) ou indiretos (geofísicos), em que o volume total e o volume de poros e/ou de grãos são medidos ou estimados a partir de outras propriedades petrofísicas. A determinação da porosidade das rochas é extremamente importante para a exploração de reservatórios de hidrocarbonetos e/ou



água, porque ela indica o volume potencial destes fluidos que podem estar armazenados nas rochas. Além disso, esta propriedade influencia a maioria das demais propriedades petrofísicas, como a compressibilidade, resistividade e densidade, entre outros (SCHÖN, 2016).

### 2.1.2 Saturação de Fluidos

Na natureza, o volume poroso das rochas encontra-se preenchido por fluidos como água, ar, óleo, gás, além de outros. No cenário em que diversos tipos de fluidos estão presentes, a distribuição destes no espaço poroso estará relacionada às propriedades físico-químicas dos fluidos e da matriz rochosa, considerando as interações físico-químicas entre eles e as paredes dos poros.

A saturação de um determinado fluido “*f*” nas rochas ( $S_f$ ) é definida como a razão entre o volume deste fluido ( $V_f$ ) e o volume poroso:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.1.2)$$

Assim como a porosidade,  $S_f$  é adimensional e expressa como um valor percentual ou fração entre 0 e 1. No caso em que a rocha contém mais de um tipo de fluido, a soma das saturações de cada fluido devem ser igual a 1 (em um reservatório com água, gás e óleo por exemplo,  $S_{água} + S_{gás} + S_{óleo} = 1$ ).

Em rochas molháveis a água, esta pode ser encontrada em três formas diferentes, dependendo de sua interação com os minerais da rocha: móvel e livre pelo espaço poroso, capilar e ligada à superfície dos grãos, ou associada à argila (*clay-bound-water*). Esta subdivisão é importante, pois em cada caso a água contribuirá de maneira diferente a outras propriedades físicas da rocha (SCHÖN, 2016).

A saturação dos fluidos nas rochas pode ser determinada diretamente através de ensaios laboratoriais em amostras e testemunhos de poço (extração de fluidos, medições de pressão capilar), ou indiretamente pelas ferramentas de perfilagem (resistividade, medições dielétricas, RMN).

### 2.1.3 Permeabilidade

A permeabilidade ( $k$ ) é uma propriedade petrofísica fundamental das rochas, referente à capacidade destas de permitir a passagem de fluidos através do seu sistema poroso. Ela, portanto, depende de como os poros estão interligados, considerando principalmente as conexões entre cada poro (denominadas *garganta de poro*). Por isso, ela está relacionada à porosidade efetiva e aos processos que influem sobre esta. Devido ao alto grau de complexidade das conexões ao longo do sistema poroso das rochas, é comum que a permeabilidade seja anisotrópica (SCHÖN, 2016).

Há três classificações para a permeabilidade:  $k$  absoluta ( $k_{abs}$ ) – referente ao fluxo laminar de um único tipo de fluido que não reage com a matriz da rocha (não reativo);  $k$  efetiva – relacionada ao fluxo de um fluido na presença de outros, sendo estes imiscíveis; e a  $k$  relativa – a razão entre as duas anteriores (TIAB & DONALDSON, 2004).

O fluxo (ou vazão)  $Q$  de um fluido é descrito pela lei de Darcy (DARCY, 1856):

$$Q = \frac{V}{tA} = -\frac{k}{\eta} \text{grad } P \quad (2.1.2)$$

na qual  $A$  é a área da seção transversal,  $t$  é o tempo,  $\eta$  é a viscosidade do fluido e  $\text{grad } p$  é o gradiente de pressão do fluido, que é dado por:

$$\text{grad } P = \frac{P_1 - P_2}{L} \quad (2.1.3)$$

na qual  $P_1$  e  $P_2$  são as pressões de entrada e saída, e  $L$  é o comprimento do trajeto dos fluidos através da rocha. Finalmente,  $k$  é dado por:

$$k = \eta \frac{Q}{\text{grad } P} = \eta \frac{QL}{P_1 - P_2} \quad (2.1.4)$$

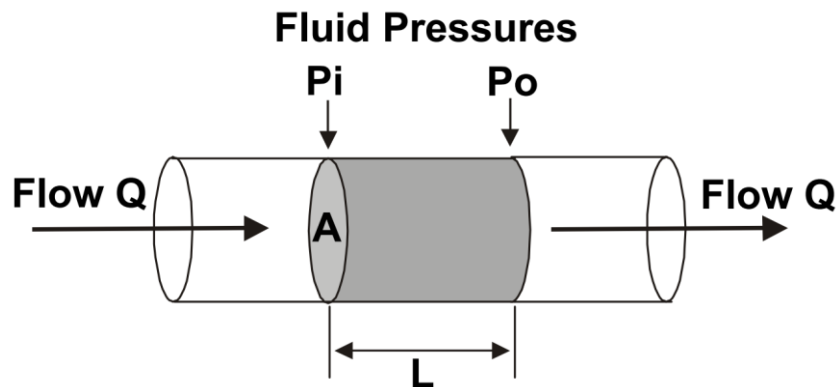


Figura 2.1.2: Definição da permeabilidade de uma rocha (cilindro cinza). Fonte: Glover (2000).

No SI, a unidade de permeabilidade é dada em  $m^2$ , mas a indústria do petróleo adota a unidade de medida *Darcy* ( $d$ ), onde  $1 d = 0.9869 \cdot 10^{-12} m^2 \approx 1 \mu m^2$ . A permeabilidade encontrada em rochas reservatórios pode variar em diversas ordens de grandeza, podendo ser  $10^{-5} d$  para rochas quase impermeáveis, ou chegar  $4 d$  em rochas muito permeáveis. Sendo assim, a permeabilidade também é expressa em milidarcy, ou  $md$  ( $10^{-3} d$ ) (TIAB & DONALDSON, 2004; GLOVER, 2000).

Em laboratório, a permeabilidade de uma amostra de rocha pode ser medida diretamente em células especiais que permitem o controle do gradiente de pressão do fluido nas extremidades da amostra, e garantem que ele flua somente pela amostra. Ao aferir o fluxo provocado pelo gradiente aplicado, a permeabilidade pode ser então calculada utilizando a equação 2.1.4. Neste tipo de ensaio, o fluido empregado pode ser um líquido ou um gás não reativo. Porém, as medições a gás devem ser compensadas pelo efeito *Klinkenberg*. Este efeito causa um aumento considerável no fluxo do gás em decorrência do efeito da “aderência” dele nas paredes dos poros, o que causa uma superestimativa da permeabilidade. Para corrigir esse efeito, várias medições do fluxo são feitas em diferentes pressões, a fim de extrapolá-las para uma pressão infinita (COSENTINO, 2001). Com isso, a *permeabilidade corrigida do efeito Klinkenberg* terá aproximadamente o mesmo valor que a permeabilidade medida por um líquido, independente do tipo de gás empregado no ensaio (SCHÖN, 2016).

Por outro lado, a medição direta da permeabilidade *in situ* é extremamente complicada, envolvendo custosos testes de formação. Por isso ela é comumente estimada através de métodos geofísicos que empregam as respostas físicas das ferramentas de perfuração de poço (ELLIS & SINGER, 2008).

#### 2.1.4 Arenitos e Carbonatos

O arenito (em inglês, *sandstone*) é um tipo de rocha clástica, formada basicamente por sedimentos arenosos compostos principalmente por quartzo e/ou feldspato, além de quantidades variadas de outros tipos de minerais de sódio, potássio e cálcio. Assim como as demais rochas clásticas, os arenitos são formados pelo processo de erosão (química e/ou física) e retrabalhamento de fragmentos provenientes de outras rochas, seguido pelo transporte (por água, vento, gravidade, etc.), deposição e litificação (por compactação, cimentação, etc.) destes materiais. No entanto, o arenito diferencia-se das demais rochas clásticas por sua matriz possuir grãos relativamente maiores, devido à presença de minerais mais resistentes. Após a deposição, a composição mineralógica dos arenitos não é intensamente afetada por processos diagenéticos, mesmo que esta seja amplamente variada (SCHÖN, 2016).

O carbonato é um tipo de rocha sedimentar não-clástica formado pela precipitação química e/ou bioquímica de minerais carbonáticos. Ele ocorre geralmente em ambientes marinhos rasos e quentes, que favorecem este tipo de deposição. Dentre os minerais formadores de carbonatos destacam-se a calcita ( $CaCO_3$ ) e a dolomita ( $CaMg(CO_3)_2$ ), o que faz com que os carbonatos sejam classificados como calcários (mais de 50% calcita) e dolomitos (mais de 50% dolomita). Normalmente a composição mineralógica é simples em relação às rochas clásticas, mas pode ser afetada mais facilmente por processos diagenéticos.

Em relação aos seus sistemas porosos, os arenitos possuem uma estrutura porosa simples e predominantemente intergranular, apresentando geralmente uma forte correlação com outras propriedades da formação (permeabilidade, velocidade da onda elástica, resistividade elétrica, entre outras). Entretanto, a porosidade em carbonatos é consideravelmente mais complexa, podendo ser composta por diversos tipos de poros, como por exemplo: intergranulares, intragranulares, intercristalinos, cavidades (*vulgs*), fraturas, entre outros. Em ambos os casos, processos diagenéticos e geológicos como compactação, cimentação, faturamento e dissolução afetam o sistema poroso, ampliando sua complexidade.

## 2.2 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é um fenômeno físico descoberto em meados do século 20, mas o tema logo se desenvolveu em uma das mais sofisticadas e poderosas técnicas científicas, com diversas aplicações em áreas da física, química, medicina, geofísica e a petrofísica. Sua utilidade provém da capacidade da RMN em permitir a investigação de processos e interações microscópicas em materiais, abrangendo desde a escala milimétrica à atômica. Na petrofísica, a RMN é empregada no estudo do sistema poroso de formações saturadas por fluidos e possui a vantagem de poder ser aplicada tanto em laboratório quanto *in situ*. Esta seção introduzirá alguns conceitos básicos sobre a RMN e suas aplicações no estudo de meios porosos.

### 2.2.1 Magnetismo Nuclear e Spin

O fenômeno da RMN refere-se basicamente à resposta magnética de núcleos atômicos à influência de campos magnéticos externos, e ocorre exclusivamente em sistemas e materiais cujos núcleos atômicos possuem momento magnético  $\vec{\mu}$  e momento angular  $\vec{J}$  (ou *spin*) não nulos. Tal característica é encontrada em isótopos que dipõem de um número ímpar de prótons e/ou de nêutrons, como por exemplo:  $^1H$ ,  $^2H$ ,  $^6Li$ ,  $^{10}B$ ,  $^{13}C$ ,  $^{14}N$ ,  $^{17}O$  e  $^{23}Na$ . Os momentos angular e magnético de um núcleo atômico são paralelos e relacionados por:

$$\vec{\mu} = \gamma \vec{J} \quad (2.2.1)$$

na qual  $\gamma$  é a razão giromagnética do núcleo. O valor de  $\gamma$  é constante e único para cada tipo de núcleo (DUNN, 2002), como por exemplo:  $\gamma = 42,576 \text{ MHz/T}$  para o núcleo de hidrogênio ( $^1H$ ) e  $\gamma = 11,262 \text{ MHz/T}$  para o de sódio ( $^{23}Na$ ).

Considerando o átomo de hidrogêneo, seu núcleo é formado por um único próton com spin igual a 1/2. O momento magnético faz com que o proton se comporte como uma espécie de barra magnética com os polos norte e sul alinhado na direção de  $\vec{\mu}$  (Figura 2.2.1, a). Em um sistema com muitos átomos de hidrogêneo e sem a influência de campos magnéticos externos, a orientação dos spins é caótica e regida apenas pela dinâmica do movimento Browniano (COATES, 1999) (Figura 2.2.1, b). Consequentemente, a magnetização resultante desse sistema é nula em qualquer instante (Figura 2.2.1 c).

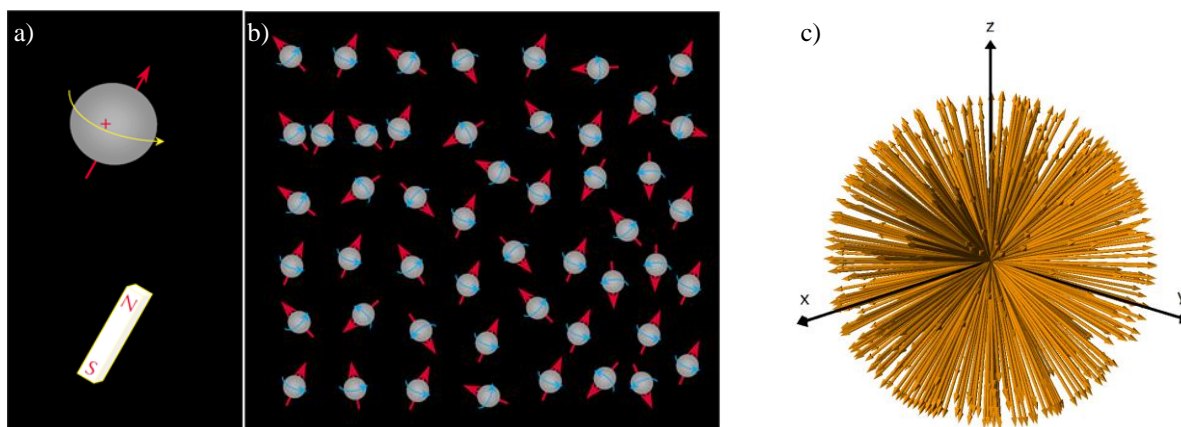


Figura 2.2.1: a) o núcleo de  $^1\text{H}$  age como uma barra magnética, em decorrência de seu magnetismo intrínseco; c) na ausência de um campo magnético externo, o alinhamento do  $\vec{\mu}$  dos protons é aleatório (adaptados de *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999). c) cada vetor na figura indica uma direção aleatória de  $\vec{\mu}$ , ficando evidente que o somatório destes vetores se anula (baseado em ilustrações no livro *Spin Dynamics: Basics of Nuclear Magnetic Resonance*, 2001).

## 2.2.2 Precessão do Spin e a Frequência de Larmor

Quando um núcleo atômico com spin não nulo é submetido a um campo magnético homogêneo  $\vec{B}_0$ , este exerce um torque em seu momento magnético de valor  $\mu B_0$ , que faz com que ele tenda a se orientar na direção de  $\vec{B}_0$ , lembrando uma barra magnética. Porém, o núcleo precessiona em torno de  $\vec{B}_0$  similarmente ao movimento de um giroscópio, devido ao seu momento angular não nulo. Este movimento de precessão está esquematizado na Figura 2.2.2.

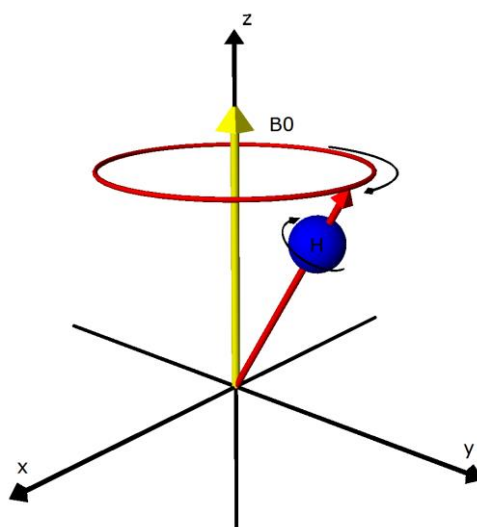


Figura 2.2.2: Esquematização da precessão do spin de um proton sujeito a um campo magnético  $\vec{B}_0$  (baseado em ilustrações do livro *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999).

Ao descrever o movimento de precessão de um spin sujeito a  $\vec{B}_0$ , temos que:

$$\frac{d\vec{J}}{dt} = \vec{\mu} \times \vec{B}_0 \quad (2.2.2)$$

Ao derivar a equação 2.2.1 em relação ao tempo e juntá-la à equação 2.2.2:

$$\frac{d\vec{\mu}}{dt} = \vec{\mu} \times (\gamma\vec{B}_0) \quad (2.2.3)$$

A equação 2.2.3 indica que para cada instante de tempo  $dt$ , o vetor  $\vec{\mu}$  move um ângulo de valor  $\gamma B_0 dt$ . Finalmente, obtém-se a expressão da taxa de precessão do spin em torno de  $\vec{B}_0$ , chamada de *Frequência de Ressonância* ou *Frequência de Larmor*:

$$f_{Larmor} = \frac{\omega_{Larmor}}{2\pi} = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (2.2.4)$$

Através da equação 2.2.4, observa-se que para uma população de átomos de  $^1\text{H}$ , a frequência de Larmor dos spins estará relacionada apenas à magnitude de  $\vec{B}_0$ , contanto que este seja homogêneo. Por outro lado, em um sistema com diferentes elementos, cada espécie de núcleo precessionará em uma frequência distinta, visto que estes possuem razões giromagnéticas próprias. Além disso, caso seja aplicado um campo gradiente ao invés de um homogêneo, a frequência de Larmor torna-se então dependente da posição do spin no campo.

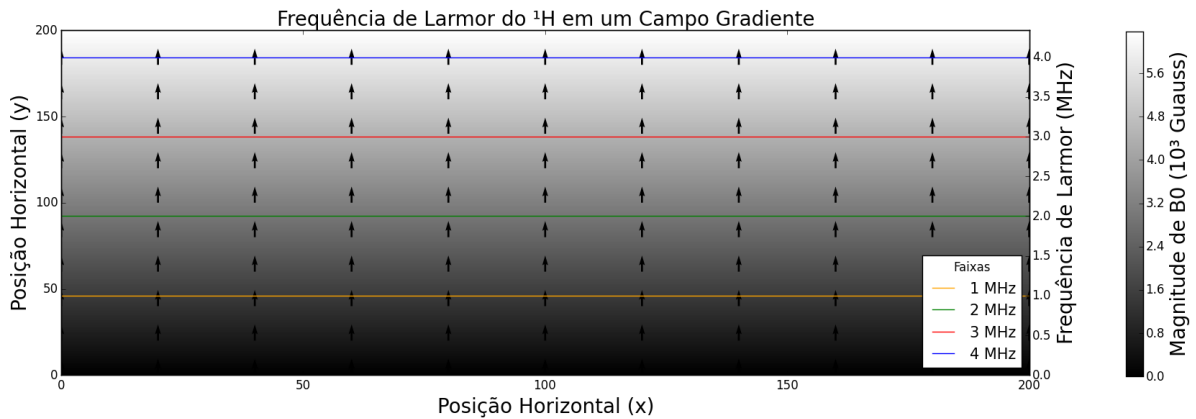


Figura 2.2.3: Gráfico da distribuição das frequências de Larmor em um plano submetido a um campo magnético gradiente unidirecional (gerado considerando a equação 2.2.4 e o valor de  $\gamma$  do hidrogênio).

A frequência de Larmor é uma característica chave para o experimento RMN, pois é nela em que os spins absorvem/emitem radiação eletromagnética (energia) com máxima eficiência. Isto permite que a ferramenta possa ser configurada e utilizada para interagir exclusivamente com um determinado tipo de núcleo atômico (com  $\gamma$  diferentes) e/ou uma região no sistema (pela aplicação de gradientes). Este fato será tratado nas próximas seções.

### 2.2.3 Polarização e Magnetização Resultante

De acordo com a física quântica, um próton sujeito a um  $\vec{B}_0$  é forçado a um entre dois estados energéticos distintos, dependendo da orientação do eixo de precessão do seu spin em relação a  $\vec{B}_0$  (Figura 2.2.4 a). Quando a direção do eixo é paralela a  $\vec{B}_0$ , o próton está em seu estado de baixa energia, enquanto que quando ela é anti-paralela a  $\vec{B}_0$ , o próton está em seu estado de alta energia. Considerando agora uma população de  $^1\text{H}$  sujeita a um  $\vec{B}_0$  orientado no eixo longitudinal (eixo z), mais spins tenderão a precessionar no estado de baixa energia do que o de alta, como ilustrado na Figura 2.2.4 b. A diferença entre o número de prótons orientados paralelamente e anti-paralelamente a  $\vec{B}_0$  gera uma magnetização resultante  $\vec{M}_0$  do sistema, na mesma direção que  $\vec{B}_0$  (Figura 2.2.4 c) (COATES, 1999).

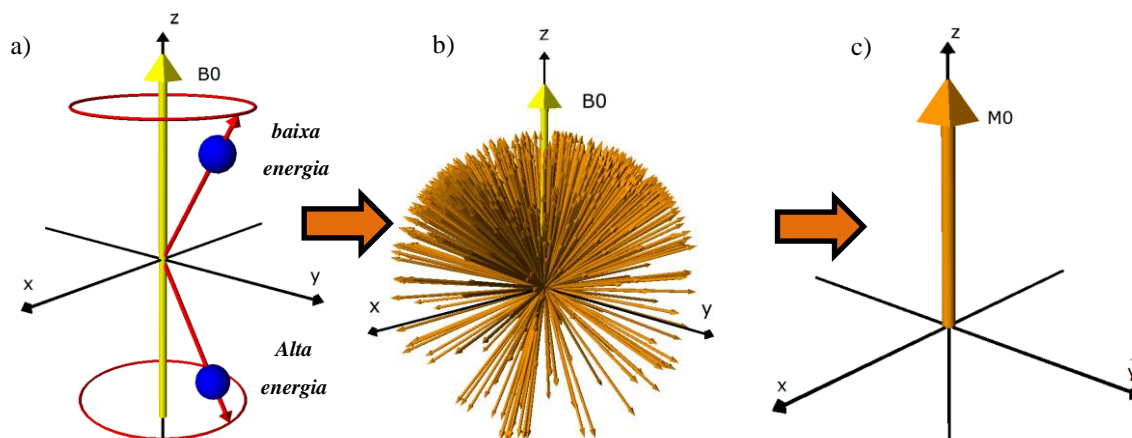


Figura 2.2.4: a) A precessão de dois spins sob dois estados energéticos: baixa energia (orientação do eixo de precessão paralela a  $\vec{B}_0$ ) e alta energia (orientação do eixo de precessão anti-paralela a  $\vec{B}_0$ ). b) Ilustração do alinhamento preferencial dos spins em direção do campo magnético externo  $\vec{B}_0$ , em um determinado instante. O ângulo entre a orientação dos spins e  $\vec{B}_0$  está relacionado à energia deles. c) A magnetização resultante do sistema  $\vec{M}_0$ , paralela a  $\vec{B}_0$  e decorrente da orientação preferencial dos spins em direção ao campo. Baseados em ilustrações nos livros *NMR Logging – Principles and Applications* (1999) e *Spin Dynamics: Basics of Nuclear Magnetic Resonance* (2001).



A intensidade desta magnetização ( $M_0$ ) é observável e proporcional à quantidade de protons no sistema ( $N$ ), à razão giromagnética do núcleo, à intensidade de  $\vec{B}_0$  e ao inverso da temperatura absoluta do sistema ( $T$ ). Tais grandezas estão relacionadas pela Lei de Curie, dada por:

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 h^2 I(I+1)}{3T(4\pi^2)kB} B_0 \quad (2.2.5)$$

na qual  $kB$  é a constante de Boltzmann,  $h$  é a constante de Planck e  $I$  é o número quântico de spin do núcleo (COATES, 1999).

O processo de alinhamento dos spins à  $\vec{B}_0$  – também é chamado de *polarização* – não ocorre instantaneamente, mas desenvolve-se gradualmente até que o sistema atinja o seu equilíbrio térmico e uma magnetização resultante com intensidade  $M_0$ . A taxa de variação da magnetização resultante no eixo longitudinal em relação ao tempo -  $M_z$  - foi descrita por Bloch por (BLOCH, 1946):

$$\frac{dM_z}{dt} = \frac{M_0 - M_z}{T_1} \quad (2.2.6)$$

$$M_z = M_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}\right) \quad (2.2.7)$$

na qual  $t$  é o tempo de exposição do sistema a  $\vec{B}_0$  e a contante  $T_1$  é chamada de *tempo de relaxação longitudinal*. O valor de  $T_1$  é uma propriedade relacionada às características do sistema de spins e ao meio em que se encontram, refletindo no quão efetiva é a troca de energia magnética dos spins no sistema (DUUN, 2002).

#### 2.2.4 Perturbação Eletromagnética e Relaxação Transversal

Suponhamos que seja colocada uma bobina de radio frequência (RF) em torno do sistema descrito na seção anterior, orientada em uma direção perpendicular à  $\vec{B}_0$  (eixo x, por exemplo). Se uma corrente elétrica oscilatória for aplicada na bobina, esta produzirá um campo magnético oscilatório e linearmente polarizado  $\vec{B}_1$ , orientado na mesma direção do

eixo da bobina. É conveniente expressar este campo como a soma de dois campos polarizados circularmente, que rotacionam em torno do eixo x, em direções opostas:

$$\vec{B}_1 = \begin{cases} B_1(\vec{x} \cos \omega_{B_1} t + \vec{y} \sin \omega_{B_1} t) \\ B_1(\vec{x} \cos \omega_{B_1} t - \vec{y} \sin \omega_{B_1} t) \end{cases} = 2B_1\vec{x} \cos \omega_{B_1} t \quad (2.2.8)$$

na qual  $B_1$  é a magnitude do campo,  $\omega_{B_1}$  é a frequência angular da oscilação e  $\vec{x}$  e  $\vec{y}$  são vetores unitários dos eixos x e y. Um desses campos circulares gira no sentido contrário à precessão dos spins do sistema e seu efeito sob este pode ser negligenciado se  $B_1 \ll B_0$ . Em contrapartida, o outro rotacionará no mesmo sentido da precessão e interagirá com os spins do sistema se  $\omega_{B_1} = \omega_{Lamor}$ . Neste caso, o campo  $\vec{B}_1$  fará que os spins precessionem em fase e transferirá energia a eles, o que configura de fato o fenômeno da Ressonância Magnética. (COATES, 1999; DUUN 2002).

Para explicar melhor o efeito de  $\vec{B}_1$  sob a magnetização resultante, é interessante considerar um novo sistema cartesiano rotatório, em que as coordenadas x e y (ou o plano transversal) giram em torno do eixo z com velocidade angular  $\omega_{Lamor}$ . Com isso, temos as novas coordenadas giratórias  $x'$  e  $y'$ , e  $\vec{B}_1$  é considerado estacionário e orientado no eixo  $x'$ , como ilustrado na Figura 2.2.5. Ao aplicar um pulso na bobina,  $\vec{B}_1$  exercerá um torque na magnetização resultante, fazendo com que esta rotacione em torno de  $\vec{x}'$  um ângulo  $\theta$  expresso por:

$$\theta = \gamma B_1 \sigma \quad (2.2.9)$$

na qual  $\sigma$  é o tempo de aplicação do campo  $\vec{B}_1$ . Devido a essa deflexão, a magnetização resultante do sistema ganha uma componente no plano xy, chamada de  $M_{xy}$  e com seu valor igual a  $M_0 \sin \theta$ . Sendo assim,  $M_{xy}$  terá seu valor máximo  $M_{xy} = M_0$  quando  $\theta = \pm \frac{\pi}{2}$ .

Após a deflexão desejada, a corrente da bobina é então cortada e o campo  $\vec{B}_1$  é desligado. Desta maneira, o único campo magnético restante será novamente  $\vec{B}_0$  e os spins do sistema voltarão a ser polarizados e precessionar em torno do eixo z, assim como ilustrado na Figura 2.2.6. Durante este processo, haverá uma perda gradual de  $M_{xy}$  e um crescimento em  $M_z$ , até que o sistema atinja o equilíbrio térmico novamente.

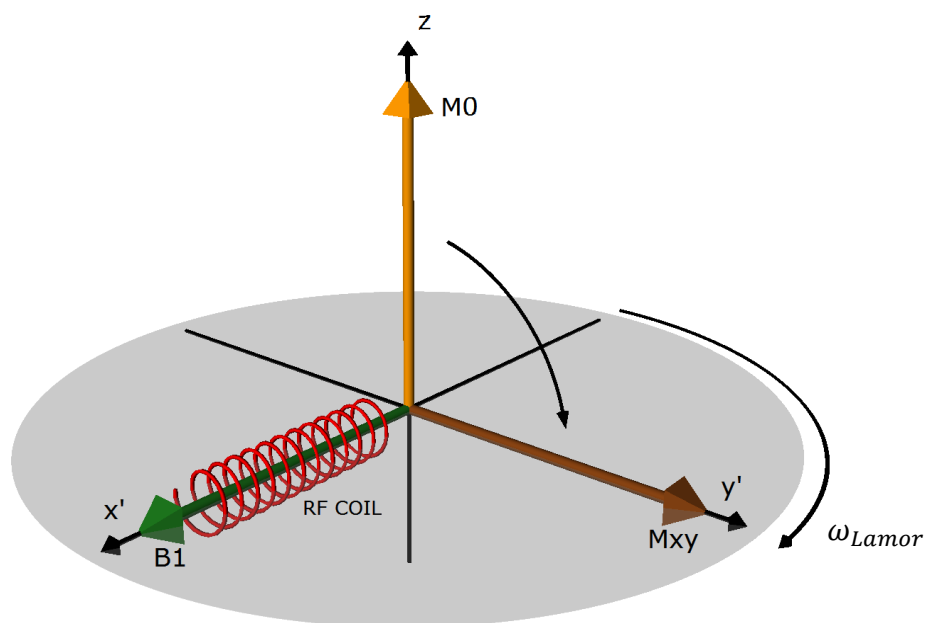


Figura 2.2.5: Esquemática da aplicação de um campo magnético oscilatório  $\vec{B}_1$ , gerado por uma bobina de rádio frequência colocada em torno do sistema de spins e orientada no eixo x. Considerando um sistema de coordenadas girantes com velocidade angular igual a  $\omega_{Lamor}$ ,  $\vec{B}_1$  é estacionário e produz uma rotação na magnetização resultante do sistema, defletindo-a para o plano xy (baseado em ilustrações no livro *Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications*, 2002).

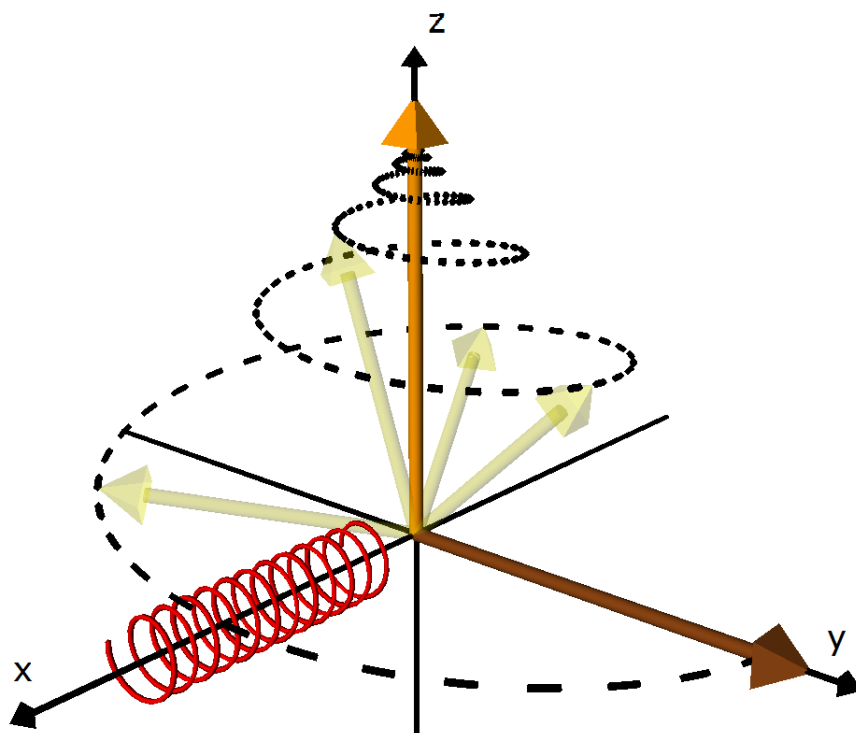


Figura 2.2.6: Esquemática do processo de relaxação transversal (baseado em ilustrações no livro *Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications*, 2002).

O decaimento de  $M_{xy}$  também foi descrito por Bloch como:

$$\frac{dM_x}{dt} = -\frac{M_x}{T_2} \quad \& \quad \frac{dM_y}{dt} = -\frac{M_y}{T_2} \quad (2.2.10)$$

$$M_{xy} = M_0 e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (2.2.11)$$

na qual a constante  $T_2$  é chamada de *tempo de relaxação transversal*. Assim como  $T_1$ , o valor de  $T_2$  está relacionado às interações magnéticas dos spins no sistema durante a relaxação, remetendo a fenômenos que promovem a perda da magnetização transversal. Um destes é a defasagem da precessão dos spins, que faz com que a orientação destes perca sua coerência inicial, enfraquecendo assim o vetor da magnetização resultante no plano transversal. Tal fenômeno, assim como outros, não influi na relaxação longitudinal. Por isso, é importante ressaltar que  $T_1$  e  $T_2$  podem ser diferentes, onde  $T_1$  será sempre maior ou igual a  $T_2$ .

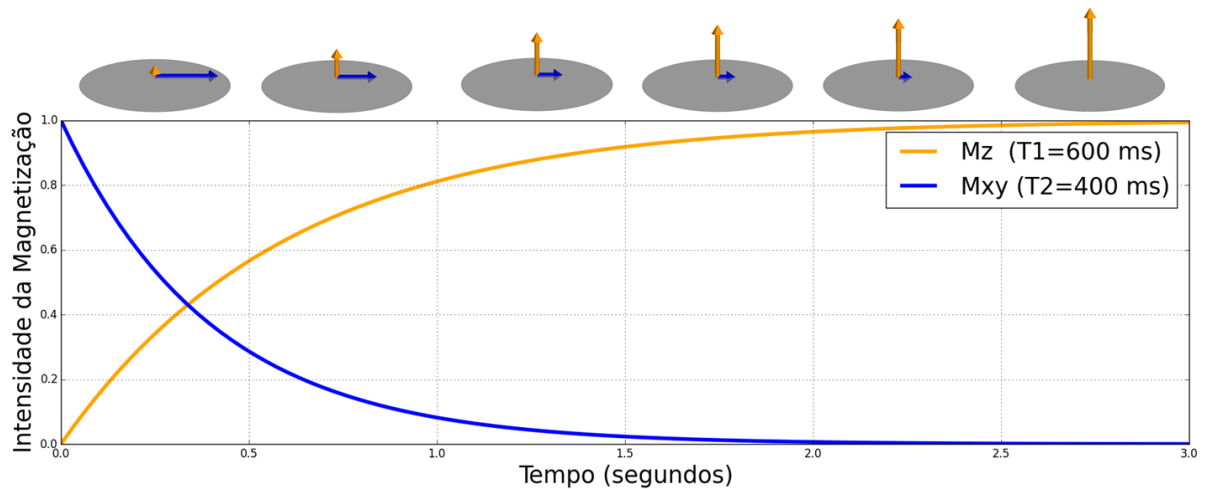


Figura 2.2.7: Gráfico demonstrando a intensidade normalizada das magnetizações longitudinal e transversal durante a relaxação, utilizando valores diferentes para  $T_1$  e  $T_2$  (baseado em ilustrações do livro *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999).

### 2.2.5 FID e Eco de Hahn

Como descrito anteriormente, quando o campo  $\vec{B}_1$  é desligado, os spins voltam a precessionar em torno de  $\vec{B}_0$ , enquanto as relaxações transversal e longitudinal transcorrem. A variação na magnetização resultante causada pela precessão no plano transversal induz uma

corrente elétrica na mesma bobina que gerou o campo  $\vec{B}_1$ , cuja amplitude decai junto com  $M_{xy}$ . Consequentemente, esse sinal elétrico corresponde ao decaimento de  $M_{xy}$  em relação ao tempo, e é chamado de *Decaimento Livre de Indução* ou FID (*Free Induction Decay*). Quando o pulso RF aplicado causa a deflexão de  $\theta = 90^\circ$ , os primeiros valores de amplitude do sinal FID podem ser utilizados para estimar  $M_0$ .

Em um cenário ideal onde  $\vec{B}_0$  é perfeitamente homogêneo ao longo de todo o sistema, o FID seria regido pela equação 2.2.11, ou seja, dependeria diretamente do valor de  $T_2$ . No entanto, isto geralmente não acontece em uma medição de RMN real, e os spins “sentirão” as imperfeições de  $\vec{B}_0$  ao longo do sistema e precessionarão em frequências de Larmor ligeiramente distintas. Isto provoca a defasagem deles durante a relaxação, pois alguns spins precessionam mais rápido que outros, resultando assim na dispersão de suas orientações e na atenuação de  $M_{xy}$ . (Figura 2.2.8 a). Como a não homogeneidade de  $\vec{B}_0$  não está relacionada às características físico-químicas do sistema, a relaxação observada no FID não é atribuída ao  $T_2$  “natural” do sistema, e sim a um  $T_2^*$  que inclui a influência instrumental. Porém, essa relaxação é geralmente mais intensa do que a do  $T_2$  “natural” do sistema, e seu efeito precisa ser anulado para se obter  $T_2$  corretamente. A Figura 2.2.8 b demonstra um FID e a curva  $T_2$  de uma simulação do experimento RMN através das equações de Bloch (MORAES, 2014), onde nota-se a diferença entre a curva  $T_2$  e a curva  $T_2^*$  descrita pelo FID.

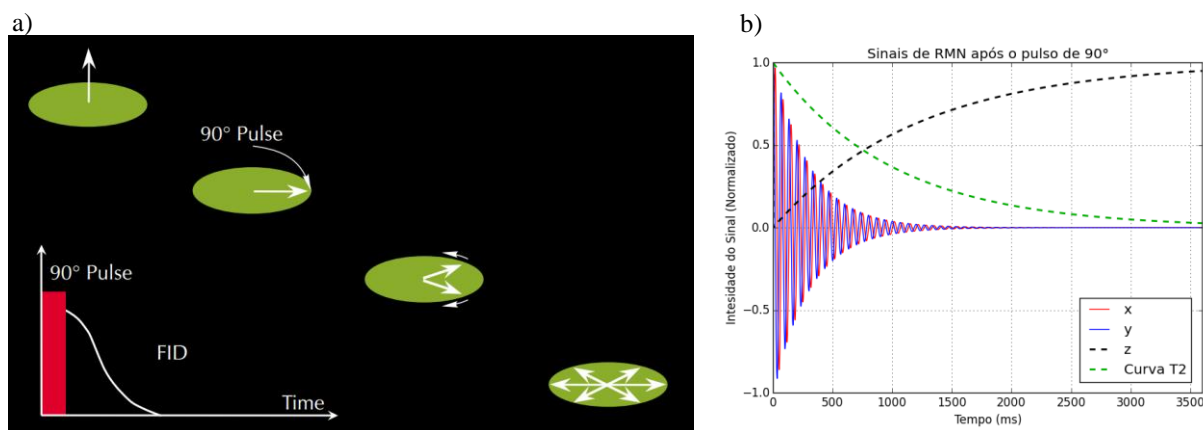


Figura 2.2.8: a) Ilustração da defasagem dos spins após a aplicação de um pulso de  $90^\circ$ , devido a inhomogeneidade de  $\vec{B}_0$ . Essa defasagem causa um espalhamento da orientação dos spins no plano xy giratório, que atenua o sinal de  $M_{xy}$  (Fonte: COATES, 1999). b) Gráfico gerado a partir de uma simulação do experimento RMN (baseado em MORAES, 2014), onde o “x”, “y” e “z” são as magnetizações  $M_x$ ,  $M_y$  e  $M_z$ , e o tracejado verde é a curva  $T_2$  da simulação. Pela figura fica nítido que o decaimento delineado pelo FID é mais rápido que o decaimento de  $T_2$ .

Uma maneira de contornar esse efeito é a aplicação de um pulso de  $180^\circ$  no sistema após um tempo  $\tau$  do primeiro pulso de  $90^\circ$ . O pulso de  $180^\circ$  inverterá a orientação dos spins no plano transversal girante, colocando os que estavam inicialmente atrasados em relação à rotação do plano (que precessionam mais devagar) "na frente" e os spins adiantados (que precessionam mais rápido) "atrás". Dessa maneira, considerando que a taxa de defasagem manteve-se igual, a orientação dos spins tenderá a convergir, colocando-os em fase novamente após o mesmo tempo  $\tau$ . A medida em que os spins são refocalizados, a magnitude de  $M_{xy}$  cresce até atingir um máximo no momento em que os spins entram em fase. Após isso, a defasagem continua e  $M_{xy}$  decai novamente na mesma taxa observada após o pulso de  $90^\circ$ . Este fenômeno (esquemático na Figura 2.2.9) produz um eco no sinal do FID, chamado de *Eco de spin* ou *Eco de Hahn*, em homenagem ao seu descobridor (Hahn, 1950).

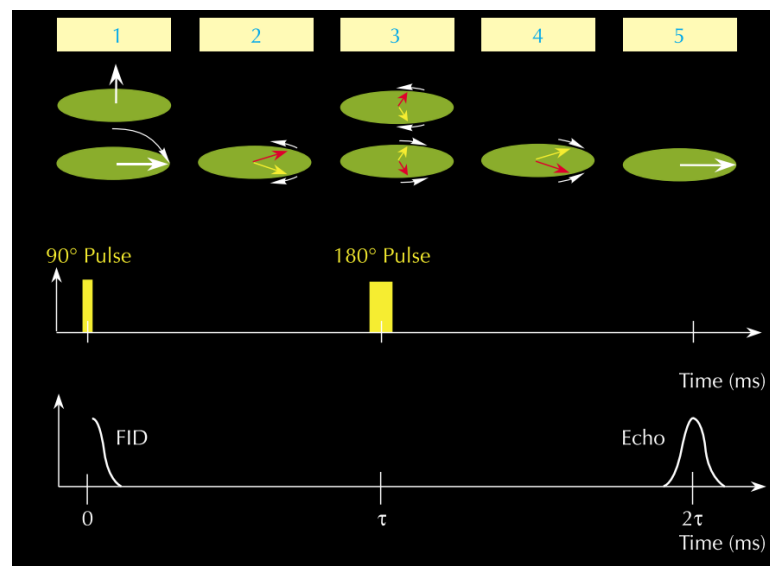


Figura 2.2.9: Esquemática das “etapas” do eco de Hahn: 1- o pulso de  $90^\circ$  é aplicado e a magnetização resultante é defletida para o plano xy girante; 2- os spins começam a defasar devido a inhomogeneidades em  $\vec{B}_0$ ; 3- o pulso de  $180^\circ$  é aplicado, e a magnetização no plano xy se inverte; 4- a defasagem continua, mas agora os spins com maiores frequências de Larmor estão atrasados e os com menores frequências estão adiantados; 5- depois do tempo  $2\tau$ , os spins entram em fase novamente, o que induz o eco de Hahn no FID. Fonte: COATES (1999).

O eco de Hahn permite reverter a defasagem causada por efeitos instrumentais (imperfeições em  $\vec{B}_0$ ) que contribuem para o valor de  $T_2^*$ . No entanto, os efeitos que dependem do tempo  $T_2$  são irreversíveis e a relaxação transversal acontece independente da geração dos ecos de Hahn (DUNN, 2002). Dessa forma, se após o primeiro pulso de  $90^\circ$  forem aplicados vários pulsos de  $180^\circ$  consecutivos, espaçados no mesmo intervalo de tempo

$2\tau$  (ou *TE – Tempo ao Eco*), a amplitude máxima dos ecos gerados corresponderão à curva de relaxação transversal, ou da “curva  $T_2$ ” (Figura 2.2.10). Essa sequência de pulsos descrita é denominada *sequência Carr-Purcell-Meiboom-Gill*, ou *sequência CPMG* (CARR & PURCELL, 1954; MEIBOOM & GILL, 1958), que é o método mais utilizado para a medição da curva  $T_2$ .

No caso dos fluidos, a difusão das moléculas em campos heterogêneos também provoca uma defasagem nos spins. Isso acontece porque as moléculas do fluido se movimentam aleatoriamente em regiões do sistema sob diferentes magnitudes de  $\vec{B}_0$ . A contribuição deste fenômeno na relaxação transversal é considerável se o coeficiente de difusão do fluido analisado e/ou o valor do  $\tau$  na sequência CPMG forem muito grandes. Por outro lado, o emprego de valores  $\tau$  pequenos consegue minimizar a contribuição desse efeito principalmente em líquidos, por terem o coeficiente de difusão menores. Já nos gases, o coeficiente de difusão costuma ser muito grande, e essa contribuição não pode ser anulada.

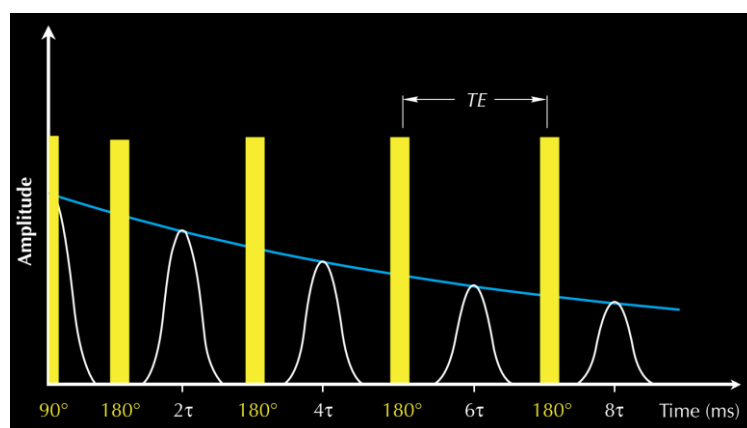


Figura 2.2.10: Esquematização da sequência de pulsos CPMG, em que um trem de ecos de Hahn é obtido pela aplicação de um pulso de  $90^\circ$  seguido de vários pulsos de  $180^\circ$  consecutivos, intervalados pelo tempo  $2\tau$  (ou *tempo ao eco “TE”*). A linha azul no gráfico corresponde à curva  $T_2$ , que coincide com os picos nos ecos de Hahn, e por isso a sequência CPMG permite a obtenção da curva  $T_2$ . Fonte: COATES (1999).

## 2.2.6 RMN em Meios Porosos

RMN  $^1\text{H}$  de baixo campo (RMN do próton) é amplamente aplicada na petrofísica no estudo de meios porosos saturados por fluidos. Nesse caso, a ferramenta é configurada para emitir e detectar sinais que estejam na frequência de Larmor do hidrogênio, considerando a magnitude do  $\vec{B}_0$  aplicado. No contexto de rochas reservatórios,  $^1\text{H}$  é raramente encontrado na

matriz, mas é abundante em fluidos que naturalmente saturam as formações (hidrocarbonetos e/ou água), e enquanto que os tempos de relaxação são extremamente curtos para  $^1\text{H}$  ligados à matrizes sólidas,  $^1\text{H}$  em fluidos possuem  $T_1$  e  $T_2$  longos e facilmente mensuráveis no experimento de RMN. Considerando estes fatores, pode-se afirmar que as medições de RMN  $^1\text{H}$  em rochas reservatórios podem ser relacionadas quase que exclusivamente à resposta magnética dos fluidos nos poros.

Nos ensaios laboratoriais comuns, a amostra de rocha é saturada por um fluido como água ou óleo antes de ser colocada no espectrômetro de RMN. Este consiste em um tubo envolvido por uma bobina RF e posicionado perpendicularmente entre dois magnetos permanentes, com polarizações opostas (Figura 2.2.11 esquerda). Os magnetos são responsáveis pela geração do campo  $\vec{B}_0$ , que deve ser o mais homogêneo possível. Por outro lado, a bobina é conectada a circuitos eletrônicos responsáveis pela emissão dos pulsos RF do campo  $\vec{B}_1$  e da detecção do sinal induzido pelas variações de  $M_{xy}$ . Estes circuitos também são conectados a um computador que controla a aplicação das sequências de pulsos e recebe os sinais do FID digitalizados.

Nas medições *in situ*, as ferramentas de perfilagem RMN também utilizam um arranjo de magnetos permanentes e bobinas RF, mas sua principal diferença é que os campos são propagados em volta da ferramenta, para realizar as medições nas paredes do poço (Figura 2.2.11 direita). Em ambos os equipamentos, a sequência CPMG pode ser aplicada para a obtenção da curva  $T_2$  e de  $M_0$  para cada amostra ou intervalo (profundidade) do poço.

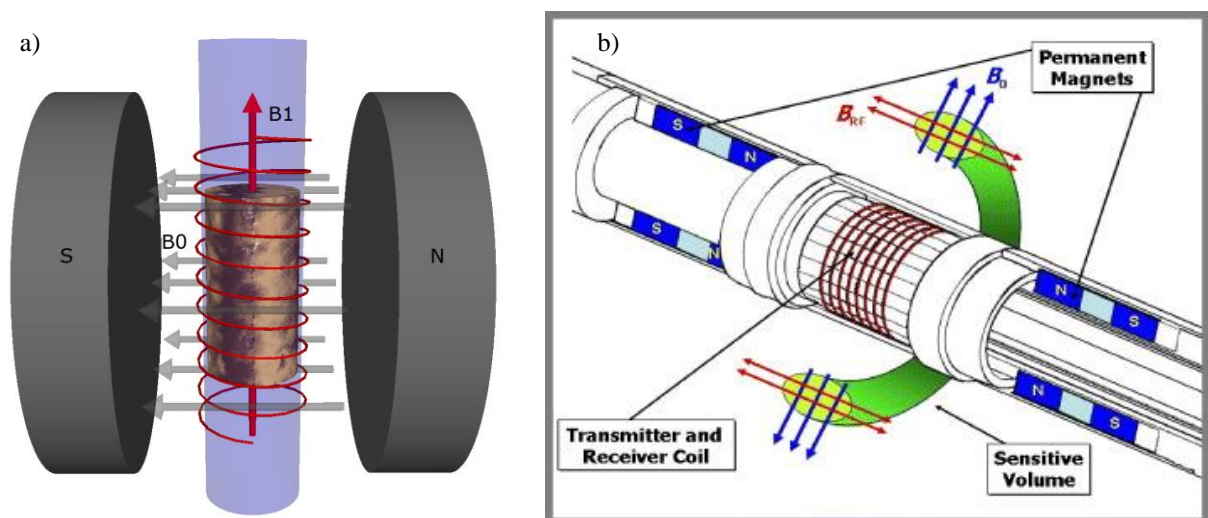


Figura 2.2.11: Esquematização da ferramenta RMN: a) Em laboratório (ilustração gerada utilizando o programa VPython); b) Em poço (Fonte: [www.aramcoexpats.com](http://www.aramcoexpats.com)).



Como descrito anteriormente,  $M_0$  é proporcional ao número de prótons presentes no sistema. Ao considerar um fluido com  $^1\text{H}$  em sua composição e sob temperatura e pressão constantes,  $M_0$  pode ser considerado como proporcional ao volume desse fluido. Deste modo, o valor de  $M_0$  pode ser calibrado a um determinado volume de fluido ao medir uma amostra “100% saturada” ( $M_{0_{100\%}}$ ). Após esta calibração, podemos então obter a porosidade de uma rocha pela RMN, ao calcular:

$$\phi_{RMN} = \frac{M_{0_{rocha}}}{M_{0_{100\%}}} \quad (2.2.12)$$

na qual  $M_{0_{rocha}}$  é a medida da magnetização resultante de uma rocha com seus poros totalmente saturada por fluido.  $\phi_{RMN}$  trata-se então de uma medida da porosidade total da amostra, sendo bastante confiável em relação a outros métodos, principalmente pelo fato de ser uma medida independente da litologia.

Para fluidos confinados no espaço poroso, existem três mecanismos principais que promovem relaxação magnética:

- **Relaxação *bulk* (intrínseca):** depende da interação entre os spins do sistema, e por isso está relacionada às características físico-químicas do fluido (viscosidade, composição, etc.).
- **Relaxação superficial:** causada pelas interações entre os spins e a matriz da rocha, que acontecem no contato rocha-fluido.
- **Relaxação difusional:** relacionada à difusão das moléculas quando sob a influência de gradientes no campo  $\vec{B}_0$  – estes mecanismos afetam apenas a relaxação transversal.

Tais mecanismos influem nos valores de  $T_1$  e  $T_2$  de acordo com (COATES, 1999):

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1_{bulk}}} + \frac{1}{T_{1_{superfície}}} \quad (2.2.13)$$

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2_{bulk}}} + \frac{1}{T_{2_{superfície}}} + \frac{1}{T_{2_{difusão}}} \quad (2.2.14)$$

Como discutido anteriormente, o efeito da relaxatividade difusiva pode ser negligenciado em  $T_2$ , caso sejam utilizados valores de  $\tau$  muito pequenos na sequência CPMG,

e o fluido saturante não tenha um alto coeficiente de difusão (ou seja, não seja um gás). A relaxação bulk sempre acontece, mas está relacionado exclusivamente ao fluido saturante, e por isso podemos medir  $T_{2bulk}$  diretamente pelo experimento, colocando uma amostra do fluido num recipiente largo (removendo assim o efeito da relaxatividade superficial), e aplicando a sequencia CPMG. Em geral,  $T_{2bulk}$  vale cerca de 3 segundos em salmouras, e a relaxação transversal observada destas pode ser descrita como um decaimento monoexponencial longo e simples (COATES, 1999).

O efeito da relaxação superficial nos poros está atribuído à existencia de minerais para- ou ferro-magnéticos nas matrizes das rochas, onde a presença de elementos como o ferro, magnésio, cromo e outros intensifica a relaxação dos spins (DUNN, 2012). No caso de rochas saturadas por água e molháveis a ela (e do emprego de  $\tau$  curtos na sequência CPMG), a relaxação superficial domina os demais mecanismos.

Em uma importante análise teórica realizada por BROWSTEIN & TARR (1979), foi definido o que hoje é conhecido como “*regime de difusão rápida*”, que essencialmente diz que os poros do sistema são pequenos o suficiente e os mecanismos de relaxação superficial são fracos o suficiente para garantir que as moléculas do fluido difundam e percorram toda a extensão do poro varias vezes antes de seus spins relaxarem completamente. No mesmo trabalho, os autores concluíram que quando o sistema se encontra neste regime, temos que:

$$\frac{1}{T_{1,2_{superfície}}} = \rho_{1,2} \left( \frac{S}{V} \right)_{poro} \quad (2.2.15)$$

na qual  $S$  é a superfície do poro,  $V$  é o volume do poro e  $\rho_{1,2}$  é força da relaxatividade superficial no poro (1 para longitudinal e 2 para transversal) (COATES, 1999). Para poros com formatos simples, a razão  $\left( \frac{S}{V} \right)_{poro}$  é diretamente proporcional ao tamanho do poro.

### 2.2.7 Distribuição de Tamanho de Poros

As rochas reservatórios normalmente possuem um sistema poroso com diversos tipos e tamanho de poros diferentes, além de que estes podem conter mais de um tipo de fluido. Portanto, o decaimento de  $M_{xy}$  não é descrito com um único valor de  $T_2$  (decaimento monoexponencial), e sim por uma distribuição de valores de  $T_2$  (decaimento multi-exponencial),

onde cada  $T_2$  está relacionando a uma família de poros com o mesmo tamanho e mesma disposição de fluidos. Este decaimento pode ser descrito como:

$$M_{xy}(t) = \sum M_{xy_i}(0) e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (2.2.16)$$

na qual  $M_{xy}(t)$  é a magnetização transversal no tempo  $t$  e  $M_{xy_i}(0)$  e  $T_{2i}$  são a magnetização transversal inicial e o tempo  $T_2$  na  $i$ -ésima componente da relaxação transversal (COATES, 1999).

Como dito anteriormente, os mecanismos de relaxação superficial dominam os decaimentos de  $T_2$  em casos onde as rochas estão saturadas por salmoura e os tempos  $\tau$  são curtos. Neste cenário, os valores de  $T_2$  são então tidos como diretamente proporcionais ao tamanho dos poros das rochas, como ilustrado na Figura 2.2.12. Portanto, nesse caso a distribuição de  $T_2$  pode ser considerada como uma *pseudo-distribuição* de tamanho de poro.

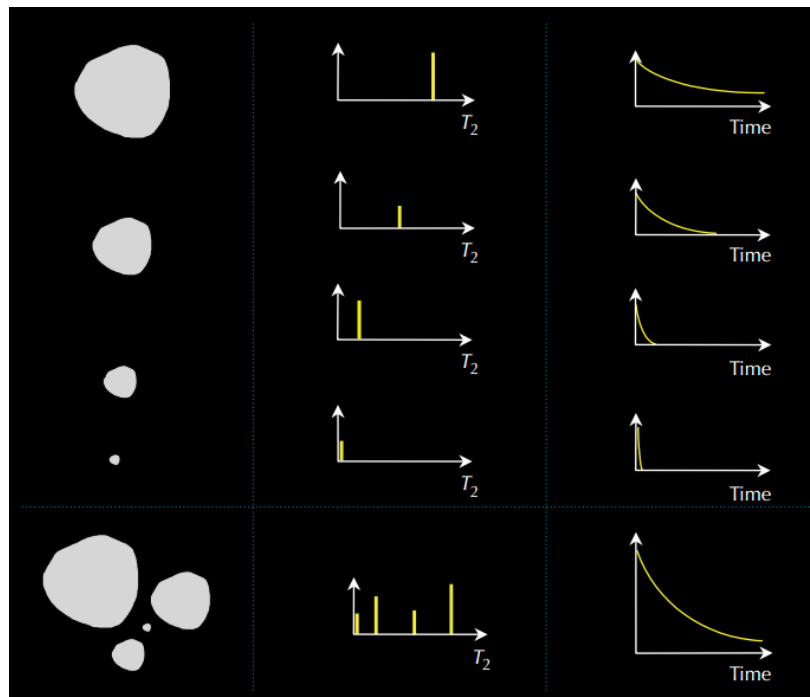


Figura 2.2.12: Esquema da relação dos decaimentos do sinal RMN e os valores de  $T_2$  com o tamanho de poros de uma rocha saturada por salmoura (Fonte: *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999). Pela figura, vemos que poros grandes resultam em grandes valores de  $T_2$  e decaimentos longos, enquanto que os poros menores resultam em  $T_2$  pequenos e decaimentos curtos. Finalmente, em um sistema com diversos tamanhos de poro, o decaimento é o somatório da contribuição de varias exponenciais, descrito por uma distribuição de valores de  $T_2$ .

Expandindo mais um pouco a equação 2.2.16, temos que para o tempo  $t = 0$ :

$$M_0 = \sum M_{xy_i}(0) \quad \rightarrow \quad M_{xy_i}(0) = M_0 f_i, \quad \text{onde} \quad \sum f_i = 1 \quad (2.2.17)$$

na qual  $f_i$  é a fração da amplitude do sinal referente à  $i$ -ésima componente da relaxação transversal, ou seja, a fração de volume de fluido que relaxa nos poros correspondentes ao tempo  $T_{2i}$ . Finalmente, temos a equação:

$$M_{xy}(t)/M_0 = \sum f_i e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (2.2.18)$$

Portanto, os valores de  $f_i$  são as amplitudes das distribuições de  $T_2$ , e indicam a fração da contribuição de determinada família de tamanhos poros para a porosidade do sistema. Como  $\sum f_i = 1$ , podemos multiplicar estes valores pelo valor de porosidade obtida da rocha, e gerando assim uma distribuição de porosidades incrementais por  $T_2$ .

Para determinar os valores de  $f_i$ , é feita uma inversão matemática nos trens de ecos obtidos pela sequência CPMG, através da equação 2.2.18. Na inversão, é predefinido um domínio discreto de  $m$  valores de  $T_{2i}$ , resultando em  $m$  valores de  $f_i$ . Em laboratório, este domínio é definido comumente como um espaço logarítmico entre 0.1 ms e 10s, com centenas de pontos, enquanto que na RMN de perfil, são utilizados menos pontos (normalmente 30) numa janela de tempo mais curta. Vale ressaltar que a inversão RMN é um problema mal posto, e precisa ser regularizado para gerar soluções estáveis. Por isso, as curvas de  $T_2$  normalmente são bem suaves, como ilustrado na Figura 2.2.13.

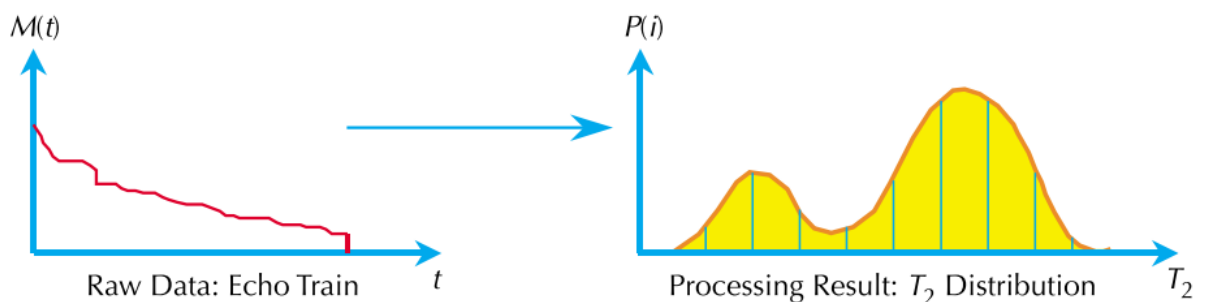


Figura 2.2.13: Esquemática da inversão de um trem de ecos obtido pela sequência CPMG (esquerda) em uma distribuição de  $T_2$  (direita) (Fonte: *NMR Logging – Principles and Applications*, 1999).

### 2.2.8 Determinação de BVI e FFI

Uma das primeiras aplicações da RMN de meio porosos é a determinação do “BVP” (em inglês, *Bulk Volume of Irreducible water*) de uma formação. O BVI pode ser definido como o volume de água contida no espaço poroso que está “presa por capilaridade” e por isso não fluirá para fora da rocha durante a produção (COATES, 1999). Em outras palavras, a água está presa em poros cujas conexões sejam muito pequenas, impedindo seu fluxo pelo sistema. Este volume está relacionado com a molhabilidade e outras propriedades da rocha, e serve como uma referência do volume de um reservatório que não poderá ser produzido (fluido irreduzível) durante a exploração. Além do BVI, existe a definição do FFI (em inglês, *Free Fluid Index*), que por outro lado é o volume de fluido que está livre para fluir pelo sistema poroso e ser produzido. Os dois se relacionam fazendo “ $V_{fluido} = BVI + FFI$ ”.

O BVI pode ser obtido pela RMN ao aplicar um valor de corte nas curvas de  $T_2$ , chamado de “ $T_{2cutoff}$ ”, segregando assim os poros ocupados por fluidos livres dos poros ocupados por fluidos irreduzíveis. O BVI é então estimado ao integrar a curva  $T_2$  até o corte aplicado. Tal abordagem se baseia na presunção de que fluidos livres residem em poros grandes, enquanto que fluidos irreduzíveis estão nos poros pequenos.

Na literatura, o valor do  $T_{2cutoff}$  é tido como 33 ms para arenitos, e 90 ms para carbonatos. Estes valores foram definidos a partir de numerosos estudos realizados em diversos conjuntos de rochas. Contudo, é mais aconselhável calcular diretamente  $T_{2cutoff}$  sempre que possível para estimar melhor os valores de BVI e FFI, já que aplicar um valor generalizado de literatura pode gerar erros.

O cálculo do valor de  $T_{2cutoff}$  pela RMN envolve a comparação de duas curvas de  $T_2$ : uma com a rocha estando 100% saturada por salmoura, chamada de “ $T_2 SWI$ ”; e a outra com a rocha com sua saturação irreduzível, chamada de “ $T_2 SWI$ ”. No último caso, esta saturação irreduzível pode ser atingida ao desaturar parcialmente a amostra, até o ponto de que “não seja mais possível” produzir fluido nela. Em geral, isto é obtido ao processar a amostra 100% saturada em uma centrífuga a 100 psi, o que faz com que o fluido livre saia da amostra. Depois do processo, o volume de fluido que restou na rocha corresponde a sua saturação irreduzível, e a medida de RMN pode ser refeita com os mesmos parâmetros de aquisição para comparar o  $T_2 SWI$  e  $T_2 SWI$ . A Figura 2.2.14 esquematiza o cálculo feito para estimar o valor de  $T_{2cutoff}$ . Basicamente, o cálculo consiste em plotar as curvas acumuladas das distribuições

de  $T_2$  SW1 e SWI, e marcar na curva SW1 o valor máximo obtido na curva SWI. O valor de  $T_2$  neste ponto é  $T_{2cutoff}$ , que em geral deve ser interpolado no domínio de  $T_2$ .

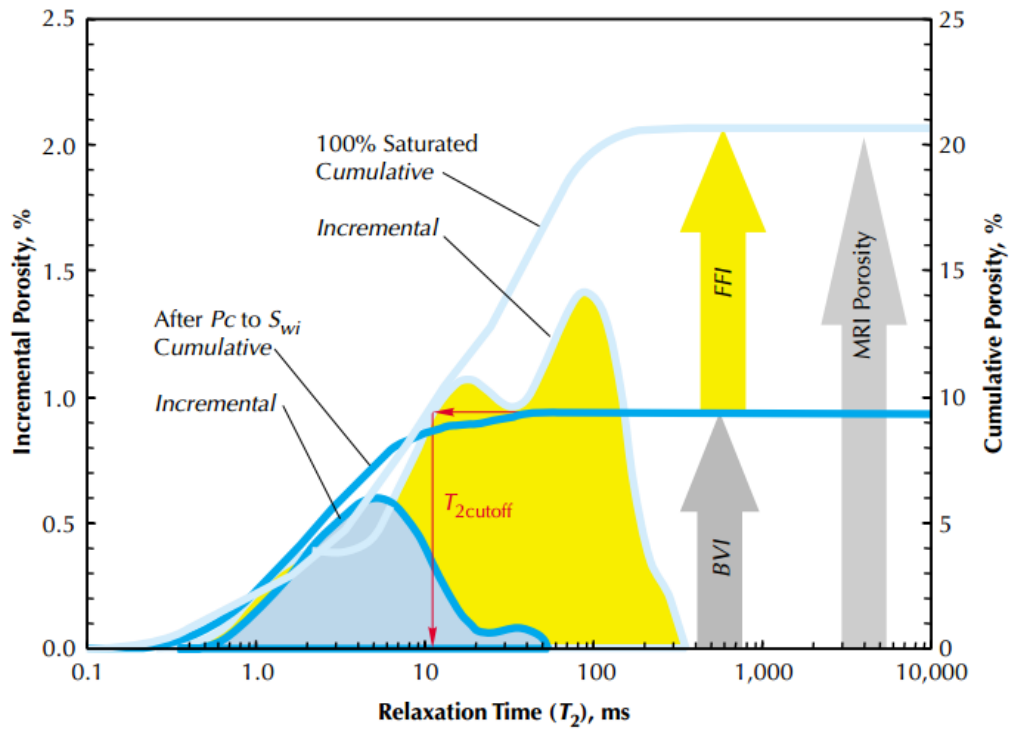


Figura 2.2.14: Esquematização do método estimador do valor do  $T_{2cutoff}$ , que utiliza a comparação entre as curvas SW1 e SWI (Fonte: *NMR Logging – Principles and Applications, 1999*).

## 2.3 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO

A medição de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio, abreviada comumente de MICP (do inglês, *Mercury Injection Cappillary Preassure*), é um poderoso ensaio laboratorial proposto por Washburn (1921) para caracterizar meios porosos. O experimento permite a obtenção da curva de pressão capilar por volume dos poros, o que pode ser convertida para uma *distribuição do tamanho dos raios de garganta de poro*, ou  $R_t$ , de uma amostra de rocha. Apesar de bastante antiga, esta técnica é uma das mais confiáveis para a obtenção das distribuições de  $R_t$ , por ser considerado um método “direto” e de ter sido bastante validado desde sua criação. Devido a isso, ele ainda é amplamente empregado na indústria petrolífera.

### 2.3.1 Ensaio de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio

O experimento consiste na injeção gradual de mercúrio em uma amostra porosa sob pressão variável, a fim de se obter a relação entre a pressão capilar dos poros e o volume de mercúrio intrudido na amostra. Isso é possível graças ao fato de que o mercúrio é um líquido não molhante para a grande maioria dos sólidos e, portanto, não invade espontaneamente os poros a menos que se aplique uma pressão sobre ele.

Um experimento MICP comum inicia-se com a amostra previamente desaturada em um recipiente fechado sob vácuo (Figura 2.3.1 a), que é posteriormente preenchido por mercúrio (Figura 2.3.1 b). Depois, a pressão atmosférica é aplicada ao mercúrio, fazendo com que este entre nos poros maiores enquanto seu nível volumétrico diminui (Figura 2.3.1 c). Finalmente, a curva de pressão capilar é produzida ao realizar acréscimos na pressão do mercúrio, observando o volume intrudido no sistema a cada passo. À medida que a pressão aumenta, o mercúrio invade os poros de raios cada vez menores, até que a pressão seja alta o suficiente para invadir todos os poros (Figura 2.3.1 d). Com isso, considerando o formato dos poros como predominantemente cilíndrico, podemos relacionar a pressão capilar dos poros com os raios de suas gargantas através da expressão (WASHBURN, 1921; SOUZA 2012):

$$P_c = \frac{2\sigma|\cos\theta|}{R_t} \quad (2.3.1)$$

na qual  $P_c$  é a pressão capilar (dinas/cm<sup>2</sup>),  $\sigma$  é a tensão superficial do mercúrio (480 dinas/cm),  $\theta$  é o ângulo de contato da interface Hg-ar (140°) e  $R_t$  é o raio das gargantas de

poros (em  $\mu\text{m}$ ). Ao realizar essa transformação, obtemos a distribuição de  $R_t$  por volume intrudido de mercúrio, como demonstrado na Figura 2.3.2. A distribuição de  $R_t$  é plotada em um gráfico semi-log no eixo x, assim como as distribuições de  $T_2$ .

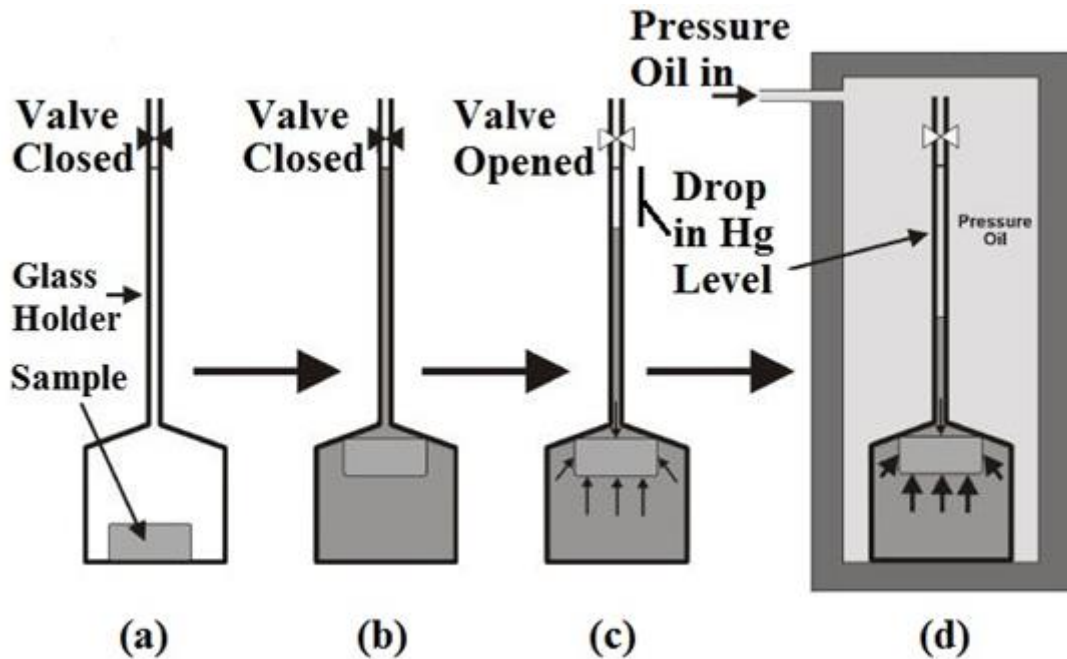


Figura 2.3.1: Esquematização do experimento MICP dividido em etapas. Fonte: www.perminc.com.

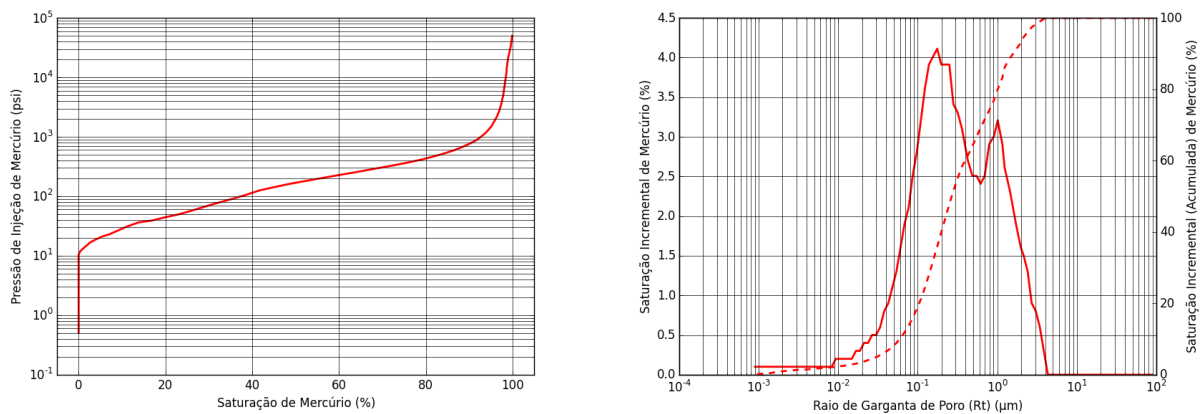


Figura 2.3.2: Gráficos do experimento MICP feito na amostra “Austin Chalk”. Na esquerda, a curva de saturação percentual de mercúrio (normalizado pelo volume total de mercúrio intrudido) vs. a pressão de injeção do mercúrio. Na direita, as curvas de saturação incremental (linha sólida) e acumulada (linha tracejada) de mercúrio vs. o raio de garganta de poro ( $R_t$ ) obtido pela equação 2.3.1. Nota-se a similaridade entre as distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  para essa amostra de carbonato.



### 2.3.2 Aplicações do MICP na Petrofísica

Assim como as distribuições de  $T_2$  obtidas pela RMN, a distribuição de  $R_t$  provinda da técnica MICP oferece uma análise do sistema poroso quanto às famílias de poros que compõem a rocha, desta vez considerando não o tamanho dos poros em si, mas a quantidade de volume poroso acessível após a aplicação de determinada pressão, ou seja, o volume poroso conectado por gargantas de poro (capilaridades) de determinado tamanho. Tal avaliação também permite a análise de fácies baseada nos  $R_t$  característicos das amostras, além de outras. Como exemplo de parâmetros petrofísicos quantitativos deriváveis de dados de MICP, podemos obter o valor da porosidade efetiva – através do volume total de mercúrio intrudido após que a pressão máxima seja aplicada – e uma estimativa da permeabilidade, que será discutida na próxima seção.

Apesar de suas vantagens, a técnica do MICP é limitada ao experimento laboratorial e não pode ser implementada *in situ*. Além disso, as amostras precisam ser descartadas logo após o ensaio, por conta da dificuldade de se retirar o mercúrio intrudido e da alta toxicidade deste, que pode oferecer riscos à saúde. Consequentemente, a técnica tem sido substituída por medição de RMN e a utilização de centrífugas para a obtenção de curvas de pressão capilar, já que ambas as técnicas são mais seguras e não destroem a amostra após a medição (SOUZA, 2012).

## 2.4 ESTIMADORES DE PERMEABILIDADE POR RMN E MICP

Todos os modelos estimadores de permeabilidade discutidos nesta seção são derivados da equação de Kozeny-Carman. Este modelo matemático descreve o sistema poroso como uma rede de tubos capilares tortuosos, onde a permeabilidade é definida como uma função de diversos parâmetros petrofísicos e outras quantidades físicas (KOZENY, 1927; CARMAN, 1936). Sua formulação original é bastante complexa, mas pode ser simplificada por:

$$K = a\phi^b \left(\frac{V}{S}\right)_{pore}^c \quad (2.4.1)$$

na qual  $K$  é a permeabilidade,  $\phi$  a porosidade efetiva, “a”, “b” e “c” são coeficientes litológicos e  $(V/S)_{pore}$  é a razão volume-superfície *característica* dos poros da formação. Este último parâmetro pode ser reduzido a um valor efetivo da razão volume-superfície do sistema poroso, ou seja, um  $V/S$  referente a um tipo ou família de poro que melhor representa a rocha. Tal simplificação permite que dados provindos das medições RMN ou MICP possam ser aplicados na equação, na forma de valores de  $T_2$  ou de  $R_t$  que melhor representem suas distribuições. Neste âmbito, geralmente são utilizados valores como médias e/ou cortes de saturação crítica obtidos através das distribuições de  $T_2$  e  $R_t$ , como ilustrado na Figura 2.4.1.

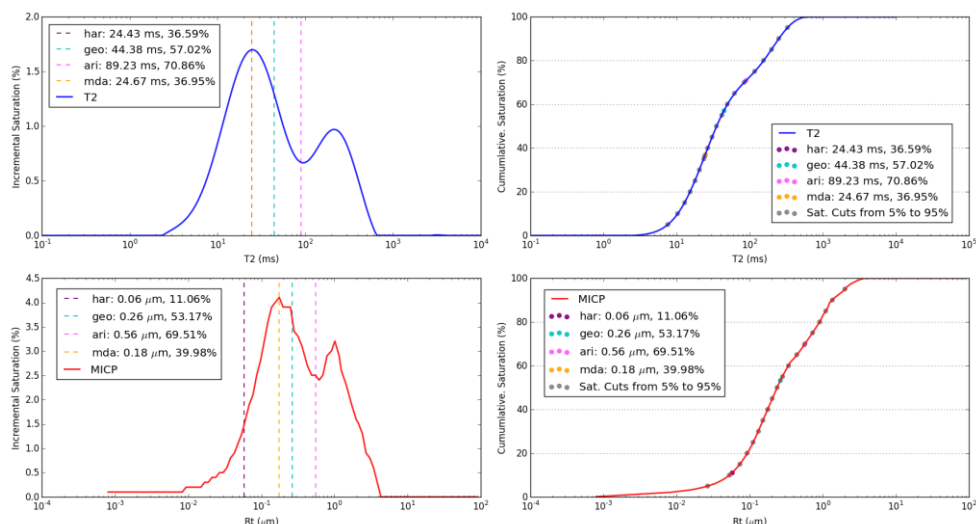


Figura 2.4.1: Gráficos das distribuições incrementais (esquerda) e acumuladas (direita) de  $T_2$  (superiores, com linha azul) e  $R_t$  (inferiores, com linha vermelha) da amostra de carbonato “Austin Chalk”. Em todas as distribuições, os valores das médias (harmônica, geométrica, aritmética, e a moda) e dos “cortes” de saturação (de 5% até 95%) foram calculados, e estão exibidos na forma de linhas verticais e pontos sobre as curvas.

Por outro lado, os coeficientes litológicos estão relacionados às particularidades do tipo de modelo empregado, das formações e da natureza do valor de  $(V/S)_{pore}$  aplicado. Por isso, eles geralmente são otimizados em estudos semi-empíricos, utilizando Regressão Múltipla em grandes conjuntos de dados de amostras.

#### 2.4.1 Permeabilidade por MICP

Desde a concepção do experimento de MICP, numerosos autores procuraram métricas para correlacionar a permeabilidade absoluta das rochas com a distribuição de raios de garganta de poros. Uma das abordagens mais conhecidas e bem sucedidas nesse âmbito foi desenvolvida por Winland (KOLODZIE, 1980) e melhorada posteriormente por Pittman (1992), onde centenas de amostras de rochas foram avaliadas em ambos os trabalhos. A equação do modelo é comumente chamada de *equação de Winland-Pittman*, e é descrita por:

$$K_{MICP} = a\phi^b(R_{t_{sat}})^c \quad (2.4.2)$$

na qual  $R_{t_{sat}}$  é um raio de garganta associado a um nível crítico de saturação de mercúrio. Nos trabalhos, Winland e Pittman obtiveram os melhores resultados ao utilizar os cortes de saturação de mercúrio de 35% e 25%. O primeiro é comumente referenciado na indústria do petróleo como  $R_{35}$ .

#### 2.4.2 Permeabilidade por RMN

Como discutido na seção 2.2.6,  $\phi$  e  $V/S$  podem ser obtidos através medição RMN  $^1H$ . Juntando as equações 2.2.14 e 2.4.1, temos:

$$K_{RMN} = a\phi^b(\rho_{1,2_{eff}}T_{1,2_{rep}})^c \quad (2.4.3)$$

na qual  $T_{1,2_{rep}}$  é um valor médio ou representativo das distribuições de  $T_1$  ou  $T_2$  e  $\rho_{1,2_{eff}}$  é um valor *efetivo* para a relaxatividade superficial longitudinal e transversal. A abordagem mais comum na indústria é atribuir  $T_{1,2_{rep}}$  à média logarítmica (geométrica) dessas distribuições, porém Rios *et al* (2014) demonstraram que é possível obter estimações de

permeabilidade satisfatórias utilizando outras métricas também, como por exemplo as demais médias pitagóricas, e/ou cortes de saturação como na abordagem de Winland e Pittman para MICP.

Ao considerar que a relaxatividade superficial é constante e homogêneo, ao longo de uma formação determinada, é possível estimar a permeabilidade nela por:

$$K_{RMN} = a' \phi^b (T_{1,2rep})^c \quad (2.4.4)$$

na qual agora  $a'$  é o parâmetro litológico “ $a$ ” que também inclui a contribuição de  $\rho^c$ . Este modelo é representa a forma mais geral da equação de permeabilidade *Schlumberger-Doll Research* ou *KSDR*, que é uma das equações de permeabilidade mais utilizadas na indústria do petróleo. O *KSDR* é expresso por:

$$K_{SDR} = a' \phi^4 (T_{2logmean})^2 \quad (2.4.5)$$

na qual  $b=4$ ,  $c=2$  e  $T_{1,2rep}$  é a média logarítmica. Estes valores foram escolhidos a partir do estudo feito por Kenyon et al (1986), onde este modelo foi avaliado e otimizado utilizando centenas de rochas areníticas.

De modo geral, a equação *KSDR* oferece uma boa estimativa da permeabilidade quando aplicadas em litologias simples. Porém, em rochas mais complexas (como carbonatos), variações consideráveis na relaxatividade superficial podem ocorrer em pequenas escalas dentro das formações. Portanto, a falta de conhecimento deste parâmetro pode resultar em baixa acurácia na estimativa de  $k$  pelo  $K_{SDR}$ . Nesse caso, é necessário obter o valor efetivo de  $\rho$  para cada amostra e utiliza-los como input na equação 2.4.4.

Outro importante estimador de permeabilidade é a equação de Timur-Coates, que utiliza como entrada a porosidade e a razão entre o volume de “fluido livre” (*free fluid*) e o de fluido preso por capilaridade (*bound fluid*), descrita por (TIMUR 1968, COATES *et al*,1991):

$$K_{Coates} = \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^a \left(\frac{\phi}{c}\right)^b \quad (2.4.6)$$

na qual *FFI* é denominado *free fluid index* e *BVI* é denominado *bulk volume index*.

## 2.5 INTEGRAÇÃO RMN-MICP

As técnicas de integração de dados RMN e MICP de rochas visam correlacionar as dimensões da distribuição de  $T_2$  com as de  $R_t$  providas dos dois experimentos numa mesma escala (Souza, 2012). Para este objetivo, é necessário supor que os poros das rochas possuem geometrias predominantemente cilíndricas, já que a interpretação das distribuições MICP segue o modelo de poros cilíndricos (MARSCHALL, 1995). Ao calcular a razão  $V/S$  do cilindro,  $T_2$  pode ser relacionados à  $R_t$  por:

$$\left(\frac{S}{V}\right)_{cilindro} = \frac{2\pi r l}{\pi r^2 l} = 2/r \quad \rightarrow \quad r_{cilindro} = 2\rho_2 T_2 \quad (2.5.1)$$

sendo  $l$  o comprimento do cilindro. O valor “2” na equação acima é o termo que converte a razão  $(S/V)_{poro}$  da equação 2.2.14 para raios de garganta de poro, e é chamado de *pore shape factor*  $f$ . Apesar do valor 2 ser o mais aceito, também é possível utilizar outros valores, como, por exemplo, 3 para poros esféricos.

Considerando que ambas as amplitudes nas distribuições são visualmente correlacionáveis, um valor de  $\rho_{2eff}$  pode ser ajustado para que a correlação cruzada das distribuições  $T_2$  e  $R_t$  seja máxima:

$$\max CC(\rho_2) = \max \sum_i A_{MICP}(r_i) \cdot A_{RMN}(r_i = 2\rho_{2eff} T_2) \quad (2.5.2)$$

na qual  $A_{MICP}$  e  $A_{RMN}$  são as amplitudes das distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  respectivamente, sendo a última dimensionada a tamanhos de raios de garganta de poros, enquanto que os valores de  $r_i$  representam o domínio comum entre as duas distribuições. Para calcular  $CC(\rho_2)$ , as amplitudes de ambos os experimentos são interpoladas para com os valores  $r_i$ , a fim de serem devidamente correlacionadas, com a mesma taxa de amostragem (MARSCHALL, 1995).

O método de correlação  $R_t$ - $T_2$  geralmente permite estimativas razoáveis do valor  $\rho_{2eff}$ , que podem ser então aplicadas na equação 2.4.3 para melhorar a estimativa de permeabilidade. Porém, a confiabilidade do método está diretamente relacionada à qualidade da correlação  $R_t$ - $T_2$ , o que não só depende da habilidade das técnicas RMN e MICP de refletirem rigorosamente as distribuições de tamanho e de garganta de poro, mas também da

afinidade destas duas propriedades no sistema poroso. Sendo assim, a correlação não produzirá bons valores de relaxatividade superficial caso não seja possível amarrar fielmente famílias de tamanho de poros observadas nas curvas de  $T_2$  às suas famílias de garganta de poro correspondentes nas curvas  $R_t$ . Outro fator que também deve ser considerado é a diferença no tamanho relativo das amostras que seguem para os ensaios RMN e MICP, uma vez que no último caso, estas são consideravelmente menores – normalmente subamostradas a partir de amostras “gêmeas” (provindas da mesma formação ou testemunho que as originais, com as mesmas características geológicas) ou das mesmas que seguiram para os ensaios RMN. Portanto, a correlação entre as curvas  $R_t$  e  $T_2$  pode estar comprometida em casos onde esta sub amostragem não englobe todas as características do sistema poroso estudado.

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho foram utilizados dados petrofísicos de 22 amostras de rochas análogas a reservatórios de hidrocarbonetos cedidos pelo Laboratório de Aplicações da Ressonância Magnética Nuclear e Petrofísica da Universidade Federal Fluminense (*UFFLAR*). O conjunto consiste em 9 carbonatos e 13 arenitos extraídos de diversos afloramentos localizados nos Estados Unidos, pela Kocurek Industries. Todas as amostras – também chamadas de *plugues* - possuem formato cilíndrico, com cerca de uma polegada de diâmetro e uma polegada e meia de comprimento, que é considerado o tamanho padrão na indústria para análises petrofísicas. Neste conjunto, foram efetuadas as medições petrofísicas de rotina (porosidade, permeabilidade, volume, massa, etc.), medições da distribuição de  $T_2$  pela RMN com diferentes saturações, e as medições de MICP.

#### 3.1 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS E PETROFÍSICA DE ROTINA

##### 3.1.1 Limpeza

Primeiramente, os plugues passaram por um processo de limpeza e extração de seus fluidos saturantes, com o intuito de remover possíveis “contaminações” em seu espaço poroso. Para isso, foram empregados extratores do tipo *Soxhlet*, utilizando como solventes o tolueno (para a remoção de hidrocarbonetos) e o metileno (para a remoção de sais e água). Esses aparatos possuem a vantagem de promover a extração contínua e não supervisionada dessas impurezas, sem causar alterações físicas na amostra. Após a extração, as amostras foram secadas em uma estufa a 80° Celsius, por um período de 12 horas.



Figura 3.1.1: Extrator Soxhlet fazendo a limpeza de 3 amostras.



### 3.1.2 Petrofísica de Rotina

Após a limpeza, o comprimento ( $l$ ) e o diâmetro ( $dim$ ) das amostras foram medidas por um paquímetro, e utilizados para calcular o volume total da amostra (considerando o volume de um cilindro  $V_c = l\pi(dim)^2/4$ ). Em seguida, as amostras foram pesadas em uma balança de precisão para a medição da massa *seca* ( $M_{seca}$ ). Para medir a porosidade efetiva, densidade de grãos e permeabilidade das amostras, foram utilizados o porosímetro ULTRAPORE 300 e o permeametro ULTRAPERM 500. Ambos os equipamentos foram fabricados pela CoreLab (EUA), e utilizam o gás Nitrogênio ( $He$ ) sob altas pressões para efetuar as medições.



Figura 3.1.2: a) Foto do porosímetro ULTRAPORE 300, com o permeametro ULTRAPERM 500 no laboratório de petrofísica do UFFLAR; b) Célula Hassler em destaque, acoplada ao dois equipamentos.

Para medição no porosímetro, a amostra é colocada e selada em um recipiente de volume  $V_1$  conhecido, que é conectado por vasos e válvulas a outro volume  $V_2$  no interior do equipamento. A medição é então efetuada ao pressurizar  $V_2$  com  $He$  a uma pressão inicial  $p_i$ , e depois liberar as válvulas que conectam  $V_1$  a  $V_2$ . O gás então pressurizará também o recipiente com a amostra, invadindo os poros até que uma pressão de equilíbrio  $p_f$  seja atingida. Considerando que a variação de temperatura é negligenciável, o volume de grãos ( $V_g$ ) da amostra pode ser obtido pela Lei de Boyle-Mariotte, que é dada por:

$$p_i V_i = p_f V_f \quad (3.1.1)$$

Como o volume inicial  $V_i$  é igual a  $V_2$  e o final  $V_2$  vale  $(V_2 + V_1 - V_g)$ , temos que:

$$V_g = V_1 + V_2 - \frac{p_i V_2}{p_f} \quad (3.1.2)$$

O valor de  $V_g$  é então empregado no cálculo da porosidade (via equação 2.1.1) e da densidade de grãos ( $d_{grãos} = M_{seca}/V_g$ ).

Na medição da permeabilidade absoluta, a amostra é inicialmente inserida na célula *Hassler*, que está conectada ao permeâmetro. A célula serve para produzir pressões radiais na amostra, impedindo assim a passagem de fluido pelas laterais desta. Em seguida, o permeâmetro aplica diferentes fluxos de gás pela amostra, e mede o gradiente entre as pressões observadas no topo e na base da amostra. Com isso, o gradiente de pressão e a taxa do fluxo observados em cada medição são empregados para obter a permeabilidade via equação 2.1.4, corrigida pelo efeito Klinkenberg.

### 3.1.3 Saturação das amostras

Antes de seguirem para as medições RMN, as amostras foram saturadas por uma salmoura com 50.000 ppm de cloreto de potássio (KCl). A saturação foi feita de duas formas: aplicando-se vácuo com as amostras encontrando-se mergulhadas na salmoura (método aplicável em amostras com boa permeabilidade), ou aplicando-se pressões de até 2000 psi durante cerca de 24 horas, com elas também mergulhadas na salmoura (ideal para amostras pouco permeáveis). A Figura 3.1.2 ilustra os aparatos utilizados nos dois casos.

Para garantir que a saturação foi bem sucedida, as amostras são pesadas novamente e sua massa *molhada*  $M_{molhada}$  é subtraída de  $M_{seca}$ , obtendo assim a massa da solução  $M_{solução}$  que entrou na amostra. Com isto, é feito então o cálculo do volume de solução  $V_{solução}$  presente na amostra (dividindo  $M_{solução}$  pela densidade da salmoura), e finalmente o cálculo da saturação, através da equação 2.1.2. Tal saturação deve ser maior que 95% para assegurar uma boa medição RMN.

## 3.2 MEDIÇÕES DE $T_2$ E RT

### 3.2.1 Experimentos RMN

Os experimentos RMN foram realizados pela Schlumberger, empregando o espectrômetro de RMN de baixo campo *Maran Ultra 2.2 MHz*, desenvolvido pela Oxford Instruments (Reino Unido). Os decaimentos  $T_2$  foram obtidos empregando a sequência de pulsos CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill) com tempo entre ecos de 400  $\mu\text{s}$ , que é considerado um valor padrão na indústria. Antes da medição das rochas, o equipamento foi calibrado a partir de medições RMN em uma amostra padrão, cujas dimensões, porosidade, valores de  $T_1$ ,  $T_2$  e de outros parâmetros são conhecidos. A partir destas medições, o tempo de aplicação dos pulsos de  $90^\circ$  e  $180^\circ$  foram ajustados, assim como a relação entre a intensidade do sinal detectado pelo equipamento e o volume de fluido presente, garantindo assim que a porosidade das amostras fosse aferida corretamente. Todo o controle operacional do equipamento e do pré-processamento dos dados foi feito através do software *RINMR*, também desenvolvido pela Oxford Instruments.

Para o experimento, as amostras de rochas 100% saturadas são envolvidas por uma fita de teflon e colocadas em suportes (“*holders*”) especiais, no intuito de minimizar a perda de fluidos durante o experimento. Em seguida, as amostras são posicionadas entre os magnetos (como esquematizado na Figura 2.2.9) e o experimento é então iniciado. Para garantir uma boa razão sinal-ruído, a sequência CPMG foi aplicada diversas vezes usando os mesmos parâmetros, e os decaimentos adquiridos foram somados, resultando em um decaimento menos ruidoso.

Após as medições RMN com saturação de 100%, ou “medições *SWI*”, as amostras foram processadas por uma centrífuga a uma pressão de 100 psi, com o intuito de serem parcialmente dessaturadas até sua saturação *irreduzível* (*SWI*). Finalmente, as medições RMN foram repetidas nestas amostras, utilizando os mesmos parâmetros de aquisição, condições experimentais e etapas de pré-processamento das medições anteriores, de forma que as duas possam ser comparadas.

### 3.2.2 Experimentos MICP

Os experimentos MICP também foram realizados pela Schlumberger, utilizando subamostras de plugues considerados gêmeos aos do conjunto (obtidos nas mesmas

formações que as amostras originais, próximas a estas). As subamostragens foram realizadas visando preservar as características geológicas das amostras. Os valores de porosidade e as curvas de saturação, pressão e raio de garganta de poro (convertida pela equação 2.3.1) também foram processados e cedidos pela Schlumberger.

### 3.3 PROCESSAMENTO DE DADOS

#### 3.3.1 Inversão dos dados RMN

Os decaimentos obtidos nos experimentos RMN foram invertidos em distribuições de  $T_2$  utilizando o software *WinDXP*, desenvolvido pela Resonance Instruments (Reino Unido). O software tem como principais vantagens a sua integração nativa com arquivos exportados pelo RIMNR e sua capacidade de tratar e inverter dados RMN utilizando uma implementação da Transformada Inversa de Laplace com regularização automática. A etapa de regularização é extremamente importante tendo em vista que a inversão RMN é considerada um problema mal posto. Para a inversão, os valores de  $T_2$  foram escolhidos como um espaço logarítmico entre 100 e 10000 ms (10 s), com 256 pontos.

#### 3.3.2 Estimativa da Relaxatividade Superficial Efetiva e da Permeabilidade através do Software NMIP

A avaliação dos dados petrofísicos, RMN e MICP das amostras estudadas e o cálculo dos diversos modelos estimadores de permeabilidade foi feita através o software NMIP (*NMR-MICP Integration and Permeability*). O software foi desenvolvido em *Python 2.7* pelo autor deste trabalho em conjunto com a equipe do UFFLAR, e tem como principal objetivo facilitar o processamento e análise de diversos modelos estimadores de permeabilidade que utilizam dados RMN, MICP e/ou a combinação destas, como descrito nas seções 2.4 e 2.5. O software possui uma interface interativa que simplifica o manuseio de grandes datasets, e emprega diversas bibliotecas científicas desenvolvidas para o Python (como por exemplo: *Numpy*, *Scipy* e *Matplotlib*) para calcular interpolações, otimizações e regressões, além de criar gráficos diversos (Mesquita, 2016). Dentre as rotinas utilizadas, vale destacar: o algoritmo de interpolação “*Piecewise Cubic Hermite Interpolation Polynomial*” ou “*PCHIP*” (FRITSCH & CARLSON, 1980), utilizado para calcular os cortes de saturação e a correlação  $R_t-T_2$ ; e os algoritmos de otimização “*Sequential Least Squares Programming*” ou “*SLSQP*”

(KRAFT, 1988), e “*Limited-Memory Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno B*” ou “*L-BFGS-B*” (ZHU *et al*, 1997), onde o primeiro é utilizado para resolver os estimadores de permeabilidade e segundo para otimizar os valores de  $\rho_{2\text{eff}}$  da correlação  $R_t-T_2$ .

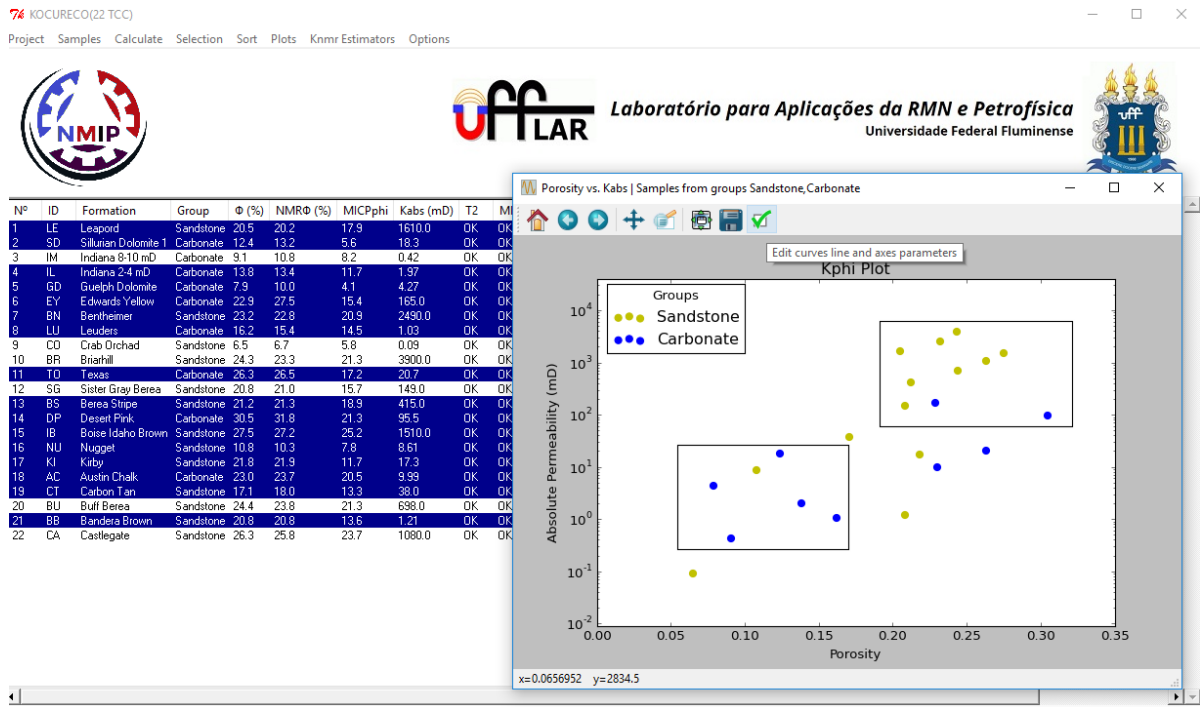


Figura 3.3.1: Captura de tela do programa NMIP com o conjunto de dados Kocureck carregado, com uma janela interativa mostrando um gráfico dos valores de porosidade vs. permeabilidade aberto. Pela figura, é possível desenhar retângulos para selecionar amostras no dataset.

Para estimar  $\rho_{2\text{eff}}$  pela correlação  $R_t-T_2$ , o software normaliza ambas distribuições pelos seus máximos e resolve a equação 2.5.2, visando correlacionar preferencialmente os pontos de máxima amplitude. Os valores de  $r_i$  são definidos por um espaço logarítmico de 1000 pontos, delimitado entre os raios de garganta mínimo e máximo da distribuição  $R_t$ .

O “*kernel*” principal do software para estimar a permeabilidade está descrito como:

$$k_{est} = a\phi^b(param0 * param1)^c \quad (3.3.1)$$

na qual  $k_{est}$  é a permeabilidade estimada e  $param0$  e  $param1$  podem ser quaisquer parâmetros presentes no dataset que o usuário queira combinar. Por exemplo, tomando  $param0 = 1$  e  $param1 = T_{2\logmean}$ , temos a equação  $K_{SDR}$  (2.4.5), enquanto que  $param0 = \rho_2$  e  $param1 =$

$T_{2logmean}$  nos dá uma variante da equação 2.4.6. Para solucionar os valores de a, b e c em um conjunto de diversas amostras, o software resolve o seguinte problema:

$$\min \left( \sum_i (\log k_{abs_i} - \log a + b \log \phi_i + c \log(\text{param}0_i * \text{param}1_i))^2 \right) \quad (3.3.2)$$

que descreve o Método dos Mínimos Quadrados aplicado aos logaritmos de  $k_{abs}$  e  $k_{est}$ . Para avaliar e comparar o desempenho de diferentes estimadores, o software também calcula a partir destes valores o coeficiente de correlação produto-momento  $R^2$  (*coeficiente de Persons*) e o erro  $RMSEP$  (*Root-Mean-Square Error of Prediction*), definidos como:

$$R^2 = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N (\log k_{est_i} - \log \bar{k}_{est})(\log k_{abs_i} - \log \bar{k}_{abs})}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^N (\log k_{est_i} - \log \bar{k}_{est})^2\right) \left(\sum_{i=1}^N (\log k_{abs_i} - \log \bar{k}_{abs})^2\right)}} \right]^2 \quad (3.3.3)$$

$$RMSEP = \text{antilog} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\log k_{est_i} - \log k_{abs_i})^2} \quad (3.3.4)$$

sendo  $N$  o número de amostras, e  $\bar{k}_{abs}$  e  $\bar{k}_{est}$  as médias aritméticas dos valores de  $k_{abs}$  e  $k_{est}$ . De modo geral, quanto mais o valor de  $R^2$  for próximo de 1 e  $RMSEP$  for de 0, melhor será o estimador.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como primeira etapa deste estudo, foi feita uma simples avaliação petrofísica das amostras, visando verificar a diversidade do conjunto de dados com relação à análise de petrofísica de rotina, e também a relação das porosidades medidas a gás e por RMN e MICP. Em sequência, foram avaliadas as distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  e os valores de  $\rho_{2_{eff}}$  obtidos pela correlação de ambas. Finalmente, as permeabilidades foram estimadas utilizando os modelos descritos na seção 2.4 e 2.5.

Todos os dados obtidos das amostras estudadas através dos experimentos petrofísicos, RMN e MICP foram importados para o programa NMIP, para serem analisados e processados com mais rapidez. A grande maioria dos gráficos apresentados neste capítulo foram gerados no próprio programa, onde as amostras foram diferenciadas entre carbonatos e arenitos pelas cores azul e laranja, respectivamente. Os dados organizados no programa também foram exportados em planilhas Excel, que serviram para criar as tabelas presentes nesta seção.

### 4.1 CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA

#### 4.1.1 Análise de Petrofísica de Rotina

As medições de petrofísica de rotina são as primeiras a serem realizadas após a limpeza e a secagem das amostras. Estas consistem em medições básicas de massa, volume, densidade de grãos, porosidade e permeabilidade, sendo as duas últimas medidas a gás (Nitrogênio). Tais propriedades foram aferidas a partir de métodos diretos bastante precisos (como descritos na seção 3.1), e por isto são usadas como valores de referência. Os resultados obtidos de densidade de grãos, porosidade e permeabilidade das amostras estão dispostos na Tabela 1.

Pelos resultados expostos na Tabela 1, é possível verificar a grande diversidade de valores de densidade, porosidade e permeabilidade que o conjunto de dados apresenta. Nos arenitos, a densidade de grãos e a porosidade variam consideravelmente: entre 2,61 e 2,71 g/cm<sup>3</sup> e entre 6,5% e 27,5%, respectivamente. Mas a maior dispersão pode ser observada na permeabilidade, cujas medições variam entre 0,09 (*Crab Orchard*) a 3900 (*Briarhill*) mD – cerca de 5 ordens de grandeza. Por outro lado, os carbonatos apresentaram maior dispersão



quanto às suas densidades e porosidades, variando de 2,61 a 2,86 g/cm<sup>3</sup> e de 7,9% a 30,5%, respectivamente. As permeabilidades encontradas nos carbonatos são relativamente menores que as dos arenitos, com valores entre 0,42 e 165 mD.

Tabela 1 - Resultados das medições de petrofísica de rotina das amostras estudadas.

Litologia	Amostra	ID	$d_{grãos}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\phi_{gás}$ (%)	$k_{gás}$ (mD)
Carbonatos	Austin Chalk	AC	2,7	23	9,99
	Desert Pink	DP	2,71	30,5	95,5
	Edwards Yellow	EY	2,61	22,9	165
	Guelph Dolomite	GD	2,84	7,9	4,27
	Indiana 2-4 mD	IL	2,7	13,8	1,97
	Indiana 8-10 mD	IM	2,69	9,1	0,42
	Leuders	LU	2,73	16,2	1,03
	Sillurian Dolomite 1	SD	2,86	12,4	18,3
	Texas	TO	2,71	26,3	20,7
Arenitos	Bandera Brown	BB	2,71	20,8	1,21
	Bentheimer	BN	2,65	23,2	2490
	Berea Stripe	BS	2,67	21,2	415
	Boise Idaho Brown	IB	2,61	27,5	1510
	Briarhill	BR	2,65	24,3	3900
	Buff Berea	BU	2,67	24,4	698
	Carbon Tan	CT	2,68	17,1	38
	Castlegate	CA	2,67	26,3	1080
	Crab Orchard	CO	2,69	6,5	0,09
	Kirby	KI	2,68	21,8	17,3
	Leapord	LE	2,68	20,5	1610
	Nugget	NU	2,66	10,8	8,61
	Sister Gray Berea	SG	2,68	20,8	149

As figuras 4.1.1 e 4.1.2 também demonstram a diversidade dos valores de densidade, porosidade e permeabilidade do conjunto estudado: na primeira, os valores estão dispostos em gráficos de barras, enquanto que na segunda é feito um crossplot entre os valores de porosidade e permeabilidade do conjunto de dados, onde o diâmetro dos círculos é proporcional à densidade da amostra. Em ambos os gráficos, nota-se que há pouca correlação direta entre as três propriedades, mesmo para os arenitos que, teoricamente, possuem sistemas porosos mais simples.

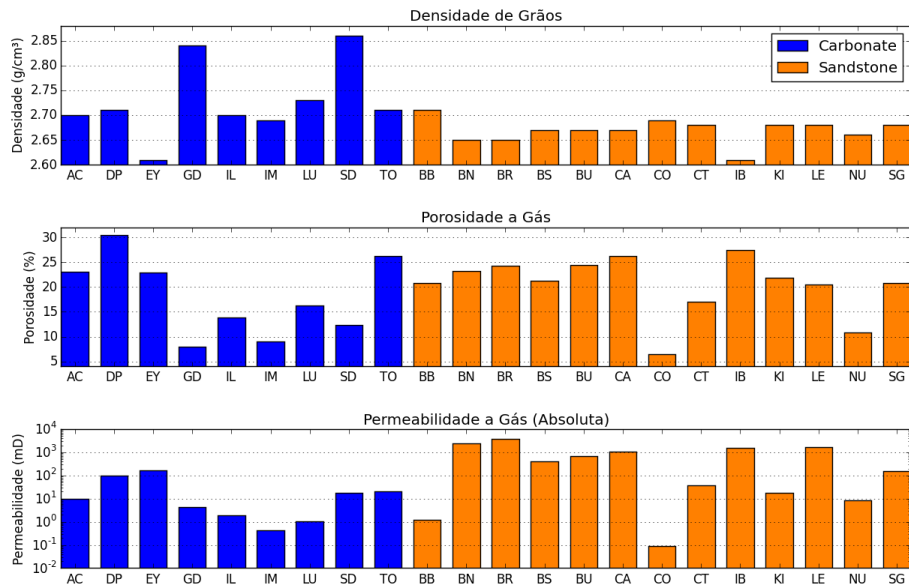


Figura 4.1.1: Gráfico em barras dos valores de densidade de grãos, porosidade e permeabilidade obtidos na análise de petrofísica de rotina.

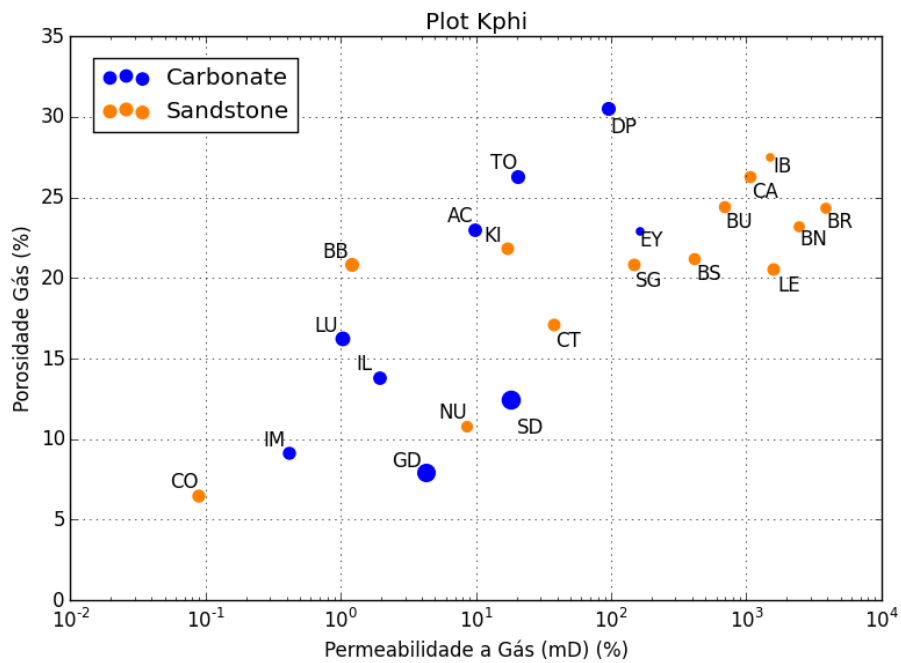


Figura 4.1.2: Crossplot dos valores de permeabilidade vs. porosidade do conjunto de dados analisados. O tamanho dos círculos é proporcional à densidade de grãos das amostras.

#### 4.1.2 Porosidades por RMN e MICP

Além de  $\phi_{gás}$ , novas medidas de porosidade foram obtidas a partir dos experimentos RMN ( $\phi_{RMN}$ ) e MICP ( $\phi_{MICP}$ ), como descrito na seção 3.2. Estes valores estão dispostos na

Tabela 2 junto às medidas de  $\phi_{gás}$ , que servem como referência para avaliar para a acurácia destas medidas. Também estão dispostos crossplots de  $\phi_{gás}$  vs.  $\phi_{RMN}$  (Figura 4.1.3) e  $\phi_{gás}$  vs.  $\phi_{MICP}$  (Figura 4.1.4), que, junto à Tabela 2, permitem uma primeira análise da correspondência e da qualidade das medidas por RMN e MICP.

Tabela 2 - Resultados das porosidades providas da petrofísica de rotina ( $\phi_{gás}$ ) e medidas através dos experimentos RMN ( $\phi_{RMN}$ ) e MICP ( $\phi_{MICP}$ ), do conjunto de amostras estudado.

Litologia	Amostra	ID	$\phi_{gás}(\%)$	$\phi_{RMN}(\%)$	$\phi_{MICP}(\%)$
Carbonatos	Austin Chalk	AC	23	23,7	20,5
	Desert Pink	DP	30,5	31,8	21,3
	Edwards Yellow	EY	22,9	27,5	15,4
	Guelph Dolomite	GD	7,9	10	4,1
	Indiana 2-4 mD	IL	13,8	13,4	11,7
	Indiana 8-10 mD	IM	9,1	10,8	8,2
	Leuders	LU	16,2	15,4	14,5
	Sillurian Dolomite 1	SD	12,4	13,2	5,6
	Texas	TO	26,3	26,5	17,2
Arenitos	Bandera Brown	BB	20,8	20,8	13,6
	Bentheimer	BN	23,2	22,8	20,9
	Berea Stripe	BS	21,2	21,3	18,9
	Boise Idaho Brown	IB	27,5	27,2	25,2
	Briarhill	BR	24,3	23,3	21,3
	Buff Berea	BU	24,4	23,8	21,3
	Carbon Tan	CT	17,1	18	13,3
	Castlegate	CA	26,3	25,8	23,7
	Crab Orchard	CO	6,5	6,7	5,8
	Kirby	KI	21,8	21,9	11,7
	Leapord	LE	20,5	20,2	17,9
	Nugget	NU	10,8	10,3	7,8
	Sister Gray Berea	SG	20,8	21	15,7

Pela Figura 4.1.3, nota-se que todas as amostras exceto a *Edward Yellow* (EY) apresentam uma excelente correspondência entre os valores  $\phi_{gás}$  e  $\phi_{RMN}$ . Isso é esperado, já que as medidas de porosidade por RMN normalmente se equiparam com as medidas a gás

com diferenças de aproximadamente  $\pm 1\%$ . (SOUZA, 2013). A correlação entre as medidas indica boa qualidade nos experimentos RMN, enquanto que a amostra *Edward Yellow* – cuja diferença foi de 4,6% – foi considerada como um *outlier* experimental, provavelmente causado por algum erro na limpeza da amostra ou no próprio experimento RMN. Portanto, a amostra foi excluída das demais análises de trabalho.

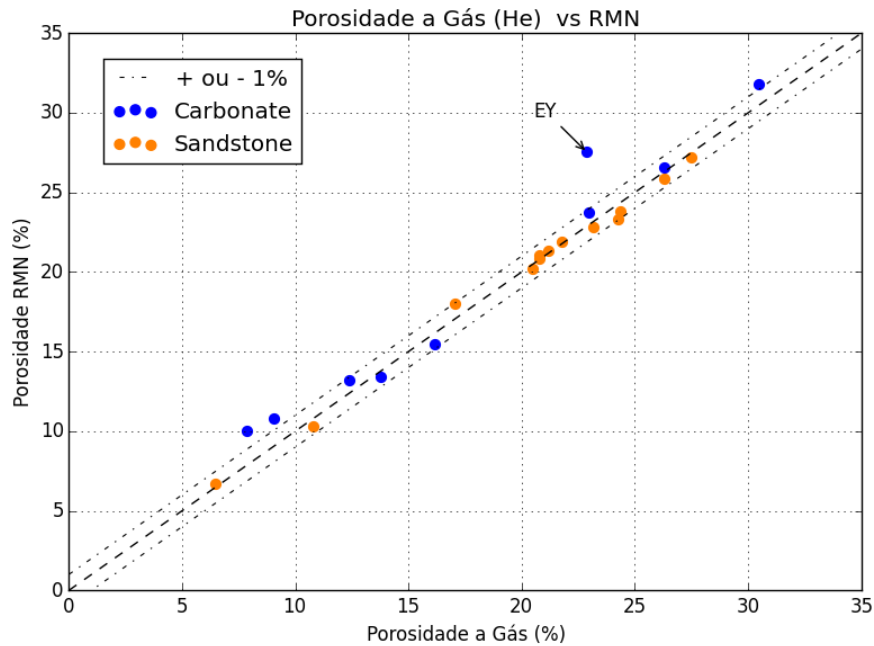


Figura 4.1.3: Crossplot da porosidade medida a gás Nitrogênio e por RMN. No gráfico é possível verificar que a amostra EY (Edward Yellow) teve uma baixa correlação em relação às demais, e portanto foi considerada com uma *outlier* experimental.

Enquanto que as porosidades RMN corresponderam bem com a petrofísica de rotina, as porosidades por MICP apresentaram uma dispersão considerável, como ilustrado na Figura 4.1.4. De modo geral, os valores de  $\phi_{MICP}$  obtidos são significativamente menores que  $\phi_{gás}$ , e a correspondência em alguns casos não segue a mesma tendência linear observável na maioria do conjunto (por exemplo: as amostras GD, SD, CT, BB, KI, SG, TO e DP, todas com diferenças maiores que 3,5%). Tal discrepância pode estar relacionada a possíveis diferenças entre os plugues gêmeos amostrados, e/ou a problemas relacionados à amostragem. No último caso, podemos supor que processo de subamostragem possa ter provocado uma leve compressão no sistema poroso das amostras, o que explicaria o fato dos valores de  $\phi_{MICP}$  serem relativamente menores. Outra hipótese seria a dificuldade na escolha da região do plugue na qual foi feita a subamostragem, que pode não representar fielmente as

características do sistema poroso da amostra inteira. Apesar de tais discrepâncias, nenhuma amostra do conjunto foi excluída nesta etapa, já que a influência delas na estimativa de  $\rho_{2eff}$  e da permeabilidade deve ser estudada.

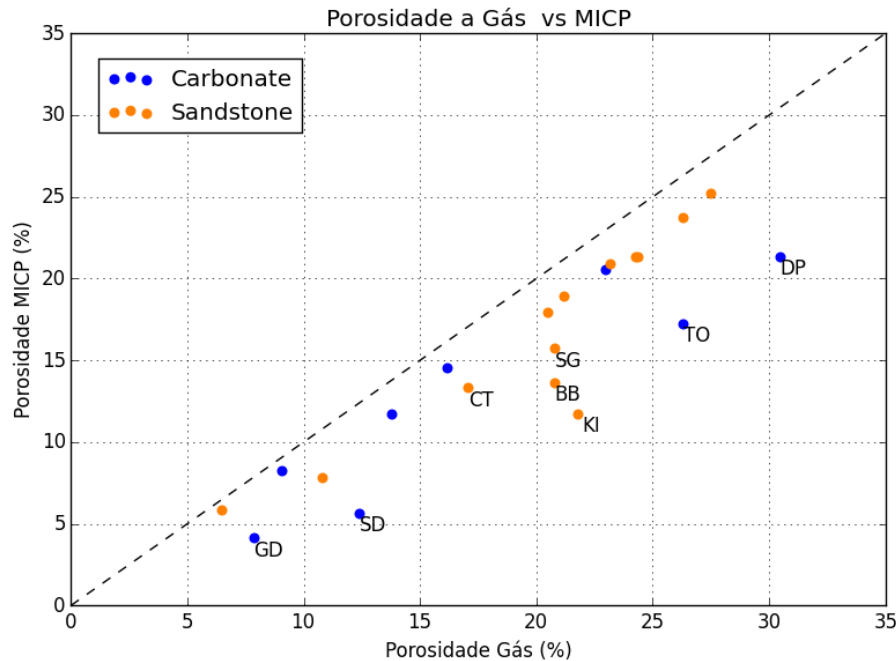


Figura 4.1.4: Crossplot da porosidade medida a gás Nitrogênio e por MICP. As amostras identificadas no gráfico apresentam diferenças entre  $\phi_{gás}$  e  $\phi_{MICP}$  de mais de 3,5%, enquanto que as demais apresentaram uma correlação mais linear.

#### 4.2 CORRELAÇÃO RMN-MICP E A RELAXATIVIDADE SUPERFICIAL EFETIVA

As correlações RMN-MICP foram realizadas pelo software NMIP a partir das curvas de  $T_2$  SW1 e  $R_t$ , utilizando 2 como *pore shape factor*, como demonstrado nas equações 2.5.1 e 2.5.2. Os valores de  $\rho_{2eff}$  obtidos estão dispostos na Tabela 3 e ilustrados na Figura 4.2.1.

Pela Tabela 3, nota-se a grande disparidade no valor de  $\rho_{2eff}$  obtido no arenito *Leapord* ( $92,44 \mu m/s$ ) em relação às demais amostras do conjunto, cujos valores se encontram entre  $0,4$  e  $14 \mu m/s$ . Em geral, os carbonatos possuem as menores relaxatividades, sendo estas iguais ou inferiores a  $4,4 \mu m/s$ , com exceção da amostra *Texas* ( $11,43 \mu m/s$ ). Por outro lado, os arenitos apresentaram uma grande variabilidade nos valores de  $\rho_{2eff}$ , sendo todos maiores que  $4,4 \mu m/s$ , exceto a *Crab Orchard* ( $1,7 \mu m/s$ ).

Tabela 3 - Resultados dos valores de  $\rho_{2\text{eff}}$  estimados a partir da correlação RMN-MICP.

Litologia	Amostra	ID	$\rho_{2\text{eff}}_{R_t-T_2}$ ( $\mu\text{m/s}$ )
Carbonatos	Austin Chalk	AC	3,437
	Desert Pink	DP	4,402
	Guelph Dolomite	GD	2,031
	Indiana 2-4 mD	IL	0,433
	Indiana 8-10 mD	IM	0,475
	Leuders	LU	0,939
	Sillurian Dolomite 1	SD	0,943
	Texas	TO	11,436
Arenitos	Bandera Brown	BB	7,651
	Bentheimer	BN	4,405
	Berea Stripe	BS	5,472
	Boise Idaho Brown	IB	6,276
	Briarhill	BR	11,789
	Buff Berea	BU	14,827
	Carbon Tan	CT	5,168
	Castlegate	CA	7,308
	Crab Orchard	CO	1,708
	Kirby	KI	5,501
	Leapord	LE	92,444
	Nugget	NU	10,361
	Sister Gray Berea	SG	5,947

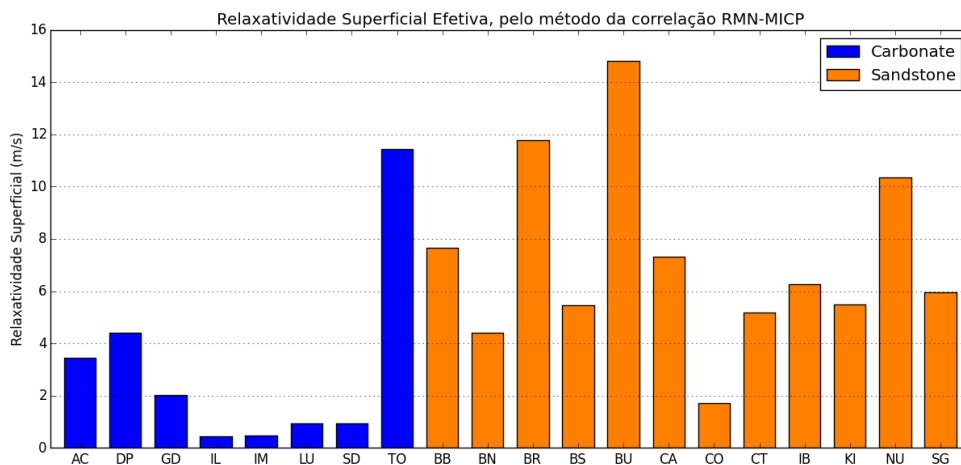


Figura 4.2.1: Gráfico em barras dos valores de  $\rho_{2\text{eff}}$  estimados a partir da correlação RMN-MICP. A amostra *Leapord* foi removida do gráfico devido à grande divergência do seu valor encontrado (92,44  $\mu\text{m/s}$ ) em relação às demais amostras, o que prejudicaria a visualização do gráfico.

Durante a análise das correlações produzidas, 4 amostras do conjunto foram selecionadas – *Boise Idaho Brown*, *Austin Chalk*, *Crab Orchard* e *Leapord* – para exemplificar os principais cenários identificados nos resultados, visando simplificar o estudo destes. Neste âmbito, uma figura foi criada para cada amostra, contendo os gráficos das curvas normalizadas e acumuladas de suas distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  (SW1 e SWI), além da correlação destas. Ao ilustrar as correlações, as distribuições de  $T_2$  foram plotadas tomando o eixo das abcissas como igual a  $2\rho_{2eff}T_2$ , colocando-as assim no mesmo domínio que as distribuições de  $R_t$ . Tais figuras estão dispostas abaixo, onde as amostras *Boise Idaho Brown*, *Austin Chalk*, *Crab Orchard* e *Leapord* correspondem às Figuras 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4 e 4.2.5, respectivamente.

A correlação  $R_t \times T_2$  do arenito *Boise Idaho Brown* exemplifica os casos em que o sistema poroso da amostra é simples, possuindo em geral apenas uma família de tamanho e de garganta de poros predominante. Consequentemente, a correlação  $R_t$ - $T_2$  foi bem sucedida na amostra, como ilustrado na Figura 4.2.3. Amostras similares a este exemplo são os arenitos BN, BR, BS, BU, CA, KI e SG, e o carbonato DP – o único do conjunto que apresentou distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  predominantemente uni-modais.

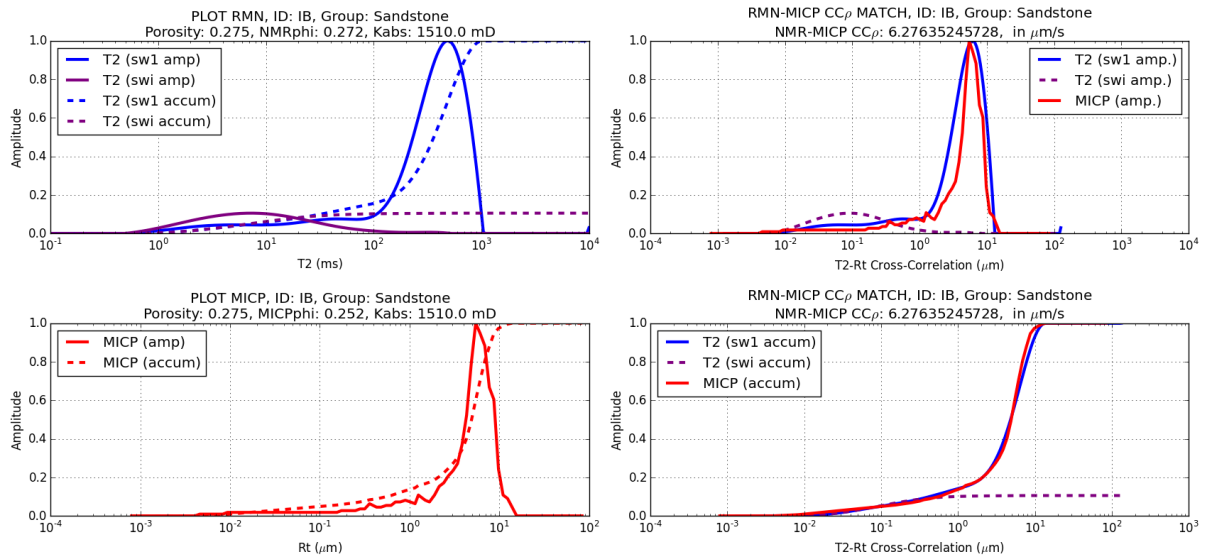


Figura 4.2.2: Correlação  $R_t \times T_2$  do arenito *Boise Idaho Brown*. Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas (pelo máximo) das distribuições de  $T_2$  com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de  $R_t$ ; a correlação  $T_2$ - $R_t$  das curvas acumuladas; a correlação  $T_2$ - $R_t$  das curvas normalizadas.

No caso do carbonato *Austin Chalk*, sua correlação  $R_t$ - $T_2$  caracteriza os cenários em que o sistema poroso é visivelmente multiforme, possuindo duas ou mais famílias de tamanho e garganta de poro características. No entanto, apesar de tal complexidade, suas distribuições de  $R_t$  e  $T_2$  exibem uma correlação razoavelmente boa, indicando que há uma afinidade considerável das duas propriedades no sistema poroso. Amostras deste caso são os carbonatos GD, IL, IM, LU e SD, e o arenito NU. Dentre estas amostras, a própria *Austin Chalk* foi a que apresentou a melhor correlação, como ilustrado na Figura 4.2.3.

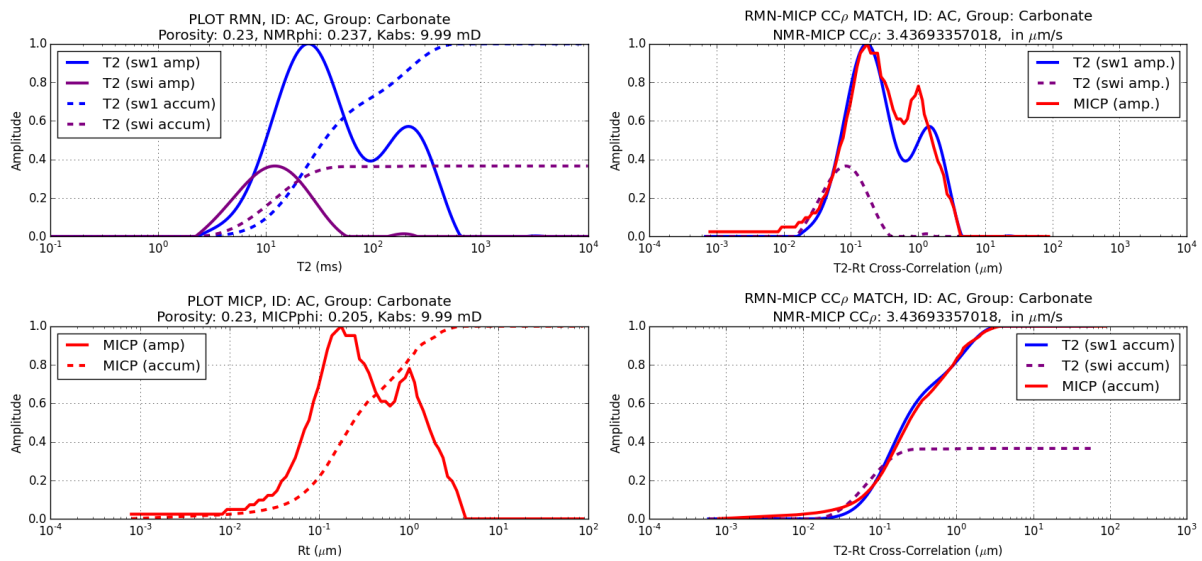


Figura 4.2.3: Correlação RMN-MICP do carbonato *Austin Chalk*. Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas (pelo máximo) das distribuições de  $T_2$  com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de  $R_t$ ; a correlação  $T_2$ - $R_t$  das curvas acumuladas; a correlação  $T_2$ - $R_t$  das curvas normalizadas.

No terceiro caso, o arenito *Crab Orchard* exemplifica os casos em que o sistema poroso também é complexo, mas não apresenta uma correspondência bem definida entre as diferentes famílias de tamanho de poro e garganta de poro características. Portanto, a correlação  $R_t$ - $T_2$  resultante é ambígua, assim como o valor de  $\rho_{2\text{eff}}$  obtido por ela. Isto fica evidente na Figura 4.2.4, onde podemos observar que a curva  $R_t$  da amostra *Crab Orchard* sugere a existência de uma única família de garganta de poro predominante, enquanto que a sua curva  $T_2$  indica uma grande variedade de tamanho de poros diferentes, distribuídos entre 1 e 130 ms (mais de duas ordens de grandeza). Além da *Crab Orchard*, os arenitos BB e CT, e o carbonato TO apresentaram problemas similares. Curiosamente, estas últimas 3 amostras



também apresentaram discrepância entre as medições de porosidade por RMN e por MICP, indicando que a não-correlação RMN-MICP pode estar relacionada a possíveis problemas de amostragem, sejam por diferenças entre os sistemas porosos dos plugues gêmeos confrontados e/ou pela insuficiência da subamostragem (realizada para o ensaio MICP) em representar fielmente o sistema poroso da amostra inteira. Infelizmente, não foi possível determinar pelos dados somente quais desses problemas causaram tal discrepância.

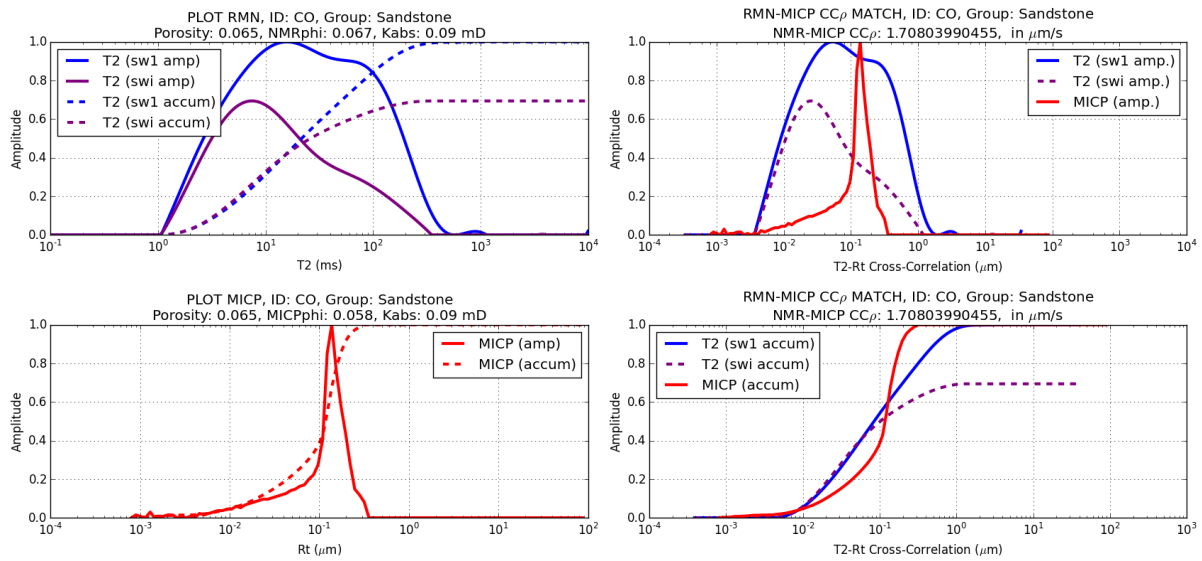


Figura 4.2.4: Correlação RMN-MICP do carbonato *Crab Orchard*. Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas das distribuições de  $T_2$  com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de  $R_t$ ; a correlação  $T_2-R_t$  das curvas acumuladas; a correlação  $T_2-R_t$  das curvas normalizadas.

O último caso analisado é o do arenito *Leapord*, onde é possível verificar pela Figura 4.2.5 que a amostra também apresenta uma correlação razoável entre suas famílias predominantes de tamanho e garganta de poro. No entanto, o valor obtido de  $\rho_{2_{eff}}$  por este método é altíssimo com relação às demais amostras do conjunto. De fato, a Figura 4.2.5 mostra que o arenito possui majoritariamente gargantas de poro com cerca de 10  $\mu m$  de raio, refletindo bem a alta permeabilidade encontrada na amostra (de 1610 mD). Porém, a família de tamanho de poro correspondente na curva  $T_2$  está centrada em aproximadamente 50 ms, o que poderia ser interpretado equivocadamente como uma família de poros relativamente pequenos. Isso fica mais evidente se compararmos esta amostra à *Boise Idaho Brown* (Figura 4.2.2): ambas são arenitos com raio de gargantas em torno de 5-10  $\mu m$ , com permeabilidades

altas e muito próximas, mas enquanto a primeira possui seu  $T_2$  característico centrado em 50 ms, a outra tem  $T_2$  centrado em 485 ms. Isto acarretaria em má acurácia na estimativa de diversos parâmetros estimados a partir da RMN, principalmente a permeabilidade.

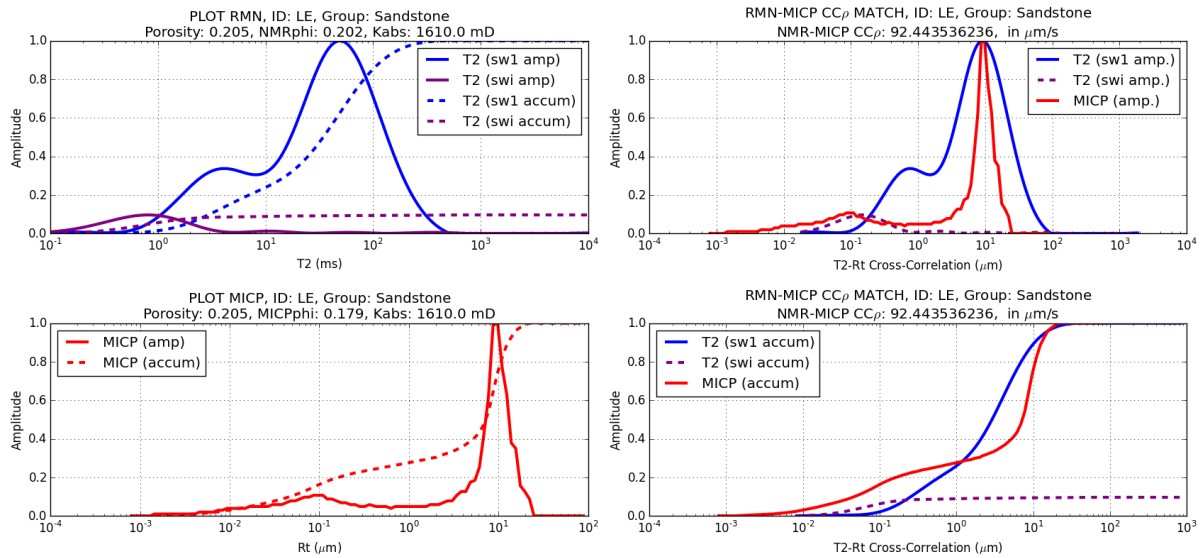


Figura 4.2.5: Correlação RMN-MICP do arenito *Leopard*. Do canto esquerdo superior, em sentido anti-horário: as curvas acumuladas e normalizadas das distribuições de  $T_2$  com amostra 100% saturada (azul) e SWI (roxo); as curvas normalizada e acumulada da distribuição de  $R_t$ ; a correlação  $T_2-R_t$  das curvas acumuladas; a correlação  $T_2-R_t$  das curvas normalizadas.

### 4.3 ESTIMATIVA DE PERMEABILIDADE POR RMN E MICP

Após o cálculo dos parâmetros necessários aos modelos descritos nas seções 2.4 e 2.5, estes foram utilizados para estimar a permeabilidade, com diversos graus de sucesso. Em todos eles, a permeabilidade foi estimada inicialmente usando somente os arenitos, depois apenas os carbonatos, e por fim o conjunto todo, gerando diversas análises. Esta seção dispõe e aborda estes resultados, empregando o coeficiente de Pearson e o RMSEP para compará-los.

#### 4.3.1 Modelos Clássicos de Estimativa de Permeabilidade

Primeiro, foi feita a análise de 3 modelos “clássicos” na indústria do petróleo: a equação  $k_{SDR}$ , que é a mais utilizada para estimar permeabilidade por RMN; a equação de Timur-Coates, onde o  $T_{2cutoff}$  aplicado foi calculado a partir das curvas de  $T_2$  SW1 e SWI do conjunto; e a equação de Winland-Pittman  $R_{35}$ , aplicando o corte de saturação de mercúrio de

35%. Além destes, foi calculado o modelo “ $k_\phi$ ”, que estima a permeabilidade considerando apenas a porosidade (neste caso, tomando  $c = 0$  na equação 3.3.1.). O desempenho de  $k_\phi$  serve como base às demais, indicando o máximo de correlação possível entre porosidade e permeabilidade sem considerar os tamanhos, a saturação e/ou as gargantas do sistema poroso.

A Tabela 4 apresenta os valores de  $R^2$ , RMSEP, a, b e c, obtidos em cada um dos modelos estimados. Nela, nota-se que o aumento desempenho dos modelos segue a mesma ordem  $-K_\phi < K_{SDR} < \text{Timur-Coates} < R_{35}$  – independente do subconjunto utilizado. Isso era esperado, pois o MICP traz consigo informações precisas da disposição de gargantas de poro, o que está intimamente ligado à permeabilidade do sistema. Além disso, o MICP é um método laboratorial direto. Por outro lado, a RMN é um método indireto que remete ao tamanho de poros no sistema, que pode não refletir tão bem como está disposta a conexão entre eles.

Tabela 4 – Resultados das regressões dos estimadores clássicos de permeabilidade.

Conjunto	Estimador	R <sup>2</sup>	RMSEP (mD)	a	b	c
<b>Apenas Arenitos</b>	$k_\phi$	0,631	7,067	16447803,862	6,973	0,000
	$k_{SDR}$	0,741	5,242	669,731	4,646	1,429
	Timur-Coates	0,879	3,255	0,271	-0,716	3,695
	$R_{35}$	0,961	2,153	41,081	0,723	2,633
<b>Apenas Carbonatos</b>	$k_\phi$	0,464	3,475	1211,436	2,772	0,000
	$k_{SDR}$	0,515	3,248	270,371	3,496	0,623
	Timur-Coates	0,595	2,972	70,250	1,527	1,150
	$R_{35}$	0,978	1,489	4908,645	2,902	1,726
<b>Arenitos e Carbonatos</b>	$k_\phi$	0,520	8,359	484993,488	5,391	0,000
	$k_{SDR}$	0,644	6,247	2174,786	5,173	1,135
	Timur-Coates	0,816	3,767	5,084	0,452	2,782
	$R_{35}$	0,949	2,062	1417,087	2,398	1,860

A Figura 4.3.1 mostra os resultados dos 4 modelos, utilizando apenas os arenitos. Nela, nota-se que o desempenho das estimativas evolui gradativamente junto aos modelos empregados. O  $k_{SDR}$  apresenta um bom resultado, apesar de algumas amostras não terem se ajustado bem (BB e KI por terem alta porosidade e baixa permeabilidade, e LE pela alta relaxatividade), enquanto que o modelo Timur-Coates apresenta resultados melhores, mas não chega a ajustar rigorosamente os arenitos que possuem alta permeabilidade (>1000 mD).

A Figura 4.3.2 dispõe os resultados obtidos nos carbonatos. Diferentemente dos arenitos, o desempenho dos modelos nos carbonatos só aumentou consideravelmente quando utilizando a equação do  $R_{35}$ , enquanto que nos demais modelos, o valor de  $R^2$  não passa de 0,6. Tal fato permite inferir que a relação da permeabilidade com a porosidade e os tamanhos de poros é mais difusa nos carbonatos do que nos arenitos. Além disso, os valores de  $b$  são maiores em relação aos obtidos nos arenitos, enquanto que os de  $c$  menores.

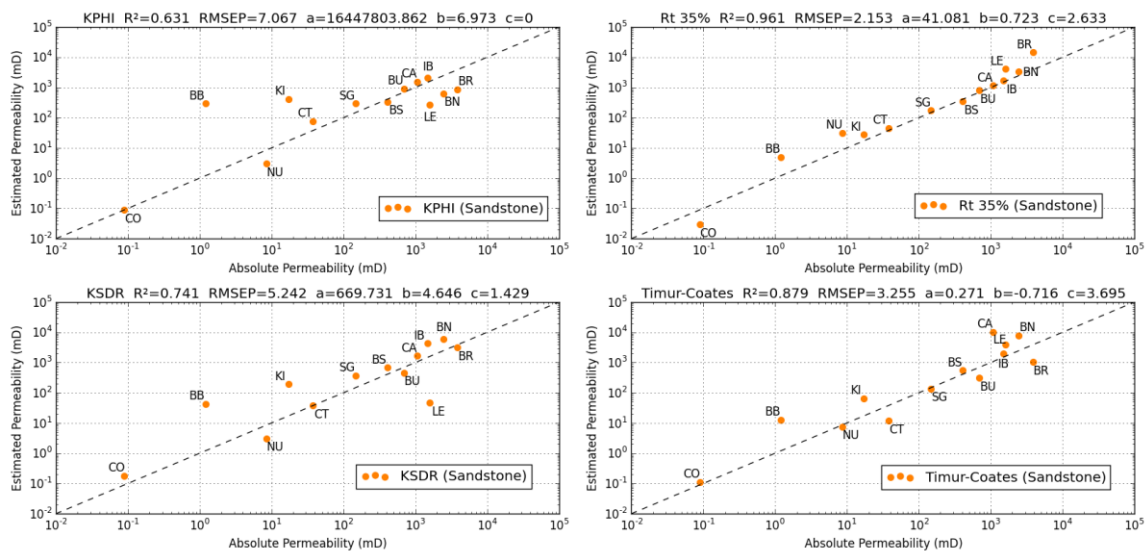


Figura 4.3.1: Estimativas de permeabilidade nos arenitos. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário:  $k_\phi$ ,  $k_{SDR}$ , Timur-Coates e  $R_{35}$ .

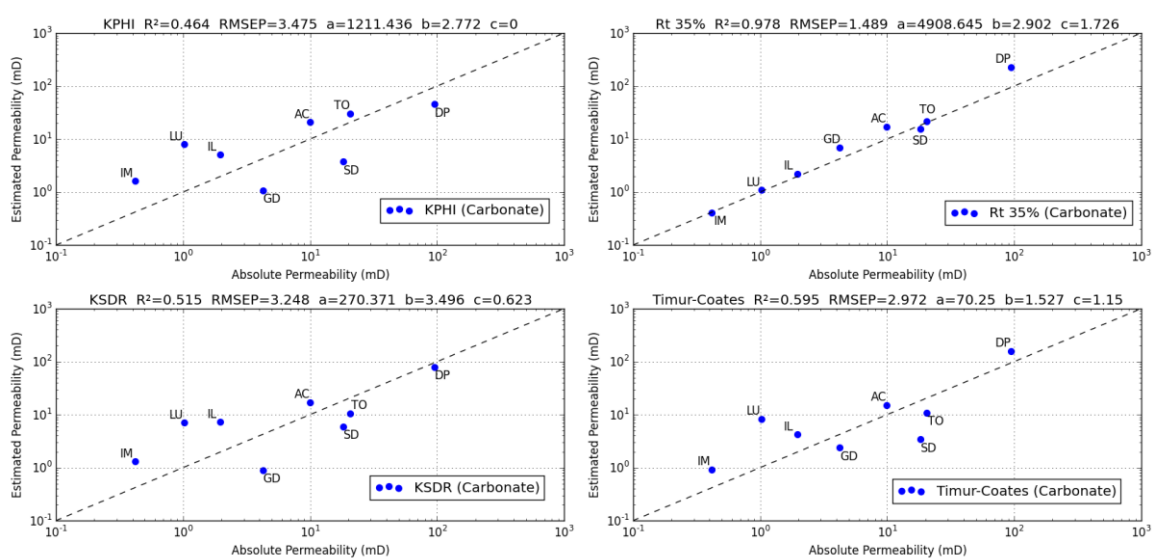


Figura 4.3.2: Estimativas de permeabilidade nos carbonatos. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário:  $k_\phi$ ,  $k_{SDR}$ , Timur-Coates e  $R_{35}$ .

Finalmente, a Figura 4.3.3 mostra os resultados dos estimadores utilizando todo o conjunto estudado. Ao combinar carbonatos e arenitos, o desempenho dos estimadores diminuiu consideravelmente em relação aos obtidos usando apenas os arenitos, gerando os valores de RMSEP superiores em quase todos os cenários. Além disso, nota-se que em todos os estimadores, exceto o  $R_{35}$ , os pontos nos gráficos se encontram visualmente mais espalhados e afastados da linha  $x=y$  (tracejada) do que nos casos anteriores, o que corrobora com este aumento observado nos erros RMSEP. Tais fatores indicam que há de fato uma limitação nos estimadores  $k_\phi$ ,  $k_{SDR}$  e Timur-Coates, que não os permite conciliar bem litologias contrastantes. Por outro lado, o  $R_{35}$  apresentou quase a mesma performance em todos os cenários e obteve o menor erro RMSEP de todos os estimadores quando utilizando o conjunto todo, o que sugere que ele seja de fato um modelo de permeabilidade litologicamente livre. Como o experimento MICP sonda diretamente as gargantas dos poros, essa afirmação é bastante viável.

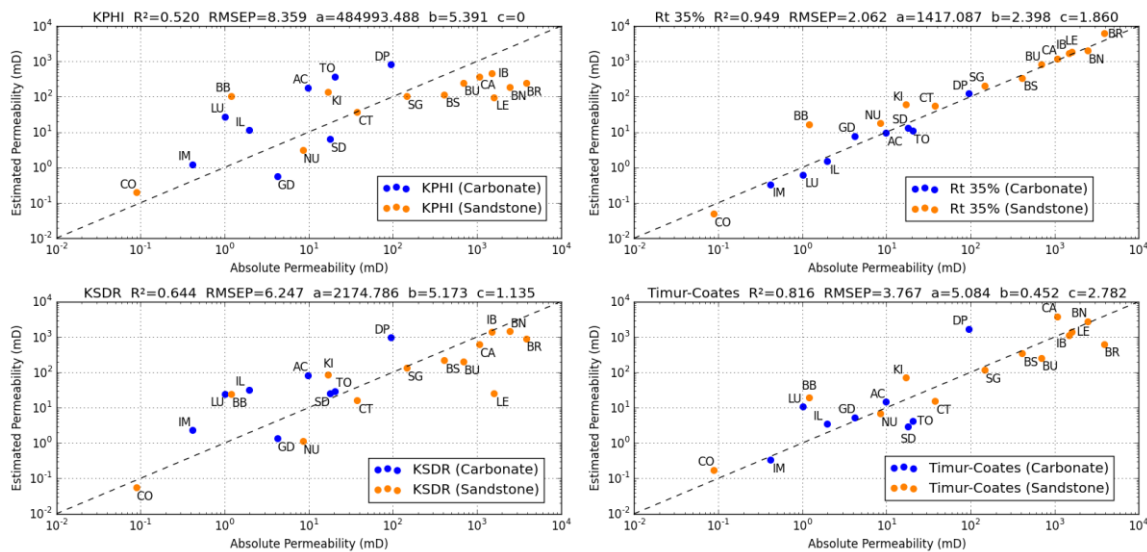


Figura 4.3.3: Estimativas de permeabilidade no conjunto todo. Do canto superior esquerdo, no sentido anti-horário:  $k_\phi$ ,  $k_{SDR}$ , Timur-Coates e  $R_{35}$ .

### 4.3.2 Permeabilidade Melhorada pela Relaxatividade Superficial

Após a análise dos modelos clássicos, a permeabilidade foi estimada pela equação 2.4.3, utilizando o valor de  $\rho_{2eff}$  obtido pela correlação RMN-MICP, e o  $T_{2logmean}$  como

valor representativo das distribuições de  $T_2$  nas amostras (como no  $k_{SDR}$ ). Este modelo foi denominado “ $k_{RMN-MICP}$ ”. Mais uma vez, os resultados foram gerados primeiro para os arenitos, depois com os carbonatos e finalmente no conjunto todo, e estão dispostos na Tabela 5. Porém, desta vez as figuras geradas não diferenciam a litologia das amostras por cores, e sim por estilos de marcadores diferentes (círculos para arenitos, triângulos para carbonatos). Agora, as cores indicam o valor absoluto da diferença entre as medições de  $\phi_{RMN}$  e  $\phi_{MICP}$ , no intuito de estudar a influência deste contraste na amostragem ao estimar a permeabilidade.

Na Tabela 5, vemos que o desempenho do estimador  $k_{RMN-MICP}$  vence todos os modelos clássicos, exceto o  $R_{35}$ . Mas a diferença entre os dois é pequena, visto a grande proximidade dos valores de  $R^2$  e RMSEP obtidos em ambos. Curiosamente, o maior valor de  $R^2$  e o menor erro RMSEP do estimador  $k_{RMN-MICP}$  foi obtido quando aplicado em todo o conjunto estudado, ou seja, combinando arenitos e carbonatos. Portanto, assim como observado no estimador  $R_{35}$ ,  $k_{RMN-MICP}$  é um estimador litologicamente independente, por levar em consideração a relaxatividade superficial da amostra.

Tabela 5 – Resultados das regressões do estimador  $k_{RMN-MICP}$ , que foi melhorado pelo emprego de  $\rho_{2_{eff}}$  no modelo.

Conjunto	$R^2$	RMSEP (mD)	a	b	c
<b>Apenas Arenitos</b>	0,939	2,437	3089,711	1,100	2,427
<b>Apenas Carbonatos</b>	0,920	1,767	15955,012	2,212	1,881
<b>Arenitos e Carbonatos</b>	0,944	2,126	8216,562	1,840	2,038

A Figura 4.3.4 mostra os resultados do estimador  $k_{RMN-MICP}$  nos arenitos. De modo geral, todas as estimativas coincidem muito bem com  $k_{abs}$ , com apenas as amostras BR, LE, BB e CT possuindo valores dispersos à linha  $x=y$ . Nota-se que BR e LE foram superestimadas neste caso, apesar de ambas apresentarem boa correlação RMN-MICP. Por outro lado, BB e CT são exemplos de má correlação, que apresentaram discrepâncias tanto entre as porosidades e quanto nas curvas medidas nos dois métodos, como discutido na seção 4.1.2 e 4.2. Curiosamente, a amostra CO, tida como um exemplo de ambiguidade na correlação RMN-MICP, apresentou aqui um excelente resultado. Todavia, ela também mostrou bons resultados

nos estimadores  $k_\phi$  e  $k_{SDR}$ , o que indica a proporcionalidade da permeabilidade com a porosidade e o tamanho de poros desta amostra. Podemos então inferir que mesmo com o valor dúbio de  $\rho_{2eff}$ , o estimador  $k_{RMN-MICP}$  conseguiu gerar uma boa correlação, considerando a influência de seus outros inputs (porosidade e  $T_{2logmean}$ ).

Outro caso curioso destes resultados é a amostra KI, que apresentou uma ótima correlação RMN-MICP, uma estimativa boa de permeabilidade, mas possui uma grande discrepância entre  $\phi_{RMN}$  e  $\phi_{MICP}$ .

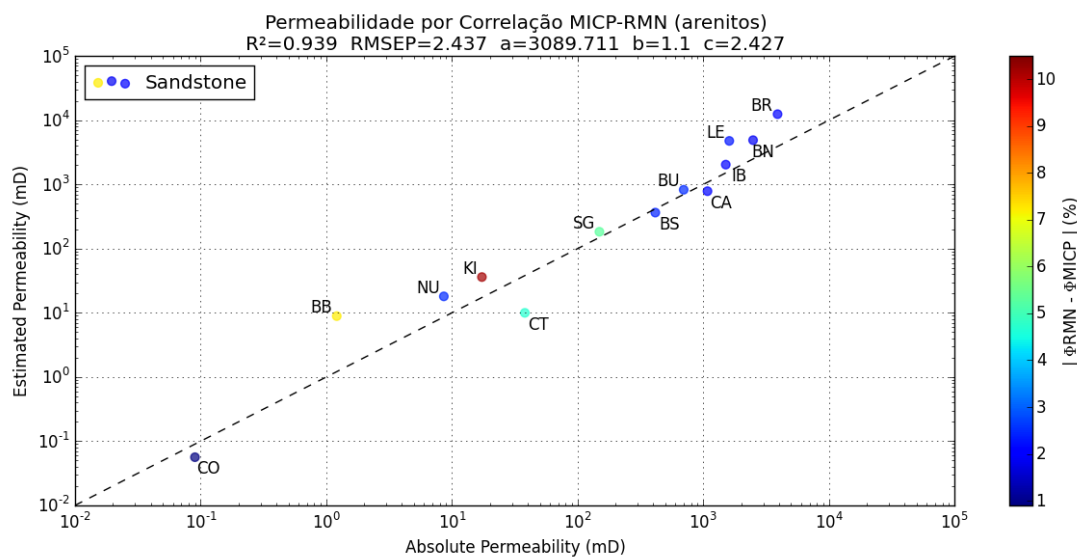


Figura 4.3.4: Resultado do estimador  $k_{RMN-MICP}$ , considerando apenas os arenitos do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP.

No caso do estimador  $k_{RMN-MICP}$  aplicado somente nos carbonatos (Figura 4.3.5), este também gerou boas estimativas de permeabilidade, com apenas a amostra DP apresentando discrepância com  $k_{abs}$ . DP, assim como a KI, possui ótima correspondência entre  $T_2$  e  $R_t$ , mas uma grande diferença entre  $\phi_{RMN}$  e  $\phi_{MICP}$ . As amostras SD e TO também possuem discrepância entre estas porosidades, mas foram estimadas razoavelmente bem, mesmo TO sendo umas das amostras com  $\rho_{2eff}$  ambíguo.

Finalmente, a Figura 4.3.6 demonstra o melhor resultado do estimador  $k_{RMN-MICP}$ , aplicado no conjunto de dados completo. Agora, as amostra BR e LE, antes levemente superestimadas, tiveram sua correlação melhorada, assim como na maioria das amostras. Além disso, nota-se que ao considerar o conjunto todo, as melhores correspondências ocorreram em amostras com pouca discrepância entre  $\phi_{RMN}$  e  $\phi_{MICP}$ , ou seja, nos pontos

azuis do gráfico. Enquanto isso, os pontos mais afastados tiveram as maiores discrepâncias, com cores amarelas e vermelhas. Isto evidencia a necessidade de verificar a validade das correlações de RMN e MICP, seja pela comparação de curvas ou de porosidades encontradas, antes de utilizar  $\rho_{2eff}$ . Mesmo assim, é notável o ganho obtido na estimativa de permeabilidade através deste método, que como descrito anteriormente, venceu todos os modelos clássicos de permeabilidade estudados que utilizam apenas dados RMN como input.

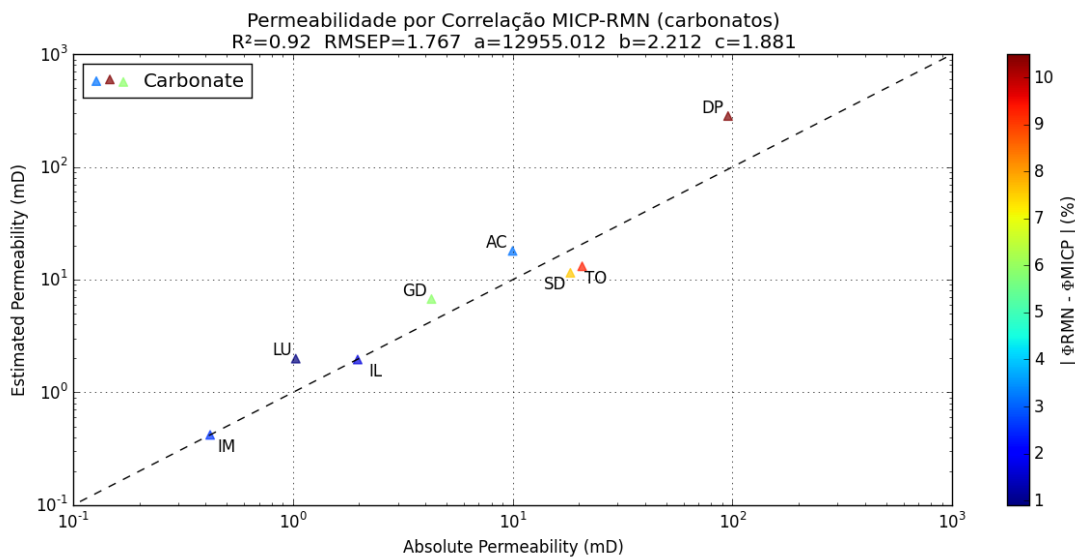


Figura 4.3.5: Resultado do estimador  $k_{RMN-MICP}$ , considerando apenas os carbonatos do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP.

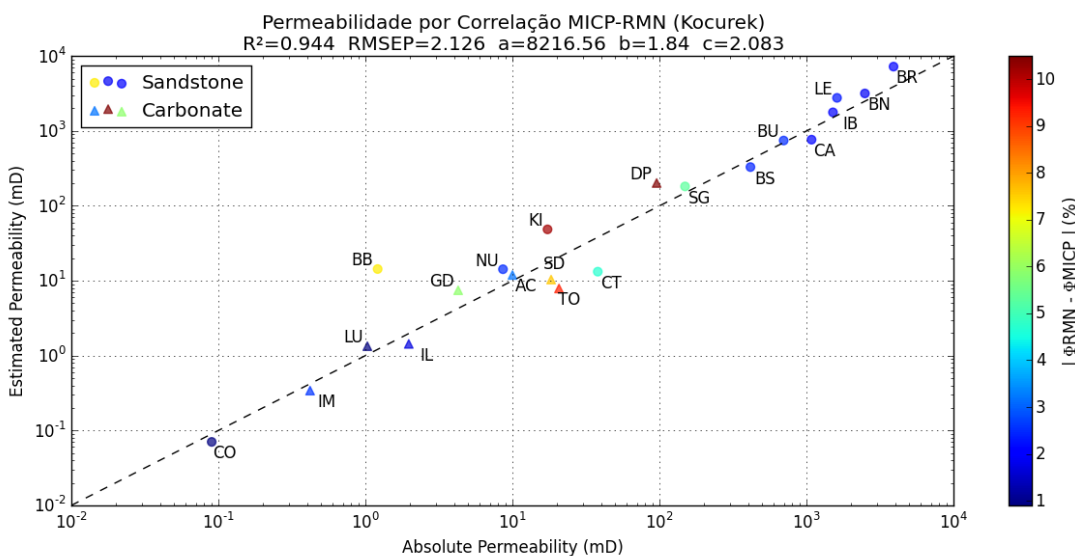


Figura 4.3.6: Resultado do estimador  $k_{RMN-MICP}$ , considerando todas as amostras do conjunto. As cores indicam o contraste das porosidades medidas pelas técnicas RMN e MICP.



#### 4.4 APLICABILIDADE DO MÉTODO DE CORRELAÇÃO RMN-MICP E DE SEU ESTIMADOR MELHORADO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.

Como demonstrado nas seções anteriores, a correlação RMN-MICP e o modelo de permeabilidade  $k_{RMN-MICP}$  geraram excelentes estimativas de permeabilidade, apresentando preditividade consideravelmente maior do que nos outros estimadores comumente aplicados em perfis de poço, se equiparando bem com o modelo  $R_{35}$ , que naturalmente gera ótimas estimativas de permeabilidade. Porém, o  $k_{RMN-MICP}$  não pode ser aplicado “diretamente” em dados de perfil de poço, já que, assim como o  $R_{35}$ , ele ainda necessita da existência de medições de MICP, e estas são inviáveis em poço.

Contudo, como o método resulta em estimativas razoáveis dos valores efetivos de  $\rho_2$  nas rochas, tais valores podem ser aplicados em poço para melhorar a estimativa de permeabilidade, seja de forma interpolada entre as profundidades amostradas no poço, ou de alguma outra maneira que concilie as características destas amostras com outras profundidades no perfil. Como as formações dos reservatórios em poços de petróleo são naturalmente amostradas e encaminhadas para todas as análises petrofísicas discutidas neste trabalho (petrofísica de rotina, RMN, MICP, etc.), a aplicação do método de correlação RMN-MICP não geraria nenhum custo adicional para indústria.

Em suma, vemos que é bastante relevante a aplicação deste método na indústria do petróleo, já que, como demonstrado neste trabalho, ele proporciona uma grande melhoria na preditividade da permeabilidade, mesmo em um conjunto de dados bastante diverso, como o que foi estudado.

## **6 CONCLUSÕES**

## 5 CONCLUSÕES

Ao avaliar os estimadores clássicos que utilizam somente dados RMN, e contrastá-los ao modelo melhorado pelo  $\rho_2$  obtido na correlação RMN-MICP, foi constatado que de fato o último produz estimativas de permeabilidades mais precisas, que se equiparam muito bem aos resultados do estimador  $R_{35}$ . Tal fato é bastante notável, pois revela que o método apresentado – que utiliza medições indiretas e estáticas (RMN), e aproximações efetivas de parâmetros complexos ( $\rho_2$  por correlação RMN-MICP) – permite caracterizar bem a uma propriedade estritamente dinâmica (a permeabilidade), tão bem quanto ao método que utiliza medições diretas e dinâmicas (MICP). Outra constatação importante é que o método apresentado também foi bem sucedido mesmo quando aplicado em rochas litologicamente complexas e contrastantes, evidenciando a robustez do método.

Também foi constatado no trabalho a aplicabilidade e o potencial que este método oferece na indústria do petróleo, que pode ser aplicado para melhorar o mapeamento da permeabilidade no poço, sem gerar custos adicionais para as empresas de exploração.

Entretanto, demonstra-se que problemas nas medições de RMN e MICP, e/ou a falta de correspondência entre as amostras medidas pelos dois experimentos ou entre os tamanhos e gargantas de poros nos sistemas porosos analisados pode gerar valores dúbios de  $\rho_{2eff}$  e permeabilidade, indicando a necessidade da análise de controle de qualidade dos dados e dos parâmetros gerados por eles. Tal metodologia deve então ser feita com cautela.

Por fim, espera-se que este trabalho sirva como uma base teórica e exemplo aplicado para o desenvolvimento deste tema no futuro, visando melhorar o entendimento geral da aplicabilidade dos experimentos RMN e MICP, e da integração destes métodos.

## REFERÊNCIAS

- AMYX, J. W., BASS, D. M. , WHITING, R. L., *Petroleum Reservoir Engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1960.
- ARNS, C. H.; SHEPPARD, A. P.; SAADATFAR, M.; KNACKSTEDT, M. A. *Prediction of permeability from NMR response: surface relaxivity heterogeneity*. SPWLA, 47th Annual Logging Symposium, p. 1-13, 2006.
- BROWNSTEIN, K. R. ; TARR, C. E. Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cell. *Physical Review A*, v. 19, p. 2446-2453, 1979.
- CARMAN, P. C. *Fluid flow through granular beds*. Transactions, Institution of Chemical Engineer, Londres, 15:150-166, 1937.
- CARR, H. Y.; PURCELL E. M. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments, *Physical Review*, v. 94, p. 630-638, 1954.
- COATES, G. R.; XIAO, L.; PRAMMER, M.G. *NMR Logging: Principles and Applications*. USA: Halliburton Energy Services, 1999.
- COATES, G.R.; MILER, M.; GILLEN, M.; HENDERSON, G. *The MRIL in Conoco 33-1: an investigation of a new Magnetic Resonance Imaging log*. SPWLA, 32th Annual Logging Symposium, 1991.
- DARCY, H. *Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon*, França: Dalmont, 1856.
- DUNN, K.-J.; BERGMAN, D. J.; LATORRACA, G. A. *Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications*. Inglaterra: Elsevier Science, 2002.
- ELLIS, D.V.; SINGER, J.M. *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Inglaterra: Elsevier Science, 2008.
- FRITSCH, F. N.; CARLSON, R. E. *Monotone Piecewise Cubic Interpolation*. SIAM Journal on Numerical Analysis, v. 17, p. 238-246, 1980.

- GLOVER, P. W. J. *Petrophysics MSc Course Notes*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, 2000, 281 p.
- HAHN, E. L. Spin echoes. *Physical Review*, v.80, p. 580-594, 1950.
- HOOK, J. R. *An introduction to porosity*, *Petrophysics*, v. 44, n. 3, p 205-212, 2003.
- KENYON, W. E.; DAY, P. I.; STRALEY, C., WILLEMSSEN, J. F. *A three-part study of NMR longitudinal relaxation studies of water saturated sandstones*. *SPE Formation Evaluation*, 3:662-636, 1986.
- KOLODZIE, Jr, S. *Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP in spindle field*, Colorado, SPE, 55<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference, 1980.
- KOZENY, J. *Ueber kapillare leitung des wassers, im Boden*, *Sitzungsber Akad. Wiss. Wien*, 136, 271-306, 1927.
- KRAFT, D. *A software package for sequential quadratic programming*. Tech Rep. German Aerospace Center, Institute for Flight Mechanics, Koln, Germany, 1988.
- LEVITT, M. H. *Spin Dynamics: Basics of Nuclear Magnetic Resonance*. EUA: Wiley, 2001.
- MARSCHALL, D.; GARDNER, J. S.; MARDON, D.; COATES, G. R. *Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data*, SCA Conference, 9511, p. 1-12, 1995.
- MEIBOOM, S.; GILL, D. *Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times*. *The Review of Scientific Instruments*, v. 29, p.93-102, 1958.
- MESQUITA, P. V.; AZEREDO, R. B. V.; RIOS, E. H.; SOUZA A. A. SILVA, B. A. C.; FARIA, B. M.; BOYD, A. *NMR-MICP Integration and Permeability: a new free petrophysics software*, IBP, Rio Oil and Gas Expo & Conference, 2016.
- MORAES, T. B.; Colnago, L. A. *Simulação de sinais de RMN através das equações de Bloch*, *Quim. Nova*, v. 37, n. 8, 2014.

PITTMAN, E D *Relationship of porosity and permeability to varios parameters derived from Mercury Injection-Capillary Pressure curves for sandstones*, AAPG Bulletin, v. 76, n. 2, p. 191-198, 1992.

PRAMMER, M.G., DRACK, E.D., BOUTON, J.C., GARDNER, J.S., COATES, G.R., CHANDLER, R.N., MILLER, M.N, *Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging*, SPE Annual Technical Conference, v. 37, n. 6, 1996.

RIOS, E.H.; STAEL, G.C.; RAMOS, P. F. O.; AZEREDO; R.B.V. *Caracterização petrofísica de rochas reservatórios por Ressonância Magnética Nuclear*. SBGF, IV Simpósio Brasileiro de Geofísica, 2010

RIOS, E.H.; FIGUEIREDO, I.; MUHAMMED, A.; AZEREDO, R. B. V.; MOSS, A.; PRITCHARD, T.; GLASSBOROW,B. *NMR permeability estimators under different relaxation time selections: a laboratory study of cretaceous diagenetic chalks*, SPWLA, 55th Annual Logging Symposium, 2014

SCHÖN, J. H. *Propriedades Físicas das Rochas Aplicadas à Engenharia*, Elsevier Brasil, 2016.

SOUZA, A. A.; CARNEIRO, G.; ZIELINSKI, L.; POLINSKI, R.; SCHWARTZ, L.; HURLIMANN, M. D.; BOYD A.; RIOS, E.H.; TREVIZAN, W.A.; SANTOS, B. C. C.; MACHADO, V.,F.; AZEREDO, R.B.V. *Permeability prediction improvment using 2D Difusion-T2 Maps*, SPWLA, 54th Annual Logging Symposium, 2013.

SOUZA, A. A. *Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear*. 2012. 207 f. Tese (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.

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

TIMUR, A. *An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs*. The Log Analyst., 9(4): 8

WASHBURN, E. W. *The dynamics of capillary flow*. The Physical Review, v. 17, n. 3, pp. 273-283, 1921.

ZHU, C.; BYRD, R. H.; LU, P.; NOCEDAL, J. *Algorithm 778: L-BFGS-B: Fortran subroutines for large-scale bound-constrained optimization*. ACM Transaction on Mathematical Software, v. 23, n. 4, pp. 550-560, 1997.

