



**Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia e Geofísica
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos
Oceanos e da Terra**

Bruno Menchio Faria

**INTEGRAÇÃO ROCHA-PERFIL PARA OTIMIZAÇÃO DE
ESTIMATIVAS DE PERMEABILIDADE EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS DA BACIA DE CAMPOS**

**Niterói
2020**

BRUNO MENCHIO FARIA

**INTEGRAÇÃO ROCHA-PERFIL PARA OTIMIZAÇÃO DE
ESTIMATIVAS DE PERMEABILIDADE EM RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS DA BACIA DE CAMPOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de mestre em Geociências. Área de concentração: Geologia e Geofísica Marinha.

Redigida sob orientação do Professor Doutor
RODRIGO BAGUEIRA DE VASCONCELLOS AZEREDO.

**Niterói
2020**



FARIA, Bruno Menchio (2020). **Integração rocha-perfil para otimização de estimativas de permeabilidade em reservatórios carbonáticos da bacia de campos**. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de mestre em Geociências. Área de concentração: Geologia e Geofísica Marinha.

Dissertação defendida e aprovada pela banca que subscreve.

Niterói, a 04 de Junho de 2020.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo (Orientador)
Universidade Federal Fluminense

Dr. André Alves de Souza (Co-orientador)
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
Universidade Federal Fluminense

Dra. Giovanna da Fraga Carneiro
Schlumberger

AGRADECIMENTOS

A meus pais e minha família, por todo amor, apoio, suporte e paciência em todos os momentos da vida. Eles são a minha fonte de inspiração rumo a novas jornadas e desafios.

A minha esposa Rafaela, pelo amor, companheirismo, paciência, apoio e parceria. Sua participação foi essencial como grande incentivadora e motivadora.

Ao professor Rodrigo Bagueira, por todos os ensinamentos, sugestões, discussões e críticas. O seu apoio foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao pesquisador André Souza, pelas revisões do manuscrito e sugestões técnicas relacionados ao tema de ressonância magnética nuclear.

A ANP pela cessão de dados e ao Laboratório UFF-LAR pelo auxílio financeiro para a execução do trabalho.

RESUMO

A predição de permeabilidade em rochas carbonáticas é um dos maiores desafios na área de geociências. Existem na literatura diversas técnicas utilizadas para predição dessa propriedade petrofísica que, comumente, é realizada pela integração de dados de laboratório de plugues ou amostras laterais de rocha para calibração com dados de perfis. A tecnologia de perfilagem por ressonância magnética nuclear (RMN) é a única, dentre os perfis geofísicos, que permite estimar de maneira direta e contínua a permeabilidade. Entretanto, a literatura mostra que os modelos clássicos para estimativa de permeabilidade por RMN, tais como Kenyon e Timur-Coates, não funcionam bem em carbonatos. Neste trabalho, serão avaliados estimadores de permeabilidade baseados nas médias pitagóricas dos tempos de relaxação e cortes de saturação cumulativos para a predição de permeabilidade a partir dos dados de perfil de RMN. Para a realização deste estudo, foi utilizada uma base de dados petrofísicos, rocha e perfil, oriundos de três poços de um reservatório carbonático localizado na Bacia de Campos. Os resultados obtidos em cada um dos poços mostraram que a utilização dos novos estimadores em dados de perfil de RMN apresentaram melhor performance preditiva quando comparados à média geométrica tradicionalmente utilizada pela indústria. O reservatório foi classificado posteriormente pela técnica de RMN fácies ou agrupamentos de relaxatividade por RMN, que permite distinguir zonas de acordo com o tamanho do poro, independente da litologia. As estimativas de permeabilidade foram então otimizadas por aplicação de estimadores de corte de saturação cumulativos em cada uma das RMN fácies determinadas.

Palavras-Chaves: carbonatos, permeabilidade, perfil de RMN, RMN fácies.

ABSTRACT

The prediction of permeability in carbonate rocks is one of the greatest challenges in geosciences. There are several techniques in the literature used to predict this petrophysical property, commonly performed by integrating routine core analysis with well logging data. Nuclear magnetic resonance (NMR) well logging technology is the only one that provides a continuous permeability curve, but it is used only as a qualitative indicator. The literature shows that the classical models for estimation of NMR permeability, such as Kenyon and Timur-Coates, do not work well on carbonates. In this work we will apply the Pythagorean means and cumulative saturation cutoffs values in NMR logging data to evaluate the permeability prediction using the Kenyon equation, which uses only the Pythagorean estimator of the geometric mean of the T2 distribution. For this study, a petrophysical database was used from three wells of a carbonate reservoir located in the Campos Basin. The results obtained in each of the wells showed that the use of the new estimators in NMR logging data presented better predictive performance than the geometric mean for permeability estimates. The reservoir was later classified using the NMR Facies technique or NMR relaxivity groups, which allows the identification of zones according to pore size, independent of lithology. The permeability estimates were then optimized through the application of cumulative saturation cutoff estimators at each of the determined NMR Facies.

Keywords: carbonates, permeability, NMR log, NMR Facies.

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis;

AT90 – resistividade profunda;

BDEP – banco de dados de exploração e produção;

BFV – água irreduzível;

CMR – *combinable magnetic resonance*;

CPMG – sequência Carr-Meiboom-PurcellGill

DTCO – onda acústica compressional;

DTSM – onda acústica cisalhante

FF – fluido livre;

FID – *free induction decay* (decaimento de indução livre);

Fm. – formação/ formações;

Gr. – grupo;

IP – Interactive Petrophysics®;

LWD – *logging while drilling* (perfilagem durante a perfuração);

MCIP – *mercury injection capillary pressure* (pressão capilar por injeção de mercúrio);

NMIP – NMR-MICP Integration and Permeability;

NMIP – Software desenvolvido pelo UFFLAR para estimativas de permeabilidade através de integração de dados de RMN e MCIP

NMR = Nuclear Magnetic Resonance (neste caso pode suprimir o MCIP)

OBM – *oil-base mud*;

PAP – pares de alternância de fase

PC – pressão capilar;

RF – rádio-frequência;

RMN – ressonância magnética nuclear;

S/V – superfície/volume;

TE – tempo de eco;

TW – tempo de espera;

UFFLAR = Laboratório para Aplicações de RMN e Petrofísica da UFF.

FIGURAS

Figura 1 – Localização da Bacia de Campos.....	13
Figura 2 – Carta estratigráfica da Bacia de Campos.....	15
Figura 3 – Preservação de porosidade primária observada em lâminas petrográficas.....	16
Figura 4 – Classificação de rochas carbonáticas.	17
Figura 5 – Seção transversal de uma amostra de rocha demonstrando poros interconectados e isolados.	18
Figura 6 – Classificação de Lucia do espaço poroso vugular em carbonatos baseado na interconexão dos vugos proposta por Lucia (1983).	19
Figura 7 – Classificação de Lucia do espaço poroso interpartícula em carbonatos baseado na seleção e tamanho dos grãos e cristais proposta por Lucia (1983).	20
Figura 8 – Magnetização resultante do sistema.	24
Figura 9 – Esquema do sistema de precessão.....	25
Figura 10 – Esquema da precessão do spin de 1 e vários prótons sujeitos a um campo de magnetização B_0	26
Figura 11 – Esquema de magnetização dos prótons.....	26
Figura 12 – A curva de relaxação T_1 (polarização).....	27
Figura 13 – Descrição do fenômeno de ressonância magnética nuclear.....	28
Figura 14 – Detecção do sinal FID durante a perda de coerência da população de próton após a aplicação de um pulso de 90°	29
Figura 15 – Esquema de geração do eco de spin.	30
Figura 16 – A sequência de pulsos CPMG usada no registro de RMN para gerar um trem de ecos de spin.....	31
Figura 17 – Sequências de pulso de CPMG (superior) e polarização alternada (T_1 -relaxação) e aquisição do trem de ecos de spin (parte inferior).	32
Figura 18 – Esquema de ferramenta de perfilagem de RMN.	33
Figura 19 – 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.	36
Figura 20 – Curva de relaxação T_2 e sua decomposição em distribuição de tempos de relaxação transversal.....	36
Figura 21 – Esquema do método gráfico para estimar o valor do $T_{2cutoff}$	38
Figura 22 – Correlação entre porosidade total <i>versus</i> permeabilidade absoluta realizada em 120 plugues.	62
Figura 23 – Gráfico de correlação porosidade <i>versus</i> permeabilidade para o Poço 1.	63
Figura 24 – Gráfico de correlação porosidade <i>versus</i> permeabilidade para o Poço 2.	63
Figura 25 – Gráfico de correlação porosidade <i>versus</i> permeabilidade para o Poço 3.	64
Figura 26 – Resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio em oito plugues do Poço 1.....	64
Figura 27 – Resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio em oito plugues do Poço 2.....	65
Figura 28 – Distribuição do raio de garganta de poros em oito amostras do Poço 1.....	65
Figura 29 – Distribuição do raio de garganta de poros em oito amostras do Poço 2.....	66
Figura 30 – Gráfico macroporosidade (%) <i>versus</i> permeabilidade absoluta (mD).....	67
Figura 31 – Análise integrada de pressão capilar em <i>grainstone</i> com porosidade de 19,4% e permeabilidade absoluta de 627 mD.	68
Figura 32 – Análise integrada de pressão capilar em <i>packstone</i> com porosidade de 17,7% e permeabilidade absoluta de 188 mD.	69
Figura 33 – Análise integrada de pressão capilar em <i>grainstone</i> com porosidade de 14,2% e permeabilidade absoluta de 5,1 mD.	70
Figura 34 – Análise integrada de pressão capilar em <i>packstone</i> com porosidade de 17,2% e permeabilidade absoluta de 1,6 mD.	71
Figura 35 – T_2 médio e T_2 sat para uma amostra de perfil.	72
Figura 36 – Perfis de RMN do Poço 1 separados por trilhas.....	74
Figura 37 – Perfis de RMN do Poço 2 separados por trilhas.....	75
Figura 38 – Perfis de RMN do Poço 3 separados por trilhas.....	76
Figura 39 – Gráfico de frequência cumulativa de $T_2(s) / \Phi_z$ calculado com uso de dados de perfis de RMN dos três poços.	78
Figura 40 – Gráfico de $T_2(s)$ <i>versus</i> Φ_z	79
Figura 41 – Distribuição de RMNF no Poço 1. Dados de perfis do poço parados por trilhas.....	81
Figura 42 – Distribuição de RMNF no Poço 2. Dados de perfis do poço parados por trilhas.....	82
Figura 43 – Distribuição de RMNF no Poço 3. Dados de perfis do poço parados por trilhas.....	83
Figura 44 – Integração rocha-perfil do Poço 1. Perfil separado por <i>tracks</i>	84
Figura 45 – Integração rocha-perfil no Poço 2. Perfil separado por <i>tracks</i>	85
Figura 46 – Perfis convencionais e RMN do Poço 1 separados por trilhas.....	87
Figura 47 – Perfis convencionais e RMN do Poço 2 separados por trilhas.....	88

Figura 48 – Perfis convencionais e RMN do Poço 3 separados por trilhas.....	89
Figura 49 – Distribuições médias de T2 para cada RMNF nos poços 1, 2 e 3.....	92
Figura 50 – Integração rocha-perfil para RMNF1.....	94
Figura 51 – Integração rocha-perfil para RMNF2.....	94
Figura 52 – Integração rocha-perfil para RMNF3.....	95
Figura 53 – Integração rocha-perfil para RMNF4/RMNF5.....	95
Figura 54 – Integração rocha-perfil para RMNF6/RMNF7.....	96
Figura 55 – Dados de perfis do Poço 1 separados por trilhas.....	98
Figura 56 – Dados de perfis do Poço 2 separados por trilhas.....	99
Figura 57 – Dados de perfis do Poço 3 separados por trilhas.....	100
Figura 58 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kA no Poço 1.....	103
Figura 59 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com k95% no Poço 1.....	103
Figura 60 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kRMNF no Poço 1.....	104
Figura 61 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kG no Poço 2.....	104
Figura 62 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com k50% no Poço 2.....	105
Figura 63 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kRMNF no Poço 2.....	105
Figura 64 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kA no Poço 3.....	106
Figura 65 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com k25% no Poço 3.....	106
Figura 66 – Permeabilidade absoluta <i>versus</i> permeabilidade estimada com kRMNF no Poço 3.....	107

TABELAS

Tabela 1 – Valores de referência para conversão de sistema ar-mercúrio para um sistema compatível com o reservatório.....	40
Tabela 2 – Matriz de dados dos poços 1, 2 e 3.....	42
Tabela 3 – Resultados de petrofísica básica em 120 plugues dos poços 1, 2 e 3.....	45
Tabela 4 – Resultados de pressão capilar em oito plugues do Poço 1.....	51
Tabela 5 – Resultados de pressão capilar em oito plugues do Poço 2.....	56
Tabela 6 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 1.....	73
Tabela 7 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 2.....	73
Tabela 8 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 3.....	73
Tabela 9 – Valores médios de porosidade total, fluido livre, água irredutível e razão água irredutível <i>versus</i> fluido livre nos poços 1, 2 e 3.....	77
Tabela 10 – Range de 1p2Sgv calculado através do gráfico T2(s) versus ØZ	80
Tabela 11 – Valores médios das curvas convencionais a cabo.....	86
Tabela 12 – Valores médios das médias pitagóricas e dos cortes de saturação cumulativos nos três poços para cada RMNF.....	86
Tabela 13 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para cada RMNF.....	97
Tabela 14 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 1.....	97
Tabela 15 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 2.....	97
Tabela 16 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 3.....	97
Tabela 17 – Percentual de distribuição de cada RMNF nos poços.....	101

SUMÁRIO

1	Introdução	10
2	Contexto geológico	13
2.1	Geologia regional.....	13
2.2	Reservatórios	15
3	Fundamentos teóricos	17
3.1	Classificação das rochas carbonáticas.....	17
3.2	Propriedades petrofísicas das rochas-reservatório.....	17
3.2.1	Porosidade	17
3.2.2	Saturação	20
3.2.3	Permeabilidade	20
3.3	Ressonância magnética nuclear.....	22
3.3.1	Histórico do RMN	22
3.3.2	Princípios básicos de RMN	22
3.3.3	Magnetismo nuclear	23
3.3.4	Polarização	24
3.3.5	Excitação eletromagnética e FID (decaimento de indução livre).....	28
3.3.6	Detecção de spin ecos	29
3.3.7	RMN em meios porosos	32
3.3.8	Inversão dos dados de relaxação	35
3.3.9	Determinação de água irredutível e fluido-livre.....	37
3.4	Pressão capilar por injeção de mercúrio (MCIP)	39
3.5	Estimadores de permeabilidade	40
3.5.1	Permeabilidade por Kozeny-Carman.....	40
3.5.2	Permeabilidade por RMN	41
3.5.3	Permeabilidade por MCIP.....	41
4	Materiais e métodos	42
4.1	Materiais	42
4.2	Petrofísica básica	42
4.3	Pressão capilar por injeção de mercúrio.....	45
4.4	Perfis geofísicos de poços.....	57
4.5	Estimadores de T2 puros.....	57
4.6	Estimativa da permeabilidade pelo software NMIP	58
4.7	RMN fácies	59
5	Resultados e discussões	62
5.1	Descrição Petrofísica.....	62
5.2	Análise integrada de pressão capilar de mercúrio com descrição petrográfica	66
5.3	Performance dos estimadores de T_2 puro em cada poço	71
5.4	RMN fácies	78
5.5	Performance dos estimadores de corte de saturação cumulativa k_{2SAT} em cada RMNF	96
6	CONCLUSÕES	109

1 INTRODUÇÃO

A predição de permeabilidade por meio de dados de perfis geofísicos de poços é uma importante tarefa na caracterização de reservatórios. Como quase a maioria dos poços são perfilados, é prática comum a estimativa de permeabilidade por correlações desenvolvidas a partir de dados de rocha e dados de perfis de poços. Entretanto, devido aos altos custos de amostragem e análises de laboratório, geralmente, a disponibilidade de dados de rocha é bastante limitada.

Em arenitos, frequentemente, os dados de perfis podem ser correlacionados à porosidade, mas, em rochas carbonáticas, essa relação tende a ser muito mais complexa. Rochas carbonáticas apresentam geometria de poros heterogêneas e são muito afetadas pela diagênese, além disso, existem fenômenos inerentes a técnica de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) que dificultam as estimativas desta propriedade petrofísica. Por esta razão, a predição de permeabilidade é um aspecto crítico da caracterização de reservatórios complexos, tais como os de carbonatos (XIE, 2008).

A interpretação dos tempos de relaxação da RMN tem sido utilizada extensivamente durante a última década para a avaliação de formações portadoras de hidrocarbonetos. Hoje em dia, essa tecnologia é considerada essencial, juntamente com outras ferramentas de perfilagem a cabo e LWD (*Logging While Drilling* – Perfilagem Durante a Perfuração) fornecendo informações essenciais como a porosidade, distribuição do tamanho de poros, permeabilidade, saturação de água e mobilidade dos fluidos. No contexto da perfilagem de poços, o perfil de RMN é o único que pode fornecer a distribuição de poros, portanto possui grande potencial para ser utilizado em estudos de *rock-typing* de reservatórios (VINCENT et al., 2011).

Embora existam inúmeros trabalhos na literatura propondo métodos para obtenção da estimativa de permeabilidade por esse perfil (CHEN et al., 2008; RIOS et al., 2011; TREVIZAN et al., 2014; CHI; HEIDARI, 2014), os dois estimadores de permeabilidade por RMN mais utilizados na indústria são Kenyon (KENYON et al., 1988) e Timur-Coates (COATES et al., 1991). O estimador Kenyon (equação 1) se baseia na correlação entre o tempo de relaxação geométrico médio ($T_{1,2avg}$) e o raio hidráulico do poro, na qual a , b e c são coeficientes litológicos ajustáveis, enquanto o Timur-Coates (equação 2) se baseia na correlação entre a fração de fluido-livre (1-BVI) e de fluido irreduzível (BVI), sendo o parâmetro BVI computado a partir de um corte aplicado na distribuição dos tempos de relaxação.

$$K_{Kenyon} = a(T_{1,2avg})^b \phi^c \quad (1)$$

$$K_{TC} = a \left[\frac{1-BVI}{BVI} \right]^b \phi^c \quad (2)$$

Apesar do uso corrente desse perfil na geração de estimativas de permeabilidade, a correlação direta entre os tempos de relaxação e o tamanho de poros, premissa fundamental desses estimadores, é bastante suscetível à interferência de fatores inerentes ao próprio fenômeno da RMN. O transporte dos fluidos que ocupam o espaço poroso intra e interpartícula, processo conhecido como acoplamento difusivo, pode, por exemplo, promediar os tempos de relaxação característicos dessas famílias de poro. Já a baixa sensibilidade dos tempos de relaxação varia à medida que o tamanho dos poros aumenta, dificultando a distinção de macro e megaporos. Aliados à dificuldade intrínseca da predição da conectividade hidráulica da rocha a partir da sua complexa estrutura de poros, esses fatores podem deteriorar a acurácia das estimativas de permeabilidade por RMN, principalmente nos carbonatos, onde esses fatores deletérios são mais frequentes (FREITAS, 2017).

Diante das dificuldades de obter estimativas acuradas para a permeabilidade, Rios et al. (2016) avaliaram uma metodologia baseada na equação de Kenyon com a utilização de novos estimadores baseados nas médias pitagóricas e cortes de saturação cumulativos para calcular essa propriedade em rochas carbonáticas. Os resultados, obtidos a partir de dados de RMN de laboratório, evidenciaram que esses estimadores podem ser capazes de determinar a permeabilidade de rochas com acurácia superior ao tempo de relaxação médio geométrico, que é o estimador padrão da equação de Kenyon.

Apesar dos bons resultados, é necessário avaliar a eficácia da metodologia proposta quando aplicada em dados de perfil, tendo em vista os potenciais interferentes presentes no ambiente de poço, tais como: baixa razão sinal-ruído, influência de gás dissolvido, inversão da molhabilidade, invasão do filtrado de lama, sobreposição dos sinais da água e óleo. Esses interferentes podem enfraquecer a correlação entre tamanho de poro e os tempos de relaxação magnética e, conseqüentemente, degradar a acurácia das estimativas da permeabilidade (FREITAS, 2017).

Logo, o objetivo geral deste estudo é ampliar o trabalho de Rios et al. (2016), desenvolvido exclusivamente a partir de dados laboratoriais, e avaliar a aplicação dessa metodologia de

estimativas de permeabilidade a partir de dados de perfil de RMN. Existem dois objetivos principais, o primeiro é de aplicar essa metodologia em cada poço individual do conjunto de dados disponíveis, o segundo objetivo é de aplicar a metodologia em todos os poços disponíveis, de maneira conjunta, caracterizar o reservatório por “RMN fácies” e finalmente estimar a permeabilidade para cada “RMN fácies” determinada.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia de Campos ocupa a região entre os altos de Vitória, situada no Espírito Santo, e de Cabo Frio, localizada no Rio de Janeiro (figura 1). Segundo Winter, Jahnert e França (2007), o preenchimento sedimentar pode ser dividido em três megassequências denominadas Continental, Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva (figura 2).

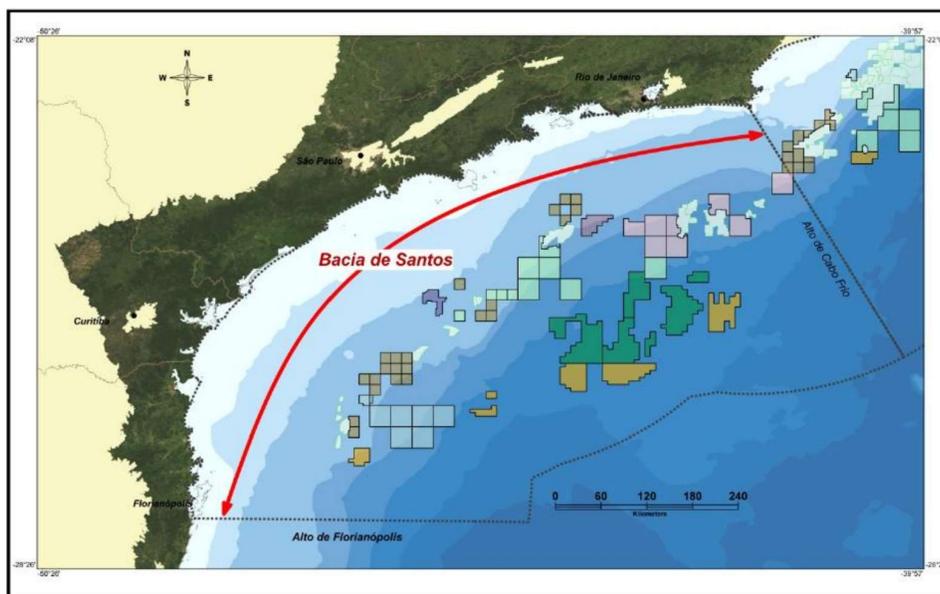


Figura 1 – Localização da Bacia de Campos.

Fonte ANP/BDEP, fev. 2010.

Segundo os mesmos autores (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007), a megassequência continental é composta por basaltos toleíticos neocomianos da Fm. Cabiúnas, que constituem o embasamento econômico da bacia, e por sedimentos aptianos do Gr. Lagoa Feia, denominação da sequência carbonática-siliciclástica depositada em ambientes lacustre e aluvial. A sedimentação está relacionada a duas fases tectônicas distintas, abaixo descritas:

- a) Fase Rife – constituída por sedimentos aluviais das Formações Itabapoana e Atafona (idades Aratu superior e Buracica) e lacustres da Fm. Coqueiros (idade Jiquiá), compostos por folhelhos, incluindo as principais rochas geradoras da bacia, e coquinas, depósitos de carapaças de pelecípodes com espessuras que alcançam 400 m de espessura; e

- b) Fase Pós-rifte – caracterizado por período de relativa quiescência tectônica, com depósitos de leques aluviais da Fm. Itabapoana. Na parte superior do Gr. Lagoa Feia, marcada por expressivas discordâncias, ocorre uma sequência de conglomerados e folhelhos avermelhados, que migram lateralmente para esteiras microbiais. Todo o sistema foi recoberto pela seção evaporítica do Neoaptiano (Fm. Retiro).

A Megassequência Marinha Transgressiva denomina conjunto de rochas que caracterizam o influxo de águas marinhas na bacia e envolve desde o desenvolvimento de sistemas deposicionais restritos e lagunares (formações Macabu e Retiro) com a deposição de rochas carbonáticas (microbiais) e evaporíticas; progressiva abertura da bacia com a deposição de rochas predominantemente carbonáticas entre o Albiano e o Cenomaniano (Gr. Macaé); e a de rochas siliciclásticas do Turoniano ao Maastrichtiano em oceano franco (Formações Tamoios e Carapebus).

O Grupo Macaé é composto, na borda da bacia, por rochas siliciclásticas da Fm. Goitacás e carbonatos depositados em ambientes de águas rasas pertencentes à Fm. Quissamã (Albiano). Os carbonatos de alta energia gradam tanto distal como verticalmente para sedimentos de ambientes mais profundos compostos por calcilutitos e folhelhos da Fm. Outeiro e margas da Fm. Imbetiba, todas interpretadas como depositadas em profundidade batial superior.

O Gr. Campos (formações Tamoios e Carapebus – Turoniano-Maastrichtiano) recobre o Gr. Macaé e representa a fase final de subsidência térmica da bacia e compõe a fase superior da Megassequência Marinha Transgressiva. É composta por folhelhos do Mb. Tamoios intercalados com arenitos da Fm. Carapebus.

A Megassequência Marinha Regressiva, também preenchida por sedimentos do Gr. Campos é constituída por sedimentos proximais siliciclásticos e carbonáticos (Fm. Emborê), que gradam lateralmente para folhelhos e margas da Fm. Ubatuba e por depósitos arenosos turbidíticos da Fm. Carapebus, que constituem os principais reservatórios da Bacia de Campos.

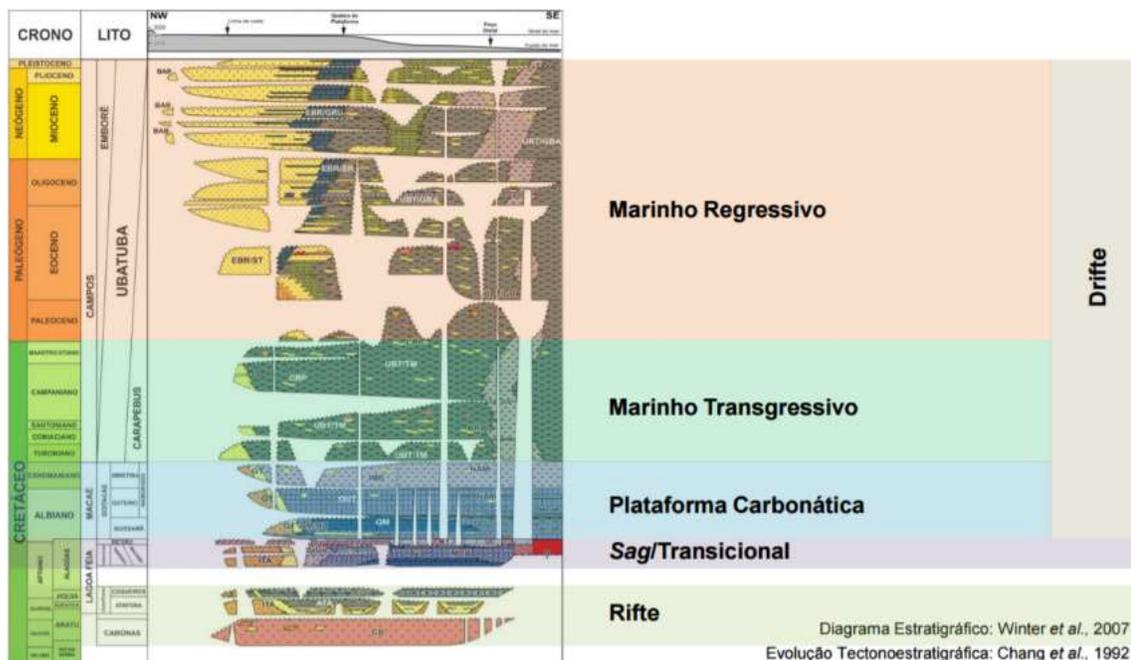


Figura 2 – Carta estratigráfica da Bacia de Campos. (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007)

2.2 RESERVATÓRIOS

Os reservatórios do presente trabalho pertencem à Fm. Quissamã, que são depósitos carbonáticos depositados em condições de água rasa, formados pela gradação vertical de bancos decamétricos desenvolvidos em condições de alta energia em ambiente de plataforma tipo rampa. São compostos por *grainstones* e *packstones* oolíticos, oncolíticos, peloidais e raros bioclásticos. A ocorrência de fácies de baixa energia nos ciclos é limitada. Trata-se de reservatório heterogêneo, com redução da porosidade em determinados intervalos provavelmente relacionada à diagênese (cimentação mais intensa). A presença de fácies como *packstones* e *wackestones* está, por vezes, associada ao processo de bioturbação que ocorre nos sedimentos ainda *in situ*, o qual tende a desintegrar os grãos de oólitos, oncólitos e bioclastos e formar pelóides e lama carbonática.

Em termos de diagênese, todas as fácies apresentam baixa compactação mecânica com preservação de porosidade primária (figura 3). A cimentação calcítica ocorre como cristais blocosos, indicando mesodiagênese profunda, tendo pouco impacto nas características permo-porosas do reservatório, cuja qualidade está diretamente associada às fácies deposicionais. Como

o processo de bioturbação ocorre ainda na fase deposicional, ele também condiciona a ocorrência de fácies com menor qualidade permo-porosa, cuja porosidade é afetada pela presença de peloides e de cimentação de calcita micrítica.

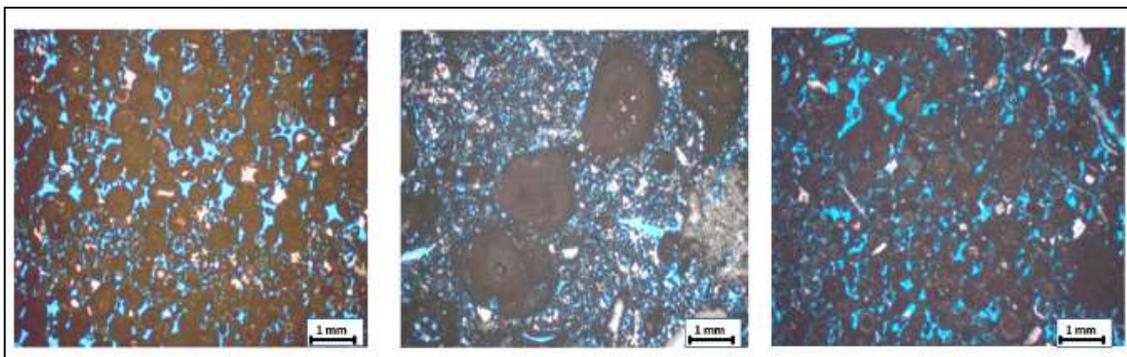


Figura 3 – Preservação de porosidade primária observada em lâminas petrográficas.

A evolução diagenética dos reservatórios mostra sua complexidade e pode ser ordenada pelos seguintes processos:

- bioturbação por organismos escavadores;
- precipitação de cimento syntaxial em equinodermas;
- em topo de ciclos deposicionais, cimentação meteórica, dolomitização incipiente e dissolução vadosa;
- baixa compactação física devido à possível soterramento rápido, com preservação de porosidade primária e secundária de superfície, em fácies de *mudstone*, *wackestone*, *packstone* e *grainstone*;
- compactação química com geração local de estilólitos;
- precipitação pontual de cimento blocoso euédrico, de subsuperfície, em alguns poros.

3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 CLASSIFICAÇÃO DAS ROCHAS CARBONÁTICAS

Para a classificação das rochas carbonáticas no presente trabalho foi utilizada a classificação de Dunham (1962) que classifica segundo a textura deposicional reconhecível ou não (cristalina), considerando se os grãos são suportados ou não pela matriz e a porcentagem relativa de grãos *versus* matriz na rocha. Em 1971, Embry & Klovan (1971 *apud* Terra et al., 2010) ampliaram a classificação de Dunham (figura 4), dividindo-as em dois grupos: calcários alóctones (elementos não ligados durante a formação) e autóctones (elementos ligados durante sua formação *in situ*).

CALCÁRIOS ALÓCTONES					CALCÁRIOS AUTÓCTONES				
Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição (<10% grão >2 mm)				Textura deposicional não-reconhecível	Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição		Componentes originais ligados organicamente durante a deposição		
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)			Sem matriz, grão-suportado		>10% grãos >2 mm		Organismos que atuam como obstáculos	Organismos que encrustam e ligam	Organismos que constroem um arcabouço rígido
Suportado por matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz			Suportado pela matriz	Suportado por componentes maiores que 2 mm			
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos								
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Crystalline	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone

Figura 4 – Classificação de rochas carbonáticas.

Fonte: Terra et al. (2010), modificado de Embry & Klovan (1971).

3.2 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DAS ROCHAS-RESERVATÓRIO

Ao estudar um reservatório de petróleo, é necessário conhecer as propriedades da rocha para determinar as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, sua distribuição, a mobilidade desses fluidos e a quantidade de fluidos que pode ser extraída. A seguir são apresentadas algumas das principais propriedades petrofísicas das rochas.

3.2.1 Porosidade

A porosidade mede a capacidade de armazenamento de fluidos. É definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total dela. A equação utilizada para calcular a porosidade é:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}, \quad (3)$$

Na qual ϕ é a porosidade, V_p o volume poroso da rocha (ou volume de vazios) e V_t o volume total. O volume total da rocha é calculado da seguinte forma:

$$V_t = V_p + V_s \quad (4)$$

Na qual V_s é o volume de sólidos.

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha.

A porosidade pode ser classificada como absoluta ou efetiva. A porosidade absoluta é a relação entre volume poroso da rocha e seu volume total. Enquanto, porosidade efetiva é a relação entre o volume poroso interconectado da rocha e seu volume total, ela determina o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso. Quando os materiais intergranulares da rocha estão moderadamente cimentados, as porosidades efetiva e absoluta são similares, mas, em rochas altamente cimentadas e em calcários, essas duas porosidades podem apresentar valores bem diferentes.

A figura 5 apresenta um exemplo de seção transversal de amostra de uma rocha. É possível observar a existência de poros interconectados, cujo volume dividido pelo total representa a porosidade efetiva e; poros isolados, que somados ao volume de poros interconectados fornece o volume poroso da rocha.

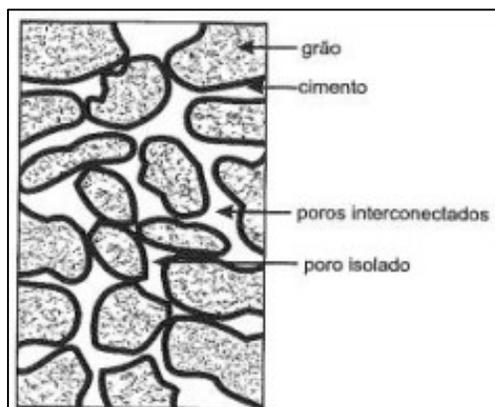


Figura 5 – Seção transversal de uma amostra de rocha demonstrando poros interconectados e isolados.
Modificada (ROSA, CARVALHO, & XAVIER, 2006).

A porosidade também pode ser classificada como primária ou secundária. A primária é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar e a secundária é aquela que surgiu devido a algum processo que ocorreu após a porosidade primária ser definida, como fraturas ou dissolução de parte da rocha. Ambos os processos são encontrados em formações de rochas carbonáticas.

Os fatores que influenciam na formação da porosidade primária, são: empacotamento, tamanho dos grãos, compactação mecânica, seleção, angularidade e grau de cimentação. A porosidade secundária, ou pós deposicional, representa o resultado de processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rocha. Os processos de geração de porosidade secundária são: rupturas, dissolução, compactação química, dolomitização e fraturamento (FLUGEL, 2004).

Lucia (1983) dividiu os tipos de poros das rochas carbonáticas em duas categorias: vugulares, que foram subdivididos em: separados e conectados; e interparticulares. Os tipos de poros propostos por Lucia (1983) estão representados nas figuras 6 e 7:

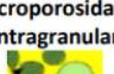
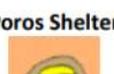
Espaço Poroso Vugular				
Poros Vugulares Separados (Conexão Vug - matriz - vug)		Poros Vugulares que se tocam (Conexão vug - vug)		
Porosidade	Fabric suportado por grãos	Fabric suportado por lama	Fabrics suportados por grãos e lama	
	Exemplos	Exemplos	Exemplos	
Percentual de Vugs separados	Poros Móldicos 	Poros Móldicos 	Caverna 	Fraturas 
	Poros Intrafósseis 	Poros Intrafósseis 	Brecha 	Fraturas alargadas por soluções 
	Microporosidade Intragranular 	Poros Shelter 	Fenestral 	Microfraturas conectadas a poros móldicos 

Figura 6 – Classificação de Lucia do espaço poroso vugular em carbonatos baseado na interconexão dos vugs proposta por Lucia (1983).
(Adaptado de Lucia, 1999).

Espaço Poroso Interparticular					
Percentual de porosidade intergranular ou intercristalina	Fabric suportado por grãos		Fabric suportado por lama		
	Grainstone	Packstone	Packstone	Wackestone	Mudstone
	Tamanho dos grãos controla o tamanho dos poros	Tamanho dos grãos/lama controla o tamanho dos poros	Tamanho da lama controla a conexão do tamanho dos poros		
Calcário					
Dolomito Tamanho dos cristais < 100 μ					
Tamanho dos cristais > 100 μ					

Figura 7 – Classificação de Lucia do espaço poroso interpartícula em carbonatos baseado na seleção e tamanho dos grãos e cristais proposta por Lucia (1983). (Adaptado de Lucia, 1999)

3.2.2 Saturação

Os espaços vazios do material poroso podem estar preenchidos por um ou mais fluidos diferentes. As quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico do reservatório. A saturação de determinado fluido em meio poroso é a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido. Assim, em termos de fração:

$$S_f = V_f + V_p, \quad (5)$$

Na qual, S_f é a saturação do fluido, V_f o volume do fluido e V_p o volume poroso.

Quando o espaço poroso possui um fluido único, a saturação dele será 100%. Mas, comumente nas zonas em que houver presença de hidrocarbonetos, existirão pelo menos dois fluidos. A saturação de água existente no reservatório quando ele é descoberto é chamada de saturação de água inicial ou conata. A saturação de óleo, água e gás é a porcentagem do volume poroso da rocha ocupada por cada um desses fluidos.

3.2.3 Permeabilidade

A permeabilidade governa o movimento de fluidos através da rede de poros no meio poroso. As aplicações dessa propriedade petrofísica incluem a otimização da recuperação de hidrocarbonetos, gerenciamento de recursos hídricos, melhora das estratégias de exploração de recursos geotermiais e nos projetos de gerenciamento de rejeito radioativo. É um dos parâmetros

petrofísicos mais importantes para reservatórios de hidrocarbonetos e sua estimativa é uma tarefa complexa, comumente realizada com emprego das atuais tecnologias de perfilagem em subsuperfície. Essa propriedade representa interação complexa de porosidade, conectividade de poros, seleção dos grãos, tamanho do grão, propriedades elétricas das rochas e diagênese. Existem diversas equações que são popularmente utilizadas na indústria de óleo e gás para calcular a permeabilidade. Nelson (1994) divide essas equações em três modelos: a) área da superfície; b) tamanho do poro e; c) tamanho do grão (OGILVIE, S. R. et al. 2002).

Com o objetivo de realizar a estimativa de permeabilidade, são extraídos dos poços perfurados testemunhos e plugues de rocha que são analisados em condições controladas de laboratório para a medição da propriedade petrofísica. Operações de testemunhagem e realização de medidas de petrofísica de rotina em laboratório são procedimentos que envolvem custos financeiros elevados, por tal motivo, raramente poços de petróleo são testemunhados, porém quando são, plugues de rocha são extraídos a cada seis polegadas e sua permeabilidade medida diretamente em laboratório. A ideia com isto é tentar obter um perfil contínuo de permeabilidade utilizando a mesma abordagem que tem sido aplicada com sucesso para estimativas de porosidade e saturação de fluidos em formações portadoras de hidrocarbonetos por meio de dados de perfis geofísicos a cabo (DELHOMME, 2014).

A permeabilidade absoluta é definida quando apenas um fluido satura o meio poroso, enquanto a permeabilidade efetiva ou relativa se refere a dois ou mais fluidos, é característica intrínseca da rocha, independente do tipo de fluido.

A permeabilidade absoluta foi proposta pela primeira vez pelo engenheiro francês Henry Darcy, em 1856, em publicação relacionada aos estudos de capacidade de filtragem de leitos de areia para o sistema público de abastecimento de água da cidade de Dijon, França. Em seus experimentos, Darcy estabeleceu que a capacidade de vazão de determinado leito de areia era diretamente proporcional à área aberta ao fluxo, à diferença de carga hidráulica entre os pontos de entrada e saída e inversamente proporcional ao comprimento a ser percorrido pelo fluxo de água. Esta lei empírica, determinada há mais de um século, permanece ainda como base para estudos em engenharia de reservatórios, bem como em outras áreas, como saneamento e agricultura. A forma geral da lei de Darcy é dada pela equação:

$$u = \frac{q}{A} = - \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl}, \quad (6)$$

Na qual, u é a velocidade do fluxo em cm/s, q é a vazão do fluxo em cm³/s, A é a área aberta ao fluxo em cm², μ é a viscosidade do fluido em cP, K é a constante de proporcionalidade, a permeabilidade absoluta, em Darcys e dp/dl é o gradiente da pressão na direção do fluxo.

Os testes de permeabilidade em plugues são medidas diretas sobre a rocha pela simples injeção de fluido através da amostra e aplicação da lei de Darcy. Sua solução é única e acurada, sua representatividade é baixa em relação ao volume do reservatório (MACHADO, 2010).

3.3 RESSONÂNCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

3.3.1 Histórico do RMN

O fenômeno de ressonância magnética nuclear foi primeiro observado em 1946 por cientistas das universidades de Stanford e Harvard. A aplicação de RMN para auxiliar petrofísicos no estudo de propriedades de rochas saturadas com óleo e gás teve início em 1950. Nos anos 1960, as ferramentas de perfilagem de RMN usavam o campo magnético da Terra para fins exploratórios de hidrocarbonetos, porém, essas ferramentas não ganharam muita popularidade devido a várias limitações. Somente no início dos anos 1990, as ferramentas pulsantes de RMN foram introduzidas e obtiveram grande aceitação na indústria de petróleo, principalmente após sua aplicação bem sucedida na medicina e o desenvolvimento do conceito de spin eco para suprir a deficiência de sinal frente aos ruídos. Desde então, foram desenvolvidas diversas aplicações com a evolução da tecnologia (DUNN, 2002). A indústria passou a dispor de informações não somente dos fluidos que saturavam as rochas, mas também da distribuição de poros e porosidade independente de litologia e da permeabilidade de maneira direta (COATES, 1991). Outra vantagem com o advento dessa tecnologia foi a de se obter a curva de saturação de água independentemente dos parâmetros elétricos da equação de Archie.

3.3.2 Princípios básicos de RMN

A técnica de RMN mede o sinal elétrico induzido pelos momentos magnéticos dos núcleos ¹H, ou prótons (isótopos mais abundantes do hidrogênio empregados na petrofísica por RMN), presentes na estrutura química dos fluidos de reservatório, enquanto eles retornam ao seu estado original, após estimulação por campo magnético externo e pulsos de rádio frequência (RF). Esses sinais, que são observados (medidos) na direção paralela ou perpendicular com a direção do campo magnético aplicado, são expressos como constantes de tempo relacionadas ao decaimento da magnetização global do sistema.

3.3.3 Magnetismo nuclear

A ressonância nuclear magnética (RMN) refere-se à resposta dos núcleos atômicos com relação a sua interação com outros campos magnéticos. Essa resposta é observada apenas nos núcleos que têm momento magnético e momento angular, ou spin, não nulos. Na presença de campo magnético externo, esses núcleos atômicos se orientam de acordo com o campo magnético externo, enquanto precessionam em torno da direção desse campo, da mesma maneira que um giroscópio precessiona em torno do campo gravitacional da Terra. Quando esses núcleos são defletidos de sua orientação inicial sob influência do campo eletromagnético externo, oscilando na mesma frequência (situada na faixa das ondas de rádio), os sinais de RMN mensuráveis são produzidos assim que os núcleos retornam ao estado inicial.

As medições de RMN podem ser feitas a partir de outros núcleos além do hidrogênio, mas, para os demais núcleos importantes encontrados na composição química dos fluidos de reservatório, tais como o carbono (^{13}C) presente na estrutura dos hidrocarbonetos, e o sódio (^{23}Na) presente na composição da água de formação, o sinal elétrico induzido por eles é muito pequeno para ser detectado pela ferramenta de RMN. Dessa forma, o fato de o ^1H ser o mais abundante e mais sensível dos isótopos, faz que quase todos os estudos de laboratório e perfuração por RMN encontrados na literatura sejam baseados nas respostas do núcleo do átomo de hidrogênio.

Considerando o átomo de hidrogênio, seu núcleo é formado por um próton único com spin nuclear igual a $\frac{1}{2}$. O momento magnético μ associado faz que o próton se comporte como uma espécie de barra magnética com os polos norte e sul alinhado na mesma direção e sentido do spin nuclear. Em um sistema com muitos átomos de hidrogênio e sem a influência de campos magnéticos externos, a orientação dos spins é caótica e regida apenas pela dinâmica do movimento browniano (COATES, 1999). Consequentemente, a magnetização resultante desse sistema é nula em qualquer instante (figura 8).

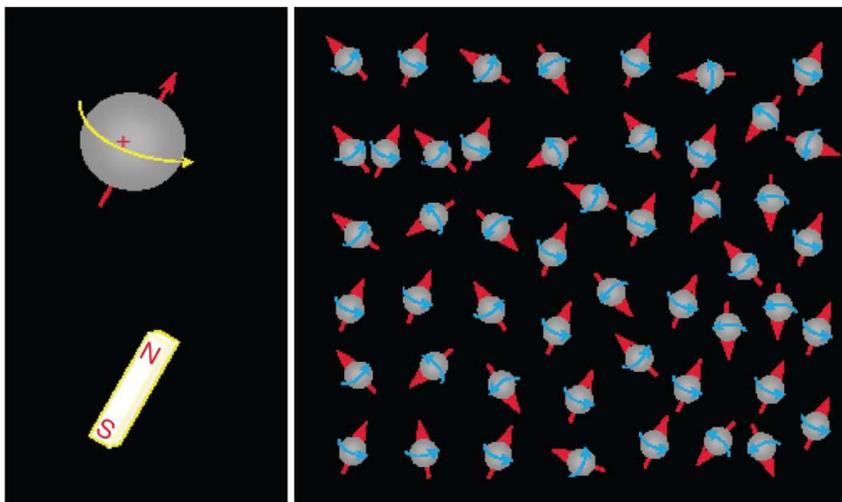


Figura 8 – Magnetização resultante do sistema.

a) o núcleo de ^1H age como uma barra magnética, em decorrência de seu magnetismo intrínseco; c) na ausência de um campo magnético externo, o alinhamento do μ dos prótons é aleatório. Fonte: COATES (1999).

3.3.4 Polarização

Os equipamentos de RMN, ambos os de laboratório e ferramentas de perfilagem, usam um forte magneto para produzir um campo magnético estático, B_0 , que alinha (polariza) os prótons de hidrogênio nos fluidos do poro com a direção do campo B_0 .

Quando um torque é aplicado a um objeto girante, o eixo do objeto se move perpendicular ao torque em movimento chamado precessão. Então, quando B_0 é aplicado em um núcleo sensível ao fenômeno da RMN, o núcleo precessiona ao redor de B_0 (figura 9). A frequência de precessão (f), chamada de frequência de Larmor, é dado pela equação:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi}, \quad (7)$$

Na qual γ é a razão giromagnética, que é uma propriedade intrínseca de cada isótopo associada a força do seu magnetismo nuclear. Para o ^1H , $\gamma/2\pi = 42,58 \text{ MHz / Tesla}$.

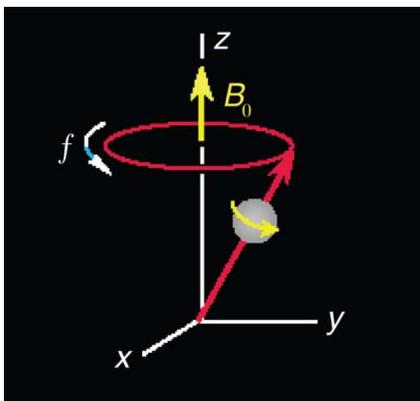


Figura 9 – Esquema do sistema de precessão.

Na presença de um campo magnético externo, a frequência de precessão de um núcleo (f) depende da razão giro-magnética (γ) e da intensidade do campo externo (B_0).
Fonte: COATES (1999).

De acordo com a mecânica quântica, quando um próton é submetido a um campo magnético externo, o próton é forçado a entrar em um dos dois estados de energia. Como indicado na figura 10, a energia do estado de determinado próton depende da orientação do eixo de precessão do próton com respeito à direção do campo externo. Quando o eixo de precessão é paralelo a B_0 , o próton está no estado de baixa energia, que é o estado preferido. Quando o eixo precessional é antiparalelo a B_0 , o próton está no estado de alta energia. A direção de B_0 é designada como a direção longitudinal.

Quando grande número de prótons em rotação está em movimento de precessão sob o B_0 , como ilustrado na figura 11, mais spins tem movimento de precessão paralelos a B_0 do que antiparalelos. A diferença entre o número de prótons alinhados paralelos e antiparalelos ao campo B_0 forma a magnetização resultante, ou bulk, M_0 que é responsável pelo sinal medido pelos dispositivos de RMN.

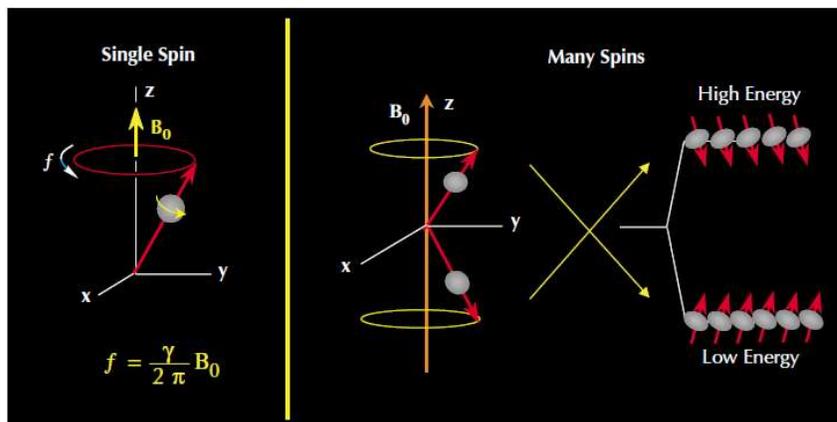


Figura 10 – Esquema da precessão do spin de 1 e vários prótons sujeitos a um campo de magnetização B_0 .

Em um externo campo magnético (à esquerda), a frequência de precessão de um núcleo depende da razão giromagnética do núcleo e a força do campo externo. O alinhamento do eixo de precessão do núcleo com relação à direção do campo externo (direita) determina o estado de energia do núcleo. Fonte: (COATES, 1999).

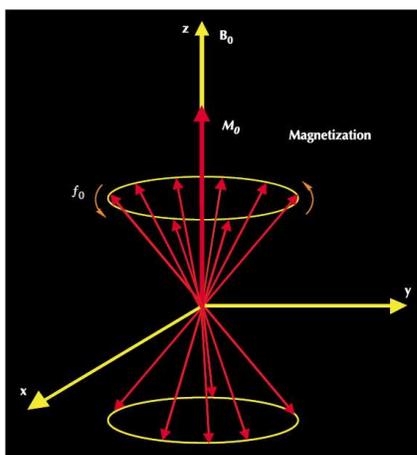


Figura 11 – Esquema de magnetização dos prótons.

Quando muitos prótons estão em movimento de precessão sobre um campo magnético externo a magnetização M_0 será exibida. Fonte: (COATES, 1999).

A magnetização M_0 é definida como o momento magnético por unidade de volume. Para o caso de N núcleos por unidade de volume, a magnetização é dada pela lei de Curie, conforme a equação abaixo:

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0, \quad (8)$$

Na qual, k é a constante de Boltzman; T é a temperatura absoluta em Kelvin; \hbar é a Constante de Planck e I é o número quântico de spin do núcleo.

A polarização não é instantânea, a magnetização aumenta exponencialmente com o tempo até alcançar o valor de equilíbrio M_0 . A constante de tempo que comanda esse processo é chamada de tempo de relaxação longitudinal (T_1). O fenômeno de polarização pode ser descrito pela equação:

$$M_{(z)t} = M_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}} \right), \quad (9)$$

Na qual, $M_{(z)t}$ é a magnitude de magnetização num tempo t ; M_0 é a magnetização máxima e final para determinado campo magnético e t é o tempo que os prótons foram expostos ao campo B_0 .

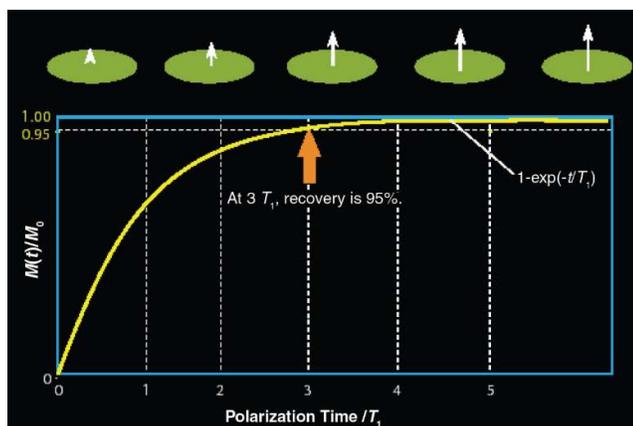


Figura 12 – A curva de relaxação T_1 (polarização).

Indica o grau de alinhamento do próton, ou magnetização, em função de tempo que a população de prótons ficou exposta ao campo magnético externo. Fonte: COATES (1999).

O T_1 corresponde ao tempo no qual a magnetização alcançou 63% de seu valor final e três vezes T_1 é o tempo no qual 95% de polarização foi alcançada (figura 12). A completa polarização do reservatório pode levar alguns segundos. Altos valores de T_1 correspondem a tamanhos de poros maiores e aproximação lenta com o equilíbrio magnético, enquanto valores baixos de T_1 correspondem a tamanhos de poros menores e rápida aproximação com o equilíbrio magnético. Diferentes fluidos tais como água, óleo e gás possuem valores diferentes de T_1 . O tempo de relaxação longitudinal também pode ser relacionado diretamente ao tamanho do poro e à viscosidade do fluido.

3.3.5 Excitação eletromagnética e FID (decaimento de indução livre)

O segundo passo no ciclo de medição de RMN é a rotação da magnetização do sentido longitudinal para o plano transversal, aqui denominada de excitação eletromagnética. Essa rotação é obtida pela aplicação de um campo magnético oscilante (B_1) perpendicular a B_0 . Para a efetiva rotação, a frequência de B_1 deve ser igual à frequência de Larmor dos prótons em relação a B_0 .

Um campo magnético oscilante interagindo com prótons é ilustrado na figura 13. Do ponto de vista da mecânica quântica, se um próton estiver no estado de baixa energia, ele pode absorver energia fornecido por B_1 e pular para o estado de alta energia. A aplicação de B_1 também faz com que os prótons precessionem em fase um com o outro. Essa mudança no estado de energia e na fase de precessão causada por B_1 é chamada ressonância magnética nuclear.

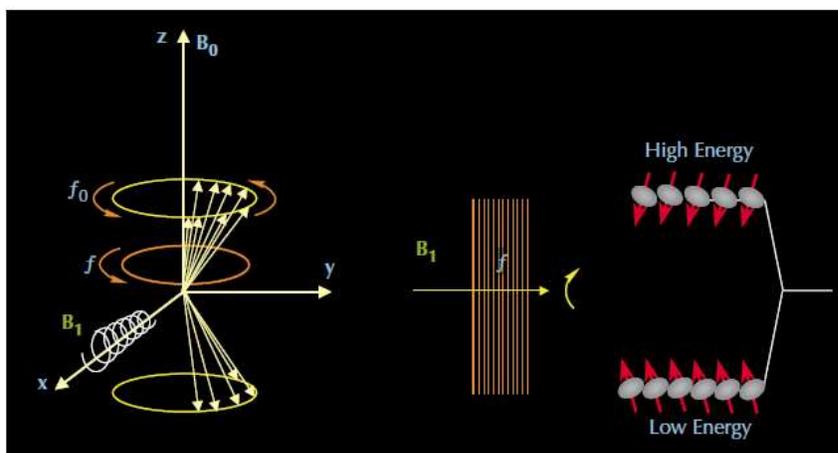


Figura 13 – Descrição do fenômeno de ressonância magnética nuclear.

Para uma interação efetiva com prótons (esquerda), o campo magnético oscilante B_1 deve ter aplicado perpendicularmente ao campo estático B_0 e deve ter frequência f igual a frequência de Larmor f_0 com relação ao campo estático. Nesse caso (à direita), os prótons com movimento de precessão em fase um com o outro pode absorver energia a partir da oscilação do campo e mudar para o estado de alta energia.

Quando o campo B_1 é desligado, os prótons perdem a coerência de fase entre si e a magnetização transversal diminui. Nessa situação, um sinal elétrico induzido na bobina receptora (antena) pela magnetização transversal decairá exponencialmente. Esse sinal amortecido é chamado de decaimento de indução livre ou FID (*free induction decay*) (figura 14). Cabe salientar que as ferramentas de perfilagem de RMN usam a mesma antenna para transmitir o pulso de RF (com potência da ordem de quilowatts) e receber o sinal de decaimento (com amplitude da ordem de nanovolts).

A constante de tempo que comanda decaimento exponencial do sinal FID medido no plano x-y é denominada de tempo de relaxação transversal, ou spin-spin, (T_2). O processo pelo qual os spins perdem sua coerência pode ser acelerado devido à falta de homogeneidade do campo magnético, fazendo que o valor do tempo de relaxação medido passe a depender da distribuição espacial das moléculas do fluido com relação ao campo magnético. Portanto, nesses casos, a constante de decaimento do FID medido é denominada T_2^* .

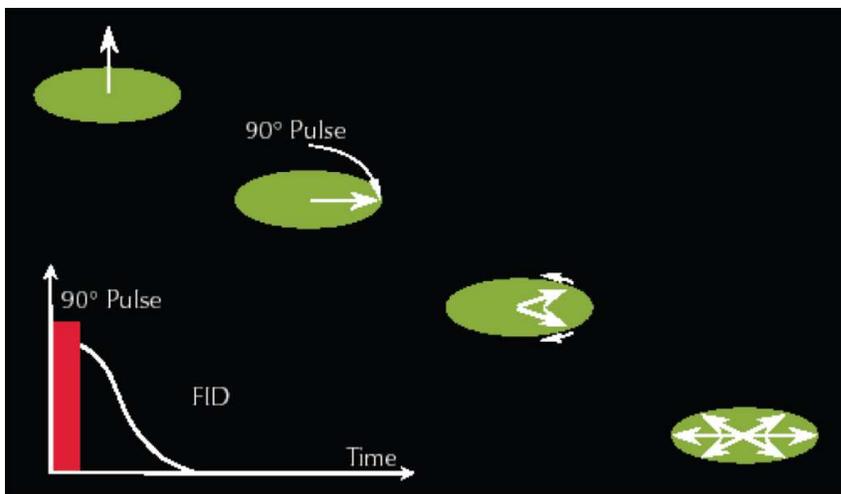


Figura 14 – Detecção do sinal FID durante a perda de coerência da população de próton após a aplicação de um pulso de 90°.
Fonte: COATES (1999).

3.3.6 Detecção de spin ecos

A medição dos tempos de relaxação T_2 usa a técnica de eco spin eco, na qual os momentos magnéticos dos prótons são primeiramente defletidos de sua orientação de equilíbrio para o plano transversal (xy) por um pulso de RF de 90°. Após determinado τ , aplica-se um pulso de 180°, que refocaliza os prótons que se encontram fora de fase. Esse processo de refocalização cria um sinal detectável chamado de spin eco (figura 15) cuja intensidade alcança o ponto máximo no tempo 2τ .

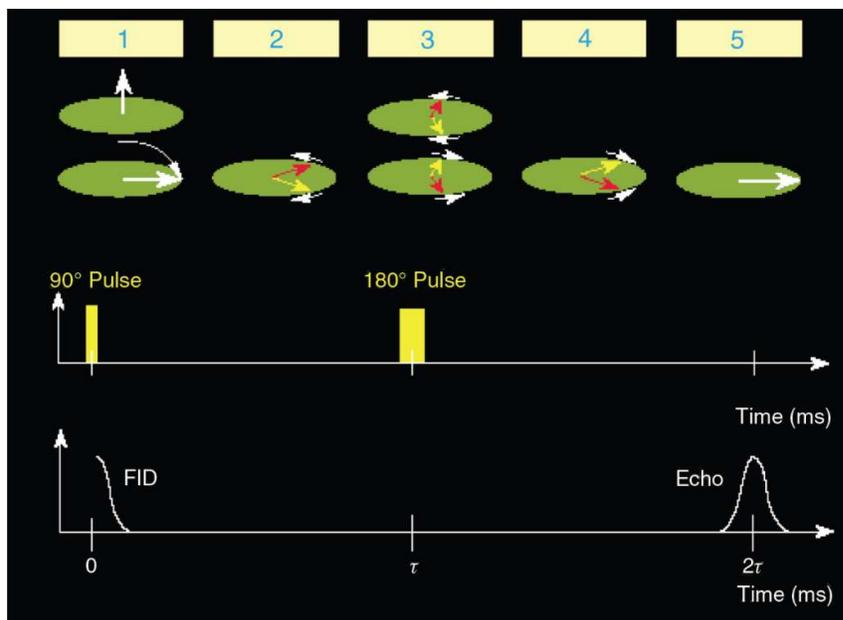


Figura 15 – Esquema de geração do spin eco.

(1) um pulso de RF de 90° é aplicado; (2) após o término do pulso de 90° , os momentos magnéticos começam a se defasar; (3) um pulso de 180° é aplicado em τ revertendo os ângulos de fase; (4) os momentos magnéticos começam a se refocalizar; e (5) a refocalização se completa, e um sinal mensurável (um eco de spin) alcança sua amplitude máxima em 2τ . Fonte: COATES (1999).

Na prática, uma sequência de pulsos de 180° é usada para gerar uma série de ecos de spin (trem de eco) nos quais a amplitude do eco diminui exponencialmente livre da interferência da falta de homogeneidade do campo com a constante de tempo T_2 . Uma variedade de sequência de pulsos de múltiplos ecos foi desenvolvida para diferentes propósitos. Nos estudos de perfilações de poços e estudos petrofísicos, o mais utilizado é a sequência Carr-Meiboom-Purcell-Gill (CPMG), que consiste num pulso de RF 90° seguido por uma série de pulsos de 180° de fases alternadas e igualmente espaçados pelo tempo TE (figura 16). As amplitudes dos ecos detectados pela antena da ferramenta de RMN e o tempo de relaxação T_2 podem ser calculados a usando a equação:

$$M_x(t) = M_{0x} e^{\frac{-t}{T_2}}, \quad (10)$$

Na qual, $M_x(t)$ é a amplitude da magnetização transversal (isto é, a amplitude do eco de spin refocalizado) no tempo t , e M_{0x} é a magnitude da magnetização transversal quando $t = 0$ (isto é, o tempo após o pulso de 90°).

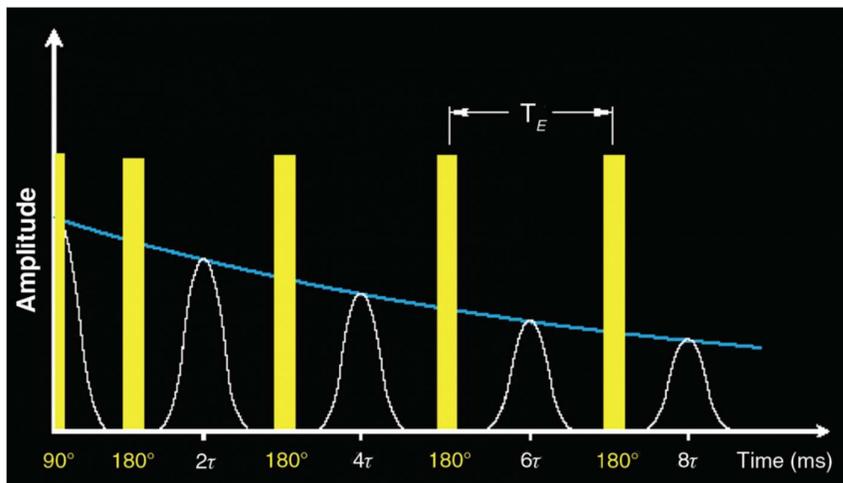


Figura 16 – A sequência de pulsos CPMG usada no registro de RMN para gerar um trem de ecos de spin.

Um pulso de RF de 90° é seguido por uma sequência de pulsos de 180° . Os ecos de spin de amplitude decrescente seguem os pulsos de 180° . Fonte: COATES (1999).

Uma sequência única de pulso T_2 pode envolver várias centenas ou milhares de ecos. Somente a amplitude (pico) de cada eco de spin é medida e armazenada. Uma série de trens de eco é gravada e os sinais promediados para melhorar a razão sinal/ruído, especialmente em tempos de relaxação mais curtos.

Ao gravar múltiplas sequências CPMG, o período entre a recuperação do eco de spin e a próxima excitação de 90° CPMG – durante a qual os prótons são repolarizados pelo campo magnético estático – é chamado de tempo de espera – TW (figura 17). Cada sequência CPMG pode usar um tempo de espera diferente, espaçamento de eco e número de ecos. Uma vantagem adicional da sequência CPMG é que um pequeno espaçamento de eco, TE, na sequência CPMG pode minimizar o efeito de difusão em T_2 . Os conjuntos de medições CPMG são sempre coletados em pares de alternância de fase (PAP) para preservar o sinal e eliminar os desvios eletrônicos de baixa frequência.

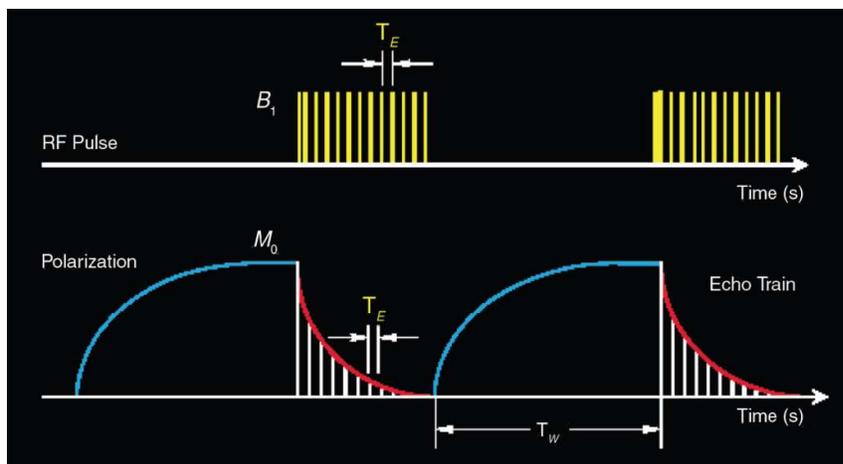


Figura 17 – Sequências de pulso de CPMG (superior) e polarização alternada (T₁-relaxação) e aquisição do trem de ecos de spin (parte inferior).
 Fonte: (COATES, 1999).

Os principais objetivos da aquisição de RMN são medir a amplitude do sinal T₁ (em função da polarização), amplitude e decaimento do sinal T₂. A amplitude total do sinal é proporcional ao conteúdo total de hidrogênio, que é calibrada para fornecer porosidade de formação independente dos efeitos da litologia. Ambos os tempos de relaxação podem ser interpretados para informações de tamanho de poros e propriedades de fluidos, especialmente a viscosidade.

3.3.7 RMN em meios porosos

RMN de ¹H de baixo campo é amplamente aplicada na petrofísica no estudo de meios porosos saturados por fluidos. Nesse caso, a ferramenta é configurada para e detectar sinais que estejam na frequência de Larmor do hidrogênio, considerando a magnitude do B₀ aplicado. No contexto de rochas reservatórios, ¹H é raramente encontrado na matriz, mas é abundante em fluidos que naturalmente saturam as formações (hidrocarbonetos ou água) e, enquanto que os tempos de relaxação são extremamente curtos para ¹H ligados a matrizes sólidas, ¹H em fluidos possuem T₁ e T₂ longos e facilmente mensuráveis no experimento de RMN. Considerando esses fatores, pode-se afirmar que as medições de RMN ¹H em rochas reservatórios podem ser relacionadas quase que exclusivamente à resposta magnética dos fluidos nos poros.

Nas medições *in situ*, as ferramentas de perfuração RMN utilizam um arranjo de magnetos permanentes e bobinas RF, e os campos são propagados em volta da ferramenta, para

realizar as medições nas paredes do poço (figura 18). Nas ferramentas de perfilagem, 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.

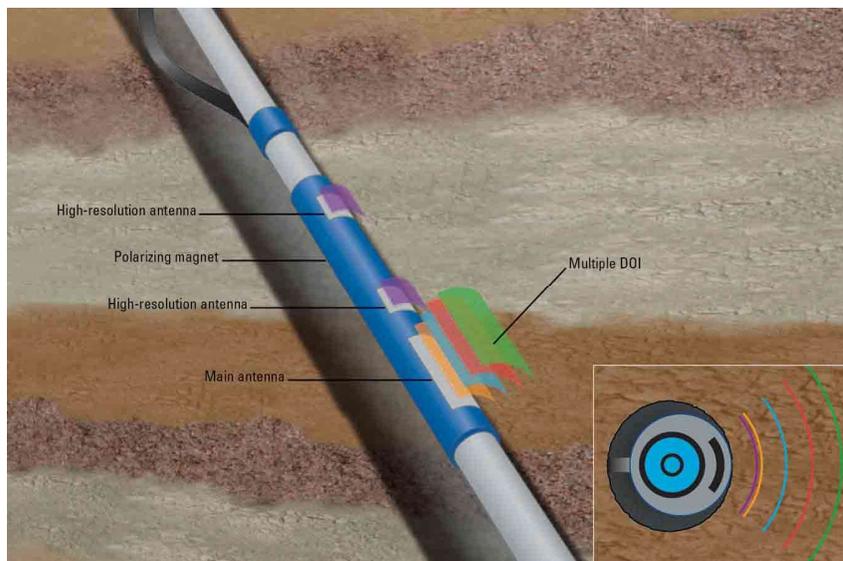


Figura 18 – Esquema de ferramenta de perfilagem de RMN.

É possível identificar os magnetos e as antenas. Na cores amarelo, azul, vermelho e verde é possível visualizar os volumes que são investigados dentro da formação. Fonte: MR Scanner disponível em <<https://www.slb.com/reservoir-characterization/surface-and-downhole-logging/wireline-openhole-logging/mr-scanner>>.

Como descrito anteriormente, M_0 é proporcional ao número de prótons presentes na região útil de medida da ferramenta. Ao considerar um fluido com ^1H em sua composição, 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:

$$\phi_{RMN} = \frac{M_{0Rocha}}{M_{0100\%}}, \quad (11)$$

Na qual M_{0rocha} é a medida da magnetização resultante de rocha com os poros totalmente saturados por fluido. ϕ_{RMN} trata-se então da medida da porosidade total da amostra.

Sistemas porosos saturados com fluidos possuem complexo mecanismo de relaxação, cujos efeitos se superpõem na curva de relaxação medida. Distinguem-se três mecanismos principais: (1) relaxação intrínseca, ou *Bulk*, equivalente à relaxação intrínseca das moléculas de cada tipo de fluido; (2) relaxação superficial, equivalente à relaxação das moléculas do fluido

que estão próximas da interface rocha fluido; (3) relaxação difusiva, resultado do movimento difusivo das moléculas em presença de um gradiente de campo magnético. Esses diferentes mecanismos de relaxação agem em paralelo sobre a curva de decaimento, seus efeitos sobre o T_2 são descritos pela equação:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2 \text{ bulk}}} + \frac{1}{T_{2 \text{ superficial}}} + \frac{1}{T_{2 \text{ difusão}}} \quad (12)$$

A importância relativa dos três mecanismos depende das características do fluido e do tamanho dos poros.

A relaxação *bulk* é característica intrínseca do fluido, depende da composição e arranjo das moléculas, é fortemente correlacionado a características físicas, como a viscosidade. Deve ser medida em célula de leitura suficientemente grande para negligenciar o efeito das paredes sobre a relaxação. Fatores ambientais como a temperatura e pressão afetam a medida. Algumas substâncias possuem equação característica para determinação do T_2 , por exemplo a água pura. O $T_{2 \text{ bulk}}$ pode ser estimado pela equação abaixo:

$$T_{2 \text{ bulk}} = 3 \left(\frac{T_K}{298\mu} \right), \quad (13)$$

Na qual, T_K é a temperatura (K) e μ é a viscosidade (cP).

A relaxação superficial é produzida pelas interações entre os spins e a matriz da rocha, que acontecem na interface rocha-fluido, sua equação característica é dada por:

$$T_{2 \text{ superficial}} = \rho \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{poro}}, \quad (14)$$

Na qual, ρ é a relaxatividade superficial do sólido e $(S/V)_{\text{poro}}$ é a relação entre a superfície e o volume do poro.

A relaxatividade superficial é característica intrínseca do matiz sólida, varia com a mineralogia e não varia de forma notável com a pressão e a temperatura.

A relaxação difusiva é o mecanismo relacionado à difusão das moléculas quando sob a influência de gradientes no campo B_0 , esses mecanismos afetam apenas a relaxação transversal.

Na presença de um gradiente de campo magnético, a medida do tempo de relaxação T_2 de gases e fluidos pouco viscosos é acelerada pelo movimento de difusão das moléculas. Esse efeito adicional de relaxação é descrito termo $T_{2\text{difusão}}$ conforme a seguinte equação:

$$\frac{1}{T_{2\text{difusão}}} = \frac{D (\gamma G T E)^2}{12}, \quad (15)$$

Na qual, D é a constante de difusão molecular, γ é a razão giromagnética do próton, G é a intensidade do gradiente do campo magnético (G/cm) e TE é o tempo de eco utilizado na sequência CPMG.

Assim como no mecanismo *Bulk*, fatores ambientais como pressão e temperatura impactam o coeficiente de difusão. A intensidade do gradiente é influenciada pela configuração do equipamento e por fatores ambientais. O efeito devido à difusão tende a ser muito pequeno em menores tempos de eco, com exceção de gases; em geral, o planejamento da medida no campo é feito de forma a tornar esse efeito insignificante.

3.3.8 Inversão dos dados de relaxação

Em rocha totalmente saturada por água, quando a relaxação superficial é o mecanismo dominante, T_2 é diretamente proporcional ao tamanho dos poros. De acordo com a figura 19, assumindo-se que a amostra de rocha contenha poros com geometria semelhante e tamanhos variados, os poros maiores terão a menor relação S/V (superfície/volume) e os maiores tempos de T_2 . Os poros médios, menores razões S/V , resultando em menores T_2 . Logo, T_2 representa a composição de vários decaimentos multiexponenciais.

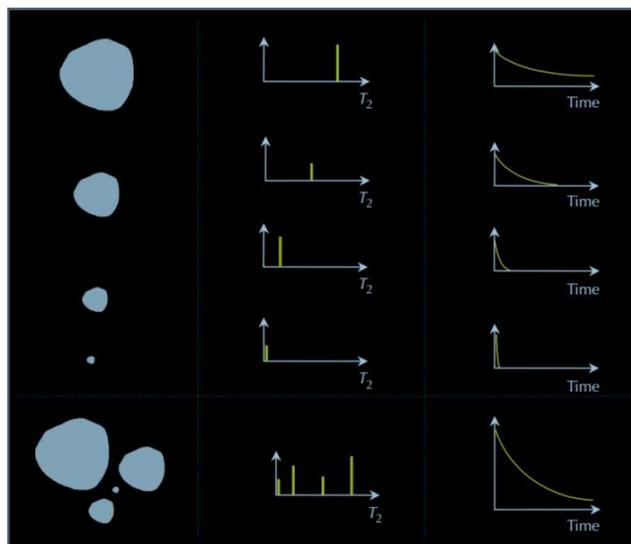


Figura 19 – Esquema da relação dos decaimentos do sinal RMN e os valores de T_2 com o tamanho de poros de uma rocha saturada por salmoura.

Pela figura, vemos que poros grandes resultam em grandes valores de T_2 e decaimentos longos, enquanto 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 várias exponenciais, descrito por uma distribuição de valores de T_2 . (Fonte: NMR Logging – Principles and Applications, 1999).

Entretanto, através da curva de decaimento exponencial T_2 não é possível interpretar a distribuição de tamanho de poros. Por isso, através da inversão matemática denominada transformada inversa de Laplace, o dado de amplitude em função do tempo é convertido em dado de distribuição (de porosidade, no caso de um fluido saturante único) em função do tempo (figura 20). A curva resultante é denominada distribuição de T_2 (COATES et al., 1999) e com base nela é que se realiza a interpretação petrofísica de RMN.

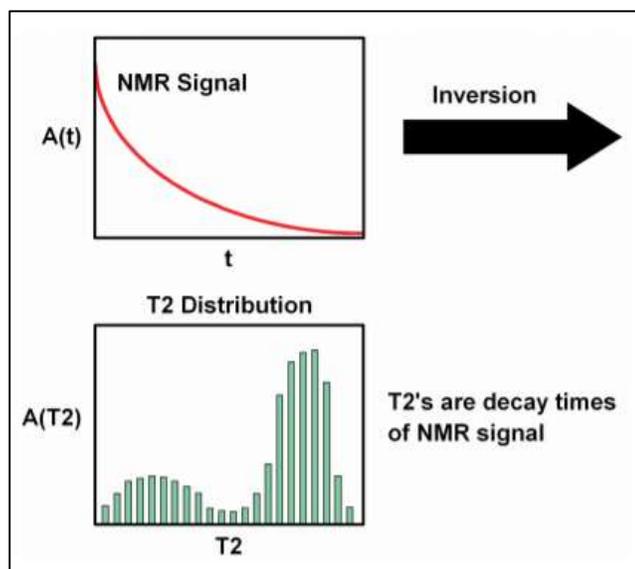


Figura 20 – Curva de relaxação T_2 e sua decomposição em distribuição de tempos de relaxação transversal.

Os decaimentos mais rápidos (T_2 curtos) são associados às componentes de poros pequenos e, os mais lentos, a poros grandes (FREEDMAN, 2004).

3.3.9 Determinação de água irreduzível e fluido-livre

O segundo passo após o processo de inversão é usar valores de “corte” nas distribuições de T_2 para particionar a porosidade. Esse processo permite dividir a água irreduzível do fluido-livre nos poros das rochas. A água irreduzível pode ser definida 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. A água irreduzível está associada a poros pequenos onde é mais difícil ocorrer o fluxo de fluidos, devido a sua baixa permeabilidade. O fluido-livre é o volume de fluido que está livre para escoar-se pelo sistema poroso e ser produzido. O volume total de fluidos na rocha é representado pela soma destes dois componentes presentes nas rochas.

A água irreduzível pode ser obtida 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. A água irreduzível é então estimada 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 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. Esses valores foram definidos a partir de numerosos estudos realizados em diversos conjuntos de rochas. Cada reservatório pode apresentar diferentes valores de $T_{2cutoff}$ com relação aos valores da literatura, portanto, recomenda-se obter em laboratório o correto valor de $T_{2cutoff}$ para calibração com dados de perfis de RMN.

A definição de fluido-livre deve ser utilizada com cautela em rochas carbonáticas portadoras de vugos não conectados. Esses poros de grande dimensão apresentam altos tempos de relaxação e, devido a esse fator, aparecem como fluido-livre após a aplicação do corte de T_2 , porém, em algumas situações, esses poros grandes não estão conectados e, assim, não contribuem para o fluxo de fluidos. Segundo Mai (2002), a presença de vugos aumentará a porosidade total, mas isso não significa que os fluidos dentro dos vugos serão produzidos. Os processos de lixiviação dos grãos em carbonatos controlam a capacidade dos vugos de serem conectados e drenados. A dissolução em torno dos poros originais aumentará os poros e raios de gargantas de poros e ajudará a drenagem, melhorando a conectividade. No entanto, a porosidade vugular formada pela remoção seletiva de grãos específicos na rocha pode aumentar o tamanho dos

poros, mas não o tamanho do raio de garganta de poros. Esse processo pode diminuir a conectividade geral.

O cálculo do valor de $T_{2cutoff}$ pelo RMN em laboratório envolve a comparação de duas curvas de T_2 : uma com a rocha estando 100% saturada por salmoura, chamada de “ $T_2 SW1$ ”; e a outra com a rocha com sua saturação irreduzível, chamada de “ $T_2 SWIrr$ ”. No último caso, essa saturação irreduzível pode ser atingida ao dessaturar parcialmente a amostra até a saturação de equilíbrio, a partir da qual cessa a produção de fluidos. Em geral, isso é obtido ao processar a amostra 100% saturada em 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 $T_2 SW1$ e $SWIrr$. A figura 21 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 $SWIrr$, e marcar na curva $SW1$ o valor máximo obtido na curva $SWIrr$. O valor de T_2 nesse ponto é $T_{2cutoff}$, que em geral deve ser interpolado no domínio de T_2 .

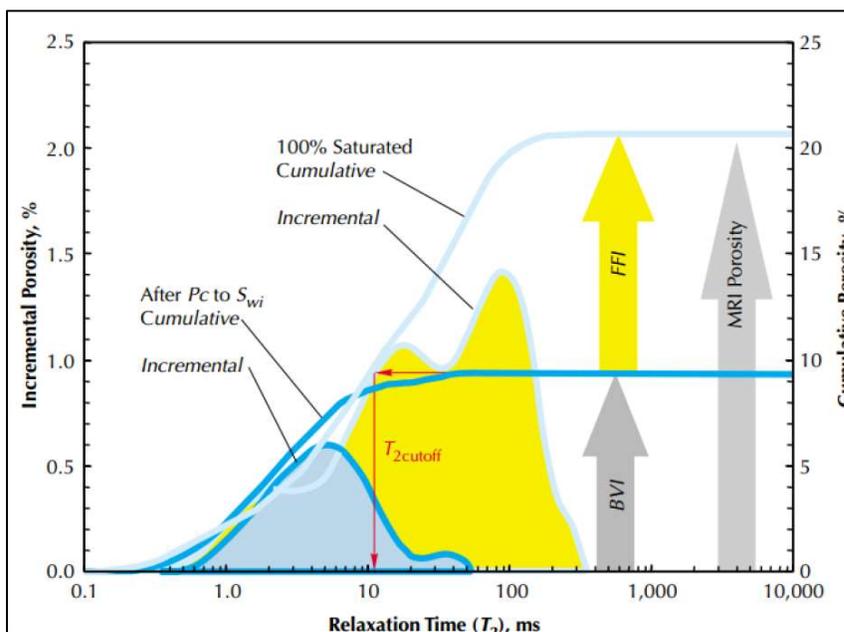


Figura 21 – Esquema do método gráfico para estimar o valor do $T_{2cutoff}$.

Comparação entre as curvas $SW1$ e $SWIrr$ (Fonte: NMR Logging – Principles and Applications, 1999).

Outro processo que não deve ser negligenciado, mas comumente é associado às rochas carbonáticas, é o acoplamento difusivo entre poros. Em rochas com poros bem conectados, diferentes tamanhos de poros podem sofrer acoplamento difusivo e perturbar, assim, o espectro de T_2 . Segundo Dumm (2002), carbonatos geralmente têm relaxividade superficial quase em

ordem de magnitude menor que a dos arenitos. Como resultado, o acoplamento de difusão entre poros é mais forte. Assim, diferentes tamanhos de poros que possuem diferentes tempos de relaxação, são acoplados uns aos outros pelo processo de difusão e produzem valores promediados dos tempos de relaxação, ou, em casos extremo, tempo de relaxação único da razão superfície-volume. Assim, a distribuição de T_2 , principalmente em carbonato, pode não refletir o tamanho do poro.

3.4 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO (MCIP)

A medição de pressão capilar por injeção de mercúrio, abreviada comumente de MICP (do inglês, *mercury injection capillary pressure*), é um 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 convertido para a distribuição do tamanho dos raios de garganta de poro, ou Rt , da amostra de rocha. Essa técnica é uma das mais confiáveis para a obtenção das distribuições de Rt , por ser considerada um método de referência e de ter sido bastante validada desde sua criação. Devido a isso, ela ainda é amplamente empregado na indústria petrolífera.

A injeção de mercúrio permite determinar a distribuição do volume poroso em função da pressão capilar na qual o mercúrio é injetado (DRAKE & RITTER, 1945; PURCELL, 1949). Assumindo que a rede porosa é um conjunto de cilindros paralelos e de comprimentos iguais, não interseccionados e com diferentes diâmetros tem-se que a pressão capilar (PC) é inversamente proporcional ao raio (R) do tubo capilar, tal que:

$$PC = -2\sigma \cos \theta R \quad (16)$$

Em que σ é a tensão superficial e θ é o ângulo de contato. Na rocha, poros interligados por gargantas de poro maiores são preenchidos sob pressões de injeção relativamente baixas, enquanto poros interligados por gargantas de poro menores são preenchidos apenas quando submetidos a pressões mais elevadas.

O mercúrio é considerado o melhor exemplo de líquido não molhante, pois apresenta elevados valores para σ e θ , conforme pode ser observado na tabela 1.

Conhecendo a tensão superficial e o ângulo de contato dos fluidos em condição de reservatório, é possível converter a pressão capilar Ar-Hg (obtida no experimento de injeção de Hg) para um sistema de fluidos compatível com o reservatório, tal que:

$$PC_2 = PC_1 \sigma_2 \cos \theta_2 \sigma_1 \cos \theta_1 \quad (17)$$

Em que o índice 1 e 2 são os sistemas de fluido a ser estimado e o original, respectivamente. A tabela 1 apresenta valores de referência para tal conversão.

Sistema	Ar-Hg	Ar-água	Ar-óleo	Óleo-água
θ ($^\circ$)	140	0	0	30
σ (dyn/cm)	484	70	24	35

Tabela 1 – Valores de referência para conversão de sistema ar-mercúrio para um sistema compatível com o reservatório.

3.5 ESTIMADORES DE PERMEABILIDADE

3.5.1 Permeabilidade por Kozeny-Carman

O modelo mais popular de estimativa de permeabilidade pelo tamanho do poro de Kozeny-Carman foi modificado diversas vezes desde o ano de 1930, porém a sua forma simplificada é demonstrada na equação abaixo:

$$K_{kc} = a' \phi_b \left(\frac{V}{S}\right)^c, \quad (18)$$

Na qual, a' , b e c são coeficientes de ajuste, ϕ é a porosidade, V/S é a razão da área superficial com o volume, também conhecido como raio hidráulico. Para geometrias de poros simples, V/S pode ser escrito como R_t/γ , onde R_t é o raio de garganta do poro e γ é um fator de forma do poro (1- poros planos, 2- poros cilíndricos, 3- poros esféricos). O termo (V/S) 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 K_{kc} , na forma de valores de T_2 ou de R_t que melhor representem suas distribuições. Nesse âmbito, geralmente, são utilizados valores como médias ou cortes de saturação crítica obtidos pelas distribuições de T_2 e R_t (MESQUITA, 2017).

3.5.2 Permeabilidade por RMN

Com relação à estimativa da permeabilidade através do RMN, as equações de K_{SDR} (Schlumberger Doll Research) e de K_{TC} (Timur-Coates) são consideradas clássicas para sua obtenção a partir de perfis de RMN. São elas:

$$K_{SDR} = a' \phi^4 \left(T_{2Logmean} \right)^2 \quad (19)$$

$$K_{Coates} = \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^a \left(\frac{\phi}{C} \right)^b \quad (20)$$

Nas quais a' , a , b e c são coeficientes empíricos de ajuste.

Ambas as equações utilizam a premissa de que o espectro de T_2 representa a distribuição de tamanho de poros da zona investigada. Elas relacionam a permeabilidade à porosidade e um dado da distribuição de T_2 , que na K_{SDR} é a média geométrica da distribuição e em K_{TC} a razão entre FFI e BVI. Os expoentes empíricos das equações podem ser calibrados empregando dados de ensaios laboratoriais e seu desempenho é reconhecido em rochas homogêneas.

3.5.3 Permeabilidade por MCIP

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 aplicadas 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:

$$K_{MCIP} = a \phi^b \left(R_{tsat} \right)^c, \quad (21)$$

Na qual, R_{tsat} é um raio de garganta associado ao 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} .

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 MATERIAIS

Foram utilizados dados de três poços perfurados em reservatórios carbonáticos da Formação Quissamã na Bacia de Campos, designados respectivamente de Poço 1, Poço 2 e Poço 3, todos pertencentes ao mesmo campo e que estão relativamente próximos geograficamente. O pacote de dados utilizados pertence ao banco de dados de exploração e produção (BDEP) cedidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (ANP) sob o número do pedido 9642 e número do BR 11106 realizado no ano de 2019.

Esses poços foram perfilados com a ferramenta a cabo denominada CMR[®] (Combinable Magnetic Resonance tool), além do conjunto de curvas convencionais (raio gama, densidade, sônico, nêutron e resistividade), registros de pressão, perfis de imagem e amostradores laterais de rochas. O fluido de perfuração utilizados em todos os poços foi a base de óleo (OBM do inglês Oil-Base Mud).

Análises laboratoriais de petrofísica básica, pressão capilar por injeção de mercúrio e um conjunto de lâminas petrográficas foram extraídas de amostras laterais para auxiliar na calibração rocha-perfil e descrição das principais rochas atravessadas pelos poços. Na tabela 2 é exibida a matriz de dados utilizada no presente trabalho.

MATRIZ DE DADOS	PERFIS DE POÇOS		LABORATÓRIO		
	CONVEN- CIONAIS	RMN	PETROFÍSICA BÁSICA	PRESSÃO CAPILAR IN- JEÇÃO MERCÚRIO	LÂMINAS PE- TROGRÁFICAS
POÇO 1	1	1	36	8	14
POÇO 2	1	1	45	8	14
POÇO 3	1	1	39	0	0

Tabela 2 – Matriz de dados dos poços 1, 2 e 3.

4.2 PETROFÍSICA BÁSICA

As 120 amostras laterais de rocha extraídas dos três poços foram analisadas em laboratório para petrofísica de rotina. A porosidade e a densidade da matriz foram medidas pela lei de Boyle usando um porosímetro de expansão de gás (TIAB; DONALDSON, 2011). A permeabilidade absoluta ao gás foi medida pela lei de Darcy e corrigida para o efeito Klinkenberg. A tabela 3 exhibe os resultados de petrofísica básica nos poços 1, 2 e 3.

PETROFÍSICA BÁSICA	AMOSTRA	POROSIDADE (dec)	PERMEABILIDADE (mD)	DENSIDADE DA MATRIZ (g/cm ³)
POÇO 1	1	0,08	0,01	2,70
POÇO 1	2	0,16	0,59	2,69
POÇO 1	3	0,14	4,09	2,74
POÇO 1	4	0,24	76,80	2,69
POÇO 1	5	0,22	61,20	2,68
POÇO 1	6	0,16	5,79	2,69
POÇO 1	7	0,16	22,90	2,69
POÇO 1	8	0,18	30,30	2,70
POÇO 1	9	0,17	28,40	2,70
POÇO 1	10	0,19	470,00	2,70
POÇO 1	11	0,25	1400,00	2,70
POÇO 1	12	0,18	171,00	2,70
POÇO 1	13	0,18	1,25	2,72
POÇO 1	14	0,17	7,48	2,70
POÇO 1	15	0,22	64,50	2,71
POÇO 1	16	0,20	422,00	2,70
POÇO 1	17	0,10	0,02	2,71
POÇO 1	18	0,20	0,50	2,70
POÇO 1	19	0,19	2,01	2,70
POÇO 1	20	0,14	0,07	2,69
POÇO 1	21	0,16	0,44	2,69
POÇO 1	22	0,17	0,33	2,72
POÇO 1	23	0,18	1,11	2,70
POÇO 1	24	0,14	22,80	2,68
POÇO 1	25	0,16	149,00	2,68
POÇO 1	26	0,17	24,30	2,68
POÇO 1	27	0,17	4,00	2,68
POÇO 1	28	0,19	15,50	2,71
POÇO 1	29	0,21	171,00	2,68
POÇO 1	30	0,24	159,00	2,69
POÇO 1	31	0,17	94,10	2,70
POÇO 1	32	0,19	531,00	2,70
POÇO 1	33	0,03	0,00	2,69
POÇO 1	34	0,14	15,60	2,69
POÇO 1	35	0,09	2,55	2,69
POÇO 1	36	0,15	24,90	2,69
POÇO 2	1	0,09	0,10	2,67
POÇO 2	2	0,10	0,33	2,68
POÇO 2	3	0,11	0,38	2,66
POÇO 2	4	0,12	0,10	2,66
POÇO 2	5	0,13	0,21	2,67
POÇO 2	6	0,17	1,45	2,67
POÇO 2	7	0,18	7,82	2,67
POÇO 2	8	0,15	0,94	2,67
POÇO 2	9	0,16	0,31	2,66

POÇO 2	10	0,15	0,74	2,67
POÇO 2	11	0,18	2,02	2,67
POÇO 2	12	0,16	73,10	2,66
POÇO 2	13	0,19	1,11	2,66
POÇO 2	14	0,16	4,11	2,69
POÇO 2	15	0,19	3,65	2,69
POÇO 2	16	0,20	49,40	2,69
POÇO 2	17	0,22	76,80	2,69
POÇO 2	18	0,18	14,60	2,69
POÇO 2	19	0,23	113,00	2,69
POÇO 2	20	0,21	110,00	2,69
POÇO 2	21	0,18	8,17	2,69
POÇO 2	22	0,16	37,10	2,68
POÇO 2	23	0,19	1,07	2,69
POÇO 2	24	0,19	2,28	2,69
POÇO 2	25	0,19	432,00	2,69
POÇO 2	26	0,21	13,20	2,69
POÇO 2	27	0,17	1,11	2,69
POÇO 2	28	0,18	1,41	2,69
POÇO 2	29	0,15	1,91	2,69
POÇO 2	30	0,13	1,01	2,69
POÇO 2	31	0,15	34,50	2,69
POÇO 2	32	0,15	154,00	2,70
POÇO 2	33	0,16	7,69	2,70
POÇO 2	34	0,16	1,12	2,70
POÇO 2	35	0,05	0,00	2,70
POÇO 2	36	0,15	58,60	2,69
POÇO 2	37	0,10	0,14	2,69
POÇO 2	38	0,09	0,03	2,69
POÇO 2	39	0,13	0,20	2,70
POÇO 2	40	0,18	280,00	2,70
POÇO 2	41	0,19	590,00	2,69
POÇO 2	42	0,18	342,00	2,69
POÇO 2	43	0,15	0,95	2,68
POÇO 2	44	0,18	281,00	2,69
POÇO 2	45	0,16	229,00	2,69
POÇO 3	1	0,13	0,03	2,67
POÇO 3	2	0,18	0,39	2,67
POÇO 3	3	0,20	67,30	2,68
POÇO 3	4	0,17	60,10	2,70
POÇO 3	5	0,17	10,60	2,68
POÇO 3	6	0,15	0,47	2,69
POÇO 3	7	0,17	6,38	2,68
POÇO 3	8	0,18	27,90	2,70
POÇO 3	9	0,16	37,80	2,70
POÇO 3	10	0,13	0,39	2,68
POÇO 3	11	0,14	41,60	2,68

POÇO 3	12	0,14	85,20	2,70
POÇO 3	13	0,10	0,27	2,69
POÇO 3	14	0,14	25,50	2,70
POÇO 3	15	0,15	86,80	2,70
POÇO 3	16	0,11	0,18	2,70
POÇO 3	17	0,17	66,00	2,69
POÇO 3	18	0,15	3,44	2,70
POÇO 3	19	0,11	1,28	2,70
POÇO 3	20	0,07	0,44	2,69
POÇO 3	21	0,10	1,72	2,69
POÇO 3	22	0,07	0,00	2,71
POÇO 3	23	0,05	0,00	2,70
POÇO 3	24	0,10	0,01	2,69
POÇO 3	25	0,14	1,55	2,70
POÇO 3	26	0,13	6,01	2,69
POÇO 3	27	0,11	0,71	2,69
POÇO 3	28	0,19	126,00	2,70
POÇO 3	29	0,13	0,45	2,70
POÇO 3	30	0,18	609,00	2,70
POÇO 3	31	0,15	74,40	2,70
POÇO 3	32	0,19	31,10	2,70
POÇO 3	33	0,16	26,50	2,70
POÇO 3	34	0,15	4,25	2,71
POÇO 3	35	0,08	0,04	2,74
POÇO 3	36	0,09	0,24	2,70
POÇO 3	37	0,12	4,96	2,70
POÇO 3	38	0,09	9,08	2,70
POÇO 3	39	0,12	3,88	2,69

Tabela 3 – Resultados de petrofísica básica em 120 plugues dos poços 1, 2 e 3.

4.3 PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO

Nos poços 1 e 2, foram selecionadas 16 amostras para realização de ensaios de pressão capilar por injeção de mercúrio e, em todas elas, foram realizadas descrições geológicas em lâminas petrográficas. Os resultados obtidos em laboratório estão disponíveis nas tabelas 4 e 5, onde os valores de pressão de injeção e os volumes de mercúrio deslocados estão tabelados por amostra.

AMOSTRA 1		AMOSTRA 2		AMOSTRA 3		AMOSTRA 4	
Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume
Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio
psia	cc	psia	cc	psia	cc	psia	cc
1,48	0	1,48	0	1,48	0	1,48	0
1,58	0,001	1,58	0,001	1,57	0	1,57	0,001
1,8	0,001	1,8	0,003	1,81	0,002	1,81	0,003
2,01	0,002	2,01	0,005	2	0,003	2	0,005
2,15	0,004	2,15	0,006	2,16	0,004	2,16	0,007
2,35	0,006	2,35	0,008	2,34	0,009	2,34	0,044
2,57	0,007	2,57	0,01	2,57	0,015	2,57	0,059
2,8	0,008	2,8	0,012	2,79	0,031	2,79	0,074
3,08	0,01	3,08	0,014	3,08	0,048	3,08	0,091
3,36	0,016	3,36	0,019	3,37	0,06	3,37	0,112
3,68	0,023	3,68	0,024	3,67	0,08	3,67	0,128
4,03	0,032	4,03	0,03	4,02	0,099	4,02	0,147
4,4	0,04	4,4	0,038	4,41	0,118	4,41	0,167
4,81	0,047	4,81	0,048	4,8	0,133	4,8	0,194
5,26	0,056	5,26	0,058	5,25	0,151	5,25	0,22
5,75	0,062	5,75	0,068	5,75	0,165	5,75	0,242
6,3	0,068	6,3	0,078	6,29	0,179	6,29	0,263
6,87	0,074	6,87	0,091	6,88	0,191	6,88	0,284
7,53	0,081	7,53	0,104	7,53	0,204	7,53	0,3
8,24	0,088	8,24	0,117	8,24	0,216	8,24	0,317
9,02	0,092	9,02	0,132	9,02	0,227	9,02	0,328
9,87	0,095	9,87	0,144	9,86	0,239	9,86	0,34
10,77	0,1	10,77	0,153	10,77	0,25	10,77	0,351
11,87	0,104	11,87	0,168	11,86	0,26	11,86	0,36
12,86	0,108	12,86	0,178	12,86	0,27	12,86	0,368
14,16	0,114	14,16	0,195	14,16	0,278	14,16	0,376
15,46	0,12	15,46	0,208	15,46	0,287	15,46	0,383
16,88	0,125	16,88	0,22	16,89	0,295	16,89	0,39
18,48	0,13	18,48	0,233	18,5	0,302	18,5	0,396
20,29	0,135	20,29	0,244	20,28	0,31	20,28	0,402
22,17	0,139	22,17	0,256	22,17	0,317	22,17	0,408
24,25	0,144	24,25	0,27	24,28	0,327	24,28	0,414
26,56	0,148	26,56	0,283	26,55	0,338	26,55	0,419
28,95	0,152	28,95	0,296	28,96	0,344	28,96	0,425
31,71	0,155	31,71	0,309	29,79	0,349	31,58	0,43
33,81	0,159	33,61	0,32	33,18	0,353	33,97	0,434
36,75	0,163	36,55	0,331	35,26	0,356	37,04	0,437
40,5	0,166	40,28	0,341	40,96	0,36	40,74	0,441
44,26	0,169	44,03	0,351	44,04	0,363	43,82	0,444
48,57	0,172	48,33	0,361	48,35	0,367	48,13	0,447
53,03	0,175	52,78	0,371	54,49	0,37	54,28	0,45
58,16	0,177	57,89	0,381	57,64	0,374	57,43	0,453

64,54	0,179	64,25	0,391	63,43	0,378	63,21	0,457
70,39	0,182	70,08	0,401	69,23	0,381	69,02	0,461
77,08	0,184	76,76	0,412	77,08	0,386	76,87	0,464
85,49	0,186	85,14	0,423	83,73	0,389	83,52	0,468
92,4	0,188	92,03	0,434	91,67	0,392	91,46	0,471
100,9	0,191	100,51	0,445	100,77	0,396	100,56	0,474
109,84	0,193	109,44	0,456	110,8	0,399	110,59	0,478
120,93	0,195	120,5	0,466	121,03	0,402	120,82	0,481
133,22	0,197	132,78	0,477	133,36	0,405	133,15	0,484
145,89	0,199	145,43	0,487	144,54	0,408	144,33	0,487
159,29	0,201	158,81	0,498	159,18	0,411	158,97	0,49
172,97	0,203	172,47	0,509	173,04	0,414	172,83	0,493
189,16	0,204	188,64	0,519	189,23	0,417	189,02	0,496
207,46	0,206	206,92	0,53	207,53	0,42	207,32	0,499
227,54	0,206	226,97	0,541	226,98	0,423	226,77	0,503
249,27	0,209	248,68	0,551	249,96	0,426	249,74	0,506
272,48	0,211	271,88	0,562	272,04	0,429	271,83	0,509
298,57	0,213	297,94	0,573	298,74	0,432	298,52	0,513
326,43	0,214	325,78	0,584	327,07	0,435	326,85	0,517
356,81	0,216	356,05	0,596	357,56	0,438	357,34	0,521
391,21	0,219	390,52	0,609	392,25	0,442	392,03	0,526
428,09	0,221	427,37	0,623	427,86	0,445	427,64	0,531
468,16	0,223	467,4	0,64	468,14	0,449	467,91	0,537
513,27	0,225	512,47	0,66	513,16	0,454	512,92	0,545
561,31	0,228	560,46	0,683	561,77	0,459	561,52	0,554
614,07	0,231	613,17	0,706	612,84	0,464	612,57	0,565
672,98	0,235	672,03	0,731	671,12	0,47	670,83	0,579
734,03	0,241	733,04	0,756	734,86	0,477	734,55	0,594
804,1	0,248	803,07	0,782	805,13	0,488	804,81	0,61
879,63	0,259	878,59	0,807	878,91	0,502	878,57	0,628
962,16	0,273	961,11	0,831	961,81	0,522	961,48	0,646
1047,32	0,288	1046,28	0,851	1047,84	0,542	1047,52	0,663
1147,64	0,307	1146,62	0,871	1147,41	0,564	1147,11	0,679
1257,16	0,328	1256,19	0,888	1258,09	0,584	1257,8	0,695
1377,01	0,349	1376,07	0,903	1378,24	0,604	1377,97	0,709
1507,91	0,368	1507,02	0,917	1508,25	0,62	1507,98	0,722
1646,84	0,386	1645,99	0,928	1649,24	0,633	1648,98	0,732
1806,97	0,403	1806,17	0,938	1807,86	0,645	1807,6	0,743
1980,24	0,418	1979,47	0,947	1980,32	0,656	1980,07	0,751
2158,48	0,431	2157,74	0,955	2155,24	0,666	2154,99	0,759
2367,12	0,444	2366,43	0,962	2365,91	0,675	2365,66	0,766
2588,45	0,456	2587,78	0,968	2585,78	0,682	2585,54	0,772
2826,98	0,466	2826,34	0,974	2827,96	0,689	2827,72	0,778
3095,93	0,476	3095,31	0,979	3097,51	0,694	3097,28	0,783
3388,42	0,484	3387,83	0,983	3385,72	0,699	3385,49	0,788
3706,6	0,492	3706,03	0,987	3707,52	0,704	3707,29	0,792

4058,7	0,5	4058,15	0,991	4057,49	0,709	4057,26	0,796
4434,44	0,506	4433,91	0,993	4433,48	0,712	4433,25	0,799
4845,46	0,512	4844,94	0,996	4844,02	0,716	4843,79	0,802
5305,1	0,517	5304,6	0,998	5304,36	0,719	5304,13	0,805
5803,83	0,522	5803,34	1,001	5804,94	0,722	5804,71	0,808
6355,67	0,525	6355,2	1,002	6353,38	0,725	6353,15	0,81
6941,51	0,53	6941,05	1,003	6945,84	0,727	6945,62	0,812
7604,19	0,53	7603,73	1,004	7603,51	0,729	7603,28	0,814
8311,52	0,533	8311,06	1,005	8312,98	0,731	8312,76	0,815
9092,22	0,534	9091,77	1,005	9093	0,732	9092,78	0,815
9951,35	0,536	9950,91	1,005	9951,94	0,733	9951,72	0,816
10891,45	0,537	10891,02	1,006	10892,91	0,733	10892,68	0,816
11893,18	0,538	11892,75	1,006	11892,5	0,733	11892,27	0,816
12994,1	0,538	12993,67	1,006	12993,7	0,733	12993,48	0,816
14292,66	0,538	14292,22	1,006	14294,63	0,733	14294,41	0,816
15592,5	0,538	15592,07	1,006	15593,72	0,733	15593,5	0,816
17090,28	0,538	17089,85	1,006	17091,23	0,733	17091,01	0,816
18692,13	0,538	18691,7	1,006	18691,79	0,733	18691,57	0,816
20392,88	0,538	20392,44	1,006	20391,71	0,733	20391,49	0,816
22292,2	0,538	22291,77	1,006	22293,42	0,733	22293,2	0,816
24393,92	0,538	24393,48	1,006	24394,6	0,733	24394,38	0,816
26694,03	0,538	26693,6	1,006	26694,95	0,733	26694,73	0,816
29297,48	0,538	29297,05	1,006	29295,35	0,733	29295,12	0,816
31995,6	0,538	31995,16	1,006	31996,8	0,733	31996,57	0,816
34996,26	0,538	34995,82	1,006	34995,55	0,733	34995,32	0,816
38288,23	0,538	38287,78	1,006	38289,14	0,733	38288,91	0,816
41873,6	0,538	41873,15	1,006	41875,34	0,733	41875,11	0,816
45767,46	0,538	45767,01	1,006	45770,38	0,733	45770,15	0,816
50061,76	0,538	50061,31	1,006	50065,84	0,733	50065,61	0,816
54598,23	0,538	54597,78	1,006	54685,08	0,733	54684,85	0,816
59348,07	0,538	59280,38	1,006	59358,5	0,733	59315,81	0,816
AMOSTRA 5		AMOSTRA 6		AMOSTRA 7		AMOSTRA 8	
Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume
Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio
psia	cc	psia	cc	psia	cc	psia	cc
1,48	0	1,48	0	1,48	0	1,48	0
1,57	0,001	1,57	0,001	1,58	0,001	1,58	0,001
1,8	0,003	1,8	0,002	1,8	0,002	1,8	0,002
2	0,005	2	0,004	2	0,004	2	0,003
2,16	0,006	2,16	0,005	2,16	0,005	2,16	0,004
2,35	0,008	2,35	0,007	2,34	0,006	2,34	0,006
2,57	0,011	2,57	0,008	2,56	0,008	2,56	0,009
2,8	0,013	2,8	0,01	2,8	0,009	2,8	0,01
3,08	0,021	3,08	0,011	3,06	0,01	3,06	0,012
3,36	0,028	3,36	0,015	3,37	0,012	3,37	0,013
3,68	0,037	3,68	0,018	3,67	0,013	3,67	0,013

4,02	0,05	4,02	0,021	4,02	0,015	4,02	0,013
4,4	0,058	4,4	0,024	4,4	0,016	4,4	0,014
4,81	0,069	4,81	0,028	4,8	0,017	4,8	0,014
5,26	0,076	5,26	0,038	5,25	0,018	5,25	0,015
5,75	0,09	5,75	0,049	5,76	0,019	5,76	0,015
6,29	0,097	6,29	0,057	6,29	0,02	6,29	0,015
6,88	0,108	6,88	0,069	6,88	0,021	6,88	0,015
7,53	0,118	7,53	0,088	7,53	0,023	7,53	0,015
8,23	0,128	8,23	0,111	8,24	0,024	8,24	0,016
9,02	0,141	9,02	0,14	9,01	0,025	9,01	0,016
9,86	0,152	9,86	0,16	9,86	0,027	9,86	0,016
10,77	0,162	10,77	0,189	10,77	0,032	10,77	0,016
11,87	0,174	11,87	0,215	11,87	0,036	11,87	0,017
12,87	0,183	12,87	0,236	12,87	0,041	12,87	0,017
14,16	0,194	14,16	0,256	14,16	0,051	14,16	0,018
15,46	0,202	15,46	0,272	15,47	0,061	15,47	0,018
16,85	0,21	16,85	0,288	16,89	0,075	16,89	0,019
18,49	0,219	18,49	0,301	18,45	0,093	18,45	0,02
20,28	0,227	20,28	0,312	20,29	0,125	20,29	0,022
22,16	0,234	22,16	0,322	22,17	0,146	22,17	0,025
24,26	0,242	24,26	0,33	24,27	0,168	24,27	0,031
26,57	0,251	26,57	0,339	26,57	0,191	26,57	0,047
28,95	0,265	28,95	0,345	28,95	0,211	28,95	0,066
30,39	0,277	31,2	0,35	30,75	0,226	30,89	0,083
32,49	0,286	34,3	0,354	33,78	0,239	34,05	0,097
36,33	0,295	37,13	0,358	37,07	0,252	37,33	0,109
38,9	0,301	40,69	0,362	40,26	0,262	40,5	0,12
44,22	0,306	44,02	0,365	44,61	0,272	44,83	0,131
48,74	0,311	48,54	0,368	49,19	0,282	49,38	0,142
54,39	0,314	54,19	0,37	52,69	0,291	52,87	0,151
58,07	0,317	57,87	0,373	58,88	0,3	59,05	0,16
63,99	0,321	63,8	0,376	64,2	0,31	64,36	0,169
69,57	0,324	69,38	0,38	70,45	0,321	70,6	0,178
76,36	0,328	76,16	0,383	75,68	0,329	75,82	0,185
84,65	0,332	84,45	0,387	84,02	0,339	84,17	0,193
91,98	0,335	91,79	0,39	92,4	0,347	92,53	0,199
100,53	0,338	100,34	0,393	100,31	0,355	100,44	0,205
111,25	0,342	111,05	0,396	110,44	0,363	110,57	0,211
119,66	0,345	119,47	0,399	119,96	0,37	120,09	0,216
133,01	0,348	132,82	0,402	132,72	0,378	132,85	0,222
144,76	0,351	144,57	0,404	144,53	0,384	144,66	0,226
158,56	0,355	158,37	0,407	158,92	0,392	159,05	0,231
173,65	0,358	173,35	0,41	173,46	0,398	173,58	0,235
188,99	0,362	188,81	0,413	189,65	0,405	189,83	0,239
208,26	0,366	208,07	0,415	208,04	0,411	208,16	0,243
227,34	0,369	227,17	0,417	228,18	0,417	228,3	0,247

248,94	0,374	248,77	0,42	249,7	0,423	249,82	0,252
272,15	0,378	271,98	0,423	272,06	0,429	272,18	0,256
298,45	0,383	298,28	0,427	298,15	0,435	298,27	0,26
326,57	0,389	326,41	0,431	326,51	0,44	326,62	0,264
357,14	0,395	356,99	0,435	357,58	0,445	357,69	0,268
391,69	0,403	391,54	0,439	391,27	0,451	391,38	0,272
428,45	0,412	428,31	0,445	428,99	0,456	429,09	0,277
468,67	0,422	468,54	0,451	468,12	0,462	468,22	0,283
511,68	0,433	511,51	0,459	512,27	0,468	512,36	0,289
562,35	0,445	562,24	0,469	562,06	0,476	562,13	0,297
613,95	0,457	613,83	0,481	614,02	0,484	614,08	0,305
671,14	0,47	671,02	0,496	671,91	0,492	671,95	0,314
734,75	0,484	734,62	0,513	733,77	0,502	733,8	0,324
804,88	0,498	804,74	0,531	805,08	0,514	805,1	0,334
879,48	0,513	879,33	0,55	879,3	0,526	879,31	0,345
962,62	0,528	962,47	0,568	962,44	0,539	962,45	0,356
1048,4	0,542	1048,24	0,584	1048,8	0,553	1048,8	0,366
1149,04	0,557	1148,87	0,601	1148,05	0,568	1148,04	0,377
1258,52	0,572	1258,35	0,616	1258,12	0,584	1258,11	0,388
1377,97	0,585	1377,79	0,631	1377,94	0,598	1377,92	0,399
1507,96	0,597	1507,79	0,643	1507,78	0,613	1507,75	0,41
1648,35	0,607	1648,17	0,655	1647,25	0,627	1647,22	0,421
1808,28	0,617	1808,11	0,664	1807,59	0,639	1807,54	0,431
1977,28	0,625	1977,11	0,673	1977,11	0,65	1977,05	0,442
2157,13	0,633	2156,95	0,68	2157,07	0,659	2156,99	0,451
2367,67	0,642	2367,5	0,687	2369,1	0,668	2369,01	0,461
2588,5	0,646	2588,33	0,693	2587,26	0,675	2587,15	0,47
2826,92	0,647	2826,73	0,698	2826,57	0,682	2826,45	0,478
3096,21	0,656	3096,03	0,703	3097,51	0,687	3097,38	0,485
3385,66	0,661	3385,49	0,707	3387,05	0,693	3386,9	0,491
3707,24	0,665	3707,07	0,711	3707,96	0,697	3707,8	0,497
4056,64	0,669	4056,47	0,714	4056,65	0,702	4056,48	0,502
4433,92	0,673	4433,75	0,717	4434,89	0,705	4434,71	0,506
4843,02	0,676	4842,85	0,719	4846,36	0,709	4846,17	0,51
5302,38	0,679	5302,22	0,722	5304,31	0,712	5304,12	0,514
5802,12	0,681	5802,28	0,724	5803,64	0,715	5803,44	0,517
6355,5	0,684	6355,33	0,726	6352,79	0,718	6352,59	0,52
6942,11	0,686	6941,95	0,727	6943,62	0,72	6943,42	0,522
7604,67	0,687	7604,51	0,728	7602,43	0,722	7602,22	0,524
8312,33	0,688	8312,17	0,729	8311,65	0,724	8311,44	0,526
9094,48	0,689	9094,32	0,73	9093,48	0,725	9093,27	0,527
9952,79	0,689	9952,63	0,73	9953,46	0,727	9953,24	0,529
10893,01	0,689	10892,85	0,73	10891,8	0,728	10891,59	0,529
11893,76	0,689	11893,6	0,731	11892,4	0,728	11892,19	0,53
12990,63	0,689	12990,47	0,731	12991,66	0,729	12991,44	0,53
14293,23	0,689	14293,07	0,731	14292,69	0,729	14292,48	0,531

15592	0,689	15591,84	0,731	15590,46	0,729	15590,24	0,531
17092,96	0,689	17092,8	0,731	17090,35	0,729	17090,14	0,531
18693,47	0,689	18693,31	0,731	18690,33	0,729	18690,11	0,531
20391,15	0,689	20390,99	0,731	20391,15	0,729	20390,94	0,531
22293,3	0,689	22293,14	0,731	22293	0,729	22292,79	0,531
24395,51	0,689	24395,34	0,731	24393,67	0,729	24393,45	0,531
26696,03	0,689	26695,86	0,731	26695,59	0,729	26695,37	0,531
29295,7	0,689	29295,54	0,731	29295,52	0,729	29295,3	0,531
31996,47	0,689	31996,3	0,731	31996,12	0,729	31995,9	0,531
34996,22	0,689	34996,05	0,731	34996,45	0,729	34996,23	0,531
38286,09	0,689	38285,92	0,731	38288,43	0,729	38288,21	0,531
41866,82	0,689	41866,65	0,731	41868,61	0,729	41868,39	0,531
45766,15	0,689	45765,98	0,731	45766,23	0,729	45766,02	0,531
50042,56	0,689	50042,39	0,731	50050,11	0,729	50049,9	0,531
54550,15	0,689	54549,97	0,731	54613,19	0,729	54612,97	0,531
59298,05	0,689	59328,51	0,731	59371,5	0,729	59268,65	0,531

Tabela 4– Resultados de pressão capilar em oito plugues do Poço 1.

AMOSTRA 1		AMOSTRA 2		AMOSTRA 3		AMOSTRA 4	
Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume
Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio
psia	cc	psia	cc	psia	cc	psia	cc
1,48	0	1,48	0	1,48	0	1,48	0
1,58	0	1,58	0,001	1,59	0,001	1,59	0,001
1,79	0,001	1,79	0,002	1,79	0,002	1,79	0,003
1,99	0,001	1,99	0,004	1,99	0,003	1,99	0,006
2,15	0,002	2,15	0,004	2,17	0,005	2,17	0,008
2,35	0,002	2,35	0,006	2,35	0,006	2,35	0,011
2,56	0,003	2,56	0,007	2,56	0,007	2,56	0,013
2,8	0,003	2,8	0,009	2,79	0,009	2,79	0,02
3,07	0,003	3,07	0,01	3,07	0,01	3,07	0,024
3,36	0,004	3,36	0,012	3,38	0,011	3,38	0,042
3,67	0,004	3,67	0,013	3,66	0,012	3,66	0,051
4,02	0,005	4,02	0,014	4,03	0,013	4,03	0,061
4,4	0,005	4,4	0,015	4,4	0,014	4,4	0,082
4,8	0,006	4,8	0,016	4,81	0,015	4,81	0,098
5,25	0,006	5,25	0,018	5,26	0,017	5,26	0,11
5,75	0,006	5,75	0,02	5,76	0,018	5,76	0,116
6,29	0,007	6,29	0,024	6,29	0,019	6,29	0,124
6,88	0,007	6,88	0,031	6,87	0,021	6,87	0,136
7,52	0,008	7,52	0,038	7,53	0,024	7,53	0,143
8,23	0,008	8,23	0,046	8,24	0,031	8,24	0,151
9,01	0,009	9,01	0,056	9,01	0,038	9,01	0,158
9,86	0,009	9,86	0,064	9,86	0,048	9,86	0,166

10,77	0,009	10,77	0,072	10,78	0,071	10,78	0,173
11,87	0,01	11,87	0,089	11,86	0,109	11,86	0,181
12,86	0,011	12,86	0,107	12,86	0,135	12,86	0,19
14,16	0,011	14,16	0,131	14,17	0,162	14,17	0,197
15,45	0,012	15,45	0,158	15,45	0,181	15,45	0,202
16,86	0,012	16,86	0,183	16,88	0,205	16,88	0,208
18,48	0,013	18,48	0,21	18,47	0,227	18,47	0,214
20,28	0,014	20,28	0,24	20,28	0,25	20,28	0,219
22,17	0,014	22,17	0,262	22,16	0,269	22,16	0,223
24,27	0,015	24,27	0,282	24,26	0,283	24,26	0,229
26,56	0,016	26,56	0,307	26,57	0,295	26,57	0,234
28,95	0,017	28,95	0,326	28,96	0,307	28,96	0,239
34,17	0,019	31,61	0,34	31,78	0,317	31,75	0,244
34,86	0,02	33,31	0,356	34,1	0,326	33,91	0,249
38,34	0,021	35,65	0,369	37	0,335	37,82	0,254
42,07	0,023	40,49	0,385	40,26	0,342	41,09	0,259
45,85	0,026	43,97	0,401	45,1	0,349	45,93	0,264
50,21	0,029	49,21	0,416	48,66	0,356	49,5	0,269
53,48	0,033	54,55	0,427	53,29	0,361	54,15	0,273
59,36	0,038	58,24	0,437	57,96	0,367	58,82	0,277
65,27	0,046	64,04	0,447	64,6	0,373	65,47	0,281
71,61	0,054	70,3	0,457	69,58	0,379	70,46	0,286
77,66	0,065	76,44	0,466	76,69	0,384	77,57	0,289
85,38	0,076	83,83	0,475	83,2	0,39	84,13	0,293
93,15	0,087	92,58	0,483	92,14	0,395	93,02	0,297
102,41	0,101	100,38	0,491	100,4	0,4	101,29	0,301
110,99	0,118	110,47	0,498	110,72	0,405	111,61	0,305
121,55	0,135	120,55	0,505	120,16	0,409	121,05	0,31
133,88	0,155	132,99	0,512	132,42	0,412	132,99	0,315
145,63	0,174	145,45	0,518	145,05	0,415	145,62	0,319
158,94	0,194	159,03	0,525	158,69	0,418	159,26	0,323
174,62	0,214	173,57	0,531	173,68	0,421	174,25	0,328
189,88	0,234	189,98	0,537	189,35	0,426	189,92	0,332
207,44	0,255	207,97	0,542	208,63	0,43	209,2	0,337
228,1	0,274	227,96	0,548	227,66	0,436	228,23	0,341
249,15	0,294	249,8	0,553	249,33	0,444	249,91	0,347
272,25	0,312	273,28	0,558	272,49	0,451	273,07	0,353
298,68	0,33	298,68	0,564	298,81	0,459	299,38	0,359
326,67	0,347	326,47	0,57	325,73	0,468	326,31	0,365
357,94	0,363	357,26	0,576	357,28	0,476	357,85	0,372
392,47	0,378	391,18	0,583	391,63	0,485	392,19	0,38
427,65	0,392	429,41	0,591	428,14	0,495	428,7	0,389
467,52	0,405	468,24	0,598	468,85	0,506	469,4	0,399
512,58	0,417	512,88	0,607	512,4	0,517	512,94	0,411
561,65	0,43	562,22	0,618	561,57	0,531	562,1	0,426
612,05	0,442	613,97	0,633	612,86	0,545	613,39	0,442

671,62	0,455	670,48	0,648	671,31	0,563	671,84	0,461
734,03	0,468	734,44	0,667	734,09	0,586	734,63	0,482
803,37	0,481	803,94	0,688	804,23	0,615	804,79	0,504
879,38	0,494	879,23	0,709	879,62	0,643	880,19	0,527
962,11	0,506	961,43	0,73	963,27	0,669	963,84	0,55
1047,4	0,517	1048,13	0,75	1048,01	0,691	1048,59	0,571
1147,22	0,528	1148,11	0,769	1148,27	0,712	1148,85	0,593
1257,66	0,539	1258,05	0,787	1258,01	0,73	1258,58	0,613
1378,79	0,549	1378,48	0,803	1377,96	0,746	1378,53	0,63
1508,64	0,558	1508,63	0,816	1507,58	0,759	1508,14	0,646
1648,19	0,566	1647,2	0,828	1647,49	0,771	1648,05	0,659
1808,35	0,574	1807,83	0,839	1808,07	0,783	1808,63	0,672
1977,89	0,581	1977,55	0,848	1978,12	0,792	1978,68	0,682
2156,28	0,587	2156,65	0,855	2158,1	0,8	2158,66	0,69
2368,11	0,593	2367,28	0,862	2368,69	0,808	2369,24	0,699
2586,96	0,599	2587,53	0,868	2585,91	0,814	2586,46	0,706
2824,99	0,604	2826,17	0,873	2825,94	0,82	2826,49	0,713
3096,47	0,608	3096,61	0,878	3097,62	0,825	3098,16	0,719
3386,49	0,612	3387,25	0,882	3385,86	0,83	3386,41	0,724
3705,96	0,616	3706,36	0,886	3708,2	0,834	3708,74	0,729
4059,3	0,619	4058,54	0,889	4058,52	0,838	4059,06	0,733
4423,7	0,622	4435,85	0,891	4433,67	0,84	4434,21	0,737
4842,85	0,625	4844,71	0,893	4844,43	0,843	4844,97	0,74
5302,58	0,627	5304,15	0,895	5304,46	0,846	5305	0,743
5801,84	0,629	5803,64	0,897	5802,5	0,848	5803,04	0,746
6351,82	0,631	6354,29	0,898	6354,63	0,85	6355,16	0,748
6943,62	0,633	6945,23	0,899	6943,6	0,851	6944,13	0,75
7601,98	0,635	7604,26	0,9	7603,77	0,852	7604,3	0,752
8310,94	0,636	8312,15	0,901	8312,79	0,853	8313,32	0,753
9091,72	0,637	9094	0,901	9092,72	0,854	9093,25	0,753
9950,63	0,637	9953,41	0,901	9952,02	0,855	9952,55	0,754
10893,54	0,638	10892	0,901	10890,97	0,855	10891,5	0,755
11892,16	0,638	11891,52	0,901	11893,41	0,855	11893,94	0,755
12991,74	0,638	12991,19	0,901	12993,7	0,855	12994,23	0,755
14291,22	0,638	14292,44	0,901	14292,12	0,855	14292,65	0,755
15592,43	0,638	15591,78	0,901	15592,75	0,855	15593,27	0,755
17089,91	0,638	17090,77	0,901	17092,31	0,855	17092,84	0,755
18688,11	0,638	18692,31	0,901	18691,2	0,855	18691,73	0,755
20391,04	0,638	20390,33	0,901	20389,36	0,855	20389,88	0,755
22292,09	0,638	22292,15	0,901	22292,84	0,855	22293,37	0,755
24394,19	0,638	24395,07	0,901	24395,08	0,855	24395,61	0,755
26695,06	0,638	26695,35	0,901	26695,16	0,855	26695,69	0,755
29295,76	0,638	29295,21	0,901	29296,41	0,855	29296,93	0,755
31995,99	0,638	31995,96	0,901	31995,56	0,855	31996,08	0,755
34995,04	0,638	34995,59	0,901	34995,88	0,855	34996,4	0,755
38284,94	0,638	38284,47	0,901	38286,87	0,855	38287,39	0,755

41869,39	0,638	41870,8	0,901	41871,14	0,855	41871,66	0,755
45764,62	0,638	45765,26	0,901	45763,73	0,855	45764,25	0,755
50039,27	0,638	50046,51	0,901	50061,18	0,855	50061,7	0,755
54702,8	0,638	54726,81	0,901	54785,52	0,855	54792,06	0,755
59382,4	0,638	59381	0,901	59428,81	0,855	59386,8	0,755
AMOSTRA 5		AMOSTRA 6		AMOSTRA 7		AMOSTRA 8	
Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume	Pressão	Volume
Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio	Injeção	Mercurio
psia	cc	psia	cc	psia	cc	psia	cc
1,48	0	1,48	0	1,48	0	1,48	0
1,58	0,001	1,57	0,001	1,57	0,001	1,58	0,001
1,79	0,003	1,79	0,002	1,79	0,002	1,8	0,003
1,99	0,006	2	0,007	2	0,004	2	0,009
2,15	0,008	2,15	0,016	2,15	0,007	2,15	0,013
2,35	0,01	2,35	0,026	2,35	0,013	2,35	0,018
2,56	0,011	2,57	0,038	2,57	0,019	2,56	0,025
2,8	0,012	2,8	0,05	2,8	0,028	2,8	0,033
3,07	0,015	3,07	0,063	3,07	0,038	3,08	0,044
3,36	0,02	3,36	0,074	3,36	0,052	3,36	0,049
3,67	0,025	3,67	0,084	3,67	0,067	3,68	0,057
4,02	0,031	4,02	0,096	4,02	0,099	4,02	0,073
4,4	0,042	4,39	0,109	4,39	0,13	4,4	0,093
4,8	0,054	4,81	0,129	4,81	0,179	4,81	0,113
5,25	0,064	5,26	0,146	5,26	0,212	5,25	0,124
5,75	0,075	5,75	0,162	5,75	0,248	5,75	0,138
6,29	0,086	6,29	0,176	6,29	0,269	6,29	0,152
6,88	0,101	6,88	0,192	6,88	0,29	6,88	0,171
7,52	0,118	7,54	0,207	7,54	0,305	7,53	0,188
8,23	0,132	8,23	0,218	8,23	0,319	8,24	0,205
9,01	0,148	9,03	0,23	9,03	0,333	9,01	0,217
9,86	0,16	9,86	0,241	9,86	0,343	9,86	0,232
10,77	0,172	10,78	0,252	10,78	0,352	10,77	0,245
11,87	0,184	11,87	0,261	11,87	0,36	11,87	0,26
12,86	0,193	12,86	0,268	12,86	0,366	12,86	0,271
14,16	0,205	14,19	0,279	14,19	0,372	14,17	0,285
15,45	0,216	15,46	0,286	15,46	0,376	15,46	0,297
16,86	0,225	16,89	0,295	16,89	0,38	16,85	0,309
18,48	0,234	18,46	0,303	18,46	0,384	18,48	0,321
20,28	0,243	20,26	0,312	20,26	0,388	20,28	0,332
22,17	0,251	22,16	0,319	22,16	0,391	22,17	0,342
24,27	0,259	24,27	0,326	24,27	0,394	24,28	0,351
26,56	0,267	26,56	0,333	26,56	0,398	26,58	0,36
28,95	0,274	28,95	0,341	28,95	0,401	28,96	0,369
31,75	0,281	31,04	0,348	31,5	0,404	31,43	0,378
33,46	0,287	34,01	0,355	34,48	0,407	33,38	0,385
37,8	0,294	37,9	0,361	37,38	0,41	36,72	0,393

40,65	0,299	40,9	0,367	40,38	0,412	40,48	0,399
44,13	0,303	44,41	0,373	44,91	0,415	44,02	0,405
49,4	0,308	49,29	0,377	48,8	0,416	48,34	0,411
54,75	0,314	53,81	0,383	53,34	0,418	53,27	0,416
58,45	0,319	58,37	0,387	57,91	0,42	58,46	0,421
64,13	0,326	63,27	0,392	62,88	0,421	63,97	0,425
70,54	0,332	70,34	0,396	70,03	0,423	70,45	0,43
76,68	0,338	77,07	0,401	76,78	0,424	76,4	0,435
84,08	0,344	83,6	0,406	83,32	0,426	83,86	0,44
92,84	0,351	92,1	0,412	91,83	0,428	92,02	0,444
100,64	0,357	100,54	0,417	100,29	0,43	100,39	0,449
110,73	0,364	110,86	0,422	110,62	0,432	110,42	0,453
120,81	0,369	120,02	0,427	119,8	0,435	120,51	0,458
133,26	0,376	132,5	0,433	132,29	0,438	132,08	0,463
145,71	0,381	144,93	0,437	144,73	0,441	145,16	0,467
159,3	0,387	158	0,443	157,82	0,443	158,18	0,471
173,84	0,393	172,83	0,447	172,66	0,446	172,92	0,474
190,24	0,399	189,03	0,452	188,88	0,449	189,47	0,478
208,23	0,405	207,29	0,457	207,15	0,452	208,03	0,482
228,22	0,411	227,57	0,462	227,44	0,455	227,37	0,485
250,07	0,417	250,13	0,466	250,01	0,458	250	0,489
273,54	0,423	272,32	0,471	272,21	0,461	273,29	0,492
298,94	0,43	298,77	0,476	298,68	0,464	298,2	0,496
326,73	0,436	327,57	0,48	327,49	0,468	326,59	0,499
357,52	0,443	357,05	0,485	356,98	0,471	356,96	0,503
391,43	0,451	391,46	0,49	391,4	0,474	391,5	0,507
429,66	0,46	428,77	0,496	428,73	0,477	428,7	0,51
468,48	0,469	468,38	0,501	468,35	0,48	468,55	0,515
513,13	0,479	512,86	0,508	512,85	0,484	512,71	0,519
562,46	0,491	562,08	0,515	562,09	0,489	560,75	0,524
614,21	0,504	612,91	0,524	612,94	0,494	614	0,529
670,72	0,519	671,38	0,533	671,42	0,502	670,84	0,535
734,69	0,535	734,48	0,545	734,54	0,514	734,25	0,541
804,21	0,551	804,75	0,558	804,82	0,533	804,13	0,548
879,5	0,568	879,2	0,57	879,26	0,556	879,66	0,556
961,72	0,584	961,75	0,584	961,8	0,582	962,04	0,565
1048,43	0,599	1048,76	0,597	1048,8	0,605	1048,89	0,574
1148,43	0,614	1148,04	0,61	1148,07	0,628	1148,1	0,583
1258,37	0,629	1257,65	0,623	1257,69	0,647	1257,67	0,594
1378,81	0,642	1377,51	0,634	1377,55	0,664	1378,64	0,604
1508,96	0,654	1508,14	0,645	1508,18	0,679	1507,91	0,615
1647,54	0,664	1647,39	0,655	1647,43	0,692	1648,42	0,625
1808,17	0,673	1807,54	0,665	1807,6	0,703	1808,23	0,633
1977,89	0,681	1976,97	0,673	1977,04	0,713	1977,83	0,642
2156,99	0,689	2157,69	0,681	2157,76	0,722	2157,89	0,649
2367,62	0,696	2367,82	0,688	2367,9	0,729	2367,6	0,656

2587,87	0,702	2589,6	0,695	2589,69	0,736	2586,46	0,663
2826,51	0,707	2826,58	0,701	2826,69	0,742	2826,25	0,668
3096,95	0,713	3097,86	0,706	3097,97	0,748	3097,19	0,674
3387,59	0,717	3388,74	0,711	3388,85	0,753	3386,44	0,678
3706,7	0,721	3707,41	0,716	3707,54	0,757	3707,42	0,683
4058,88	0,725	4055,7	0,72	4055,83	0,761	4056,23	0,686
4436,18	0,728	4436,79	0,723	4436,92	0,764	4433,02	0,689
4845,04	0,731	4845,57	0,727	4845,72	0,767	4845,17	0,693
5304,48	0,734	5304,01	0,73	5304,16	0,77	5305,2	0,695
5803,97	0,736	5803,27	0,733	5803,43	0,772	5802,93	0,698
6354,62	0,737	6353,05	0,736	6353,21	0,774	6354,5	0,7
6945,56	0,739	6942,68	0,738	6942,85	0,775	6946,54	0,702
7604,59	0,74	7602,04	0,74	7602,21	0,776	7604,42	0,704
8312,47	0,741	8313,39	0,742	8313,57	0,777	8312,69	0,705
9094,32	0,741	9094,24	0,742	9094,42	0,777	9092,67	0,706
9953,74	0,741	9952,35	0,743	9952,53	0,777	9952,41	0,707
10892,32	0,742	10893,4	0,744	10893,59	0,777	10892,43	0,707
11891,84	0,742	11892,08	0,744	11892,27	0,777	11893,88	0,708
12991,51	0,742	12992,95	0,744	12993,14	0,777	12992,97	0,708
14292,76	0,742	14292,88	0,744	14293,07	0,777	14292,88	0,708
15592,1	0,742	15592,92	0,744	15593,1	0,777	15590,84	0,708
17091,1	0,742	17090,51	0,744	17090,7	0,777	17093,62	0,708
18692,64	0,742	18691,81	0,744	18691,99	0,777	18692,85	0,708
20390,65	0,742	20390,64	0,744	20390,82	0,777	20391,55	0,708
22292,48	0,742	22292,44	0,744	22292,63	0,777	22292,08	0,708
24395,4	0,742	24394,63	0,744	24394,82	0,777	24394,2	0,708
26695,67	0,742	26695,63	0,744	26695,81	0,777	26695,57	0,708
29295,53	0,742	29296,12	0,744	29296,75	0,777	29296,51	0,708
31996,28	0,742	31995,56	0,744	31995,74	0,777	31996,03	0,708
34995,9	0,742	34995,81	0,744	34996	0,777	34994,7	0,708
38284,79	0,742	38288,07	0,744	38288,26	0,777	38281,66	0,708
41871,12	0,742	41873,23	0,744	41873,41	0,777	41871,27	0,708
45765,57	0,742	45768,98	0,744	45769,16	0,777	45768,16	0,708
50046,82	0,742	50063,51	0,744	50063,69	0,777	50057,21	0,708
54788,51	0,742	54798,5	0,744	54792,05	0,777	54709,81	0,708
59380,61	0,742	59389,51	0,744	59389,51	0,777	59394,81	0,708

Tabela 5– Resultados de pressão capilar em oito plugues do Poço 2.

4.4 *PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS*

A interpretação dos perfis, bem como a calibração rocha-perfil, foi realizada no programa de interpretação de perfis Interactive Petrophysics® (IP), de propriedade da empresa Lloyd's Register. Procedimentos de controle de qualidade dos perfis adquiridos, edição de curvas e ajustes de profundidade foram realizados no IP.

O perfil de RMN foi adquirido pela ferramenta CMR-Plus com tempo entre ecos (TE) de 0,3 ms.

4.5 *ESTIMADORES DE T2 PUROS*

As estimativas de permeabilidade baseadas na equação de Kenyon representam um dos entregáveis mais importantes dos dados de perfilagem por RMN, porém, essa equação foi desenvolvida originalmente para arenitos, sendo mais susceptível a erros em carbonatos, pois seus tempos de relaxação são menos sensíveis a variações no tamanho do poro (FLEURY; DEFLANDRE; GODEFROY, 2001; WESTPHAL et al., 2005). Com o objetivo de melhorar a performance das estimativas de permeabilidade, foram testados estimadores empregando médias pitagóricas e de cortes de saturação na equação de Kenyon com base nas distribuições de T_2 provenientes de dados de perfil.

Os estimadores empregando médias pitagóricas utilizados neste trabalho serão denominados respectivamente de estimador harmônico (k_H), estimador geométrico (k_G) e estimador aritmético (k_A) e são obtidos através das distribuições de T_2 pelas equações demonstradas abaixo:

$$T_{2H} = \phi_{NMR} / \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\phi_i}{T_{2i}} \quad (21)$$

$$T_{2G} = (\prod_{i=1}^{i=n} T_{2i}^{\phi_i})^{1/\phi_{NMR}} \quad (22)$$

$$T_{2A} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \phi_i T_{2i}^{\phi_i}}{\phi_{NMR}}, \quad (23)$$

Nas quais, $\phi_i = \phi_i(T_{2i})$ é a porosidade incremental por RMN correspondendo ao i th tempo de relaxação do bin e n é o número total de bins na distribuição, de maneira que a porosidade total por RMN é $\phi_{NMR} = \sum_{i=1}^{i=n} \phi_i T_{2i}$.

A utilização de estimadores de corte de saturação cumulativos foi inspirada no trabalho de Winland e Pittman, que realizaram estimativas de permeabilidade em dados de pressão capilar por injeção de mercúrio (MICP). Uma adaptação é realizada para aplicação nos tempos de relaxação T_2 baseado na equação de Kenyon:

$$k_{2sat} = a\phi_{NMR}^b (T_{2sat})^c \leftrightarrow k_{abs}, \quad (24)$$

Na qual, a, b e c são coeficientes de ajuste e T_{2sat} é o tempo de relaxação selecionado para um ponto fixo na curva de saturação cumulativa dos menores até os maiores poros. O conceito do corte de saturação é aplicado nas curvas cumulativas das distribuições de RMN normalizadas (ou baseadas em saturação) $S(T_2)$, de tal maneira que $\sum_{i=1}^n S_i(T_{2i}) = 1$ (RIOS et al., 2016). Foram testados diversos cortes de saturação, variando de 5% até 95% e as estimativas baseadas em corte de saturação foram comparadas com as de médias pitagóricas.

4.6 ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE PELO SOFTWARE NMIP

A avaliação dos dados petrofísicos, RMN e MICP das amostras estudadas e o cálculo dos diversos modelos estimadores de permeabilidade foi feita com o software NMIP (NMR-MICP Integration and Permeability). O software foi desenvolvido em Python 2.7 por Mesquita (2016) 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 e MICP. O software possui interface interativa que simplifica o manuseio de grandes conjuntos de dados e emprega diversas bibliotecas científicas desenvolvidas para o Python (por exemplo: Numpy, Scipy e Matplotlib) para calcular interpolações, otimizações e regressões, além de criar gráficos diversos (MESQUITA, 2016).

Para calcular os valores de saturação cumulativa e as médias aritméticas de T_2 foram carregados os 30 bins da distribuição de T_2 dos dados de perfis de RMN em cada uma das profundidades de aquisição no software NMIP. Dessa maneira, foram calculados, de forma contínua, nos três poços do conjunto de dados, os principais estimadores de entrada para as estimativas de permeabilidade.

O conjunto de dados para realizar as estimativas de permeabilidade foi montado a partir da matriz de dados $X_{m,n}$, formada por $m=120$ instâncias (amostras de rocha) e $n=30$ variáveis

preditoras, ou atributos (dados de perfil – 30 amplitudes de relaxação dos bins de T_2), e do vetor $Y_{m,1}$, formada pelas variável predita (permeabilidade absoluta).

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

$$k_{est} = a \phi^c (param0 * param1)^c, \quad (25)$$

Na qual, k_{est} é a permeabilidade estimada e param0 e param1 podem ser quaisquer parâmetros presentes no *dataset* que o usuário queira combinar.

Para o presente trabalho o param0 utilizado foi fixo em todos os poços e com o valor de param0=1. O param1 foi variável e foi utilizado como input as curvas de saturação cumulativas que variam de 5% a 95% e as médias harmônicas, aritméticas e pitagóricas.

Os estimadores de permeabilidade por RMN, chamado k_{RMN} , foram correlacionados à permeabilidade absoluta (k_{abs}) por regressão linear. A performance dos estimadores foi avaliada utilizando o coeficiente de correlação (R^2) e o erro-padrão (SE), dados pelas equações:

$$R^2 = \left[\frac{\sum_1^n (k_{NMR} - \bar{k}_{NMR})(k_{abs} - \bar{k}_{abs})}{\sqrt{\sum_1^n (k_{NMR} - \bar{k}_{NMR})^2 \sum_1^n (k_{abs} - \bar{k}_{abs})^2}} \right]^2 \quad (26)$$

$$SE = \sqrt{\frac{1}{(n-2)} \left[\sum_1^n (k_{NMR} - \bar{k}_{NMR})^2 - \frac{(\sum_1^n (k_{NMR} - \bar{k}_{NMR})(k_{abs} - \bar{k}_{abs}))^2}{\sum_1^n (k_{abs} - \bar{k}_{abs})^2} \right]}, \quad (27)$$

Na qual, \bar{k}_{abs} e \bar{k}_{NMR} são as médias aritméticas da referência k_{abs} e do estimado k_{RMN} .

O R2 fornece o grau de ajuste do modelo aos dados. Quanto maior o valor do R2, melhor o modelo se ajusta aos dados.

4.7 RMN FÁCIAS

O tempo de relaxação transversal T_2 obtido por medidas de RMN para analisar o meio poroso é controlado pelas propriedades dos poros e fluidos (COATES; XIAO; PRAMMER, 1999). Assumindo o regime de difusão rápida, esta resposta de relaxação é dada pela equação:

$$1/T_2 = 1/T_{2b} + \rho_2 S/V, \quad (28)$$

Na qual, T_2 é o tempo de relaxação transversal, T_{2b} é o tempo de relaxação intrínseco (*bulk*) do fluido, ρ_2 é o coeficiente de relaxatividade superficial e S/V é a razão entre a superfície o volume do poro. Quando o T_{2b} é grande o suficiente quando comparado a T_2 , a equação é reduzida para:

$$1/T_2 = \rho_2 S/V \quad (29)$$

Outra relação foi estabelecida entre S/V , porosidade e a área superficial específica do poro S_{gv} , conforme proposto por Georgi e Menger (1994) e que foi usado por Ohen et al. (1995):

$$S_{gv} = \frac{\text{área superficial do poro}}{\text{volume de grãos}} \quad (30)$$

$$S/V = \frac{S_{gv}(1-\emptyset)}{\emptyset} = \frac{S_{gv}}{\emptyset_z}, \quad (31)$$

Na qual, \emptyset_z é a porosidade normalizada que é o volume de grãos dividido pela porosidade.

Isso permite reescrever a equação:

$$1/T_2 = \rho_2 S/V = \frac{\rho_2 S_{gv}}{\emptyset_z} \quad (32)$$

Então:

$$T_2 = \emptyset_z \times 1/\rho_2 S_{gv} \quad (33)$$

Ohen et al. (1995) definiram o conceito de grupos de relaxatividade por RMN ou RMN fácies, relacionando o tempo de relaxação com a porosidade, de maneira similar com o conceito de unidades hidráulicas de fluxo (AMAEFULE et al., 1993):

$$\log[T_2] = \log[\emptyset_z] + \log[1/(\rho_2 S_{gv})] \quad (34)$$

Utilizando a equação acima, um grupo de relaxação deve ser um conjunto de dados que, quando plotados num gráfico log-log de $T_2 \times \emptyset_z$, exibe uma tendência de inclinação única, onde cada grupo é separado pelos interceptos de $1/\rho_2 S_{gv}$.

Ohen (1995) descreveu que amostras de formações rochosas ou intervalos de reservatório com essas características de relaxação de RMN ocorrem em grupos organizados por retas

de inclinação única com intercepto similar no gráfico. Essas RMN fácies (RMNF) definem um volume de rocha dentro do reservatório com propriedades similares de RMN e razões S/V .

Mardani, Rezaee e Eskandar (2013) descreveram que cada RMNF é independente de litologia e se relaciona principalmente à geometria dos poros. A vantagem de se trabalhar com espaço poroso ao invés de propriedades do grão é de descobrir tendências que não são aparentes quando se utiliza a definição de fácies sedimentológicas convencionais. Essa abordagem tem relevante importância para a avaliação de formações em rochas carbonáticas.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 DESCRIÇÃO PETROFÍSICA

A figura 22 mostra o gráfico de porosidade *versus* permeabilidade obtido pela caracterização petrofísica básica em 120 plugues. Esse gráfico mostra que, apesar da existência da tendência de aumento da permeabilidade em função da porosidade, o coeficiente de correlação R^2 baixo, com valor de 0,58 e o erro padrão SE de 7,79, evidenciam a dificuldade em se obter uma correlação geral entre as duas variáveis para esse conjunto de dados. Esse comportamento ilustra bem o desafio que os petrofísicos enfrentam para caracterização de permeabilidade em carbonatos heterogêneos.

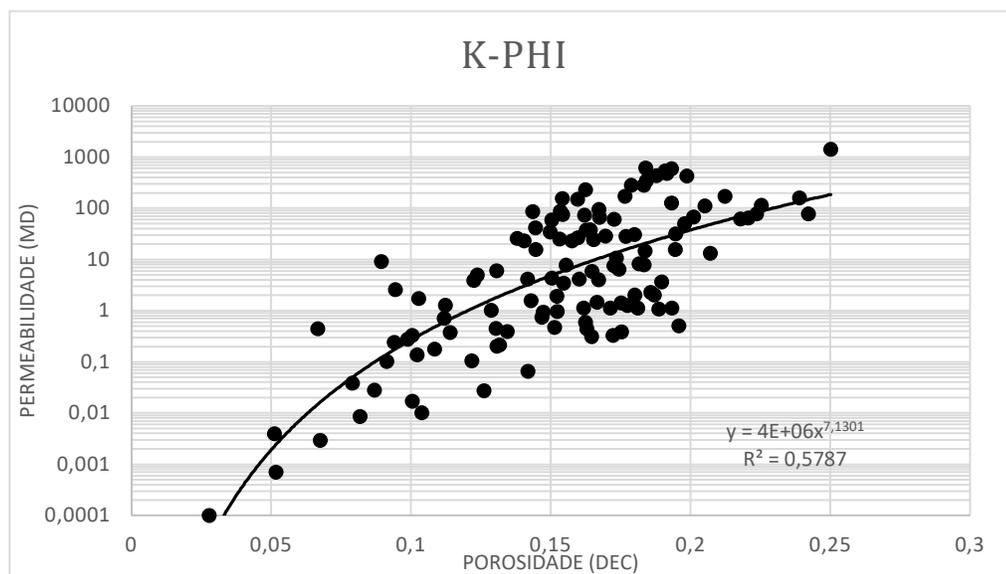


Figura 22 – Correlação entre porosidade total *versus* permeabilidade absoluta realizada em 120 plugues.

Os valores de porosidade variam de 3% a 25% e a permeabilidade absoluta de 0,0001 mD a 1.400 mD para as amostras de rocha analisadas. O gráfico de K *versus* ϕ para cada poço mostra a relação entre essas duas variáveis (figuras 23, 24 e 25). Nele é possível observar a elevada dispersão dos pontos e que, para a mesma porosidade, existem variações que são maiores que duas ordens de grandeza para permeabilidade, dificultando assim a obtenção de um modelo global capaz de prever a permeabilidade com a acurácia desejada para a atividade de avaliação de formações. O coeficiente de determinação R^2 para os poços 1, 2 e 3 foram respectivamente 0,61, 0,57 e 0,58. O erro padrão SE para os poços 1, 2 e 3 foram respectivamente 9,05, 7,24 e 7,32.

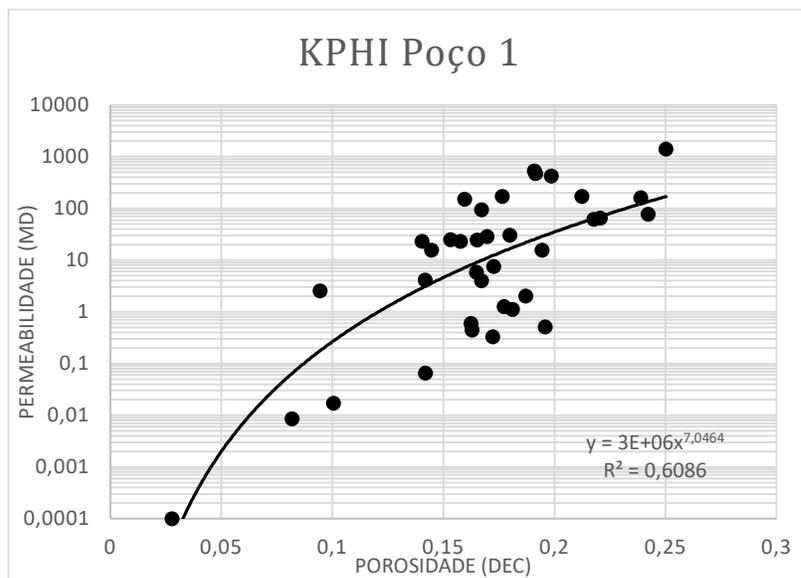


Figura 23 – Gráfico de correlação porosidade *versus* permeabilidade para o Poço 1.

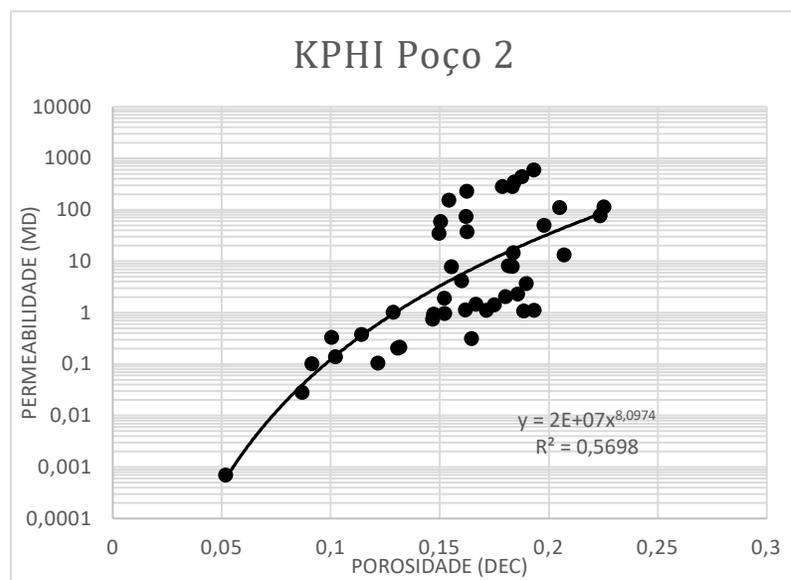


Figura 24 – Gráfico de correlação porosidade *versus* permeabilidade para o Poço 2.

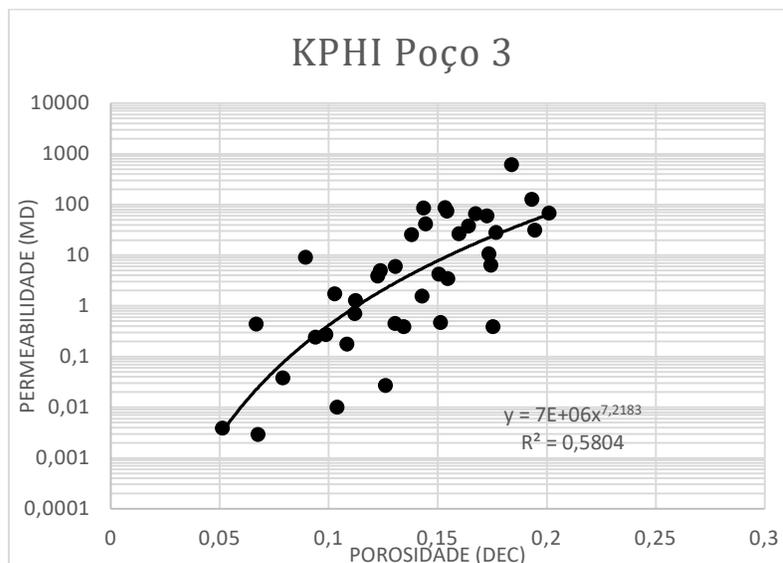


Figura 25 – Gráfico de correlação porosidade versus permeabilidade para o Poço 3.

Os resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio demonstram que as curvas mais planas se referem a rochas com boa seleção dos raios de garganta de poros, já as curvas com maior inclinação indicam pobre selecionamento dos raios de garganta de poros. As pressões de entrada variam de 2 psi a 70 psi e as pressões de deslocamento variam de 3 psi a 700 psi. Estes resultados demonstram a grande heterogeneidade deste conjunto de rochas (figuras 26 e 27).

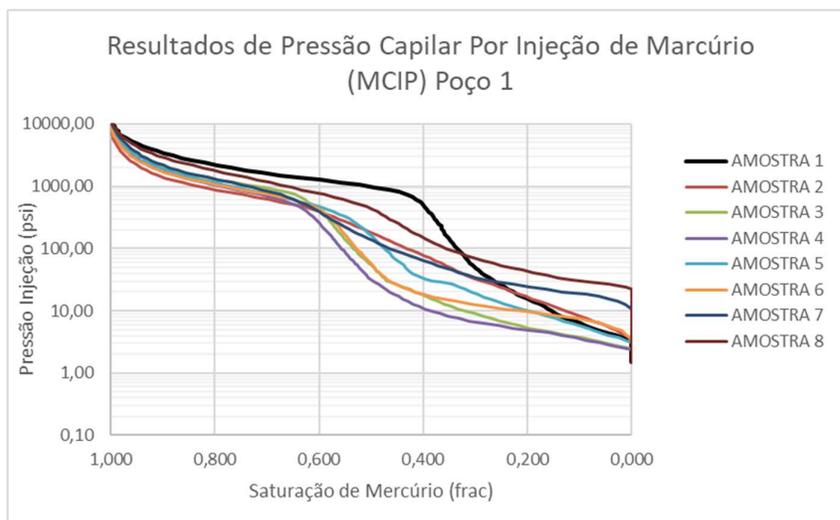


Figura 26 – Resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio em oito plugues do Poço 1.

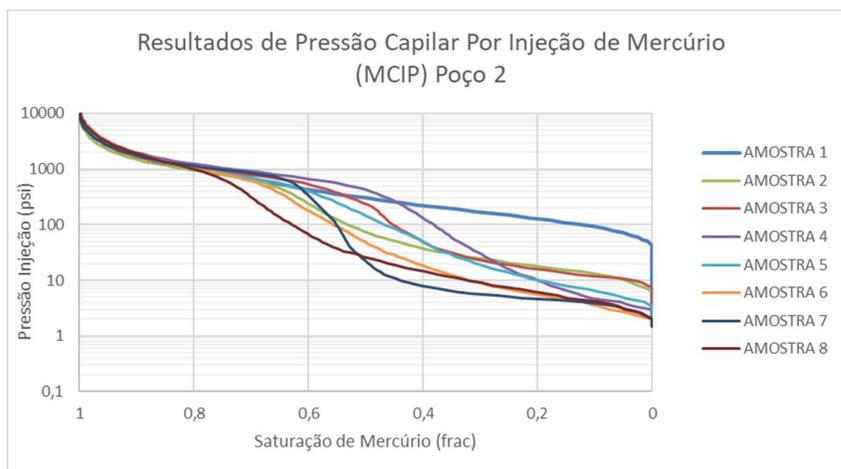


Figura 27 – Resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio em oito plugues do Poço 2.

As distribuições dos raios de garganta de poros das 16 amostras dos 2 poços podem ser observadas nas figuras 28 e 29.

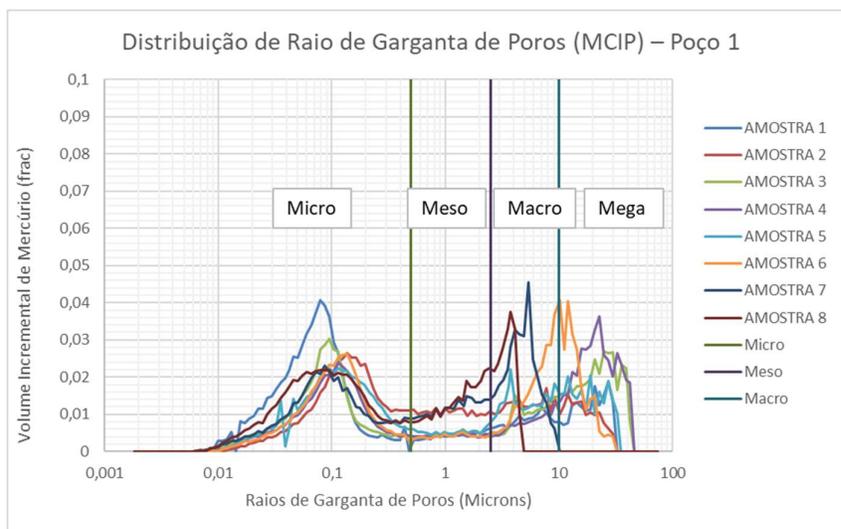


Figura 28 – Distribuição do raio de garganta de poros em oito amostras do Poço 1.

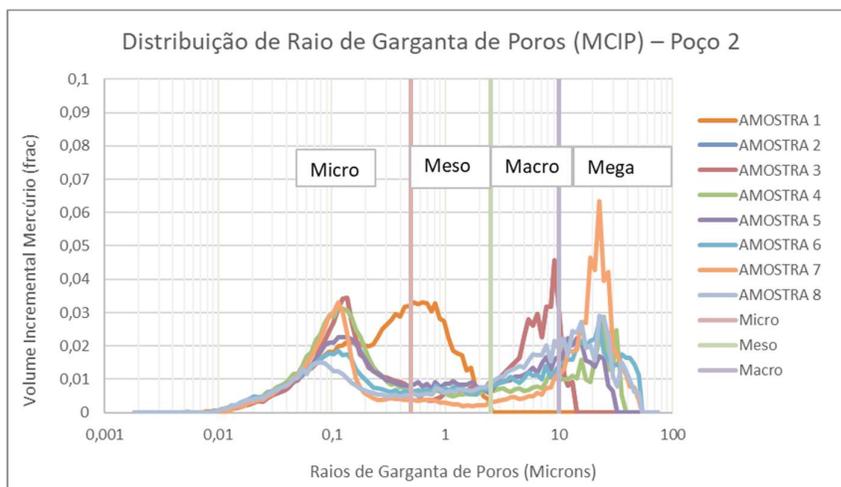


Figura 29 – Distribuição do raio de garganta de poros em oito amostras do Poço 2.

É possível constatar a bimodalidade dos raios de garganta de poros, com predominância dos tamanhos microporos e macroporos/megaporos, com exceção da Amostra 1 do Poço 2 que apresenta predominância de microporos e mesoporos. Os cortes utilizados para classificar o raio de garganta de poros pode ser observado na tabela abaixo:

Classificação da Garganta de Poro	Raio (μ)	
	Mínimo	Máximo
Micro	>0.05	0.50
Meso	>0.5	2.5
Macro	>2.5	10
Mega	>10	

Tabela 3 – Classificação do raio de garganta de poros.

5.2 ANÁLISE INTEGRADA DE PRESSÃO CAPILAR DE MERCÚRIO COM DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA

Os resultados de pressão capilar a mercúrio foram integrados às descrições petrográficas na tentativa de se entender os mecanismos que contribuem para o controle de permeabilidade destas rochas.

As rochas-reservatório são compostas principalmente de *grainstones* e *packstones* e as análises de pressão capilar a mercúrio das amostras comprovam que a macroporosidade possui forte influência no controle da permeabilidade e que as feições de dissolução, contribuem de forma significativa para a qualidade da rocha como reservatório (figura 30).

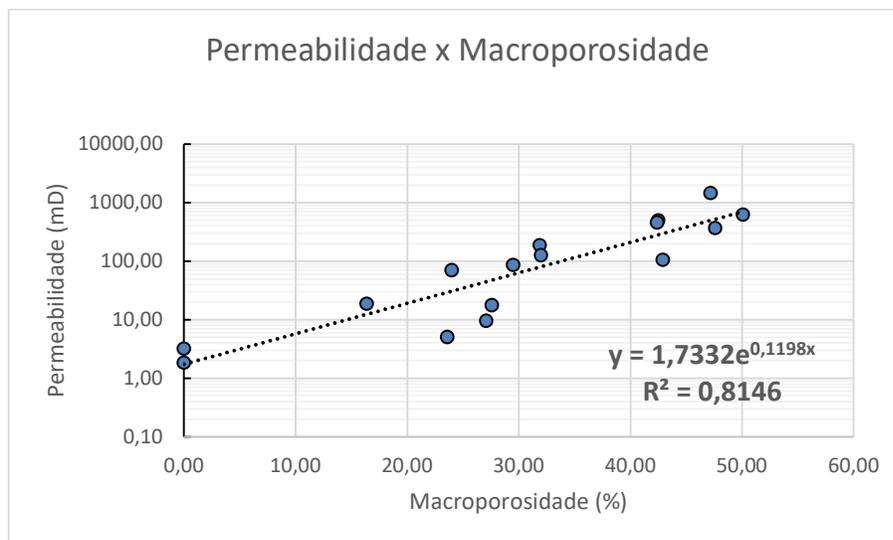


Figura 30 – Gráfico macroporosidade (%) versus permeabilidade absoluta (mD). É possível observar a boa correlação entre as duas variáveis. Macroporosidade estimada a partir do ensaio de pressão capilar por mercúrio. Resultados das análises das 16 amostras que foram submetidas a ensaio para injeção por pressão capilar.

Nas figuras 31, 32, 33 e 34 são demonstradas, respectivamente, a distribuição de raios de garganta de poros (a), curva de pressão capilar (b) e lâmina petrográfica (c) de amostras de *grainstones* e *packstones* presentes no reservatório. A análise integrada dos resultados de pressão capilar, distribuição de raios de garganta de poros e de lâminas petrográficas demonstram que a diagênese atuou de forma positiva ao contribuir para a dissolução de grãos, aproveitando por vezes a porosidade intergranular preservada e ampliando os poros e criando vugos (figuras 31, 32 e 33). É possível constatar também que a diagênese pode ter impacto negativo sobre a qualidade da rocha-reservatório, uma vez que as rochas expostas a superfície podem sofrer bioturbação com deposição de material peloidal que implica em redução da qualidade permeoporosa (figura 34). O gráfico de pressão capilar da figura 31b demonstra que com pressões baixas de injeção de mercúrio houve uma grande variação de saturação, que é relacionado a entrada do mercúrio nos macros e megaporos. Enquanto nas amostras subsequentes (figura 32b e figura 33b) são necessárias pressões maiores para injetar o mesmo percentual de líquido saturante. O gráfico de pressão capilar da figura 34b apresenta pressão de entrada superior a todas as outras amostras, uma vez que não há a presença de macro e megaporos naquela amostra. Este fato corrobora a interpretação de que quanto maior a presença da fração macro e megaporosidade melhor a qualidade da rocha como reservatório.

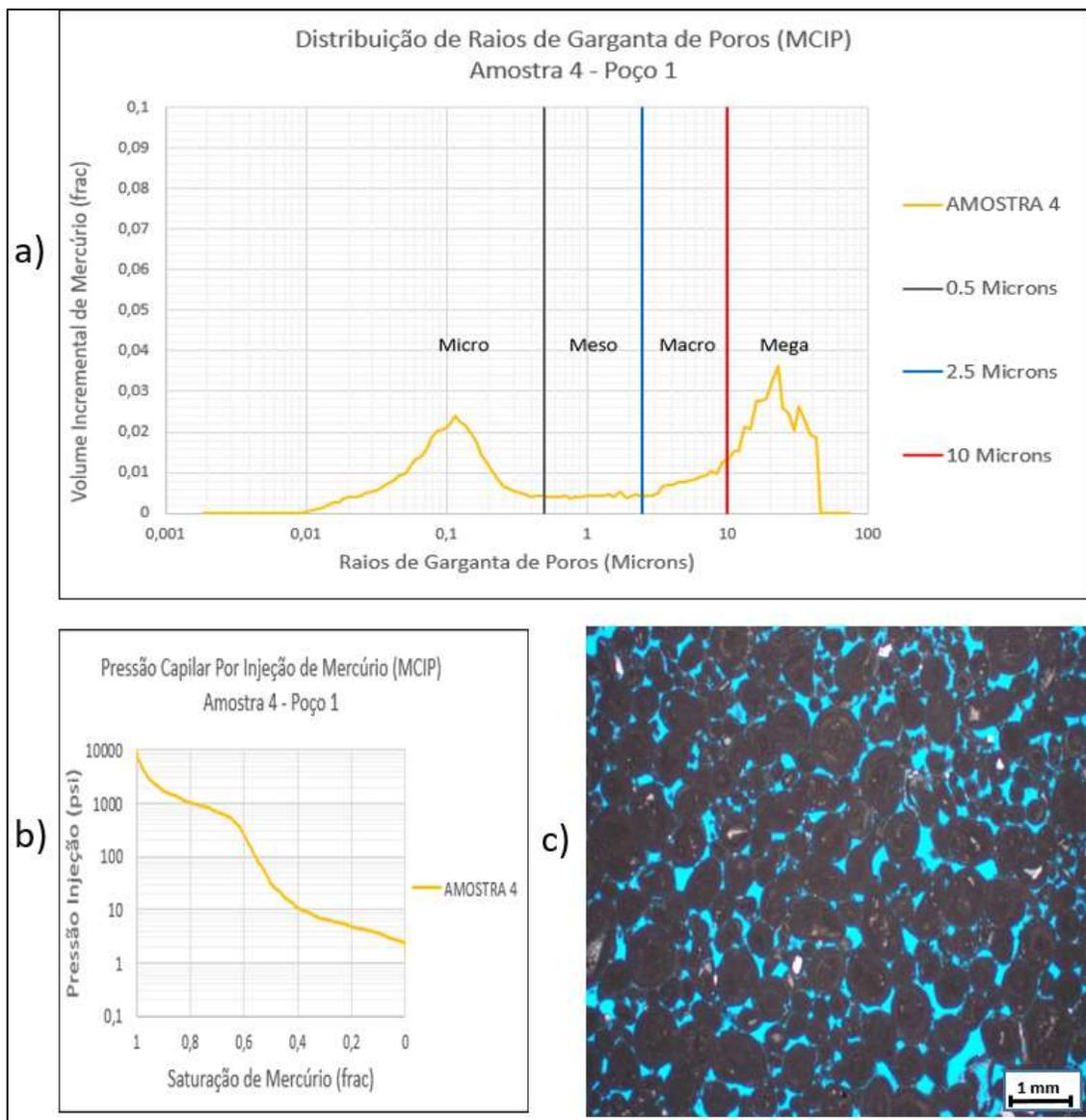


Figura 31 – Análise integrada de pressão capilar em *grainstone* com porosidade de 19,4% e permeabilidade absoluta de 627 mD.

a) Distribuição bimodal de raio de garganta de poros b) Curva de pressão capilar c) Lâmina petrográfica de *grainstone* oolítico/oncolítico com porosidade intergranular ampliada por dissolução.

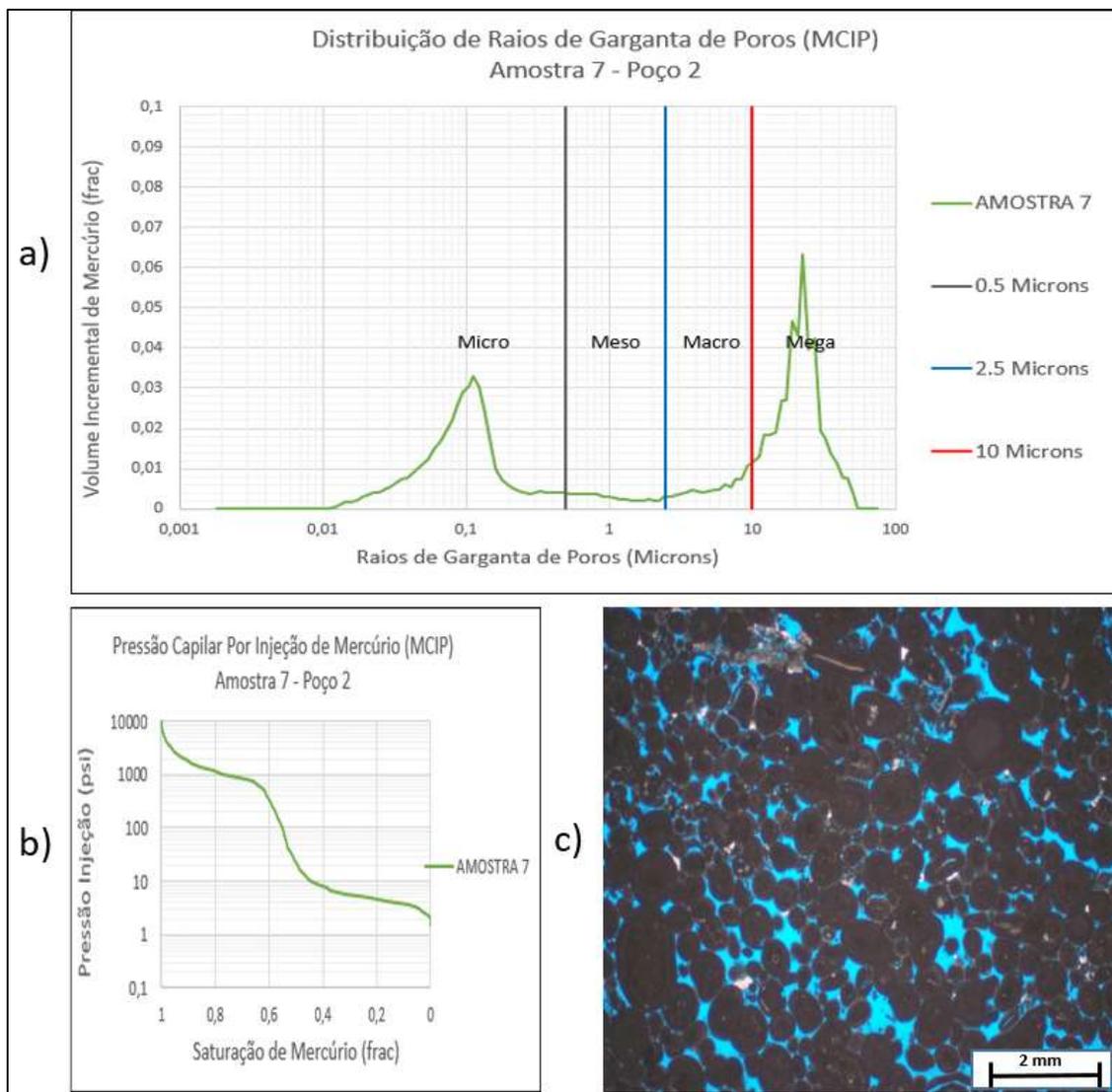


Figura 32 – Análise integrada de pressão capilar em packstone com porosidade de 17,7% e permeabilidade absoluta de 188 mD.

a) Distribuição bimodal de raio de garganta de poros. b) Curva de pressão capilar. c) Lâmina petrográfica de packstone oolítico/oncolítico, peloidal e micrítico com porosidade intergranular e vugular.

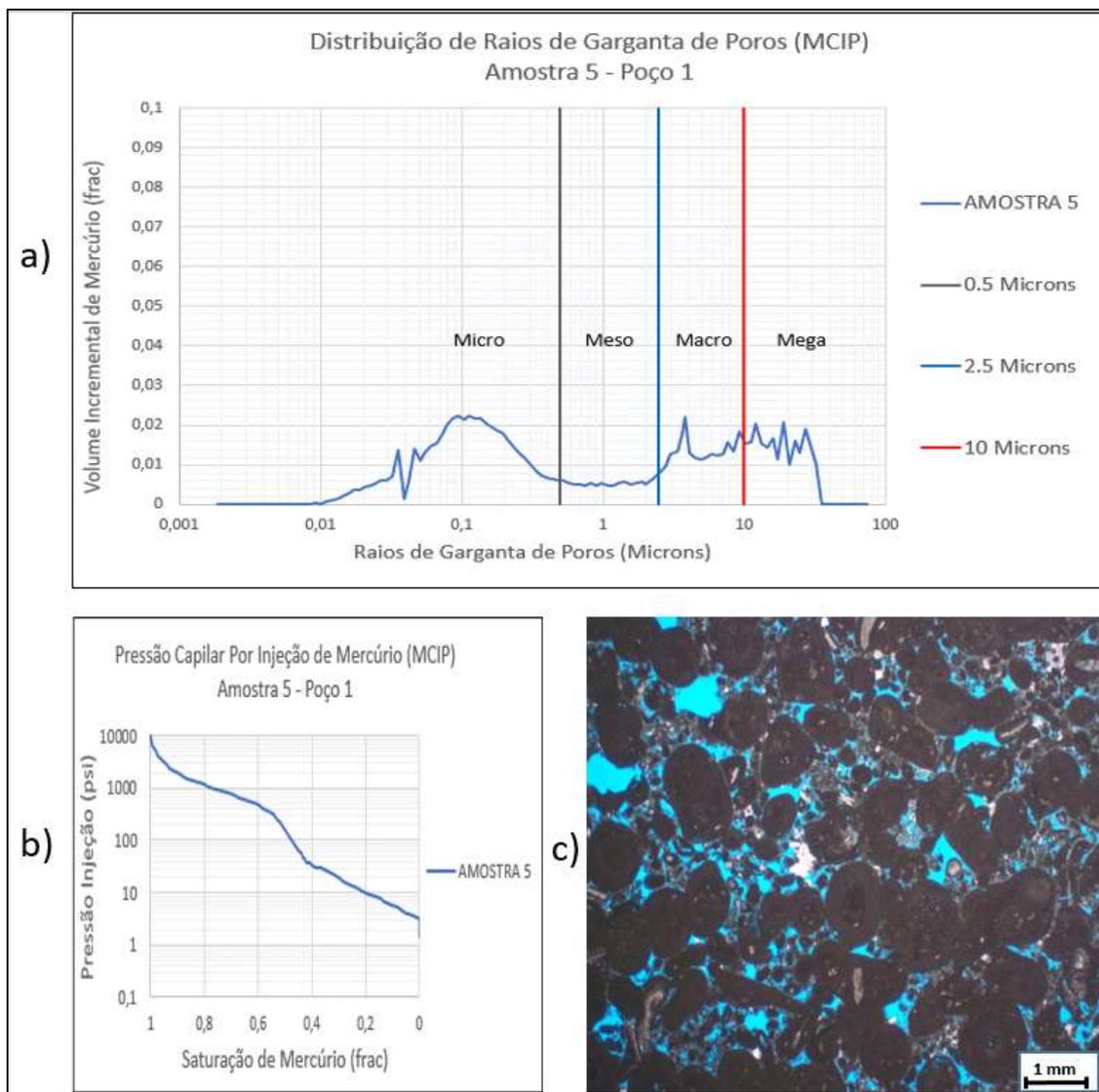


Figura 33 – Análise integrada de pressão capilar em *grainstone* com porosidade de 14,2% e permeabilidade absoluta de 5,1 mD.

a) Distribuição bimodal de raio de garganta de poros. b) Curva de pressão capilar. c) Lâmina petrográfica de *grainstone* oolítico/oncolítico com estratificação.

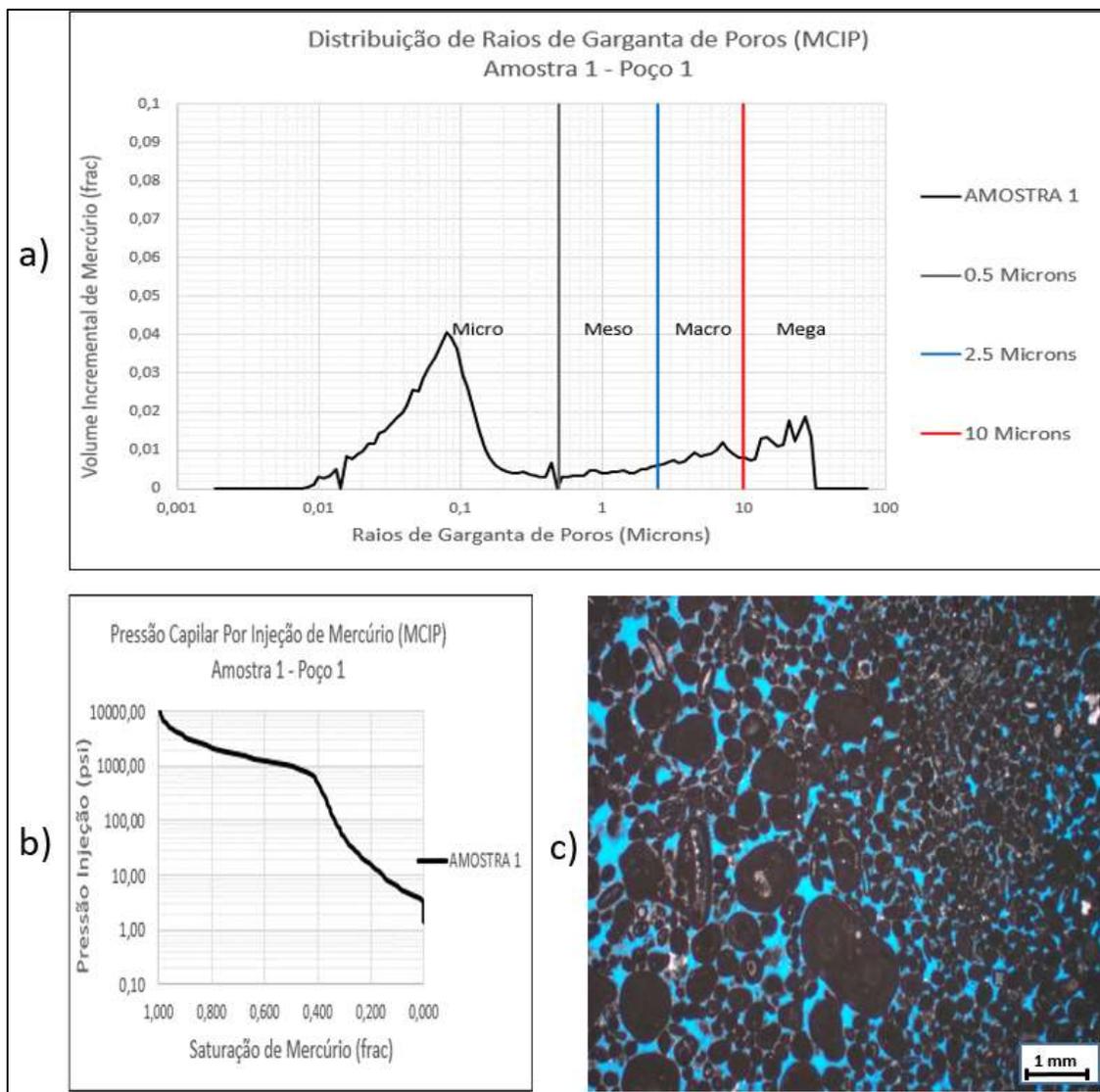


Figura 34 – Análise integrada de pressão capilar em *packstone* com porosidade de 17,2% e permeabilidade absoluta de 1,6 mD.

a) Distribuição unimodal de raio de garganta de poros. b) Curva de pressão capilar c) Lâmina petrográfica de *packstone* oolítico/oncolítico, bioclástico, peloidal com matriz micrítica/peloidal com porosidade do tipo intergranular e intragranular.

5.3 PERFORMANCE DOS ESTIMADORES DE T_2 PURO EM CADA POÇO

Os tempos de relaxação calculados empregando as médias pitagóricas e os cortes de saturação cumulativos são exibidos na figura 35, para distribuição de T_2 de perfil em determinada profundidade. A reta pontilhada de cor magenta representa a média harmônica, a reta pontilhada de cor azul clara representa a média geométrica e a reta de cor vermelha representa a média aritmética. Na curva de saturação cumulativa, os pontos azuis representam os cortes que

variam de 5% a 95%. As médias pitagóricas sempre se apresentam como harmônica (H) \leq geométrica (G) \leq aritmética (A), e progressivamente maiores saturações cumulativas são esperadas com o movimento de T_{2H} até T_{2A} . Os altos valores de corte de saturação cumulativa representam longos tempos de relaxação que são relacionados a poros grandes enquanto os baixos valores desse corte representam curtos tempos de relaxação que são relacionados a poros pequenos. Quando se utiliza o $T_{2médio}$, cada amostra possui seus pares de tempos de relaxação e de saturação cumulativas; já para o T_{2sat} , o nível de saturação é fixo para todas as amostras (RIOS et al., 2016).

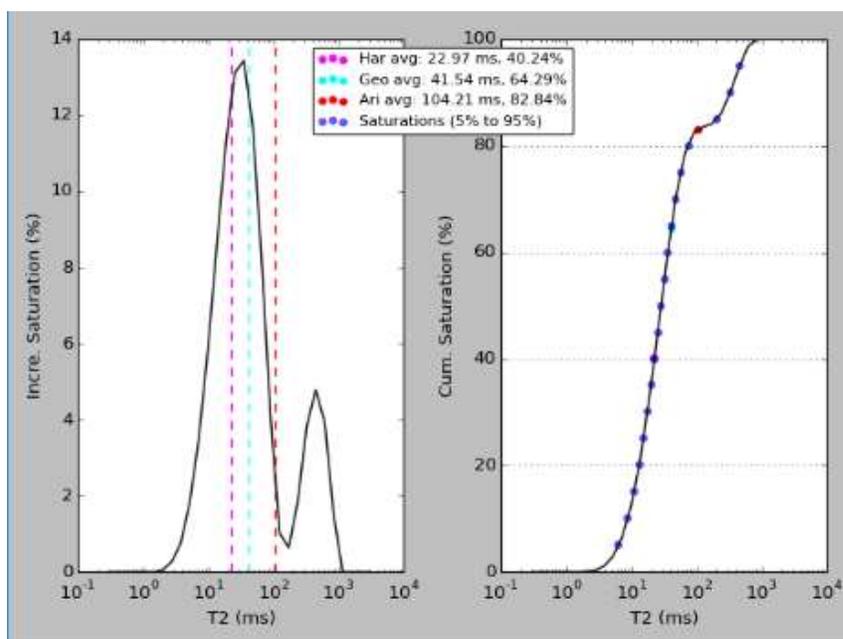


Figura 35 – $T_{2médio}$ e T_{2sat} para uma amostra de perfil.

Na saturação incremental a linha magenta representa a média pitagórica harmônica, a linha azul clara a média pitagórica geométrica e a linha vermelha a média pitagórica aritmética. Na saturação cumulativa cada ponto azul representa uma variação de 5%. O ponto mais baixo representa o valor mais baixo que é de 5% e que vai variando até chegar ao último e mais alto ponto que é de 95%. Na figura é possível observar no quadro central que a média pitagórica harmônica apresenta tempo de relaxação de 22.97ms e saturação cumulativa de 40.24%, a média pitagórica geométrica apresenta tempo de relaxação de 41.54 ms e saturação cumulativa de 64.29% enquanto que a média pitagórica aritmética apresenta tempo de relaxação de 104.21 ms e saturação cumulativa de 82.84%. A saturação cumulativa está associada diretamente ao tamanho do poro, quanto maior o seu valor, maior é o tamanho do poro.

Utilizando como base os valores de R^2 e SE, as tabelas 6, 7 e 8 mostram que os estimadores de T_2 puro k_A e $k_{95\%}$ foram os melhores estimadores do Poço 1, $k_{50\%}$ e k_G foram os melhores estimadores do Poço 2 e que $k_{25\%}$ e k_A os melhores estimadores do Poço 3. É importante ressaltar que o k_H forneceu as piores estimativas de permeabilidade em todos os poços.

Os demais estimadores apresentaram coeficientes de determinação (R²) e erro padrão (SE) similares. O critério para escolha dos melhores estimadores foram o maior valor de R² e menor valor de SE.

POÇO 1						
Estimadores		T ₂		Constantes		
		R ²	SE	a	b	c
K-PHI		0,608	9,048	-	-	-
K _{médias}	K _h	0,409	4,640	252,5052	4,56	1,30
	K _g	0,742	4,682	0,0213	5,73	3,08
	K_a	0,778	3,331	0,0021	6,16	3,08
K _{sat}	K_{95%}	0,764	3,040	0,0001	6,16	3,08
	K _{90%}	0,754	3,454	0,0001	6,16	3,08
	K _{85%}	0,746	4,634	0,0022	6,16	2,82

Tabela 6 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 1.

Para o k_{sat} foram apresentados somente os três melhores estimadores.

POÇO 2						
Estimadores		T ₂		Constantes		
		R ²	SE	a	b	c
K-PHI		0,570	7,239	-	-	-
K _{médias}	K _h	0,371	3,639	221,0870	4,61	1,36
	K_g	0,638	4,346	0,0024	4,08	3,06
	K _a	0,547	4,578	0,0487	6,09	2,60
K _{sat}	K_{50%}	0,653	4,339	0,0088	3,93	2,79
	K _{45%}	0,634	4,415	0,0151	4,06	2,85
	K _{70%}	0,631	4,428	0,0141	4,07	2,33

Tabela 7 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 2.

Para o k_{sat} foram apresentados somente os três melhores estimadores.

POÇO 3						
Estimadores		T ₂		Constantes		
		R ²	SE	a	b	c
K-PHI		0,580	7,324	-	-	-
K _{médias}	K _h	0,419	3,274	301,0510	3,71	0,88
	K _g	0,633	4,568	6,2100	5,09	1,94
	K_a	0,636	4,545	0,0014	5,46	3,02
K _{sat}	K_{25%}	0,656	4,426	119,2279	4,84	1,71
	K _{80%}	0,638	4,549	1,3700	5,57	1,83
	K _{85%}	0,635	4,565	0,2835	5,80	2,06

Tabela 8 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para o Poço 3.

Para o k_{sat} foram apresentados somente os três melhores estimadores.

A constante a é dependente das unidades de porosidade e tempos de relaxação, que foram calculados como frações e em unidades de milissegundos, respectivamente. Pode-se observar que essa constante foi mais alta nos estimadores puros de k_H e $k_{25\%}$ devido aos baixos tempos de relaxação. As constantes b e c são adimensionais e obtiveram variação de 3,71 a 6,16 para a b e 0,88 a 3,08 para a c.

As figuras 36, 37 e 38 mostram os perfis de raios gama e RMN dos 3 poços. Em uma das trilhas é apresentado o comparativo da permeabilidade calculada pelo melhor estimador de T_2 puro e a permeabilidade absoluta obtida em laboratório.

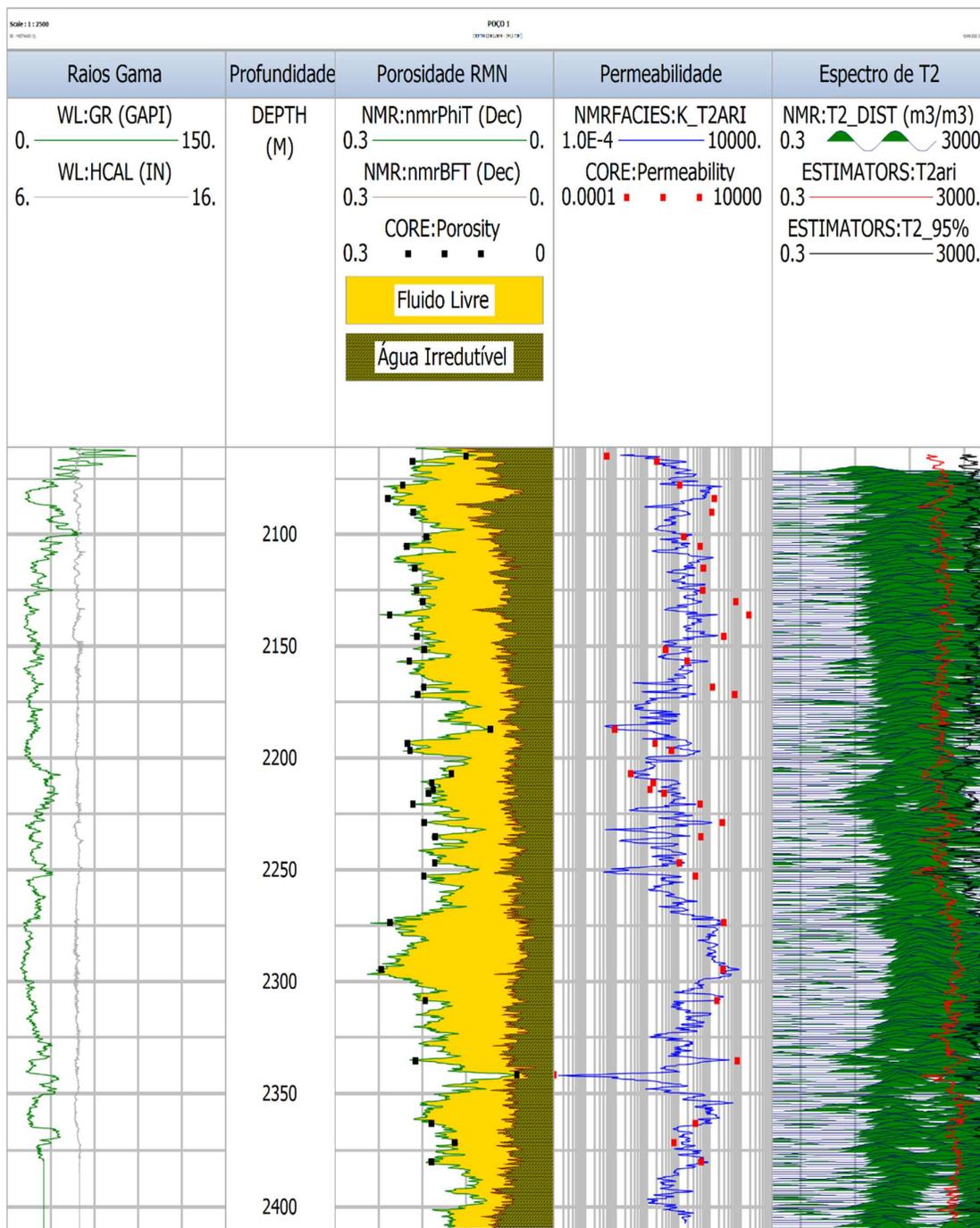


Figura 36 – Perfis de RMN do Poço 1 separados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total por RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Permeabilidade absoluta laboratório e Permeabilidade k_A (T2ari). 5 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-95\%}$ (T2_95%).

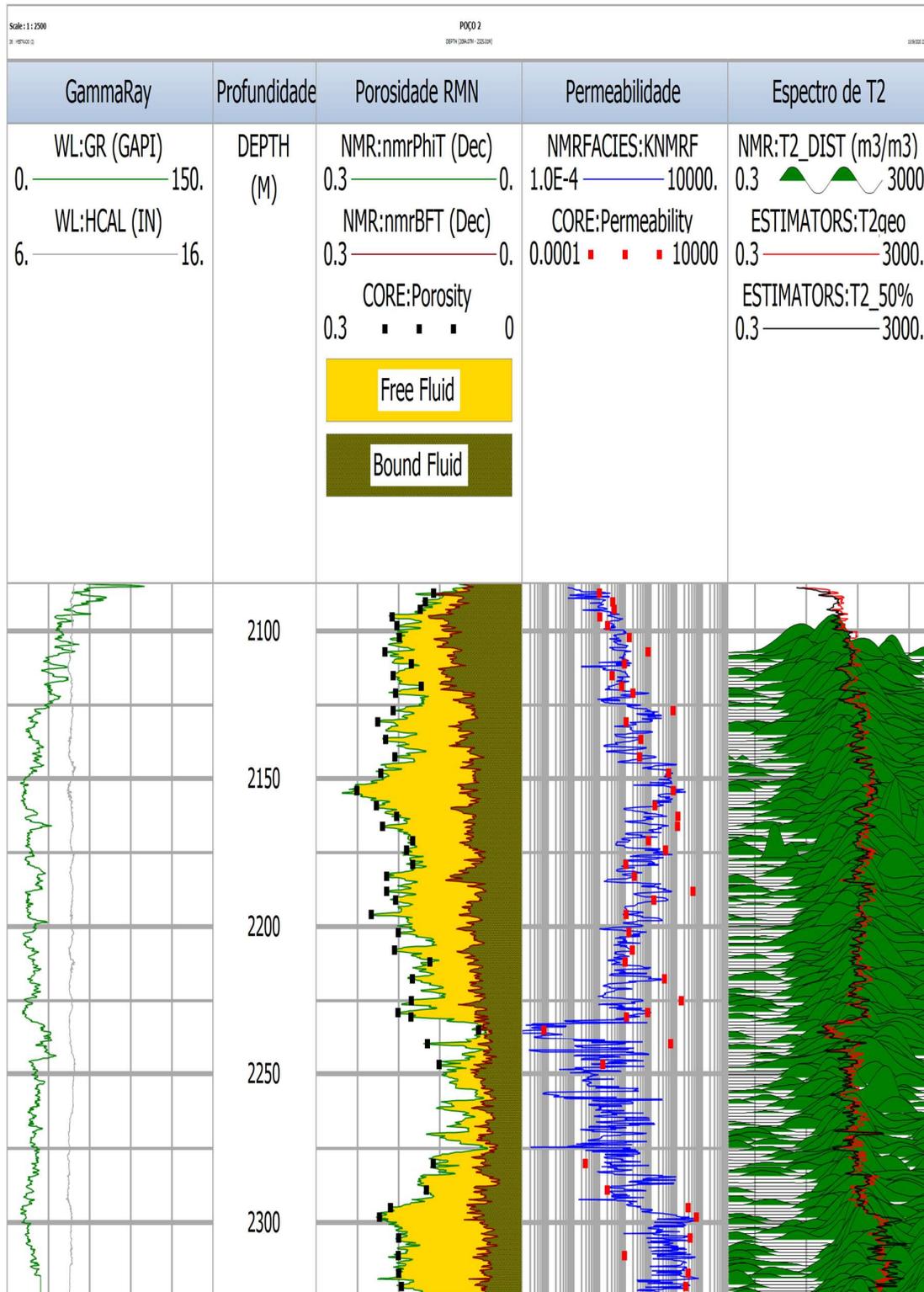


Figura 37 – Perfis de RMN do Poço 2 separados por trilhas.

1 – Raios Gama (GR). 2 – Profundidade, 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Permeabilidade absoluta laboratório e Permeabilidade $k_{50\%}$ (T2_50%). 5 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2G} (T2GEO) e $T_{2-50\%}$ (T2_50%).

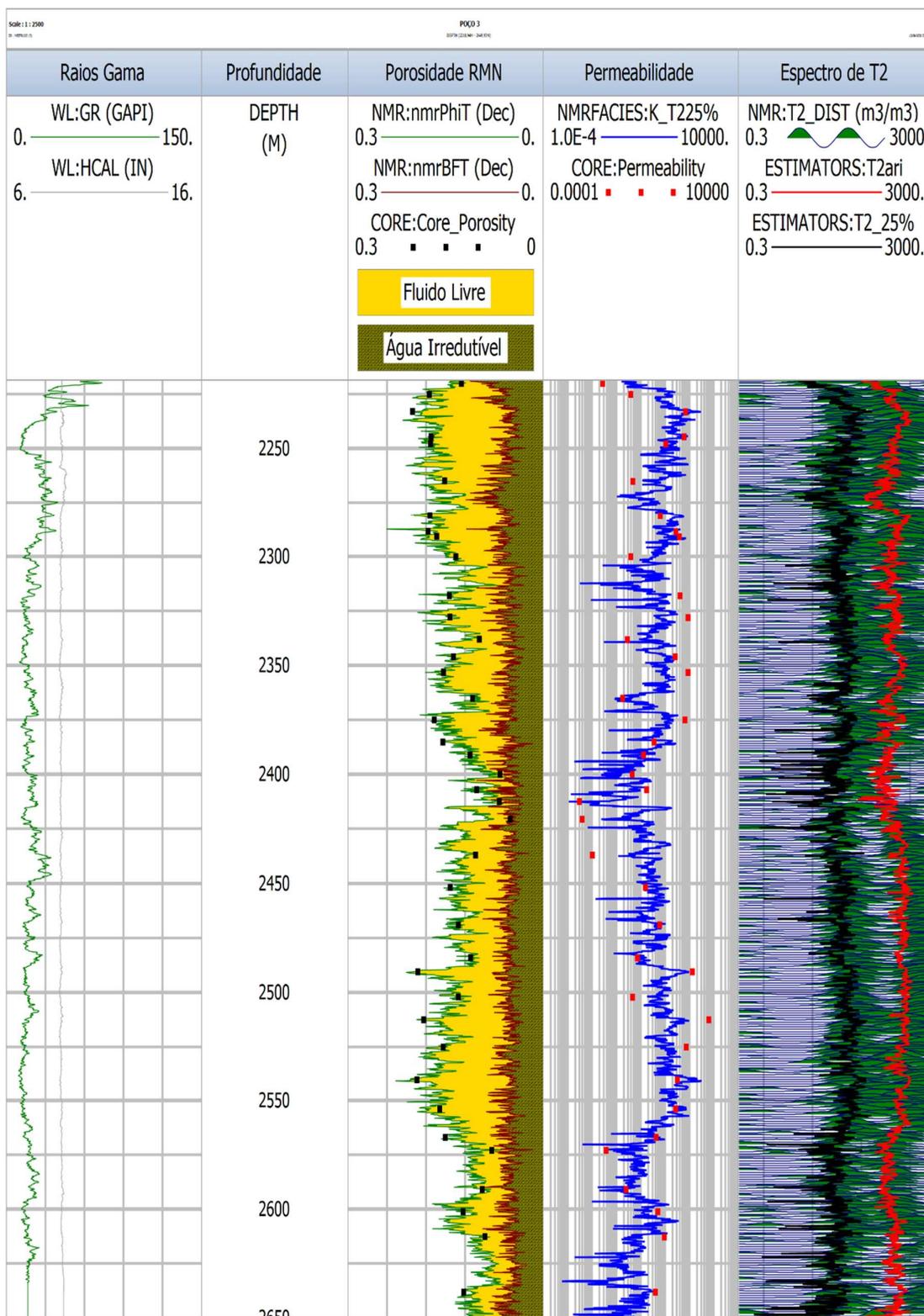


Figura 38 – Perfis de RMN do Poço 3 separados por trilhas.

1 – Raios Gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Permeabilidade absoluta laboratório e Permeabilidade $k_{25\%}$ (T2_25%). 5 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-25\%}$ (T2_25%).

É possível observar pelos perfis apresentados que os melhores estimadores do Poço 1 representam longos tempos de relaxação (T_{2A} e $T_{2-95\%}$), para o Poço 2 representam médios tempos de relaxação (T_{2G} e $T_{2-50\%}$) e para o Poço 3 representam baixos e longos tempos de relaxação (T_{2A} e $T_{2-25\%}$).

Uma constatação que pode ser feita a partir destes resultados é de que o Poço 2 apresenta menores tempos de relaxação T2 e o espectro se apresenta com a menor presença de bimodalidade; conseqüentemente, os estimadores para tamanhos de poros menores apresentaram maior efetividade nesse poço. Os poços 1 e 3 apresentam maiores tempos de relaxação e presença marcante de bimodalidade em quase toda sua extensão. Visualmente, o que é possível diferenciar entre os poços 1 e 3 é de que o Poço 1 apresenta no geral maior fluido-livre e a água irredutível apresenta maior variação, enquanto no Poço 2 o fluido-livre aparece em menor proporção e a água irredutível apresenta comportamento mais homogêneo, com menores variações. Além disso, a porosidade total é maior nos poços 1 e 2 do que no Poço 3. Na tabela 9 é possível observar os valores médios de porosidade total, fluido livre e água irredutível nos poços 1, 2 e 3.

POÇO	POROSIDADE TOTAL (%)	FLUIDO LIVRE (%)	ÁGUA IRREDUTÍVEL (%)	RAZÃO (ÁGUA IRREDUTÍVEL/ FLUIDO LIVRE)
1	16.2	9.9	6.3	0,64
2	15.2	8.2	7.0	0,85
3	13.5	7.7	5.7	0,74

Tabela 9 – Valores médios de porosidade total, fluido livre, água irredutível e razão água irredutível versus fluido livre nos poços 1, 2 e 3.

Do ponto de vista petrofísico, foi possível explicar a relação entre os melhores estimadores de permeabilidade e os resultados dos perfis de RMN. O Poço 1 apresenta maior percentual de fluido livre com relação ao percentual de água irredutível; conseqüentemente, menor razão água irredutível versus fluido livre, indicando melhor qualidade das rochas reservatórios e, portanto, estimadores para poros maiores apresentam maior acurácia. O Poço 2 apresenta maior percentual de água irredutível e menor fluido-livre que o Poço 1; conseqüentemente, maior razão água irredutível versus fluido livre e menor qualidade das rochas reservatórios, com porosidades totais similares, portanto, estimadores para poros de tamanhos médios apresentam maior acurácia. O Poço 3 apresenta menor porosidade total que os anteriores e menores valores de fluido livre e água irredutível, com razão água irredutível versus fluido livre com valor intermediário entre os poços 1 e 2, porém tanto os estimadores para poros pequenos,

quanto para poros grandes apresentam a mesma acurácia. Posteriormente será realizada uma abordagem geológica e de clusterização dos resultados de RMN (RMN fácies) para auxiliar no entendimento dos melhores estimadores de permeabilidade nos poços do presente trabalho.

5.4 RMN FÁCIES

Com o objetivo de caracterizar e subdividir o reservatório com uso da ferramenta de RMN, foi aplicada a metodologia de RMN fácies no presente estudo. A ideia principal é de verificar os estimadores de T_2 em cada uma das RMN fácies, uma vez que esse método permite caracterizar as rochas de acordo com a qualidade da rocha, tamanho de poro e independente de litologia.

A definição do número de RMNF é realizada por um gráfico de frequência cumulativa da razão T_2/ϕ_z . Esses dois dados de entrada foram extraídos dos dados de perfis de RMN dos 3 poços e dispostos em um gráfico. A figura 39 mostra a visualização de 7 possíveis RMNF associados às mudanças nas direções das inclinações das retas.

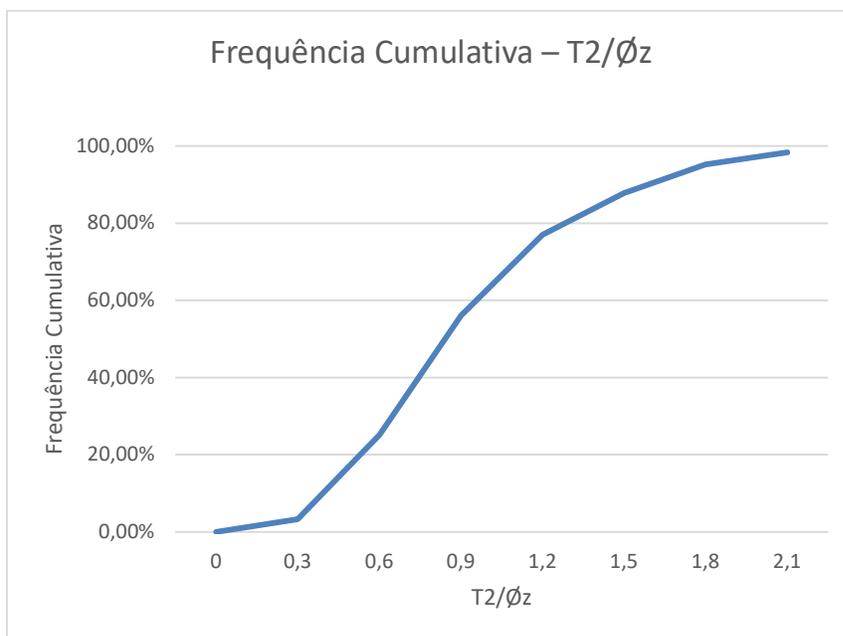


Figura 39 – Gráfico de frequência cumulativa de $T_2(s) / \Phi_z$ calculado com uso de dados de perfis de RMN dos três poços.

Pelo gráfico é possível inferir a presença de 7 RMN fácies, pela variação de inclinação das retas.

Após definido o número de RMNF, um gráfico de T_2 versus ϕ_z (Figura 40) foi feito para determinar o $1/\rho_2 S_{gv}$ para cada uma das fácies, conforme mencionado na seção 3.3. Nesse

gráfico, os dados de T_2 e ϕ_z foram extraídos dos perfis de RMN dos três poços, mas somente nas profundidades das 120 amostras laterais analisadas em laboratório. Devido à inexistência de análises de laboratório de T_2 para esse reservatório, foram utilizados os dados de perfis nas profundidades das amostras laterais de rochas. Na próxima seção serão realizadas as estimativas de permeabilidade utilizando os estimadores de T_2 puro em cada uma das RMNF determinadas.

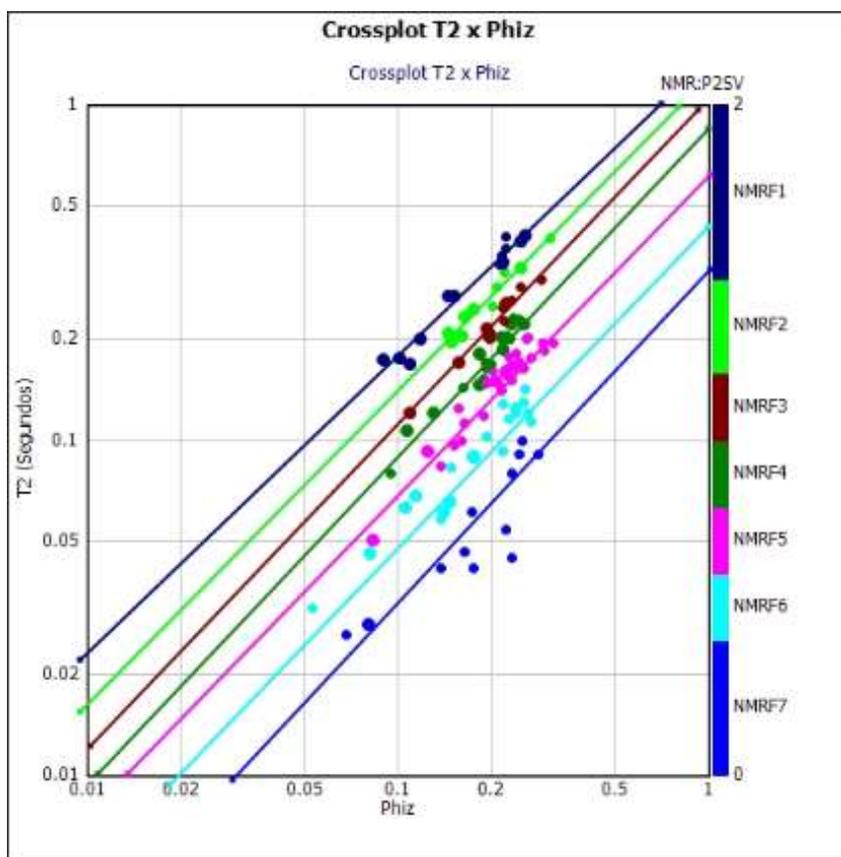


Figura 40 – Gráfico de $T_2(s)$ versus ϕ_z .

Obtido a partir dos dados de perfis de RMN dos 3 poços na profundidade das amostras laterais que foram analisadas para petrofísica de rotina. Cada reta representa uma unidade de RMNF e seu intercepto o valor médio de $1/\rho_2 S_{gv}$.

A distribuição das RMNF foi realizada em cada poço de acordo com o range de $1/\rho_2 S_{gv}$ determinado para cada unidade (tabela 10) e a distribuição de cada RMNF pode ser observada nas figuras 41, 42 e 43. Do ponto de vista de qualidade de reservatório, a RMNF1 representa as rochas de melhor qualidade, diminuindo gradativamente até a RMNF7. O Poço 1 apresenta uma distribuição com predominância de RMNF 4 e 5, enquanto que o Poço 2 das RMNF 5 e 6 e o Poço 3 apresenta distribuição um pouco mais heterogênea, com aparente predominância da RMNF1. Uma característica marcante no Poço 2 é a sua distribuição de T_2 , que apresenta, no geral, menores tempos de relaxação que os outros poços, com exceção de uma zona próxima

ao final do poço. Uma bimodalidade marcante é observada na distribuição de T_2 dos poços 1 e 3, apresentando também tempos de relaxação mais longos.

RMNF	$1/\rho_2 S_{gv}$ (Mínimo)	$1/\rho_2 S_{gv}$ (Máximo)	$1/\rho_2 S_{gv}$ (Médio)
1	1.5	2.0	1.55
2	1.2	1.5	1.26
3	1.0	1.2	1.10
4	0.8	1.0	0.84
5	0.6	0.8	0.61
6	0.4	0.6	0.43
7	0	0.4	0.32

Tabela 10 – Range de $1/\rho_2 S_{gv}$ calculado através do gráfico T_2 (s) versus ϕ_z .

O valor médio de $1/\rho_2 S_{gv}$ é obtido pelo intercepto do T_2 (s) onde o $\text{Phiz} = 1$ no gráfico de T_2 (s) versus ϕ_z .

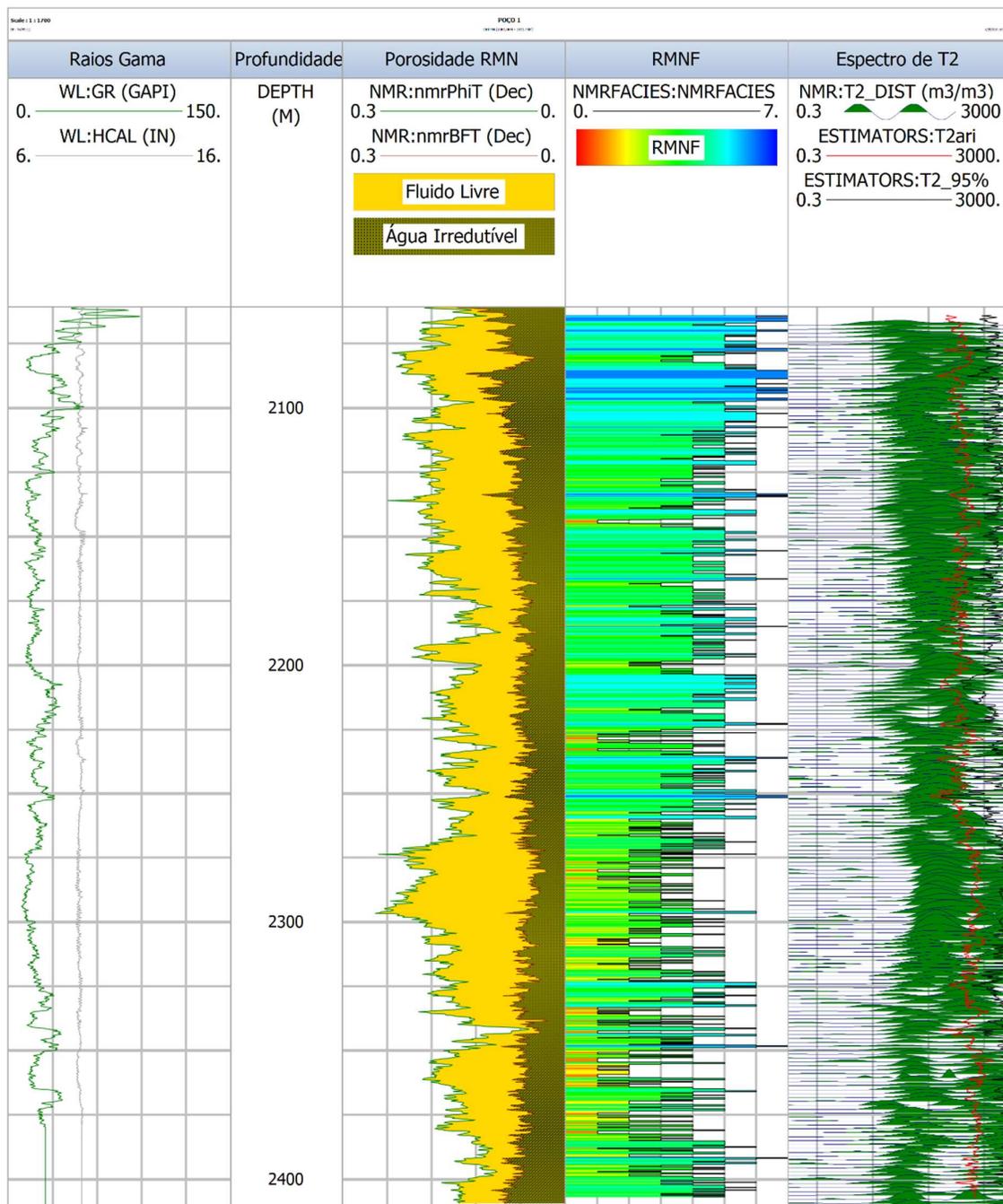


Figura 41 – Distribuição de RMNF no Poço 1. Dados de perfis do poço parados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT) e água irredutível (nmrBFT). 4 – RMN fácies e 5 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-95\%}$ (T2_95%). Na trilha 4 é possível observar a distribuição de RMNF. A RMNF1 representa a rocha-reservatório de melhor qualidade e a qualidade vai caindo gradativamente até a RMN7.

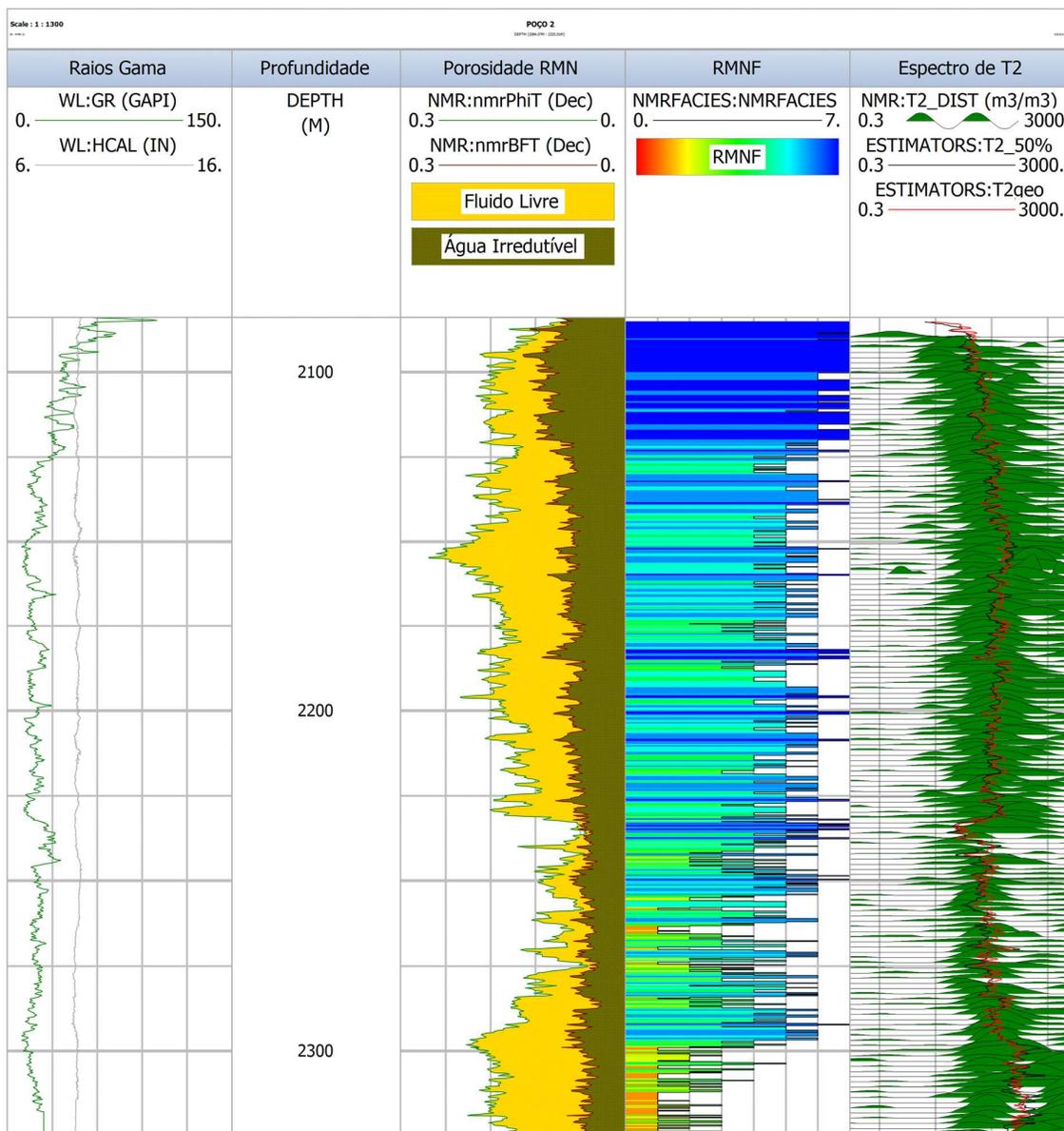


Figura 42 – Distribuição de RMNF no Poço 2. Dados de perfis do poço parados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT) e água irredutível (nmrBFT), 4 – RMN fácies. 5 – Distribuição de T2 (T_{2_DIST}), T_{2G} (T_{2geo}) e $T_{2-50\%}$ ($T_{2_50\%}$). Na trilha 4 é possível observar a distribuição de RMNF. A RMNF1 representa a rocha-reservatório de melhor qualidade e a qualidade vai caindo gradativamente até a RMNF7.

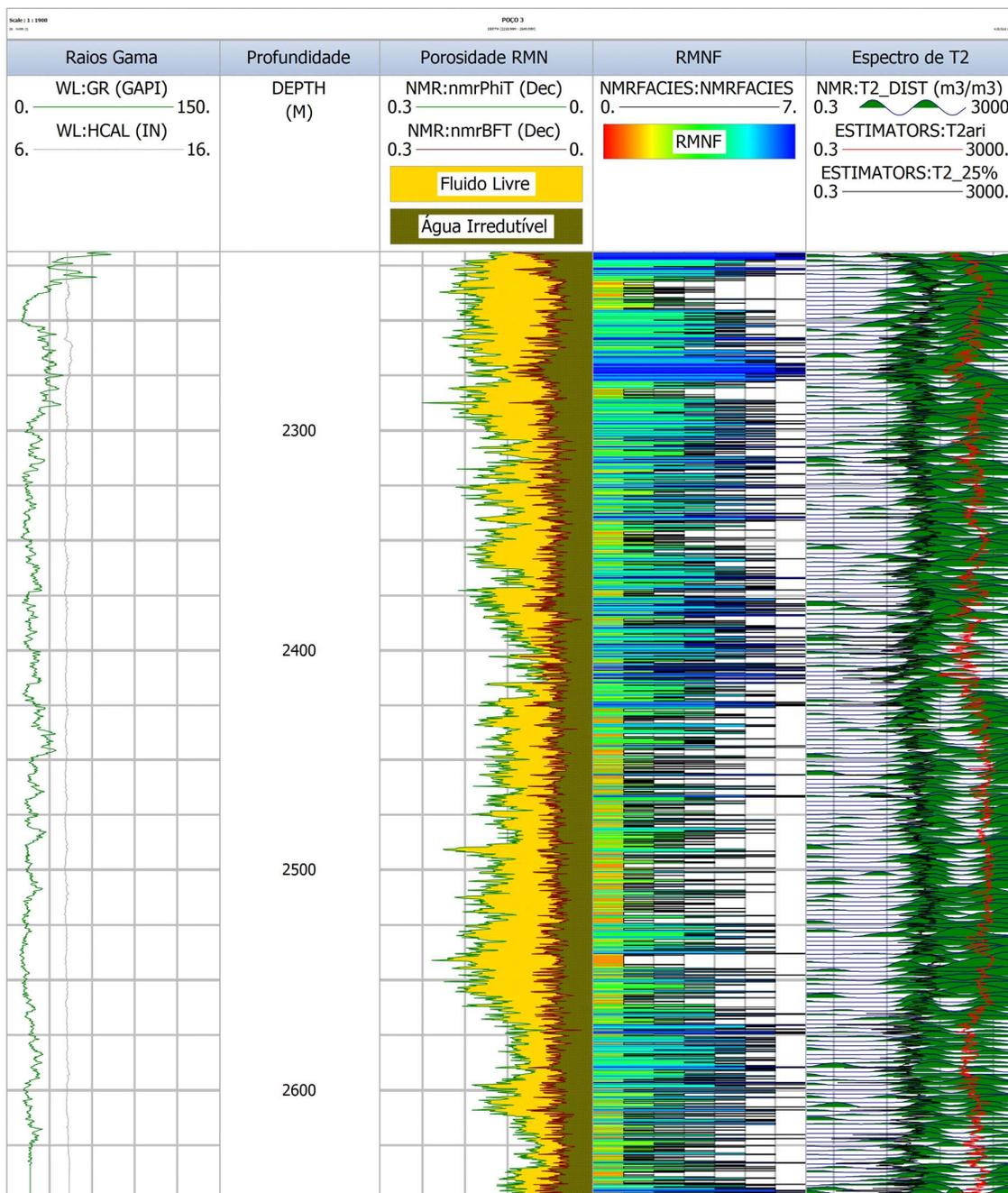


Figura 43 – Distribuição de RMNF no Poço 3. Dados de perfis do poço parados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT) e água irredutível (nmrBFT). 4 – RMN fácies. 5 – Distribuição de T2 (T_{2_DIST}), T_{2A} (T_{2ari}) e $T_{2-25\%}$ ($T_{2_25\%}$). Na trilha 4 é possível observar a distribuição de RMNF. A RMNF1 representa a rocha-reservatório de melhor qualidade e a qualidade vai caindo gradativamente até a RMNF7.

Um estudo de integração rocha-perfil foi realizado nos poços 1 e 2 (figuras 44 e 45), com a utilização de lâminas petrográficas, descrições macroscópicas de rocha e a análise das curvas de perfis. A partir dessa análise é possível correlacionar informações como textura, granulometria e tipo de porosidade de dados descontínuos e pontuais de rocha e extrapolar para

um perfil contínuo abrangendo todo o reservatório. Esses resultados foram integrados com os dados de RMN e a presença de RMNF de melhor qualidade no Poço 1 com relação ao Poço 2 está relacionado provavelmente a maior granulometria, que é principalmente muito grossa, predominância de textura *Grainstone* e presença marcante de feições de dissolução, tais como vuços e moldes. O Poço 2 é composto principalmente de *Packstones*, granulometria predominante grossa e menor presença em sua extensão de vuços e moldes.

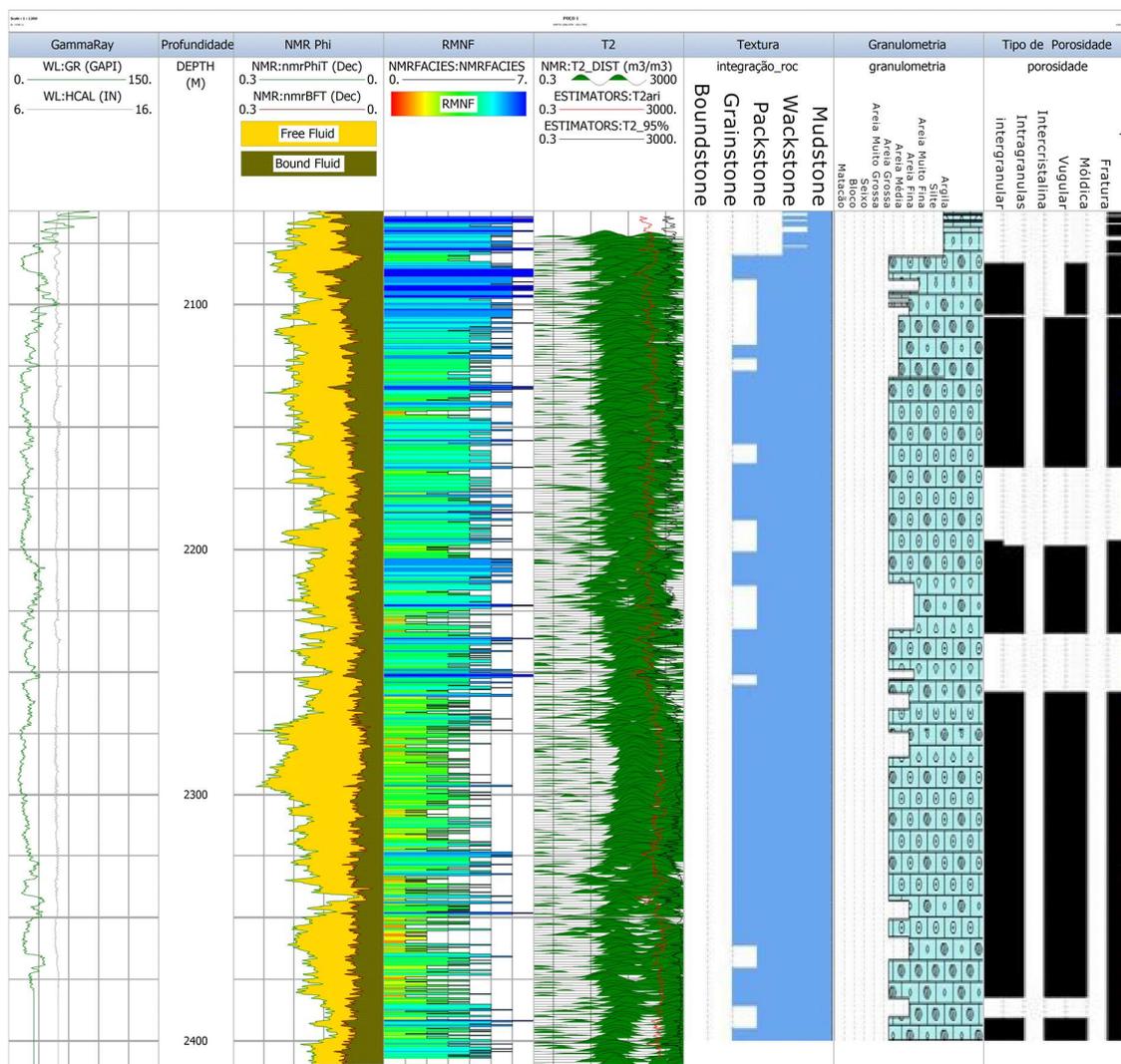


Figura 44 – Integração rocha-perfil do Poço 1. Perfil separado por tracks.

1 – Raio gama (GR) e Caliper (HCAL). 2 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT) e água irreduzível (nmrBFT). 3 – RMNF (RMNF1 até RMNF7). 4 – Distribuição de T2 ($T2_DIST$), $T2A$ ($T2ari$) e $T2-95\%$ ($T2_95\%$). 5 – Textura da Rocha. 6 – Granulometria da rocha. 7 – Tipo de porosidade.

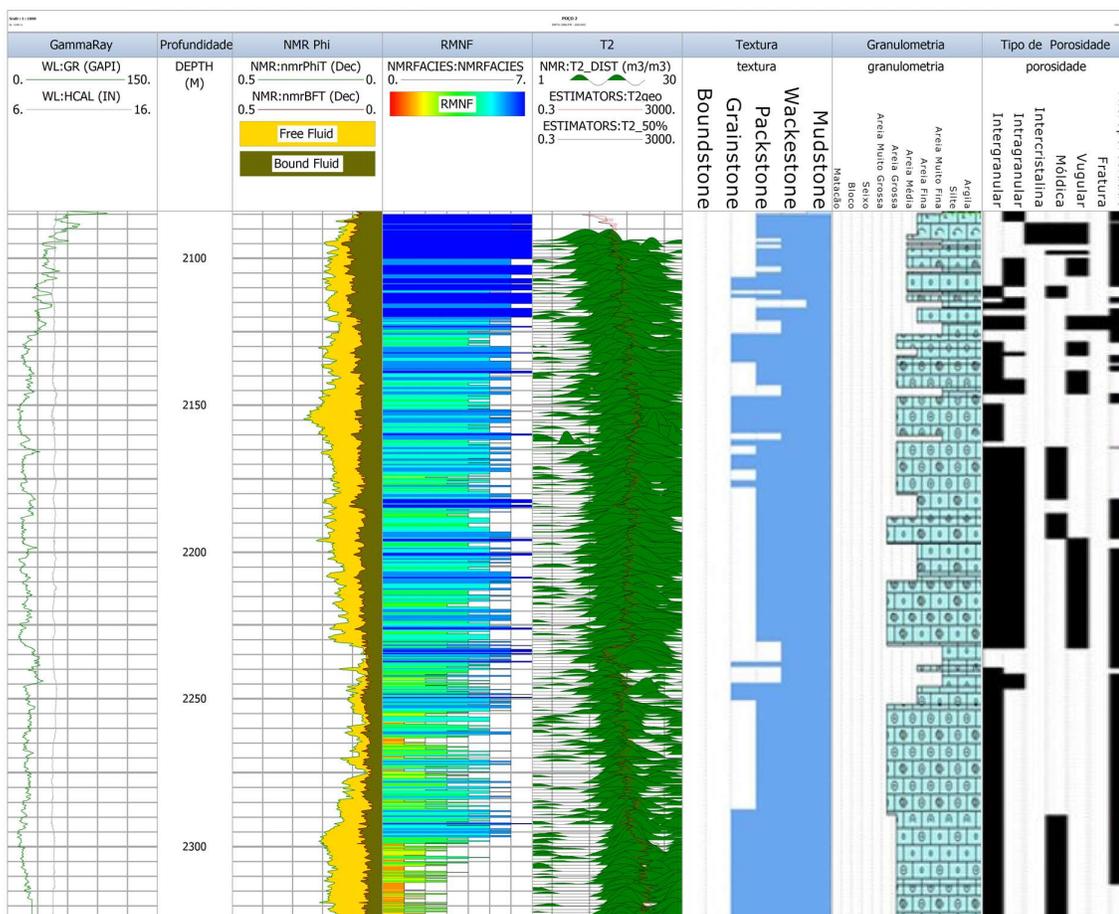


Figura 45 – Integração rocha-perfil no Poço 2. Perfil separado por tracks.

1 – Raio gama (GR) e Caliper (HCAL). 2 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT) e água irredutível (nmrBFT). 3 – RMNF (RMNF1 até RMNF7). 4 – Distribuição de T_2 (T_2_DIST), T_{2G} (T_{2geo}) e $T_{2-50\%}$ ($T_{2_50\%}$). 5 – Textura da rocha, 6 – Granulometria da rocha. 7 – Tipo de porosidade.

Com o intuito de demonstrar a validade do modelo de RMNF que foi criado, foram calculados os valores médios das curvas de perfis convencionais a cabo (tabela 11) e das médias pitagóricas e alguns cortes de saturação cumulativos calculados a partir da distribuição de T_2 (tabela 12) para cada unidade de RMNF determinada nos três poços. Pode-se observar que as curvas de raio gama, onda acústica compressional, onda acústica cisalhante e a resistividade profunda aumentam seus valores gradativamente da RMNF1 até RMNF7. O fluido irredutível segue esta mesma tendência, enquanto as curvas de fluido-livre e vugos apresentam tendência inversa. As curvas de médias pitagóricas e de corte de saturação cumulativo mostram diminuição dos seus valores progressivamente da RMNF1 até a RMNF7. Essas informações são importantes, pois demonstram claramente que há diminuição do tamanho do poro associada a diminuição da qualidade da rocha-reservatório. As figuras 46, 47 e 48 demonstram os perfis convencionais, perfis de RMN e as RMNF.

É importante ressaltar que existe controle quanto à qualidade de cada RMNF, principalmente pela estimativa de quantidade de vugos obtida pela aplicação de um T₂ de corte empírico de 1.000 ms (CHANG, 1994) a direita nas distribuições de T₂, que provavelmente representam os macroporos/megaporos e a quantidade de água irreduzível obtida a partir da aplicação de um corte de T₂ a esquerda de 100 ms que provavelmente representa os microporos. O fluido livre apresenta-se praticamente constante nas RMNF1 até RMNF4; no entanto, a proporção entre os tamanhos dos poros das frações micro e macro permite discriminar a qualidade de cada RMNF.

RMNF	GR (API)	DTCO (μs/ft)	DTSM (μs/ft)	AT90 (ohm.m)	FF (dec)	BFV (dec)	Vugos (dec)
RMNF1	18.77	66.42	125.94	2.19	0.092	0.045	0.044
RMNF2	18.43	66.75	126.16	2.45	0.091	0.049	0.034
RMNF3	18.87	67.14	126.09	2.86	0.091	0.053	0.029
RMNF4	19.44	67.85	126.71	3.54	0.092	0.057	0.023
RMNF5	20.30	68.26	127.17	4.23	0.088	0.065	0.019
RMNF6	22.91	68.46	127.61	4.76	0.080	0.078	0.015
RMNF7	31.03	68.81	128.02	5.53	0.062	0.095	0.009

Tabela 11– Valores médios das curvas convencionais a cabo.

GR (raios gama), DTCO (onda acústica compressional), DTSM (onda acústica cisalhante), AT90 (resistividade profunda), FF (fluido livre), BFV (água irreduzível) e vugos (volume vugos) nos três poços para cada RMNF.

RMNF	T _{2H} (ms)	T _{2G} (ms)	T _{2A} (ms)	T _{2 15%} (ms)	T _{2 30%} (ms)	T _{2 45%} (ms)	T _{2 60%} (ms)	T _{2 75%} (ms)
RMNF1	72.53	275.12	773.80	38.83	84.81	185.94	559.20	1146.4
RMNF2	46.90	209.86	631.59	31.98	73.34	138.94	361.08	841.69
RMNF3	35.95	178.15	542.53	29.01	67.26	124.09	292.65	665.70
RMNF4	29.73	152.06	471.70	25.22	62.50	113.53	238.89	529.38
RMNF5	20.84	122.00	405.37	18.89	52.30	96.61	190.42	414.19
RMNF6	14.54	89.89	331.31	10.80	40.58	75.85	150.35	315.97
RMNF7	10.26	53.10	229.27	5.07	24.07	44.34	85.84	187.24

Tabela 12 – Valores médios das médias pitagóricas e dos cortes de saturação cumulativos nos três poços para cada RMNF.

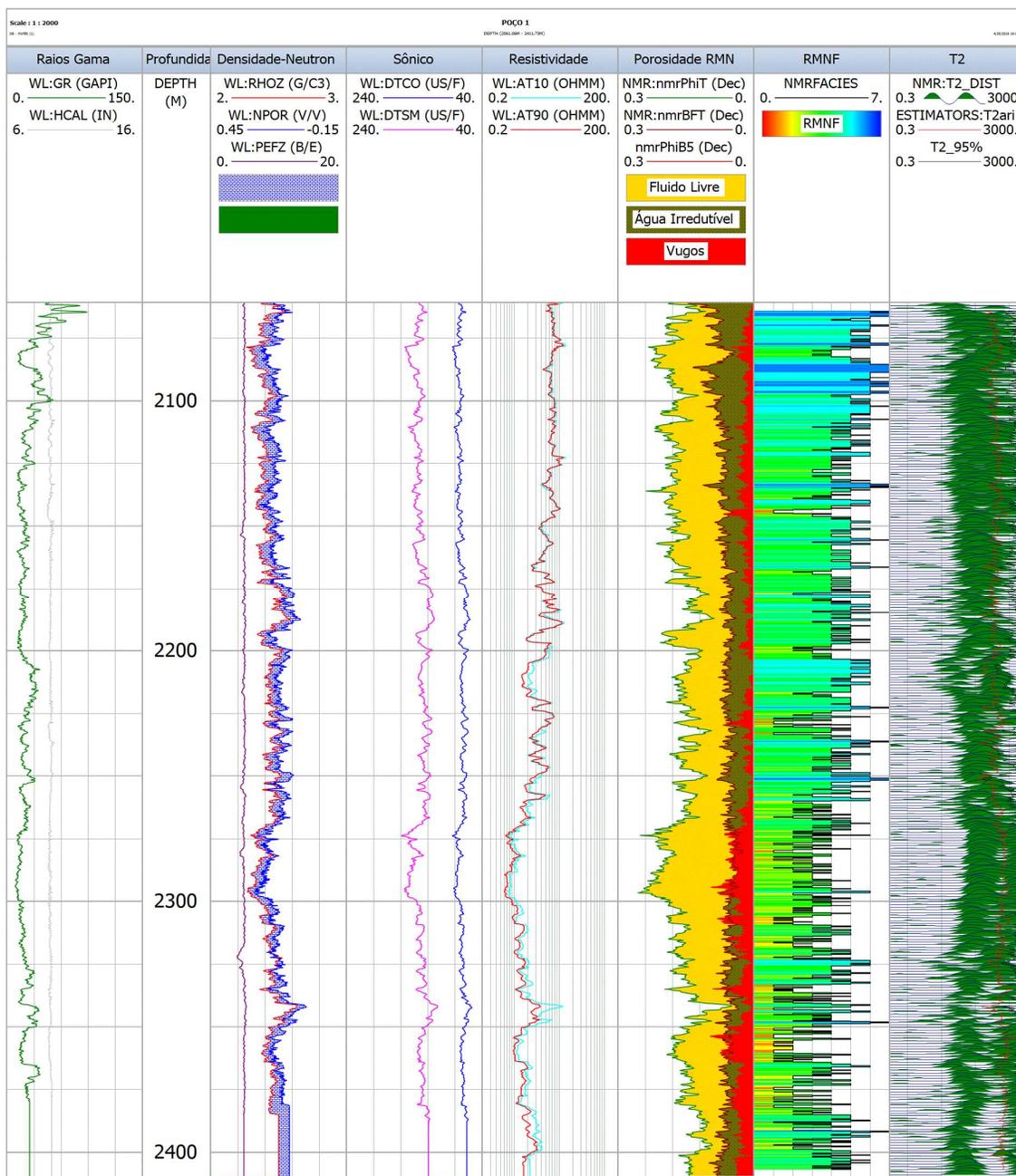


Figura 46 – Perfis convencionais e RMN do Poço 1 separados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Densidade (RHOZ), Nêutron (NPOR) e Fator Fotoelétrico (PEFZ). 4 – Sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM). 5 – Resistividade profunda (AT90) e rasa (AT10). 6 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), Água irredutível (nmrBFT) e Volume de Vugos (nmrPhiB5). 7 – Distribuição de RMNF. 8 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-95\%}$ (T2_95%).

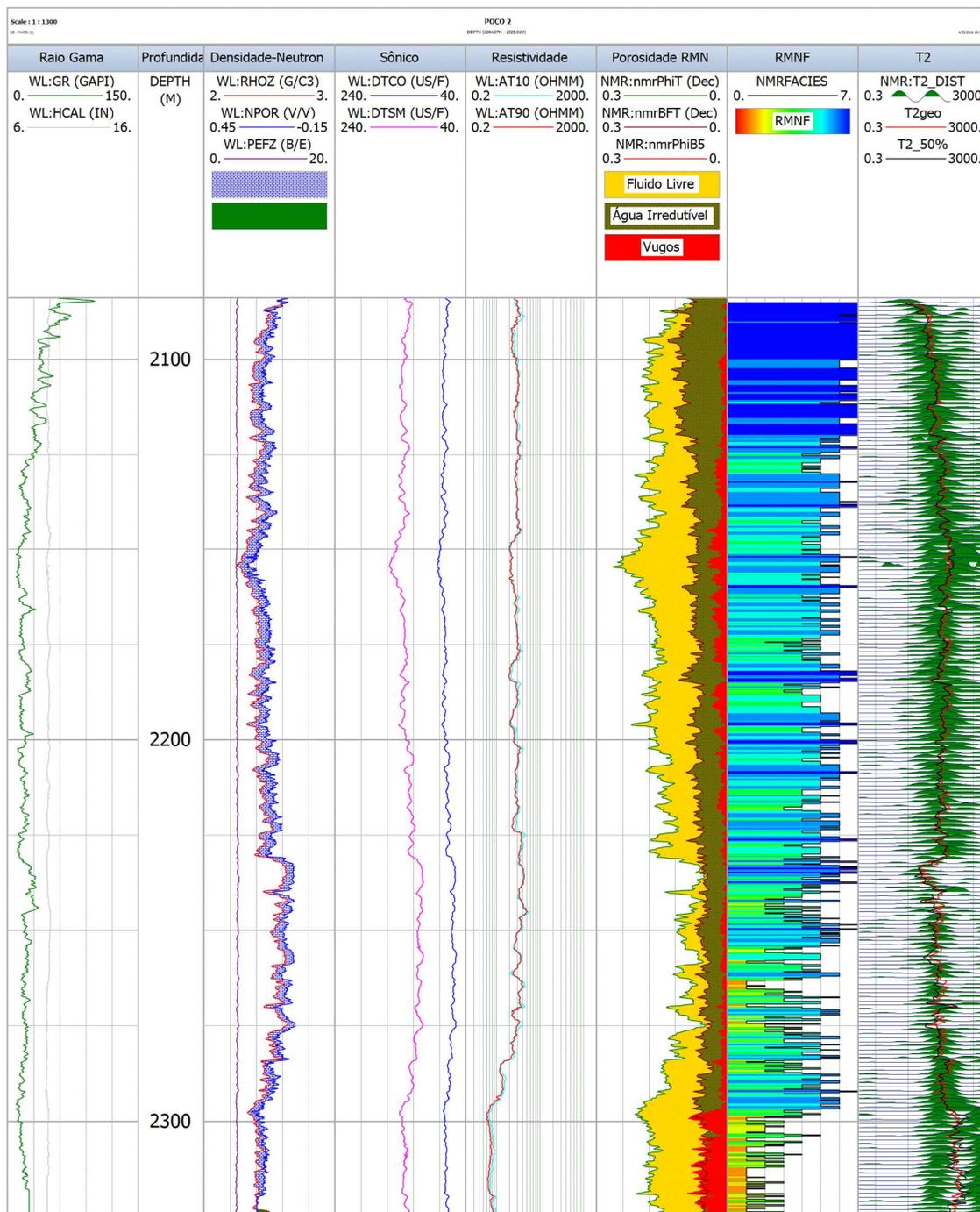


Figura 47 – Perfis convencionais e RMN do Poço 2 separados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Densidade (RHOZ), nêutron (NPOR) e fator fotoelétrico (PEFZ). 4 – Sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM). 5 – Resistividade profunda (AT90) e rasa (AT10). 6 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e volume de vugos (nmrPhiB5). 7 – Distribuição de RMNF. 8 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2G} (T2geo) e $T_{2-50\%}$ (T2_50%).

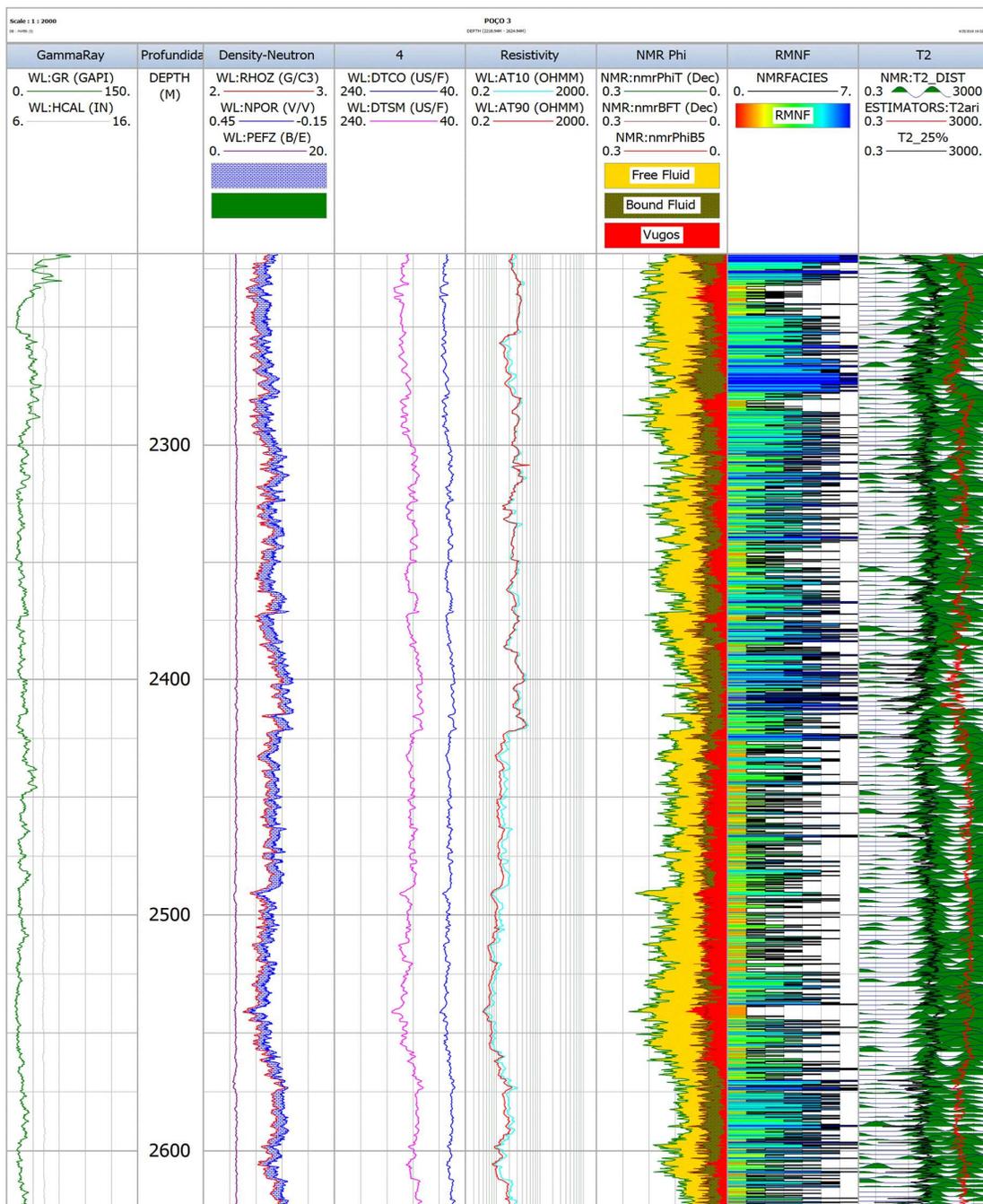


Figura 48 – Perfis convencionais e RMN do Poço 3 separados por trilhas.

1 – Raios gama (GR). 2 – Profundidade. 3 – Densidade (RHOZ), nêutron (NPOR) e fator fotoelétrico (PEFZ). 4 – Sônico compressional (DTCO) e cisalhante (DTSM). 5 – Resistividade profunda (AT90) e rasa (AT10). 6 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e volume de vugos (nmrPhiB5). 7 – Distribuição de RMNF. 8 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-25\%}$ (T2_25%).

A interpretação conjunta dos perfis convencionais e de RMN associado as RMNF demonstram que no topo dos poços 1, 2 e 3 as curvas de raios gama e densidade apresentam altos valores, a curva de nêutrons e tempo de trânsito das ondas acústicas apresentam valores mais baixos, o espectro de T₂ demonstra uma diminuição dos tempos de relaxação de T₂, as porosidades do RMN apresentam incremento de água irredutível e as RMNF que mais aparecem são as RMNF7 e RMNF6. Essas respostas são associadas as rochas de mudstones, wackstones e *packstones*, que apresentam poros pequenos, baixas permeabilidades e representam fácies sedimentares de baixa energia, associado a deposição de materiais de granulometria fina.

No geral, todos os poços apresentam predomínio de valores de raios gama baixos, associados a ambientes sedimentares de mais alta energia e deposição de sedimentos mais grossos, representados pelas litologias de *grainstones* e *packstones*. As melhores fácies por reservatório apresentam baixos valores de raios gama e densidade, altos valores de nêutrons e tempo de trânsito das ondas acústicas, associados a maior presença de fluido-livre e representam as RMNF5, RMNF4, RMNF3, RMNF2 e RMNF1. Uma constatação interessante é que, nos poços 1, 2 e 3, a base dos perfis mostra maior presença das RMNF 1, 2 e 3 associados ao incremento do volume de vugos, diminuição do valor da curva da resistividade e aumento nos tempos de relação da distribuição do espectro de T₂. Essas zonas se encontram nos aquíferos e apresentam alto conteúdo de porosidade secundária.

Uma discussão interessante que pode ser levantada é o efeito da presença dos hidrocarbonetos que, no presente caso, é um óleo médio e que pode causar diminuição dos tempos de relaxação de T₂. Como há aumento no tempo de relaxação T₂ nas zonas dos aquíferos, que apresentam baixa resistividade, pode-se questionar se nas zonas de alta resistividade e portadoras de hidrocarbonetos, as RMNF refletem somente o tamanho de poros ou se há algum efeito do óleo, por efeito do tempo de relaxação bulk na distribuição de T₂. Essa questão não pode ser negligenciada; porém, os estudos de integração rocha-perfil e as comparações com os dados de pressão capilar por injeção de mercúrio corroboram a maior presença de vugos nas zonas dos aquíferos dos poços 1 e 2. O Poço 3 apresenta comportamento diferente dos outros, uma vez que apresenta alto conteúdo de porosidade secundária na zona de óleo.

Os três poços foram perfurados com fluido de perfuração sintético, que apresenta altos tempos de relaxação bulk T₂ e foi considerado para as interpretações o mecanismo de relaxatividade superficial como o predominante na distribuição do espectro de T₂. Considera-se que as

leituras da ferramenta foram realizadas na zona invadida do poço, onde o óleo do reservatório foi deslocado pelo fluido de perfuração.

Nos ambientes de alta energia, é possível observar algumas variações na qualidade permo-porosa em algumas zonas. As zonas de raio gama baixo, que apresentam altos valores das curvas de densidade e diminuição dos valores de nêutrons, tempo de trânsito das ondas acústicas e do fluido livre, representam rochas de alta energia, mas que foram submetidas a processos diagenéticos de cimentação, causando forte redução na qualidade permo-porosa nessas rochas. Essas zonas são observadas com facilidade nas profundidades de 2230m a 2300m no Poço 2 e em 2400m a 2425m no Poço 3.

Nas porções medianas dos perfis do Poço 1, existe predominância das RMNF4 e RMNF5, nas porções medianas dos perfis do Poço 2, há predominância da RMNF5 e, nas porções medianas dos perfis do Poço 3, ocorre distribuição heterogênea das RMNF.

A partir dos dados de perfis foi determinada a distribuição de T_2 média para cada RMNF (figura 49). Isso foi feito pelo cálculo do valor médio de cada um dos 30 bins dos perfis de RMN dos três poços que compõem a distribuição de T_2 para cada RMNF e que são distribuídos logaritmicamente em escala de tempo de 0,3ms a 3.000ms. Os resultados demonstram que as RMNF 1, 2 e 3 apresentam distribuição bimodal e as variações de proporções de cada pico representam a assinatura relaxométrica de cada uma delas. Para a RMNF1 predomina o pico relacionado a longos tempos de relaxação, na RMNF2 há equilíbrio entre os picos de curtos e longos tempos de relaxação, ao passo que na RMNF3 existe predominância dos picos de curtos tempos de relaxação. As RMF de 4 a 7 apresentam distribuição unimodal, com diminuição gradativa de seus tempos de relaxação até chegar a RMNF7.

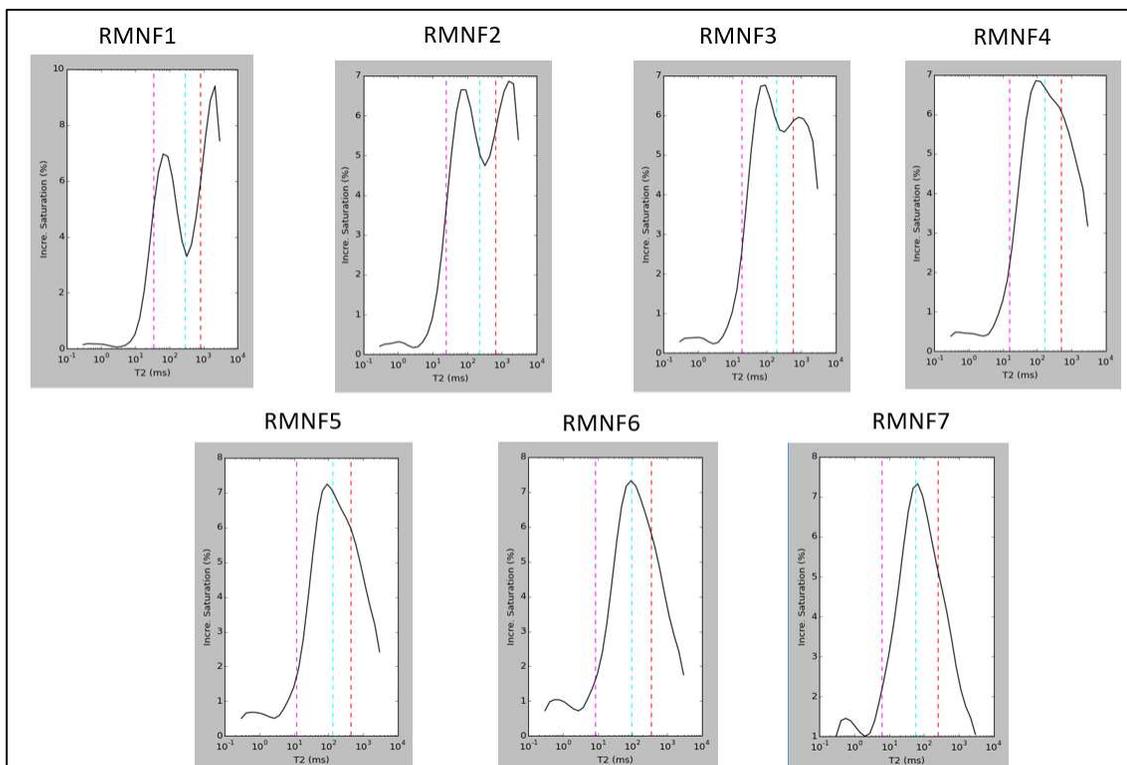


Figura 49 – Distribuições médias de T_2 para cada RMNF nos poços 1, 2 e 3.

Sob o ponto de vista de caracterização de reservatórios, é muito importante realizar comparações entre os tamanhos dos poros pela distribuição de T_2 e os resultados de intrusão de mercúrio em dados de laboratório, essa integração ajuda na compreensão da qualidade da rocha-reservatório, pois pode-se obter melhor compreensão sobre o fluxo de fluidos, que é controlado principalmente pelo raio de garganta dos poros. Além disso, pode-se comprovar a presença de fenômenos relativos à medida de RMN, por exemplo, a difusão entre poros, presença de minerais paramagnéticos etc.

Na ausência de dados laboratoriais de RMN, essa abordagem foi feita diretamente dos dados de perfis de RMN com a distribuição de raio de garganta de poros. Para esse tipo de interpretação, algumas premissas devem ser consideradas: 1 – o mecanismo de relaxação superficial deve predominar sobre a relaxação bulk e a difusão; 2 – sem análises de laboratório de RMN não é possível reconhecer os fenômenos relacionados a medida de RMN que ocorrem neste reservatório; 3 – existe um efeito de escala que deve ser levado em consideração, as amostras de rocha possuem apenas alguns poucos centímetros de tamanho, enquanto que os perfis representam volumes maiores de rocha. Assim, deve-se buscar a representatividade entre esses dados.

Os resultados para cada RMNF serão descritos abaixo:

- RMNF 1 possui porosidade intergranular e secundária, apresenta predominância da macro e megaporosidade, com alto conteúdo de feições de dissolução e boa conectividade dos poros, apresenta distribuição bimodal e classe de permeabilidade excelente (figura 50).
- RMNF 2 possui porosidade intergranular e secundária, apresenta proporções semelhantes de micro, macro e megaporosidade, com alto conteúdo de feições de dissolução e boa conectividade dos poros, apresenta distribuição bimodal e classe de permeabilidade excelente (figura 51).
- RMNF 3 possui porosidade intergranular, intragranular e secundária, apresenta predominância de microporosidade, com alto conteúdo de feições de dissolução e média conectividade dos poros, apresenta distribuição bimodal e classe de permeabilidade boa (figura 52).
- RMNF 4/RMNF 5 possui porosidade intergranular e intragranular, apresenta predominância de microporosidade e, secundariamente, proporções iguais de meso e macroporosidade. Presença média de feições de dissolução, média conectividade dos poros, distribuição unimodal e classe de permeabilidade boa (figura 53).
- RMNF 6/RMNF 7 possui porosidade intergranular e intragranular, apresenta predominância de microporosidade e, secundariamente, mesoporosidade. Pouca presença de feições de dissolução, baixa conectividade dos poros, distribuição unimodal e classe de permeabilidade pobre (figura 54).

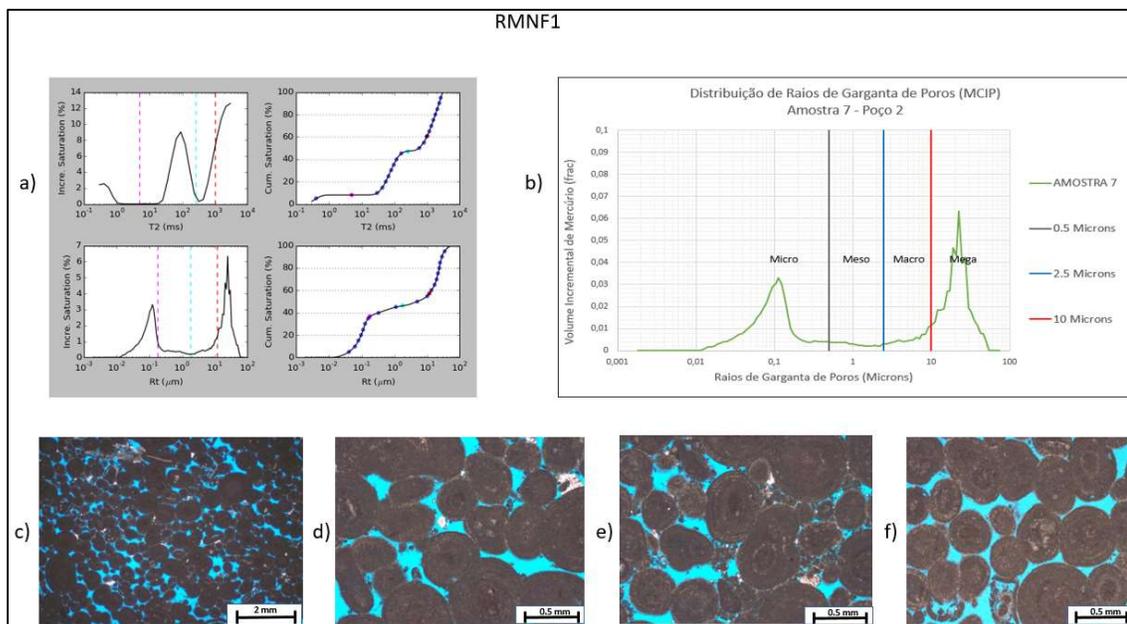


Figura 50 – Integração rocha-perfil para RMNF1.

a) A parte superior do gráfico mostra a distribuição de T_2 (ms) do perfil e sua respectiva curva de saturação cumulativa, a parte inferior mostra a distribuição do raio de garganta de poro (μm) e sua respectiva curva de saturação cumulativa. b) Distribuição bimodal de raio de garganta de poro. c) *Grainstone* oolítico/oncolítico com porosidade de 19.4% e permeabilidade de 627 mD. Observar a laminação conectada com a porosidade intergranular. d) Detalhe de porosidade intergranular conectada ao longo da laminação. e) Detalhe de porosidade intergranular alargada por dissolução de grãos. f) Detalhe mostrando conectividade em poros do *grainstone*.

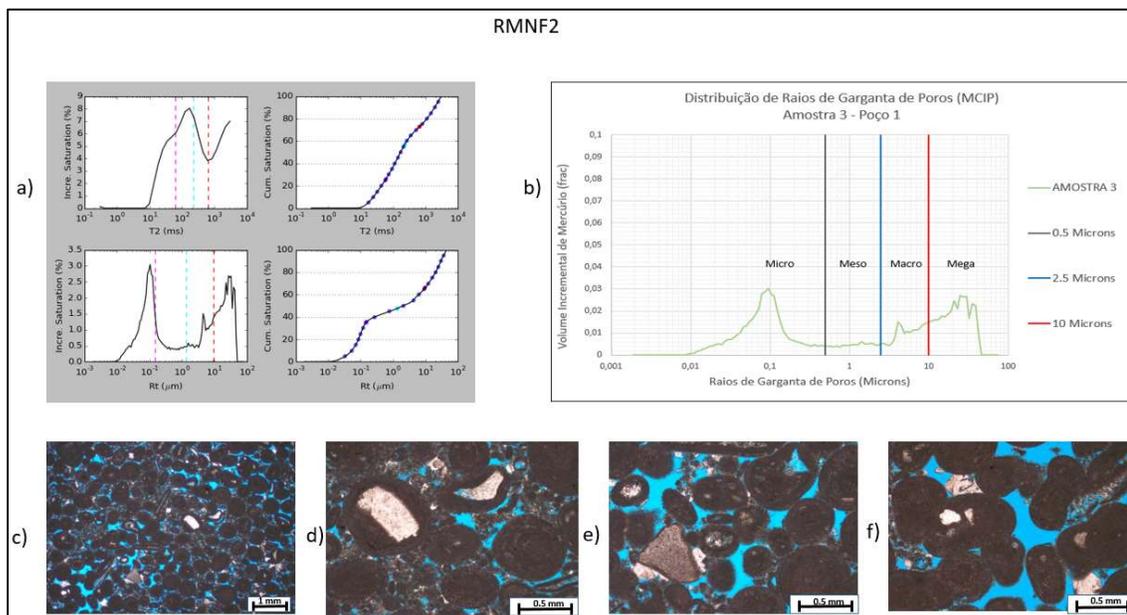


Figura 51 – Integração rocha-perfil para RMNF2.

a) A parte superior do gráfico mostra a distribuição de T_2 (ms) do perfil e sua respectiva curva de saturação cumulativa, a parte inferior mostra a distribuição do raio de garganta de poro (μm) e sua respectiva curva de saturação cumulativa. b) Distribuição bimodal de raio de garganta de poro. c) *Packstone* oolítico com alguns bioclastos dispersos e micrítico, com porosidade de 19.2% e permeabilidade de 502 mD. Aspecto geral do *packstone* peloidal. d) Área peloidal com porosidade localizada de dissolução. e) *Packstone* mostrando poros intergranulares localmente ampliados por dissolução de matriz/grãos. f) Detalhe mostrando conectividade entre alguns poros.

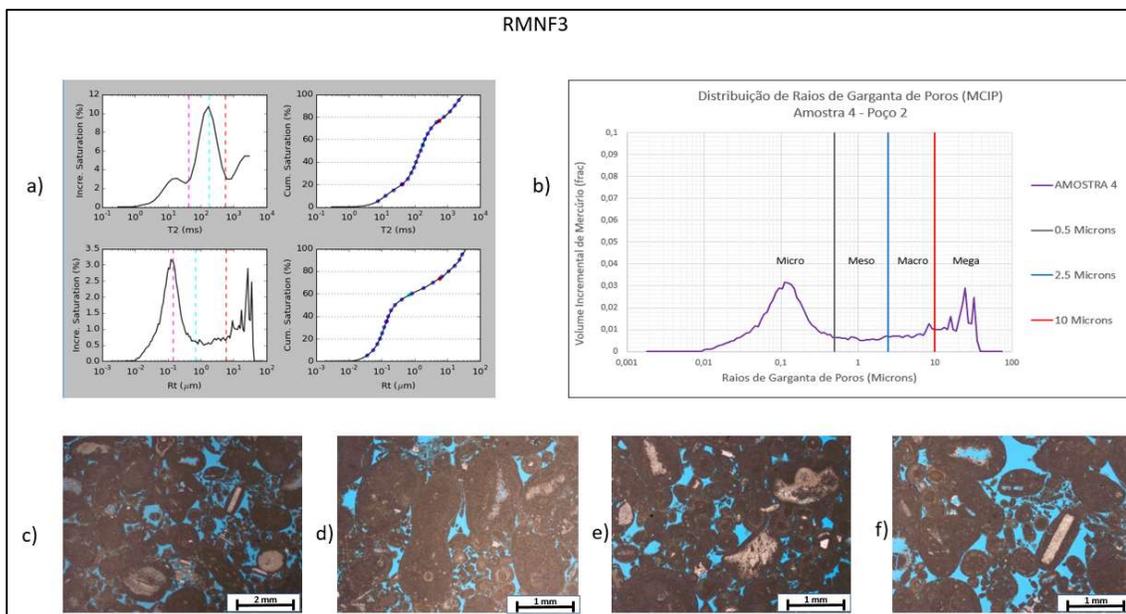


Figura 52 – Integração rocha-perfil para RMNF3.

a) A parte superior do gráfico mostra a distribuição de T_2 (ms) do perfil e sua respectiva curva de saturação cumulativa, a parte inferior mostra a distribuição do raio de garganta de poro (μm) e sua respectiva curva de saturação cumulativa. b) Distribuição bimodal de raio de garganta de poro c) *Packstone* oolítico/oncolítico, peloidal e intraclástico, com porosidade de 18.4% e permeabilidade de 17.6 mD. Detalhe da porosidade do tipo intergranular, intragranular e vugular. d) Área peloidal da lâmina com poros intergranulares e intragranulares ampliados por dissolução. e) *Packstone* mostrando poros vugulares e intergranulares conectados. f) Detalhe mostrando conectividade entre os poros.

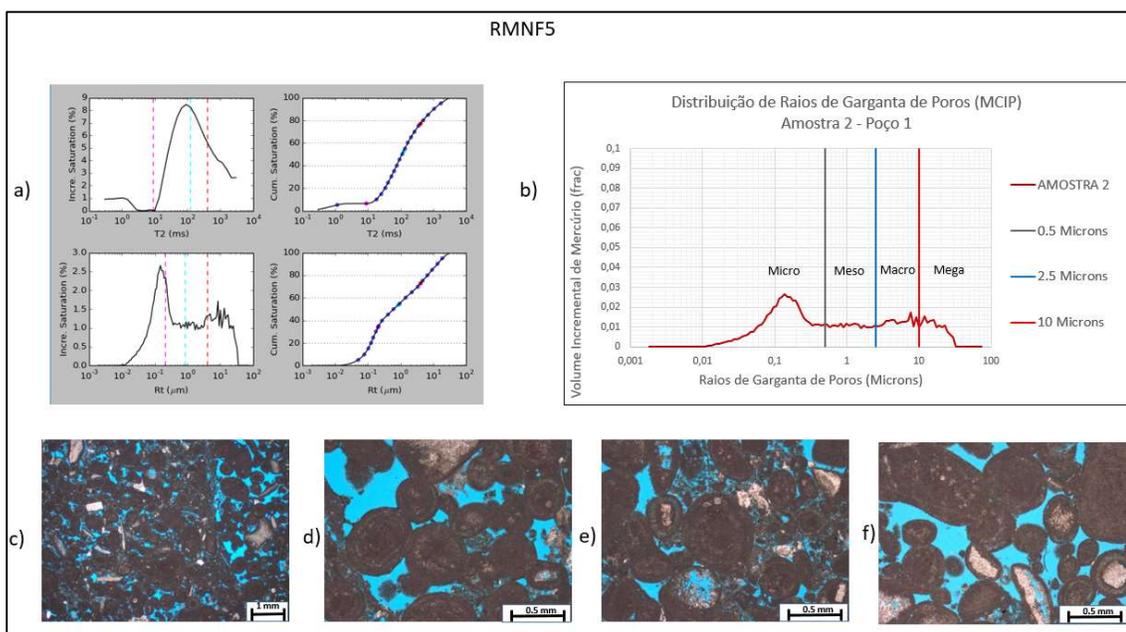


Figura 53 – Integração rocha-perfil para RMNF4/RMNF5.

a) A parte superior do gráfico mostra a distribuição de T_2 (ms) do perfil e sua respectiva curva de saturação cumulativa, a parte inferior mostra a distribuição do raio de garganta de poro (μm) e sua respectiva curva de saturação cumulativa. b) Distribuição unimodal de raio de garganta de poro. c) *Packstone* oolítico/oncolítico e micrítico, com porosidade de 21.9% e permeabilidade de 69.8 mD. d) Área com porosidade intergranular ampliada por dissolução de matriz/grão. e) *Packstone* mostrando poros intergranulares e microporosidade em matriz. f) Detalhe mostrando conectividade em alguns poros do *packstone*.

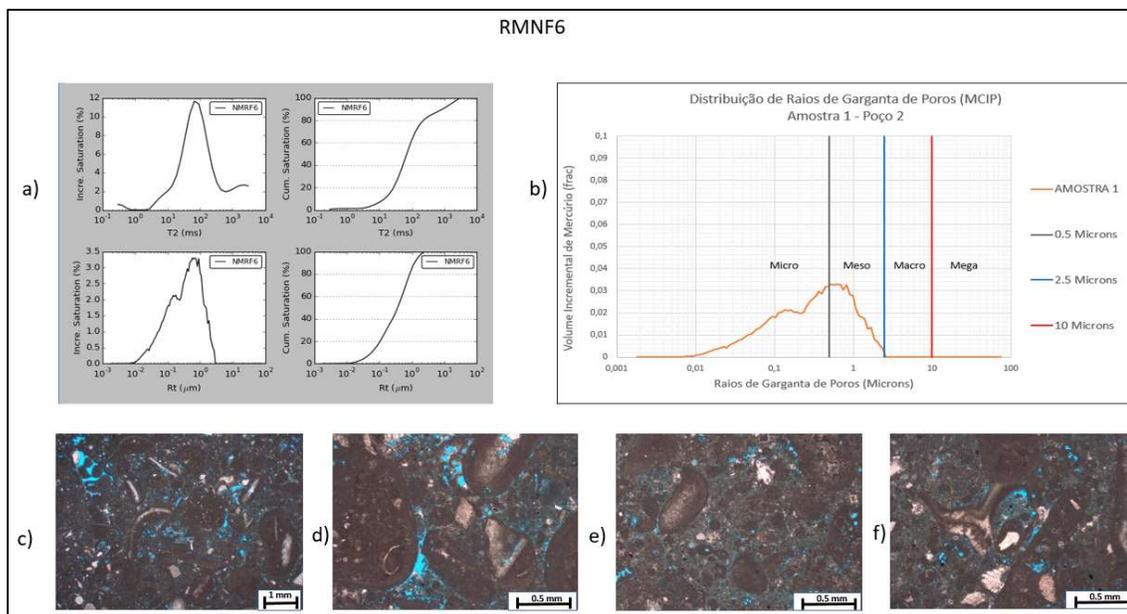


Figura 54 – Integração rocha-perfil para RMNF6/RMNF7.

a) A parte superior do gráfico mostra a distribuição de T_2 (ms) do perfil e sua respectiva curva de saturação cumulativa, a parte inferior mostra a distribuição do raio de garganta de poro (μm) e sua respectiva curva de saturação cumulativa. b) Distribuição unimodal de raio de garganta de poro. c) *Packstone* oolítico/oncolítico, bioclástico, peloidal com matriz micrítica peloidal, que possui porosidade de 17.1% e permeabilidade de 1.8 mD. Detalhe da porosidade do tipo intergranular e intragranular. d) Detalhe de poros de dissolução na lâmina. e) Detalhe de área com matriz micrítica peloidal com microporos e poros intragranulares. f) Detalhe poros de dissolução da matriz e em grãos.

5.5 PERFORMANCE DOS ESTIMADORES DE CORTE DE SATURAÇÃO CUMULATIVA

k_{2SAT} EM CADA RMNF

Com o objetivo de otimizar as estimativas de permeabilidade, foi checada a performance dos estimadores de corte de saturação cumulativa T_{2SAT} em cada uma das RMNF. Secundariamente, buscou-se verificar se há relação do estimador com o raio de garganta dos poros.

Os resultados mostram que os estimadores de permeabilidade de RMNF 4 até RMNF 7 apresentam decréscimo nos valores de corte de saturação cumulativos (tabela 13). Essa tendência segue a redução da qualidade do reservatório e a diminuição do tamanho das gargantas dos poros. As RMNF 1, 2 e 3 representam a rocha-reservatório de melhor qualidade e era esperado que possuíssem estimadores progressivos e com altos valores de corte de saturação cumulativos. Uma provável explicação para tal comportamento é o alto conteúdo de porosidade secundária. O RMN possui limitação do tamanho do poro, quando ele é muito grande, a relaxação passa a ser dominada pelo termo bulk, assim, as estimativas de permeabilidade perdem a sensibilidade nesses tipos de rochas e o uso de cortes de saturação cumulativos de valores mais baixos podem fornecer resultados superiores.

Estimadores		T2		Constantes		
		R2	SE	a	b	c
RMNF1	K _{15%}	0,852	3,208	135,3077	6,24	2,86
RMNF2	K _{15%}	0,462	2,126	0,0000	-0,55	3,30
RMNF3	K _{80%}	0,391	2,235	0,0000	1,96	2,59
RMNF4	K _{95%}	0,655	3,444	0,0001	6,30	3,15
RMNF5	K _{70%}	0,595	4,229	2,4892	6,19	2,07
RMNF6	K _{65%}	0,657	5,347	0,0032	4,28	2,64
RMNF7	K _{10%}	0,864	2,759	0,0016	3,56	2,88

Tabela 13 – Performance estatística dos estimadores de permeabilidade avaliados para cada RMNF.

As curvas de permeabilidade obtidas pela integração das RMNF (K_{RMNF}) foram distribuídas em cada um dos três poços e os resultados foram comparados aos obtidos pela relação k-phi e os estimadores de T_2 puro em cada poço (tabelas 14, 15 e 16). O R^2 avaliado com o K_{RMNF} foi superior em todos os poços, com destaque para os poços 2 e 3, nos quais houve melhora considerável. O Poço 1 apresentou comportamento diferenciado, já que apesar de possuir um maior R^2 , apresentou aumentos progressivos no valor de SE.

POÇO 1		
Estimadores	R ²	SE
k-phi	0,609	9,048
k _{95%}	0,764	3,040
k _A	0,778	3,331
k_{RMNF}	0,784	3,854

Tabela 14 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 1.

POÇO 2		
Estimadores	R ²	SE
k-phi	0,570	7,239
k _G	0,638	4,346
k _{50%}	0,653	4,339
k_{RMNF}	0,686	4,178

Tabela 15 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 2.

POÇO 3		
Estimadores	R ²	SE
k-phi	0,580	7,324
k _A	0,636	4,545
k _{25%}	0,656	4,426
k_{RMNF}	0,743	4,565

Tabela 16 – Comparativo da performance estatística dos estimadores de permeabilidade no Poço 3.

As figuras 55, 56 e 57 mostram os perfis de raios gama e RMN, em uma das trilhas é apresentada a permeabilidade k_{RMNF} .

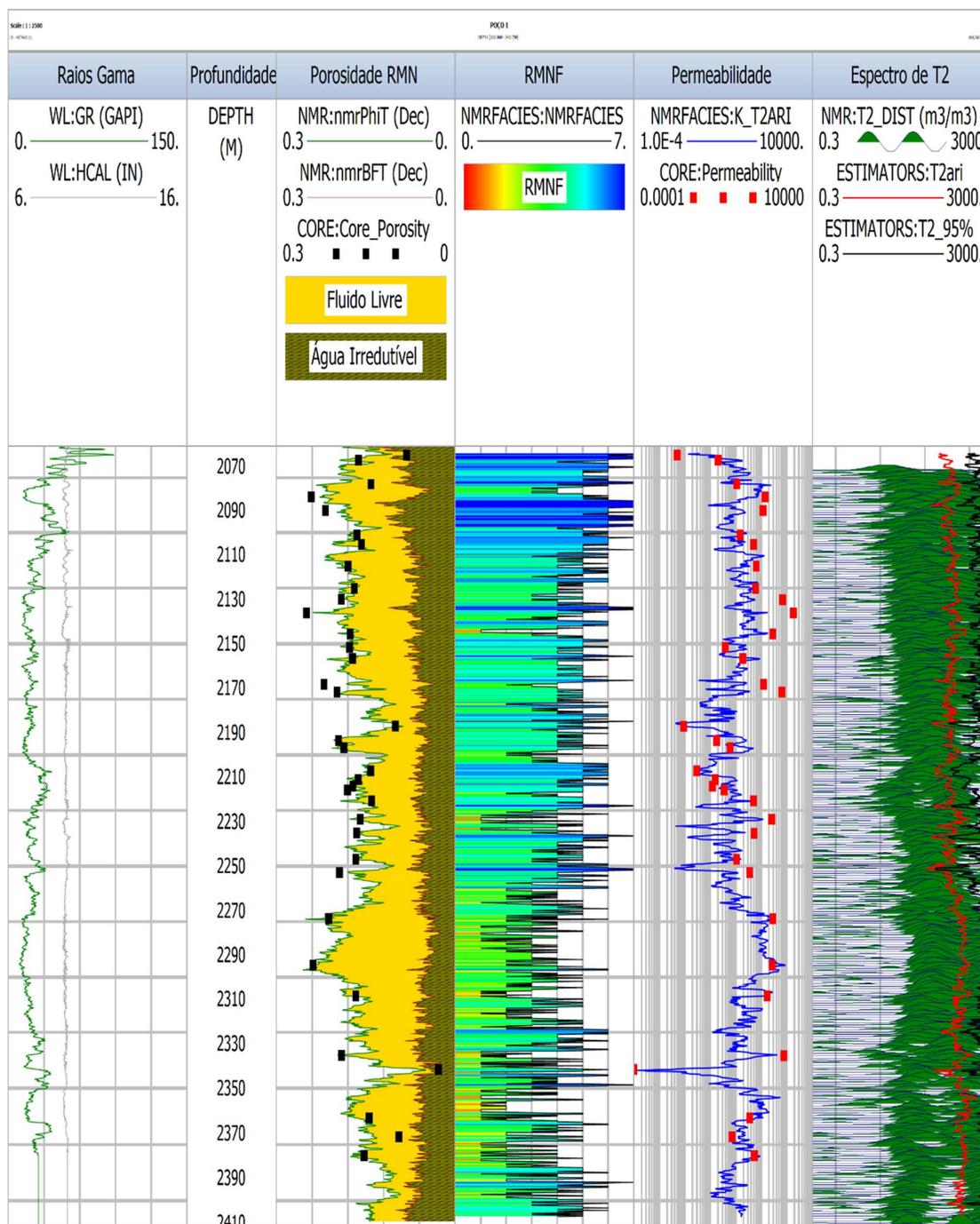


Figura 55 – Dados de perfis do Poço 1 separados por trilhas.

1 – Raios gama (GR) e Caliper (HCAL). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Distribuição de RMNF. 5 – Permeabilidade absoluta (*permeability*) e permeabilidade k_{RMNF} . 6 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-95\%}$ (T2_95%).

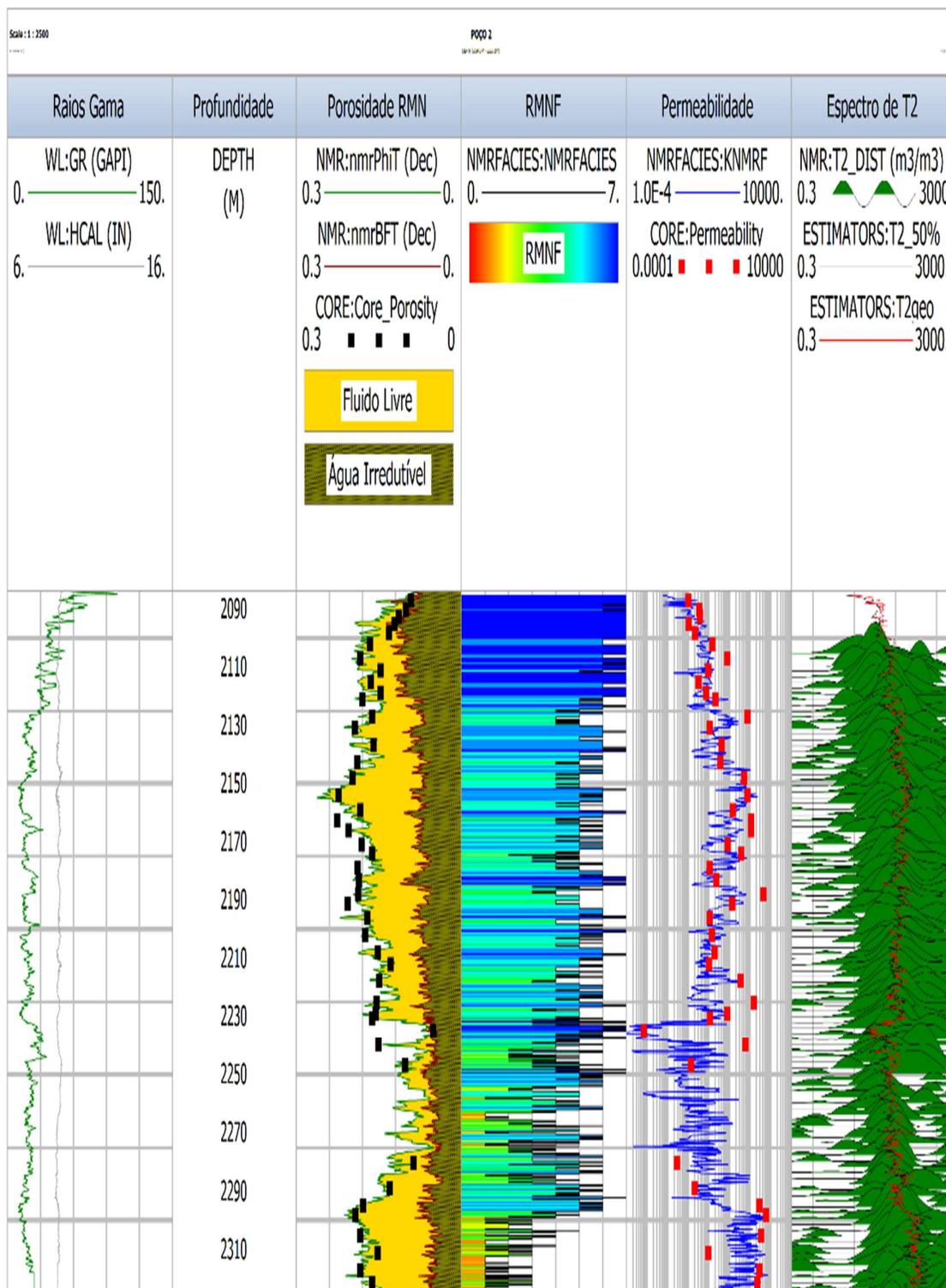


Figura 56 – Dados de perfis do Poço 2 separados por trilhas.

1 – Raios Gama (GR) e Caliper (HCAL). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irreduzível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Distribuição de RMNF. 5 – Permeabilidade absoluta (*permeability*) e permeabilidade k_{RMNF} . 6 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2G} (T2geo) e $T_{2-50\%}$ (T2_50%).

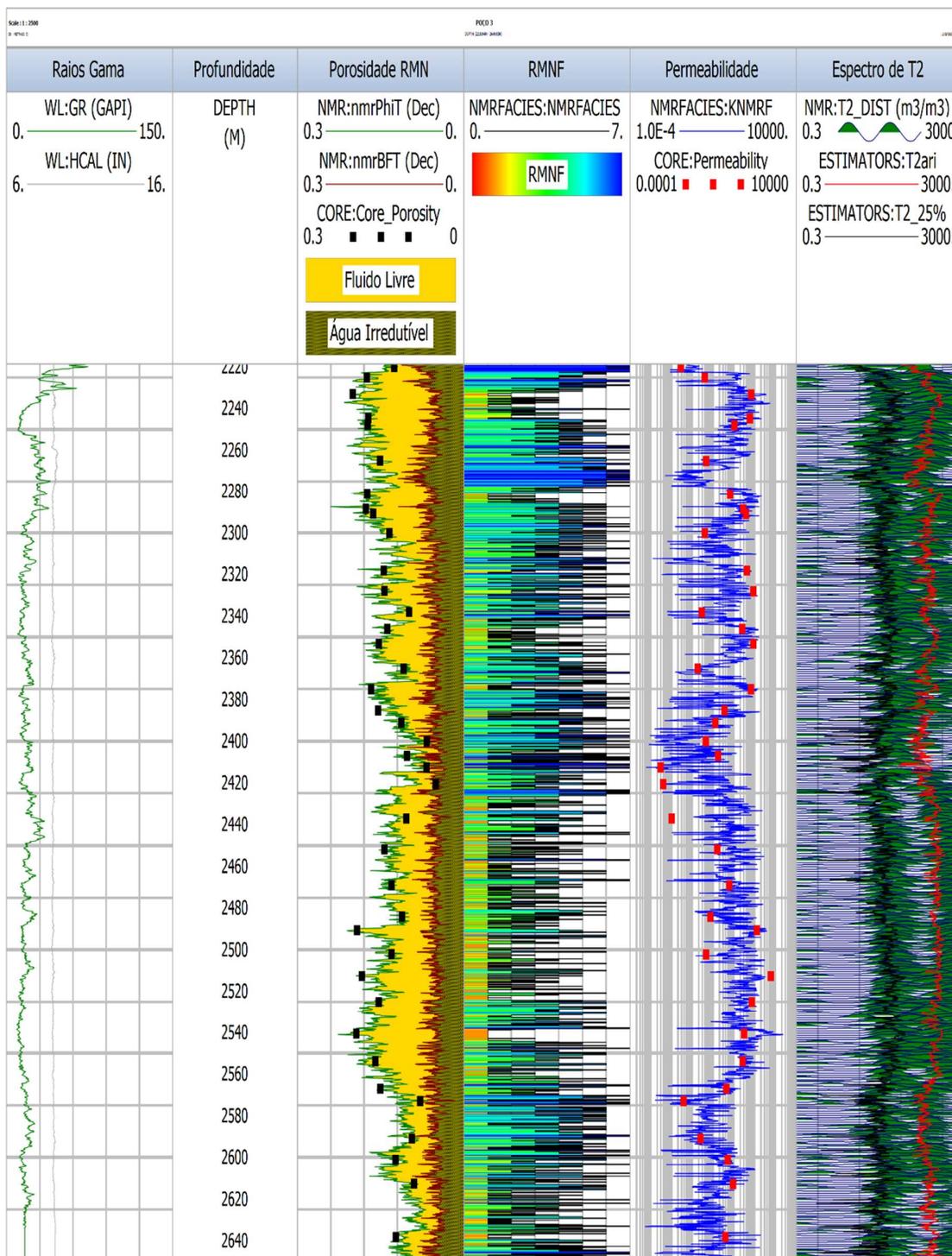


Figura 57 – Dados de perfis do Poço 3 separados por trilhas.

1 – Raios Gama (GR) e Caliper (HCAL). 2 – Profundidade. 3 – Porosidade total pelo RMN (nmrPhiT), água irredutível (nmrBFT) e porosidade laboratório (Core Porosity). 4 – Distribuição de RMNF. 5 – Permeabilidade absoluta (*permeability*) e permeabilidade k_{RMNF} . 6 – Distribuição de T2 (T2_DIST), T_{2A} (T2ari) e $T_{2-25\%}$ (T2_25%).

A permeabilidade média k_{RMNF} estimada no Poço 1 foi de 6.55 mD, no Poço 2 foi de 1.92 mD e no Poço 3 foi de 3.01mD. Esses resultados são compatíveis com as litologias predominantes em cada um dos poços, que são respectivamente *grainstones* para o Poço 1, *packstones* para o Poço 2 e *grainstones/packstones* para o Poço 3. É possível observar que, no geral, existe boa correlação visual entre a variação de RMN fácies (trilha 3), permeabilidades (trilha 4), e o espectro de T2 (trilha 5).

Um estudo detalhado da distribuição das RMNF em cada um dos poços foi feito como forma de ajudar na compreensão dos diferentes estimadores puros de T_2 que tiveram a melhor performance preditiva para cada poço trabalhado separadamente (tabela 17). Podemos concluir, então, que os estimadores de altos tempos de relaxação que foram observados no Poço 1 ($k_{95\%}$ e k_A) ocorrem pela predominância de RMNF com estimadores de altos cortes de saturação (RMNF4 e RMNF5), os estimadores de médios tempos de relaxação que foram observados no Poço 2 ($k_{50\%}$ e k_G) ocorrem pela predominância de RMNF com estimadores de médios cortes de saturação (RMNF5 e RMNF6) e, no Poço 3, os estimadores de altos e baixos tempos de relaxação ($k_{25\%}$ e k_A) ocorrem pela predominância de RMNF com estimadores de altos e baixos tempos de saturação (RMNF1 e RMNF4). É possível observar também que no Poço 3 há uma distribuição heterogênea das RMNF.

RMNF	POÇO 1 (%)	POÇO 2 (%)	POÇO 3 (%)
RMNF1($k_{15\%}$)	5	11	20
RMNF2($k_{15\%}$)	10	7	13
RMNF3($k_{80\%}$)	13	8	13
RMNF4($k_{95\%}$)	26	13	17
RMNF5($k_{70\%}$)	26	25	16
RMNF6($k_{65\%}$)	16	23	15
RMNF7($k_{10\%}$)	4	14	8

Tabela 17 – Percentual de distribuição de cada RMNF nos poços

A heterogeneidade das rochas carbonáticas do presente trabalho, que passaram por processos diagenéticos de dissolução, cimentação e bioturbação, permitiu a geração de porosidade secundária tais como: vugos, moldes, cimentos e demonstram a dificuldade de estimar a permeabilidade nesses tipos de rochas. No trabalho de Rios (2016), que foi realizado com dados de RMN de laboratório e permeabilidade em um conjunto de 29 amostras de rochas carbonáticas do Mar do Norte e do Oriente Médio, os melhores estimadores de permeabilidade foram alto cortes de saturação ($k_{85\%}$) e média aritmética (k_A). Os resultados do presente trabalho sugerem que há correlação entre os melhores estimadores e o tamanho dos poros e raio de garganta de poros, portanto, o que deve definir o melhor estimador no poço deve ser o tamanho

dos poros e os raios de garganta de poros das litologias atravessadas pelos poços. Esse fato foi corroborado tanto pelos melhores estimadores aplicados em cada um dos poços ou após clusteração nos três poços por RMNF.

As comparações dos resultados dos estimadores sugerem que nas rochas com predominância de porosidade intergranular e espectro de T_2 unimodal os estimadores refletem diretamente os tamanhos e raios de garganta dos poros, já as rochas com alto conteúdo de porosidade secundária e espectro de T_2 bimodal não seguem essa tendência, uma vez que o RMN não tem sensibilidade para conectividade e poros de tamanhos muito grandes. Nesse caso, os estimadores com baixos corte de saturação apresentaram maior eficácia preditiva.

Um estudo realizado por Rezaee (2006) com 144 amostras de rochas carbonáticas provenientes de reservatórios de óleo do Irã, com grande variação de porosidade e permeabilidade, demonstrou que o estimador com melhor performance preditiva para permeabilidade foi o de saturação cumulativa de 50% utilizando resultados de pressão capilar por injeção de mercúrio. Foram utilizados redes neurais e regressões lineares para estimativa de permeabilidade com os dados de entrada de porosidade e raio de garganta de poros. Uma das conclusões do trabalho é que os carbonatos apresentam geometria de poros mais complexa que arenitos e altas saturações cumulativas podem ser melhores estimadores de permeabilidade. Uma discussão sobre o resultado deste trabalho é que este valor deve representar o valor médio do raio de garganta de poros de todas as amostras, uma vez que o autor trabalhou todos os dados em conjunto, a aplicação da técnica de RMNF pode auxiliar a observar a variação de melhor estimador de permeabilidade com o aumento do tamanho e raio de garganta de poros.

Rezaee (2012) realizou estudo de permeabilidade em 16 amostras de arenitos do tipo “tight” de reservatórios australianos através de dados de pressão capilar por injeção de mercúrio e que possuem predominância de raio de garganta de poros das frações micro e meso. Com a utilização de regressões lineares múltiplas e dados de entrada de porosidade e raio de garganta de poros, o estimador com melhor performance preditiva para permeabilidade foi o de saturação cumulativa de 10%. Esses resultados apresentam boa correlação com o resultado do presente estudo, uma vez que as rochas com menores raio de garganta de poros (RMNF 7) se apresentaram também como melhores estimadores as baixas saturações cumulativas de T_2 .

As figuras 58 a 66 demonstram os comparativos dos resultados de predição de permeabilidade em todos os poços, com estimadores de T_2 puro e RMNF. Os gráficos apresentam uma

linha vermelha que representa a predição perfeita e duas linhas azuis que representam limites superiores e inferiores de até 2.5 vezes o valor da predição. Uma forma mais simples de avaliar a eficácia da predição é considerar que boas predições se encontram no range de até 2.5 vezes o limite da predição perfeita.

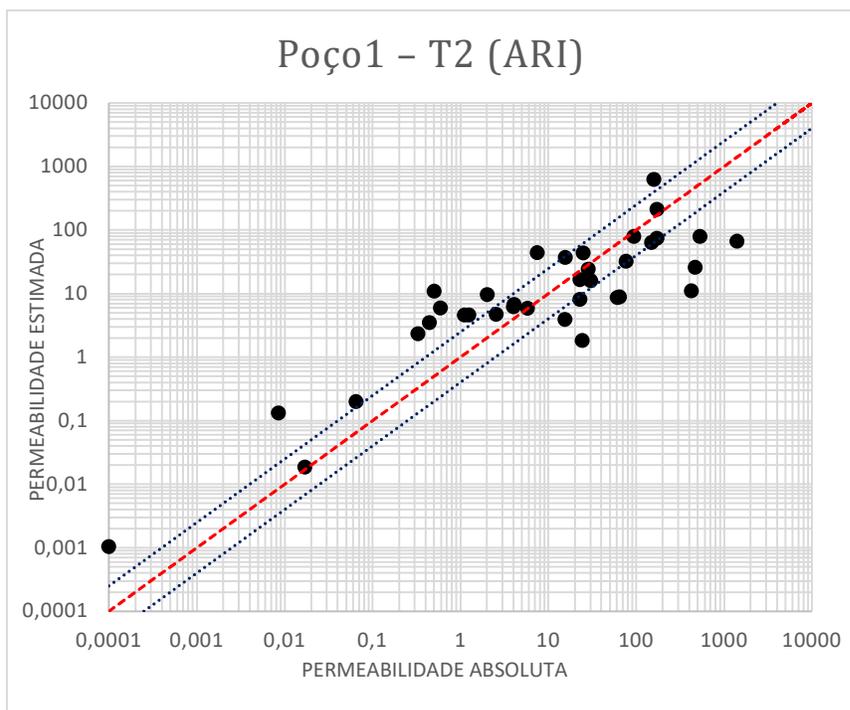


Figura 58 – Permeabilidade absoluta *versus* permeabilidade estimada com k_A no Poço 1.

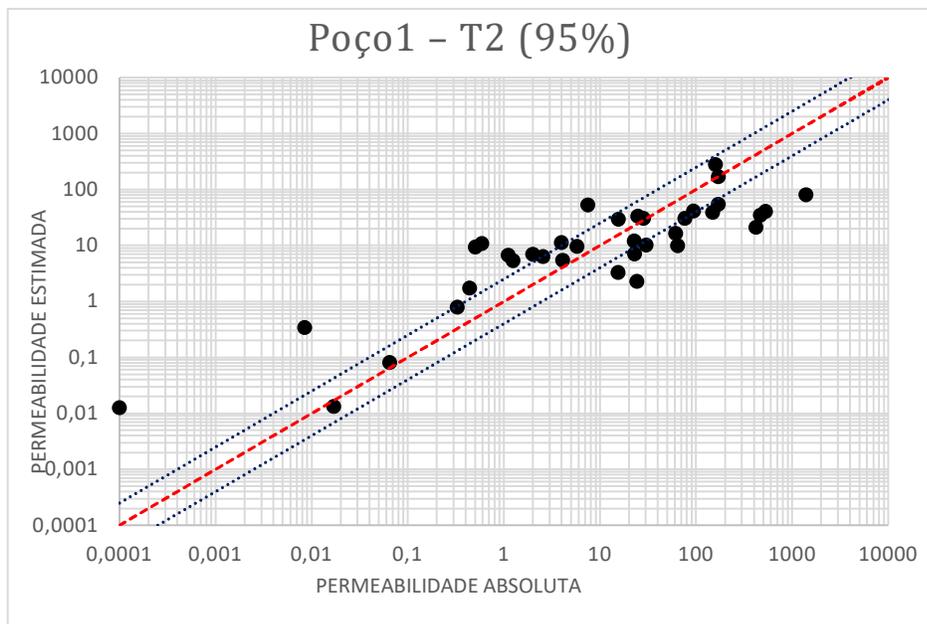


Figura 59 – Permeabilidade absoluta *versus* permeabilidade estimada com $k_{95\%}$ no Poço 1.

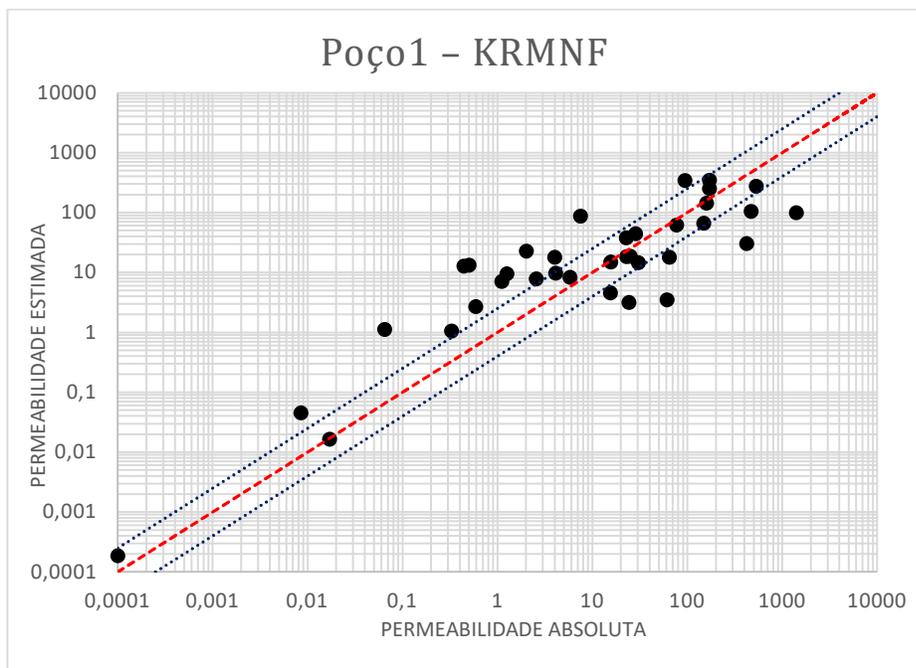


Figura 60 – Permeabilidade absoluta *versus* permeabilidade estimada com k_{RMNF} no Poço 1.

Os resultados do Poço 1 sugerem que houve melhora nas estimativas de permeabilidade menores que 1 mD e no range de 1 a 10 mD através do $k_{95\%}$. Para permeabilidades maiores que 10 mD, o k_{RMNF} forneceu as melhores estimativas. Todos os estimadores superestimaram os ranges de permeabilidade menores que 1 mD e entre 1 mD e 10 mD. Para as permeabilidades maiores que 10mD todos os estimadores subestimaram as permeabilidades.

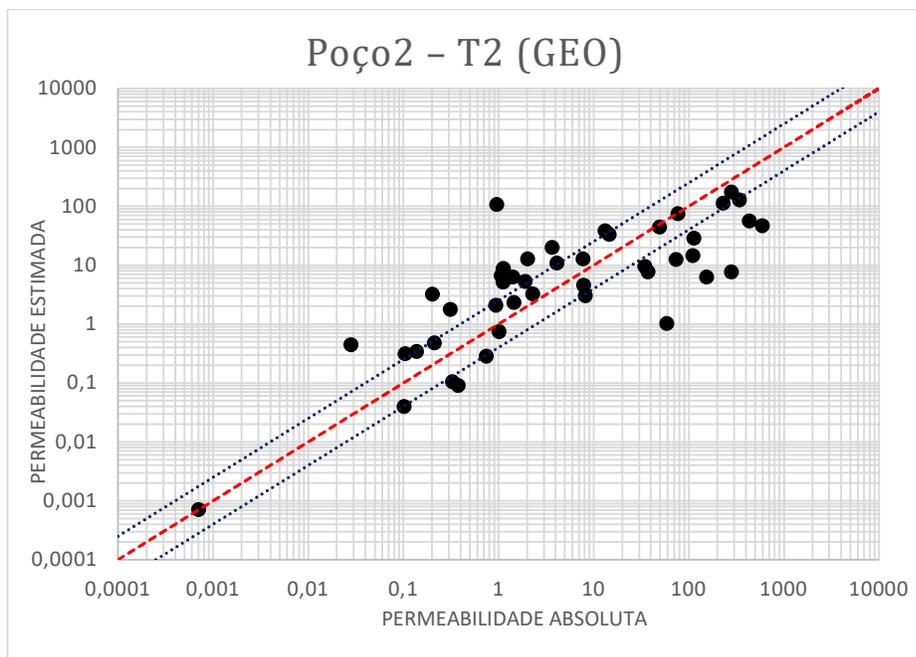


Figura 61 – Permeabilidade absoluta *versus* permeabilidade estimada com k_G no Poço 2.

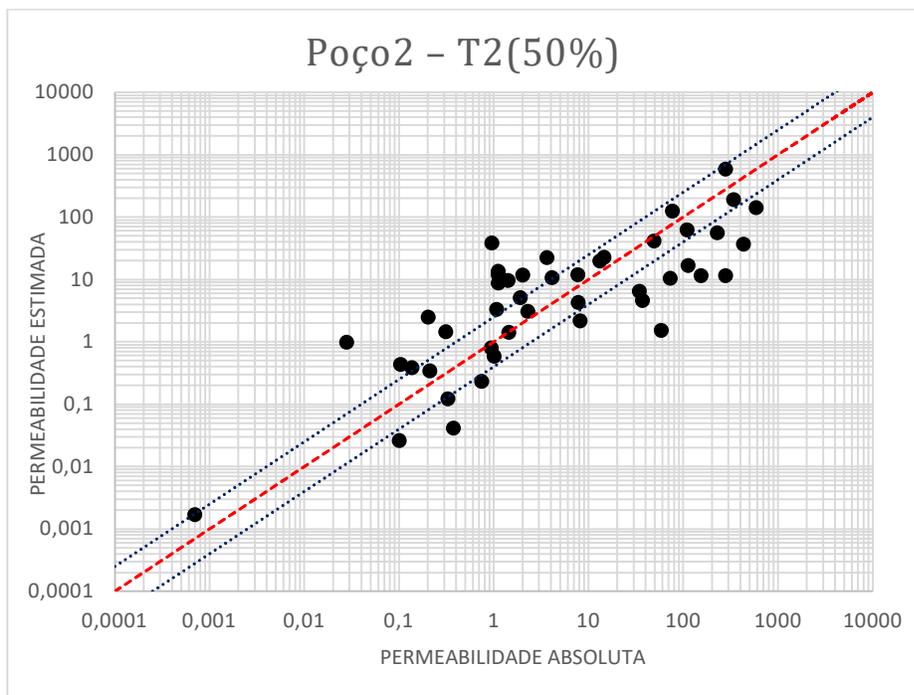


Figura 62 – Permeabilidade absoluta versus permeabilidade estimada com $k_{50\%}$ no Poço 2.

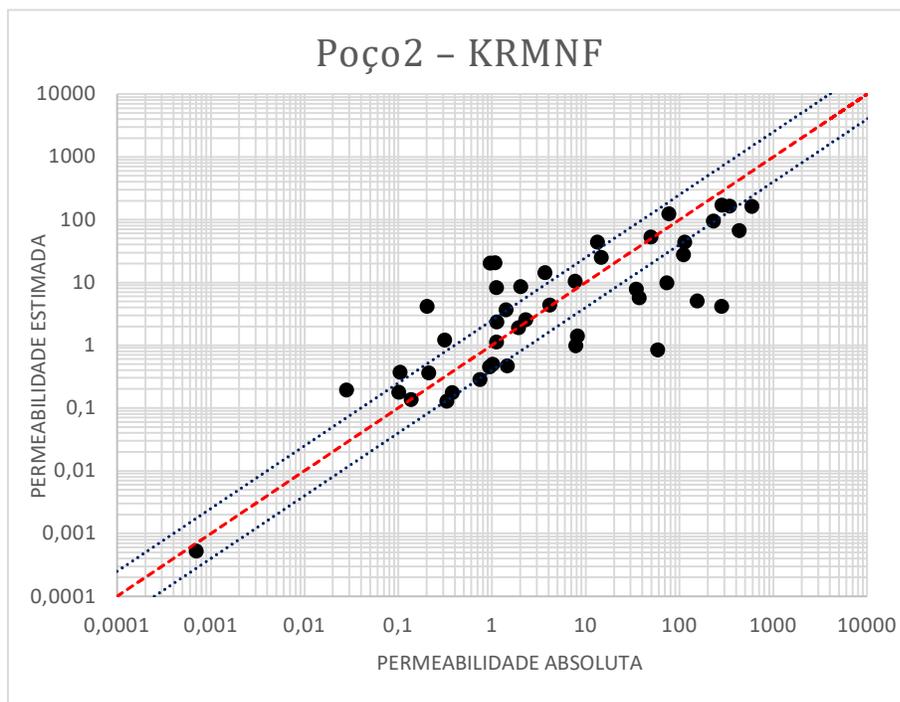


Figura 63 – Permeabilidade absoluta versus permeabilidade estimada com k_{RMNF} no Poço 2.

Os resultados do Poço 2 sugerem que houve melhora nas estimativas de permeabilidade menores que 1 mD e no range de 1 mD a 10 mD através do k_{RMNF} . Para permeabilidades maiores que 10 mD, os três estimadores apresentaram resultados similares, porém o estimador

k_{RMNF} apresentou maior R2 e menor SE, fato este que pode ser corroborado pela menor dispersão dos pontos com relação a linha vermelha. Todos os estimadores superestimaram as permeabilidades menores que 1 mD e entre 1 mD e 10 mD e subestimaram as permeabilidades maiores que 10 mD.

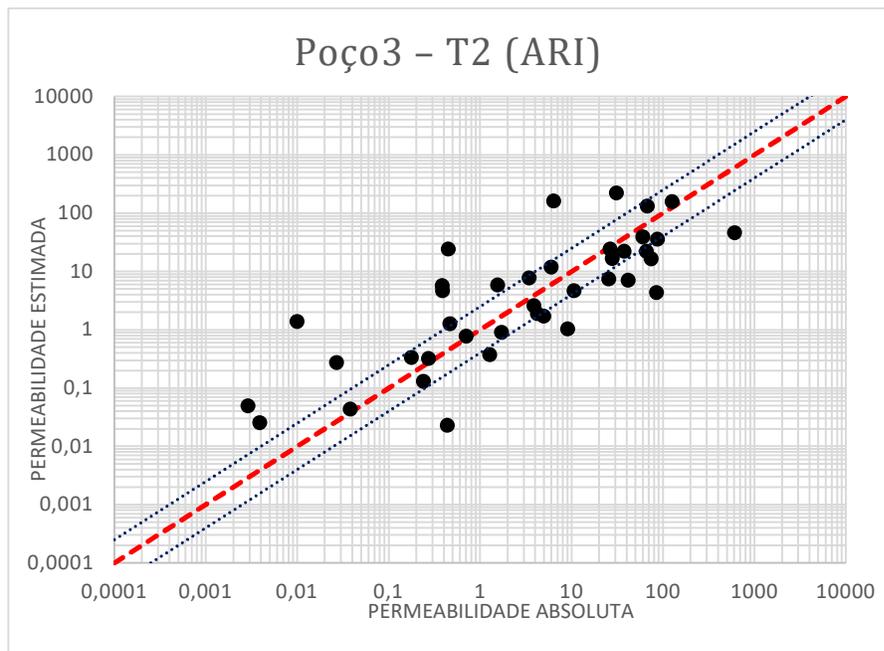


Figura 64 – Permeabilidade absoluta versus permeabilidade estimada com k_A no Poço 3.

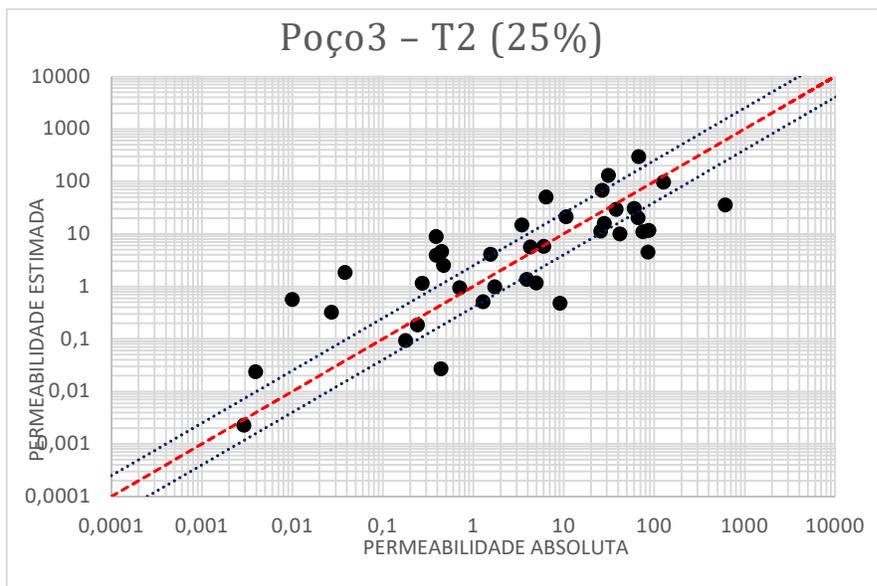


Figura 65 – Permeabilidade absoluta versus permeabilidade estimada com $k_{25\%}$ no Poço 3.

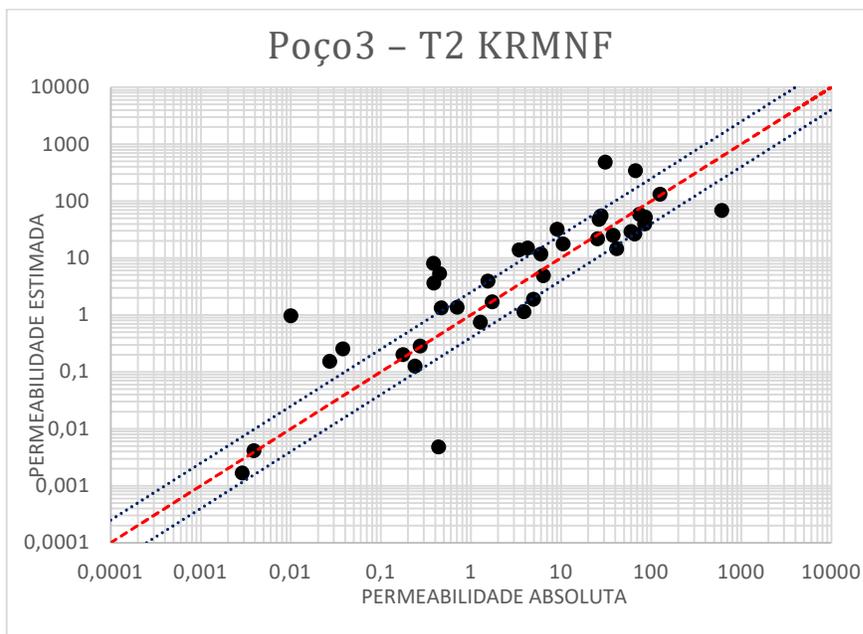


Figura 66 – Permeabilidade absoluta versus permeabilidade estimada com k_{RMNF} no Poço 3.

No Poço 3, o estimador k_{RMNF} apresentou maior número de pontos dentro das linhas azuis, que representam o limite de 2,5 vezes a predição exata da permeabilidade. No range de permeabilidade menor que 1 mD os estimadores k_{RMNF} e k_A obtiveram as melhores estimativas, para o range de permeabilidade de 1 mD a 10 mD todos os estimadores apresentaram o mesmo número de pontos dentro das linhas azuis, porém o estimador k_{RMNF} apresentou menor dispersão dos pontos. Para as permeabilidades maiores que 10 mD, o estimador k_{RMNF} forneceu as melhores estimativas de permeabilidade. As permeabilidades menores que 0,1 mD foram superestimadas com todos os estimadores. Para os ranges de permeabilidade maiores que 0,1 mD os estimadores de k_A e $k_{25\%}$ tanto subestimaram quanto superestimaram a permeabilidade, já o estimador k_{RMNF} apresentou a tendência de subestimar a permeabilidade.

Para os ranges de permeabilidade abaixo de 10 mD os melhores estimadores dos poços 2 e 3 foram o k_{RMNF} , já no Poço 1 o melhor estimador foi o $k_{95\%}$. Para as permeabilidades maiores que 10 mD o melhor estimador foi o k_{RMNF} nos poços 1, 2 e 3. Esses resultados demonstram que a clusterização a partir de RMNF otimizou as estimativas de permeabilidades nos três poços do presente trabalho.

Como houve ranges de permeabilidade com subestimativas e superestimativas dessa propriedade petrofísica, para futuros trabalhos sugere-se a aplicação da técnica da permeabilidade melhorada pela relaxatividade superficial. A sugestão é de segmentar o reservatório em RMNF e aplicar a técnica de estimativa de permeabilidade com MCIP e RMN para obtenção

da relaxatividade superficial e assim checar a possibilidade de otimização da permeabilidade. A ideia principal é de obter o valor de relaxatividade superficial para cada uma das RMNF e assim aplicar estes resultados nos dados de perfis de poços.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma avaliação sistemática dos efeitos dos diferentes estimadores de T_2 puro para estimativas de permeabilidade em rochas carbonáticas por meio de dados de perfis de RMN. Baseado na distribuição de T_2 , as contribuições relativas de cada tamanho de poro e de raio de garganta de poros para estimar a permeabilidade foi discutida. Foi aplicada com sucesso a técnica de RMN fácies para classificar o reservatório com base no raio de garganta dos poros. Baseado nos resultados, as seguintes conclusões podem ser descritas:

- Os melhores estimadores de permeabilidade para os poços 1, 2 e 3 foram, respectivamente, altos valores de T_2 ($k_{95\%}$ e k_A), médios valores de T_2 ($k_{50\%}$ e k_G) e baixos e altos valores de T_2 ($k_{25\%}$ e k_A). É importante ressaltar que o estimador padrão da equação de Kenyon (k_G) não se mostrou como melhor alternativa, pois, mesmo no Poço 2, sua performance preditiva foi inferior ao $k_{50\%}$.
- A qualidade do reservatório foi determinada utilizando a metodologia de RMNF nos três poços em conjunto e ela vai gradualmente diminuindo da RMNF1 até a RMNF7. Isso foi confirmado pelos valores médios dos perfis, valores médios da distribuição de T_2 e integração rocha-perfil em cada uma das RMNF determinadas.
- As predições de permeabilidade foram otimizadas pelo uso de k_{2SAT} em cada RMNF e subsequente distribuição nos poços.
- A avaliação do melhor estimador de permeabilidade k_{2SAT} para cada RMNF foi realizada, e assim foi possível constatar que houve decréscimo nos valores de corte de saturação cumulativos da RMNF 4 até RMNF7, essa tendência segue a redução da qualidade do reservatório e a diminuição do tamanho dos poros e raio de garganta dos poros. As RMNF 1, 2 e 3 que representam as rochas-reservatório de melhor qualidade não seguiram este comportamento, provavelmente devido ao seu alto conteúdo de porosidade secundária. A limitação do RMN de medir tamanhos muito grandes de poros e em distinguir poros conectados e não-conectados, situações comuns nestes tipos de rochas, fazem que as estimativas de permeabilidade com baixos k_{2SAT} apresentem melhores resultados que utilizando altos k_{2SAT} .

O comparativo da distribuição de RMNF e o melhor estimador de T_2 puro para cada poço mostra provável correlação. O Poço 1 apresenta predominância de RMNF4 e RMNF5 com k_{2SA} variando de 70% a 95% e os melhores estimadores apresentam altos tempos de saturação, o Poço 2 apresenta predominância de RMNF5 e RMNF6 com k_{2SA} variando de 65% a 70% e os melhores estimadores apresentam médios tempos de saturação, enquanto que o Poço 3 apresenta distribuição heterogênea de RMNF e os melhores estimadores foram de altos e baixos tempos de relaxação. O tamanho do poro provavelmente controla o melhor estimador em rochas com predominância de porosidade intergranular, já nos casos em que há predomínio de porosidade secundária, apesar dos tamanhos muito grande dos poros, os estimadores com valores mais baixos k_{2SAT} podem oferecer melhor performance preditiva.

REFERÊNCIAS

- AMAEFULE, Jude O. *et al.* Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. *In: SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1993.
- CHANG, Dahai *et al.* Effective porosity, producible fluid and permeability in carbonates from NMR logging. *In: SPWLA 35th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1994.
- CHEN, Songhua *et al.* Pore-connectivity based permeability model for complex carbonate formations. *In: SPWLA 49th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2008.
- CHI, Lu *et al.* Directional permeability assessment in formations with complex pore geometry using a new NMR-based permeability model. *In: SPWLA 55th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2014.
- CHOQUETTE, Philip W.; PRAY, Lloyd C. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG bulletin*, v. 54, n. 2, p. 207-250, 1970.
- COATES, George R. *et al.* The MRIL In Conoco 33-1 an investigation of a new magnetic resonance imaging log. *In: SPWLA 32nd Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1991.
- COATES, George R. *et al.* **NMR logging: principles and applications**. Houston: Haliburton Energy Services, 1999.
- DELHOMME, Jean-Pierre. The quest for permeability evaluation in wireline logging. *In: Aquifer Systems Management: Darcy's Legacy in a World of Impending Water Shortage*. CRC Press, 2014. p. 75-90.
- DRAKE, L. C.; RITTER, H. L. Macropore-size distributions in some typical porous substances. *Industrial & Engineering Chemistry Analytical Edition*, v. 17, n. 12, p. 787-791, 1945.
- DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *AAPG Special Volumes*, p. 108-121, 1962.
- DUNN, K.-J.; BERGMAN, David J.; LATORRACA, Gerald A. (Ed.). **Nuclear magnetic resonance: Petrophysical and logging applications**. Elsevier, 2002.
- FLEURY, Marc; DEFLANDRE, Françoise; GODEFROY, Sophie. Validity of permeability prediction from NMR measurements. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences-Series IIC-Chemistry*, v. 4, n. 11, p. 869-872, 2001.
- FLÜGEL, Erik. **Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application**. Springer Science & Business Media, 2004.
- FREEDMAN, R. *et al.* Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging. *Petrophysics*, v. 45, n. 03, 2004.
- FREITAS, Karina Lobato Favacho de. **Classificação automática da permeabilidade de rochas carbonáticas do pré-sal brasileiro através da mineração de dados de perfil de RMN e convencionais**. Orientador: Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo. 2017. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Instituto de Geociências - Departamento de Geologia e Geofísica., Universidade Federal Fluminense, Niterói., 2017. f. 33.

GEORGI, D. T.; MENGER, S. K. Reservoir quality, porosity and permeability relationships. *In: Proc. 14th Mintrop Seminar, Münster*. 1994.

KENYON, W. E. *et al.* A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. **SPE formation evaluation**, v. 3, n. 03, p. 622-636, 1988.

KOŁODZIE JR, Stanley *et al.* Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. *In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1980.

LUCIA, F. J. *et al.* Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. **Journal of petroleum technology**, v. 35, n. 03, p. 629-637, 1983.

LUCIA, F. Jerry. **Carbonate reservoir characterization: An integrated approach**. Springer Science & Business Media, 1999.

MACHADO, Vinicius de França. **Inteligência Computacional na Estimativa da Permeabilidade de Reservatórios de Petróleo a Partir de Perfis de Ressonância Magnética Nuclear**. Orientador: Nelson Francisco Favilla Ebecken. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro., 2010. f. 60.

MAI, An *et al.* An evaluation of the application of low field NMR in the characterization of carbonate reservoirs. *In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2002.

MARDANI, Alireza *et al.* NMR facies definition for Permo-Triassic Kangan/Dalan carbonate formation by use of core/log and pore-scale measurements. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 16, n. 01, p. 8-18, 2013.

MESQUITA, P. V.: Melhoria da estimativa de permeabilidade através da integração de dados de RMN e MCIP em rochas análogas a reservatórios de hidrocarbonetos. 88f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Geofísica). UFF, Rio de Janeiro, 2017

NELSON, Phillip H. *et al.* Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks. **The log analyst**, v. 35, n. 03, 1994.

OGILVIE, S. R. *et al.* Novel methods of permeability prediction from NMR tool data. **Dialog, London Petrophysical Society, London**, p. 1-14, 2002.

OHEN, Henry A. *et al.* A hydraulic (flow) unit-based model for the determination of petrophysical properties from NMR relaxation measurements. *In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1995.

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

PURCELL, W. R. *et al.* Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. **Journal of Petroleum Technology**, v. 1, n. 02, p. 39-48, 1949.

ROSA, Adalberto José; DE SOUZA CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006.

REZAEI, M. R.; JAFARI, A.; KAZEMZADEH, E. Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks. **Journal of Geophysics and Engineering**, v. 3, n. 4, p. 370-376, 2006.

- REZAEI, Reza; SAEEDI, Ali; CLENNELL, Ben. Tight gas sands permeability estimation from mercury injection capillary pressure and nuclear magnetic resonance data. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 88, p. 92-99, 2012.
- RIOS, Edmilson Helton *et al.* Modeling rock permeability from NMR relaxation data by PLS regression. **Journal of applied geophysics**, v. 75, n. 4, p. 631-637, 2011.
- RIOS, Edmilson Helton *et al.* NMR permeability estimators in 'chalk' carbonate rocks obtained under different relaxation times and MICP size scalings. **Geophysical Journal International**, v. 206, n. 1, p. 260-274, 2016.
- TERRA, J. G. S. *et al.* Classificações clássicas de rochas carbonáticas. **Boletim Geociências Petrobras**, v. 18, n. 1, p. 9-29, 2010.
- TIAB, Djebbar; DONALDSON, Erle C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Gulf professional publishing, 2011
- TREVIZAN, Willian *et al.* Method for predicting permeability of complex carbonate reservoirs using NMR logging measurements. **Petrophysics**, v. 55, n. 03, p. 240-252, 2014.
- VINCENT, Benoit *et al.* NMR relaxation of neritic carbonates: An integrated petrophysical and petrographical approach. **Journal of Applied Geophysics**, v. 74, n. 1, p. 38-58, 2011.
- WASHBURN, Edward W. The dynamics of capillary flow. **Physical review**, v. 17, n. 3, p. 273, 1921.
- WESTPHAL, Hildegard *et al.* NMR measurements in carbonate rocks: problems and an approach to a solution. **Pure and Applied Geophysics**, v. 162, n. 3, p. 549-570, 2005.
- WINTER, W. R. *et al.* Bacia de campos. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 511-529, 2007.
- XIE, Jiang. **Improved permeability prediction using multivariate analysis methods**. Orientador: Akhil Datta-Gupta. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Petroleum Engineering, Texas A&M University, Houston, 2008. f. 91.