



Universidade do Estado do Rio de Janeiro  
Centro de Tecnologia e Ciências  
Faculdade de Geologia

Carlos Eduardo Nascimento Cardoso

**Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados:  
aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela**

Rio de Janeiro

2016

Carlos Eduardo Nascimento Cardoso

**Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados: aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre ao Programa de Pós-Graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Orientador: Prof. Dr. Hernani Chaves

Rio de Janeiro

2016

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ/REDE SIRIUS/ BIBLIOTECA CTC/C

C268 Cardoso, Carlos Eduardo Nascimento.  
Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados: aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela/ Carlos Eduardo Nascimento Cardoso. – 2016.  
113 f. : il.

Orientador: Hernani Chaves.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.  
Bibliografia.

1. Petrologia- Maracaibo, Bacia de – Teses. 2. Geofísica– Venezuela – Teses. 3. Reservatórios – Teses. I. Chaves, Hernani. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 552.1(87)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a Fonte.

---

Assinatura

---

Data

Carlos Eduardo Nascimento Cardoso

**Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados: aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de Concentração: Análise de bacias

Aprovada em \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Orientador: Prof. Dr. Hernani Chaves

Faculdade de Geologia – UERJ

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Sérgio Bergamashi

Faculdade de Geologia - UERJ

---

Prof. Dr. Felix Gonçalves

Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Prof. Dr. Marco Braga

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Rio de Janeiro

2016

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Faculdade de Geologia, mais especificamente ao Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, pela oportunidade que me deram para realizar esta pesquisa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Hernani Chaves, por seu apoio, amizade, dedicação, e competência nas revisões e sugestões para conclusão deste trabalho.

Gostaria de agradecer aos integrantes desta banca examinadora, pois destinaram parte de seu precioso tempo para participarem desta pesquisa, como o Prof. Dr. Sérgio Bergamashi, Prof. Dr. Marco Braga e Dr. Felix Gonçalves.

A todos os professores do mestrado que de alguma forma contribuíram para esta proposta.

Aos colegas de trabalho da Halliburton que tanto incentivaram e deram opiniões ao desenvolvimento da parte técnica, queria agradecer especialmente ao gerente de Reservatório da Halliburton, Mateus Barroso, que autorizou o uso de *softwares* e dados que viabilizaram todo este trabalho.

Gostaria de agradecer a toda equipe do Lagesed (Laboratório de Sedimentologia da UFRJ) pelo apoio e espaço para conclusão deste trabalho, em especial ao coordenador João Paulo Miranda, que disponibilizou seu tempo e dedicação para revisão desta dissertação e ao Prof. Dr. Leonardo Borghi que sempre incentivou a produção de conteúdo em sua equipe.

Aos meus familiares acima de tudo, por me apoiarem sempre nessa jornada, como minha esposa Carolina Cardoso e minha querida e recém-chegada filha, Bárbara Cardoso.

## RESUMO

CARDOSO, Carlos Eduardo Nascimento. **Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados:** aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela. 2016. 113f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

A caracterização petrofísica de reservatório é o processo de análise e interpretação de dados geofísicos realizados em função da profundidade de um poço, através da descrição dos processos que determinam a viabilidade de uma formação de produzir hidrocarbonetos. Foram disponibilizados dados de perfis básicos e avançados de um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela. O fluxo de trabalho consiste em analisar características petrofísicas de perfis em reservatórios areno argilosos, como o controle de qualidade de curvas, zoneamento do reservatório e avaliação *quick-look*, o cálculo volume de argila, o cálculo da porosidade e permeabilidade, cálculo da saturação de fluidos, identificação de facies e por fim avaliar o *net-pay* do reservatório. As argilas são componentes significativos em quase todos os tipos de reservatórios arenosos, quando presentes em grande volume tornam a avaliação petrofísica de perfis complexa, por este motivo, este trabalho caracteriza seus principais efeitos no reservatório. O poço VNZ-A representa em sua maior parte a formação Misoa, são intercalações de areias e folhelhos de origem fluvio-deltáica do Eoceno da Bacia de Maracaibo. Neste poço foram identificadas sete zonas, de C-1 a C-7, entre as quais foram descritas quatro intervalos de reservatórios entre as zonas C-6 e C-7. Por conceito, os reservatórios argilosos possuem a matriz de argila suportada com quartzo e outros minerais, a grande superfície de contato das argilas são capazes de ligar uma fração substancial de água em sua superfície. A água intrínseca nas argilas contribui para a condutividade elétrica do reservatório, pois atenua a resistividade. Por este motivo, é necessária uma avaliação petrofísica integrada utilizando perfis básicos e avançados. O modelo de Archie para reservatórios siliciclásticos se torna ineficaz em reservatórios influenciados por argilidade, resultando em valores pessimistas. Os modelos de saturação aplicados a este objetivo foram divididos em dois: baseados no Volume de argila (Simandoux) e baseados na condutância elétrica (Waxman-Smits, Juahz e *Dual-Water*), este último modelo foi o que apresentou melhores resultados de saturação de óleo. O uso dados avançados integrados aos perfis básicos permitiram melhor avaliar as zonas do reservatório areno argiloso, visto pelo aumento significativo na espessura de reservatório e do volume de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Petrofísica. Reservatórios argilosos. Saturação de água. Argilas. Facies. Bacia de Maracaibo. Formação Misoa.

## ABSTRACT

CARDOSO, Carlos Eduardo Nascimento. **Petrophysical characterization in shaly sand reservoir with advanced well logs:** application in a well of the Maracaibo Basin, Venezuela. 2016. 113 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

The petrophysical reservoir characterization is the process of analysis and interpretation of geophysical data performed by depth of a well through the description of the processes that determine the viability of formation hydrocarbons producing. Basic and advanced logs data were available from well located at Maracaibo Basin, Venezuela. The workflow of the present study consists of analyze reservoir petrophysical characteristics in well logs, such as quality control curves, reservoir zoning and quick-look evaluation, calculating volume of clay, calculate the porosity and permeability, calculation of fluid saturation, identify facies and finally evaluate the net-pay of the reservoir. Clays are significant components in almost all kinds of sandstone reservoirs when present in large volumes make the petrophysical evaluation of complex profiles, for this reason, this study characterizes its major effects in the reservoir. The VNZ-A well show mostly the Misoa formation, they are interbedded sands and shales fluvial-deltaic origin of the Eocene of the Maracaibo Basin. Were identified seven stratigraphic zones, C-1 to C-7, among which were described four intervals reservoirs between C-6 and C-7 zones. By concept, shaly sand reservoirs have the clay matrix supported with quartz and other minerals, the large contact surface of the clays are able to bind to a substantial fraction of water on the surface. The intrinsic water in the clay contributes to the electrical conductivity of the reservoir, which attenuates resistivity. For this reason, an integrated petrophysical evaluation using basic and advanced logs is necessary. The model of Archie siliciclastic reservoirs becomes ineffective in reservoirs influenced by shale content, resulting in pessimistic values. Saturation models applied to this goal were divided into two: based on the volume of clay (Simandoux) and based on the electrical conductance (Waxman-Smits, Juahz and Dual-Water), this last model, showed the best oil saturation results. The use advanced data integrated with basic logs enabled better assess the shaly sand reservoir zones, seen by the significant increase in the reservoir thickness and hydrocarbons volum.

Keywords: Petrophysics. Shaly sand reservoirs. Water saturation. Clay types. Facies. Maracaibo Basin. Misoa formation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de Localização da Bacia de Maracaibo .....	15
Figura 2 – Mapa geomorfológico da Bacia de Maracaibo na Venezuela.....	16
Figura 3 - Mapa paleogeográficos da Bacia de Maracaibo.....	18
Figura 4 - Seção Leste-Oeste da configuração atual da bacia de Maracaibo.....	20
Figura 5 - Campos de petróleo e ocorrências de exudações de petróleo .....	20
Figura 6 - Seção sísmica mostrando a falha de Icotea .....	22
Figura 7 - Poço estudado, localizado no Bloco I, centro-norte do Lago de Maracaibo.....	23
Figura 8 - Descrição litológica típica da região do poço estudado.....	25
Figura 9 – Perfil das ferramentas de perfilagem utilizadas.....	28
Figura 10 – Esquema gráfico com as principais ferramentas de avaliação de reservatório.....	30
Figura 11 - Perfil de ressonância magnética nuclear em distribuição de T2.....	33
Figura 12 – Perfil de imagem resistiva à base água.....	35
Figura 13 - Marcos elétricos na Formação Misoa da Bacia de Maracaibo .....	36
Figura 14 - Fluxo de edição de perfis .....	38
Figura 15 - Diagramação esquemática da variação de sedimentos clásticos .....	43
Figura 16 – Parâmetros para cálculo de Vshale com base em perfil de raio gama. ....	45
Figura 17 - Parâmetros de resposta da argila (curvas de neutrão e densidade).....	46
Figura 18 - Distribuição de frequência cumulativa das curvas de neutrão e densidade.....	47
Figura 19 - Cálculo do volume de argila em VNZ-A. ....	48
Figura 20 - Cálculo do volume de argila em VNZ-A, zona do reservatório.....	49
Figura 21 - Água adsorvida na superfície de argila.....	51
Figura 22 - Distribuição de argilas no reservatório arenoso .....	52
Figura 23 - Distribuição das argilas.....	54
Figura 24 - Modelo de distribuição de argilas de Thomas Steiber (1975).....	55
Figura 25 - Aplicação do modelo de distribuição nos reservatórios C-6 e C-7 .....	55
Figura 26 - Histograma da densidade de matriz aparente dos arenitos.....	58
Figura 27 - Curvas de porosidade neutrão e porosidade por densidade.....	59
Figura 28 – Porosidade e tamanho de poro através do perfil de RMN.....	61
Figura 29 - Porosidade efetiva e porosidade total .....	62
Figura 30 - Exemplos do efeito de distribuição das argilas na porosidade efetiva.....	63
Figura 31 - Gráfico de Picket Plot com valor de corte para o reservatório.....	64

Figura 32 - Cálculo de Resistividade aparente da água .....	65
Figura 33 - Modelo de Waxman-Smits .....	70
Figura 34 - Modelo de Dual-Water.....	71
Figura 35 – Cruzamento de perfis para seleção de pontos de argila.....	72
Figura 36 - Comparação dos modelos de saturação utilizados no poço VNZ-A .....	73
Figura 37 – Perfil de permeabilidade .....	76
Figura 38 – Participação de argila no reservatório .....	77
Figura 39 – Cruzamento demonstrando a influência de argila em C-6 e C-7.....	77
Figura 40 – Determinação da matriz arenosa. ....	78
Figura 41 – Definição de zoneamento de reservatório efetivo.....	80
Figura 42 - Hierarquização de clusters para associação de eletrofacies em um dendograma. .	82
Figura 43 - Cruzamento de perfis GR, NPHI e DPHI .....	83
Figura 44 - Parâmetros do modelo SOM escolhido para o poço VNZ-A.....	83
Figura 45 - Aplicação do método SOM para estudo de eletrofacies do poço VNZ-A .....	84
Figura 46 - Interpretação de eletrofacies do poço VNZ-A por meio de SOM.....	85
Figura 47 - Resultados estatísticos dos valores de resposta de cada perfil .....	86
Figura 48 - Volume de Argila (Vshale) .....	87
Figura 49 - Modelo para distribuição de argilas na zona C-6 .....	88
Figura 50 - Modelo para distribuição de argilas na zona C-7 .....	88
Figura 51 - Modelo de saturação utilizados em VNZ-A.....	91
Figura 52 - Perfis básicos mostrando zonas de reservatório C-6 e C-7 .....	93
Figura 53 – Perfil final das zonas de reservatório com <i>net-pay</i> . ....	96

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Sistema petrolífero da Bacia de Maracaibo (continua) .....	200
Quadro 2 - Informações estatísticas da Venezuela no campo da Energia.....	24
Quadro 3 - Dados das ferramentas de perfilagem a cabo utilizadas, com as principais aplicações e suas limitações. (continua) .....	266
Quadro 3 - Dados das ferramentas de perfilagem a cabo utilizadas, com as principais aplicações e suas limitações. (conclusão) .....	26
Quadro 4 - Sumário das correções ambientais aplicadas .....	400
Quadro 5 - Guia para verificação de necessidade de correções ambientais em poços .....	400
Quadro 6 - Modelos mais utilizados no cálculo determinístico de saturação de água .....	68
Quadro 7 – Qualidade de reservatório através da resposta de permeabilidade .....	75
Quadro 8 - Resultados petrofísicos encontrados. ....	955

## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	12
1	<b>OBJETIVO</b> .....	14
2	<b>LOCALIZAÇÃO E MORFOLOGIA DA ÁREA ESTUDADA</b> .....	15
3	<b>GEOTECTÔNICA E ESTRATIGRAFIA DA BACIA DE MARACAIBO</b> .....	17
3.1	<b>Configuração geológica</b> .....	17
3.2	<b>História tectônica e deposicional</b> .....	18
4	<b>SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DE MARACAIBO</b> .....	20
5	<b>MATERIAIS UTILIZADOS</b> .....	26
6	<b>MÉTODOS UTILIZADOS</b> .....	29
6.1	<b>Perfilagem de poços</b> .....	29
6.2	<b>Perfis avançados</b> .....	30
6.2.1	<u>Ressonância Magnética Nuclear (RMN)</u> .....	30
6.2.1.1	Polarização.....	31
6.2.1.2	Tempos de relaxamento T1 E T2.....	32
6.2.1.3	Distribuição de T2.....	32
6.2.2	<u>Imagem resistiva de poço</u> .....	34
6.3	<b>Zoneamento do poço e <i>quick-look</i></b> .....	35
6.4	<b>Controle de qualidade de perfis a cabo</b> .....	37
6.4.1	<u>Fluxo da edição de perfis de poços</u> .....	37
6.4.2	<u>Edição de perfis</u> .....	38
6.4.2.1	Controle de Profundidade.....	39
6.4.2.2	Correções ambientais de poço.....	39
6.4.2.3	Suavização, remoção de ruído.....	40
6.4.2.4	Junção ou mescla de perfis.....	41
7.	<b>RESULTADOS</b> .....	42
7.1	<b>Cálculo do volume de argila (Vshale)</b> .....	42
7.1.1	<u>Cálculo de Vshale através da curva de Raio Gama</u> .....	44
7.1.2	<u>Cálculo de volume de argila através das curvas de neutrão e densidade</u> .....	45
7.1.3	<u>Cálculo de volume de argila do poço VNZ-A</u> .....	46
7.2	<b>Condutância das argilas</b> .....	49
7.2.1	<u>Capacidade de troca de cátions (CTC)</u> .....	50

7.2.2	<u>Distribuição das argilas</u> .....	51
7.2.2.1	Distribuição de argilas pelo método de Thomas-Stieber.....	53
7.3	<b>Cálculo da Porosidade</b> .....	56
7.3.1	<u>Determinação da porosidade total através do perfil de neutrão</u> .....	56
7.3.2	<u>Determinação da porosidade total através do perfil de densidade</u> .....	57
7.3.3	<u>Determinação da porosidade através do perfil de RMN</u> .....	60
7.3.4	<u>Cálculo da porosidade efetiva</u> .....	61
7.4	<b>Cálculo da resistividade da água (RW) pelo método de Pickett Plot</b> .....	64
7.4.1	<u>Determinação da Resistividade da água de formação (RWA) e temperatura</u> .....	65
7.5	<b>Cálculo da saturação de fluidos</b> .....	65
7.5.1	<u>Modelos de saturação de água (SW)</u> .....	66
7.5.2	<u>Os modelos de saturação de reservatórios areno argilos</u> .....	67
7.5.2.1	Modelos de saturação que utilizam Vshale.....	68
7.5.2.2	Modelos de saturação que utilizam Qv.....	69
7.5.3	<u>Cálculo de saturação do poço VNZ-A</u> .....	71
7.6	<b>Permeabilidade</b> .....	74
7.7	<b>Determinação da matriz</b> .....	78
7.8	<b>Espessura e valores de corte do reservatório</b> .....	79
7.9	<b>Análise de fácies</b> .....	80
7.9.1	<u>Fácies através do método de redes neurais – Self Organizing Maps (SOM)</u> .....	80
7.9.2	<u>Fácies interpretadas da Formação Misoa, poço VNZ-A</u> .....	84
7.10	<b>Análise quantitativa de perfis através de perfis básicos</b> .....	86
7.11	<b>Análise petrofísica através de ferramentas especiais (RMN e Imagem resistiva)</b> .....	92
	<b>CONCLUSÕES</b> .....	97
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	98
	<b>APÊNDICE A</b> - Cabeçalho informativo com parâmetros de aquisição da perfilagem do poço VNZ-A.....	103
	<b>APÊNDICE B</b> - Parâmetros para cálculo de gradiente de temperatura.....	104
	<b>APÊNDICE C</b> - Perfil completo disponível das zonas C-1 e C-2.....	105
	<b>APÊNDICE D</b> - Perfil completo disponível da zona C-3.....	106
	<b>APÊNDICE E</b> - Perfil completo disponível da zona C-4.....	107
	<b>APÊNDICE F</b> - Perfil completo disponível da zona C-5.....	108
	<b>APÊNDICE G</b> - Perfil completo disponível da zona C-6 (C-6-S / C-6-I)..	109

<b>APÊNDICE H</b> - Perfil completo disponível da zona C-7.....	110
<b>APÊNDICE I</b> - Saturação zona reservatório 2.....	111
<b>APÊNDICE J</b> - Saturação zona reservatório 3.....	112
<b>APÊNDICE K</b> - Saturação zona reservatório 4.....	113

## INTRODUÇÃO

Atualmente a indústria do petróleo utiliza a avaliação petrofísica de formações por várias razões, tanto como uma base para compreender a geologia do poço com uma resolução elevada, como para estimar zonas de reservatório com hidrocarbonetos e permitir o gradual desenvolvimento do campo petrolífero. Uma das maneiras mais úteis para realizar uma avaliação de formação é pelo uso de perfis de poços, porque eles podem conter informações fundamentais sobre a formação estudada por meio de diferentes medições geofísicas indiretas.

A avaliação petrofísica de formações continua a ser um desafio em muitos casos devido à complexidade das condições impostas ao reservatório por toda evolução estratigráfica, que pode ter sofrido efeitos subsequentes de diagêneses. Portanto, a identificação e compreensão de tais fenômenos são importantes antes de qualquer avaliação. Nos últimos anos, tecnologias recém-desenvolvidas como o maior poder de *softwares* ajudam consideravelmente o trabalho de pesquisa a fim de lidar com esta questão e minimizar as incertezas associadas com a presença de hidrocarbonetos em volume economicamente viável existente no reservatório.

No presente trabalho foi realizado estudo usando dados de perfis básicos, juntamente com os perfis especiais de ressonância magnética nuclear e imagem resistiva do poço VNZ-A, a fim de determinar as propriedades petrofísicas e a presença de hidrocarbonetos no reservatório areno argiloso de um campo de petróleo na bacia de Maracaibo, Venezuela.

Devido à pequena espessura entre o acamamento areno argiloso, as respostas do perfil de resistividade horizontal podem ser tendenciosas, prejudicando a avaliação de reservatórios com perfis básicos. Esse comportamento é atribuído à relativa alta condutividade elétrica da argila laminar. Para compensar o efeito da resistividade horizontal, é recomendado que se conheça o tipo de argila, já que a maioria dos estudos publicados estão focadas em argilas dispersas e não levam em conta o elevado efeito da condutividade elétrica laminar do folhelho, o que resulta em uma subestimação da avaliação de zonas com hidrocarbonetos. Para isso serão demonstrados os efeitos da interação rocha e fluido, tais como influência da capacidade de intercâmbio catiônico de argilo minerais nos cálculos de saturação de

água para uma efetiva avaliação petrofísica de reservatórios do Eoceno da Bacia de Maracaibo.

Uma vez que o fluxo de avaliação proposto neste trabalho é realizado, é possível identificar zonas de interesse para serem estudadas com maior detalhe. Com a análise de perfis é possível confirmar e quantificar o fluido presente no espaço poroso, a porosidade (total e efetiva), a permeabilidade, a saturação de água, a espessura do *net-pay* e a seleção de pontos de corte (*cut-off*).

## 1 OBJETIVO

O principal objetivo deste trabalho é fazer a avaliação petrofísica de um reservatório determinando a real importância do efeito das argilas, sendo primordial avaliar sua distribuição e seu volume com maior precisão. Outro objetivo deste é fomentar o estudo geológico em escala de reservatório no Brasil, visto que nacionalmente este tipo de estudo ainda é escasso e restrito a equipes de interpretação de empresas de exploração de petróleo.

A perfilagem de poços é um dos métodos mais utilizados para identificação de zonas reservatórios, mesmo que com limitações. O presente trabalho pretende preencher algumas lacunas com a utilização de processamento de perfis avançados de RMN e imagem resistiva, aplicados à avaliação petrofísica.

A escolha dos dados da Venezuela se deve à posição de destaque que ocupa no cenário mundial de petróleo, que possui mais de 3.400 poços exploratórios, e como resultado, descobriu-se aproximadamente 300,9 bilhões de barris de reservas de óleo comprovadas até 2016 (BP - Statistical Review, 2016). Com isso o país possui a segunda maior reserva de hidrocarbonetos do mundo com mais de 30 campos gigantes conhecidos.

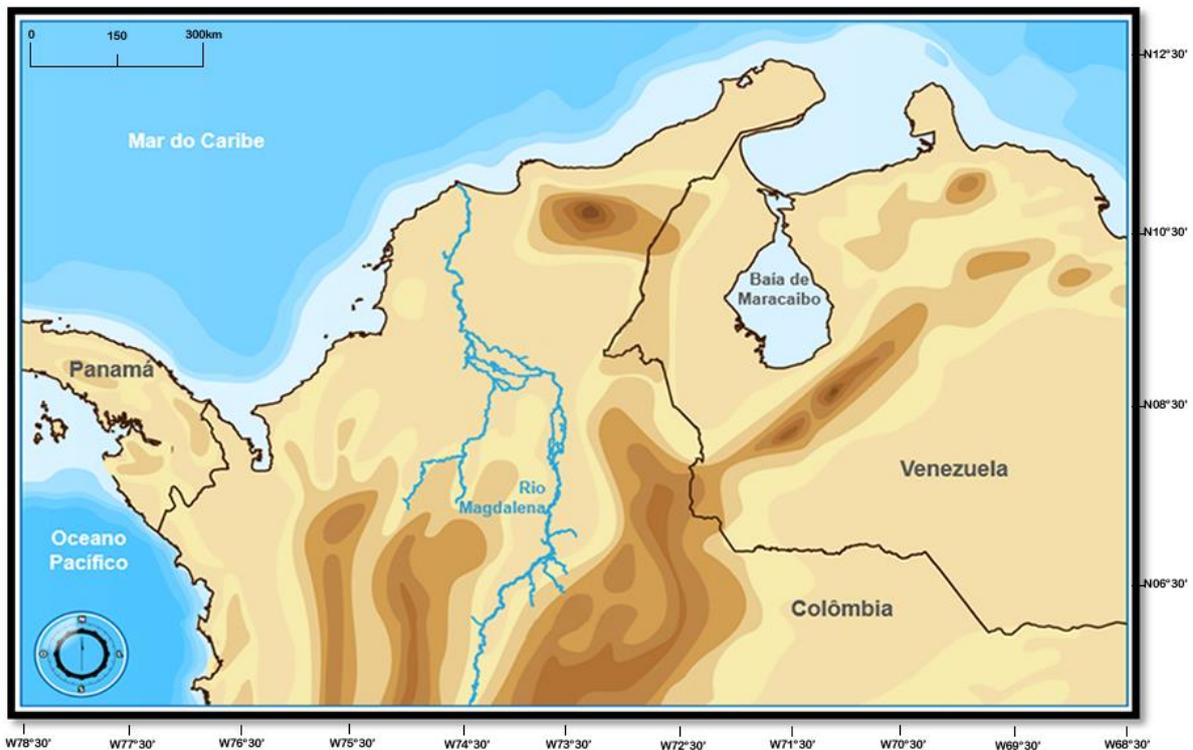
Os trabalhos a serem apresentados podem ser resumidos como:

- a) Controle de qualidade de dados de perfis a cabo;
- b) Determinação de propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade, e saturação fluidos na zona de reservatório;
- c) Tipificação da argila no reservatório;
- d) Determinação da litologia (matriz) e caracterização de fácies;
- e) Avaliação de formação com utilização de perfis básicos e avançados;
- f) Mensurar a espessura das zonas reservatório com hidrocarbonetos (*net-pay*).

## 2 LOCALIZAÇÃO E MORFOLOGIA DA ÁREA ESTUDADA

A Venezuela está situada no extremo norte da América do Sul, limitada ao norte pela placa continental do mar do Caribe, ao sul pelo Escudo da Guiana, a sudoeste é limitada pela Cordilheira dos Andes que se prolonga no sentido NE/SW adentro de seus limites pela Cordilheira Andes Meridá, a Serra do Perijá (Figura 1), faz seu limite com a Colômbia a oeste.

Figura 1 - Mapa de Localização da Bacia de Maracaibo



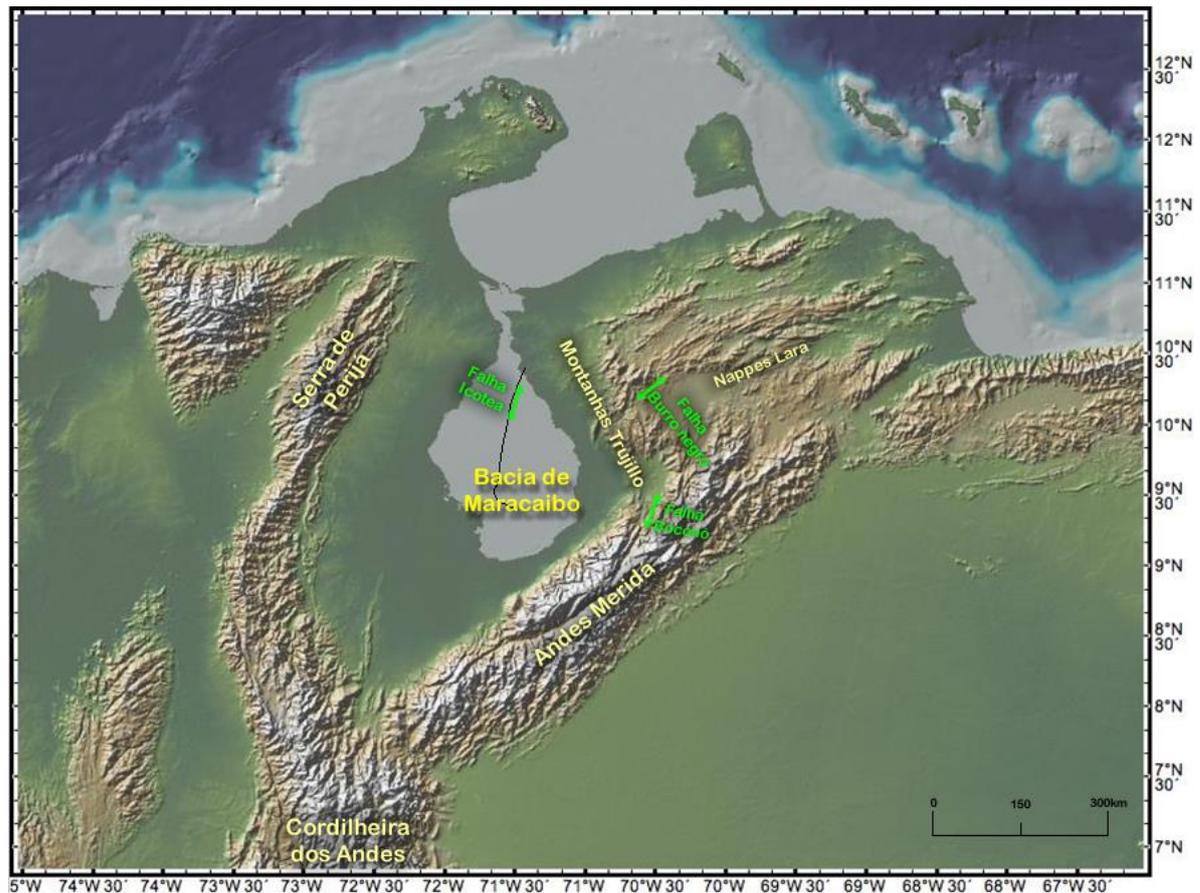
Legenda: encaixada na baía homônima, evidenciando os principais orógenos controladores da atual geomorfologia da região.

Fonte: GEOMAPAPP, 2015.

A Bacia de Maracaibo está localizada numa baía homônima a noroeste da Venezuela (Figura 1). Toda sua área está restrita às águas do lago e os terrenos planos ou suavemente ondulados que a circundam. A bacia é uma depressão intermontante alongada delimitada pelo trend NE dos Andes Meridá e Sierra de Perijá (figura 2). A falha Oca é interpretada como uma falha transcorrente dextral, com idades que variam do Oligoceno ao recente (Rod, 1956; Kellogg, 1984).

O orógeno dos Andes limita a bacia para o sul, e seus eixos topográficos estão estreitamente controlados pela falha Boconó, também interpretada como uma falha destral lateral ao *strike-slip* (Schubert, 1982). Para o oriente a Depressão Maracaibo é delimitada pelas Montanhas Trujillo, localizado a leste da falha de Burro Negro (figura 2).

Figura 2– Mapa geomorfológico da Bacia de Maracaibo na Venezuela



Fonte: GEOMAPAPP, Fev.2015.

A atual configuração topográfica da bacia de Maracaibo é controlada pelo surgimento dos Andes e da Serra de Perijá (Figura 2). O mapa regional de tempo sísmico interpretado mostra os principais estilos estruturais no Eoceno, Paleoceno, Cretáceo e níveis estratigráficos pré-Cretáceo (modificado a partir de Castillo, 2001). Todas as sequências estão mergulhando em direção ao sul ou sudeste. Uma bacia assimétrica tipo *pull-apart* formada no Eoceno ao longo falha lateral Icotea.

### 3 GEOTECTÔNICA E ESTRATIGRAFIA DA BACIA DE MARACAIBO

A bacia de Maracaibo é uma bacia do tipo *foreland*, caracterizada por um grande lago raso, chamado Lago de Maracaibo. A bacia de Maracaibo tem um histórico tectônico complexo que remonta ao período Jurássico com múltiplos estágios de evolução. Apesar da sua complexidade, estes principais estágios tectônicos foram cuidadosamente preservados dentro de sua estratigrafia. Isso faz com que a bacia de Maracaibo seja uma das bacias mais valiosas para reconstrução do início da história tectônica da América do Sul.

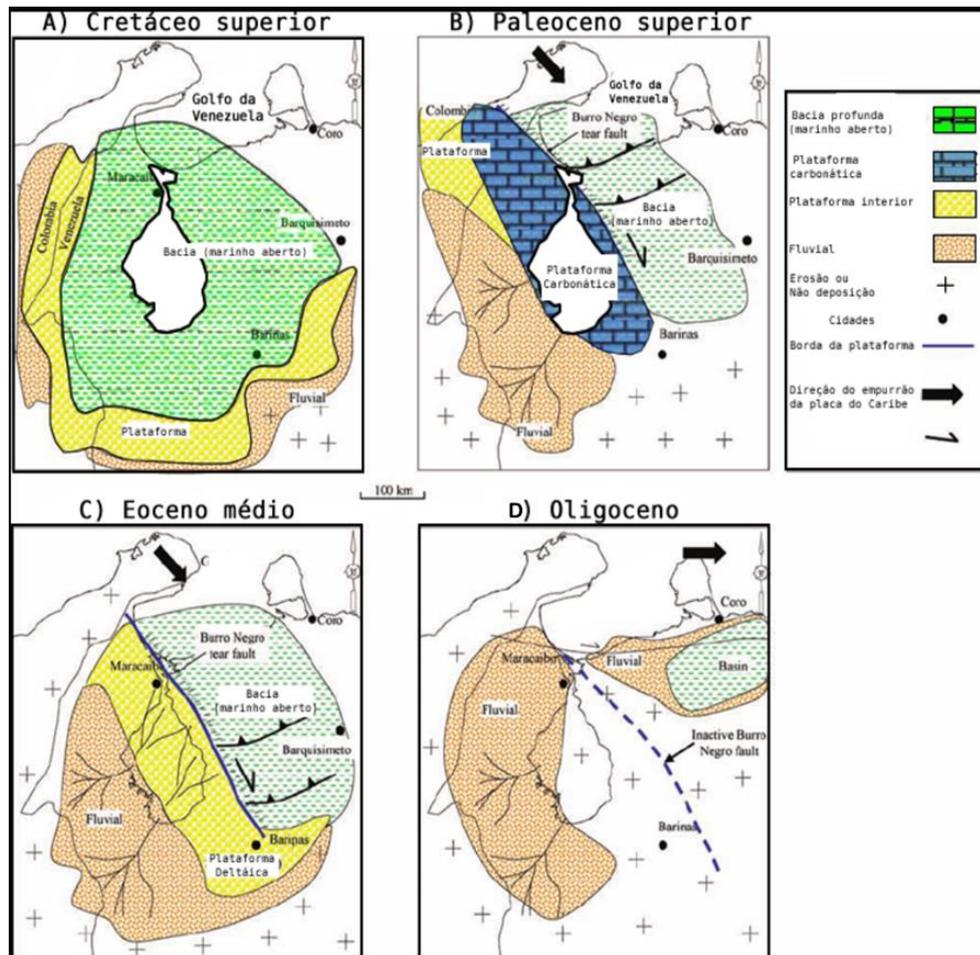
#### 3.1 Configuração geológica

A bacia de Maracaibo é cercada por duas cadeias de montanhas, Andes Meridá a sudeste, e Serra de Perijá a oeste, com o Golfo da Venezuela a norte. A bacia está dentro de uma região de formação criada pelas interações dos limites da placa do Caribe e da placa sul-americana. Essas interações incluem a colisão da placa do Caribe, com a placa sul-americana na era Cenozóica, que formou um cinturão de bacia de frente de cadeia no norte da América do Sul. Existem três principais zonas de falhas associadas à bacia: a zona de falha Santa Marta-Bucaramanga, a zona de falha Boconó, e a zona de falha Oca. Estas zonas transcorrentes criam uma “forma de V” em torno da bacia, que forma um prato menor conhecido como o bloco de Maracaibo. Dentro desta cunha em “forma de V”, várias zonas de falhas menores estão presentes, incluindo a falha transcorrente Icotea. Assim, a geometria da bacia de Maracaibo é dominada por tectônica transcorrente e dobras subordinadas com um sinclinal principal, o sinclinal Maracaibo, golpeando norte-sul através do centro do Lago Maracaibo (Escalona, 2008).

### 3.2 História tectônica e deposicional

A evolução estrutural da bacia de Maracaibo é complexa em função de vários eventos tectônicos que ocorrem desde o Jurássico onde a margem caribenha do continente sul-americano experimentou um Rifting, estendendo-se do sul da América do Norte até o bloco Yucatan, seguido por uma subsidência prolongada no Cretáceo com assentamento da margem passiva (Bartok, 1993; Pindell et al., 1998; Mann, 1999). Lugo (1991) definiu uma evolução paleogeográfica para a Bacia (Figura 3).

Figura 3 - Mapa paleogeográficos da Bacia de Maracaibo.



Legenda: (A) A margem passiva no Cretácio Superior. (B) Início da fase de empurrão no Paleoceno. (C) Avanço do delta no Eoceno Médio. (D) Oligoceno soerguido com erosão subsequente.

Fonte: ESCALONA e MANN, 2006; LUGO, 1991; PARNAUD et al, 1995b. Modificado pelo autor, 2016.

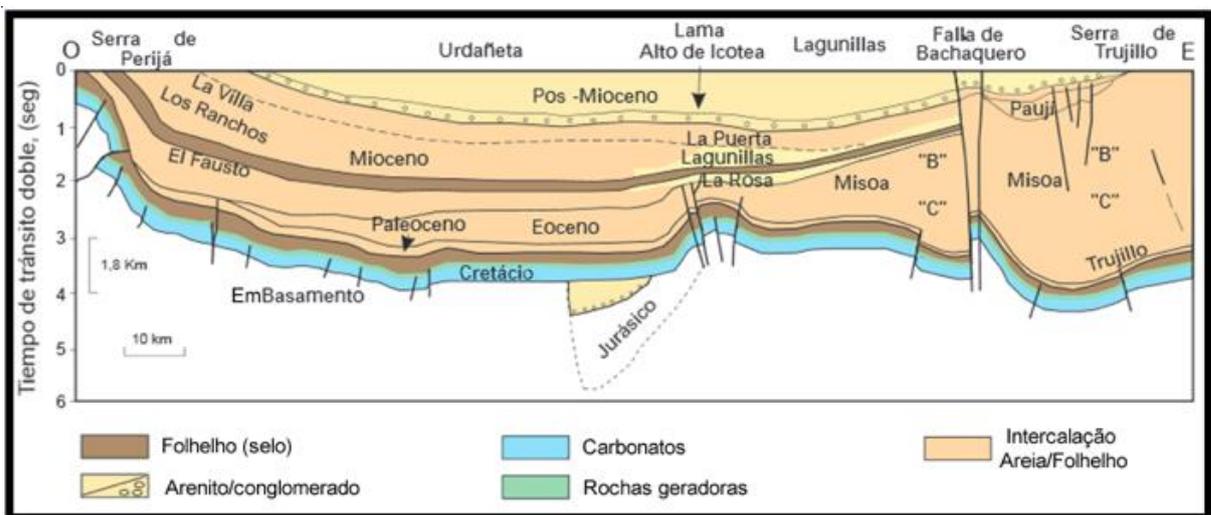
A fase de margem passiva foi interrompida por uma expressiva colisão Oeste para Leste do Arco do Caribe com a margem passiva do final do Cretáceo da Colombia (Copper et al., 1995); visto no Paleógeno da Bacia de Maracaibo.

Durante o Paleoceno superior para o Eoceno, ocorreu a colisão oblíqua entre a Placa do Caribe e da margem continental do norte da América do Sul, produzindo uma subsidência complexa com sedimentos clásticos do Paleógeno e terrenos acretionários na parte nordeste da bacia de Maracaibo (Kellogg, 1984; Lugo, 1991; Audemard, 1991; Parnaud et al, 1995b; Mann, 1999b). Esta colisão oblíqua, que foi diacrônica de oeste para leste, modificou severamente a configuração de litofácies ao longo da margem passiva na América do Sul.

Durante o Eoceno, um dos mais espessos pacotes sedimentares preservados da bacia, a Formação Misoa, que abrange maior parte do perfil estudado, foi depositada dentro da Bacia *foreland* Maracaibo (Lugo e Mann, 1995; Parnaud et al 1995b), representada por um complexo ambiente deltáico (Zambrano et al., 1971; Van Veen, 1972), com a influência significativa das marés (Maguregui,1990). Estes arenitos fluvio-deltáicos do Eoceno consistem no maior reservatório da bacia, mais espesso a Leste (Figura 4).

A espessura dos estratos do Eoceno chega a cerca de 4 km na região do depocentro a nordeste da bacia de Maracaibo atual (Figura 4). A forma dos estratos sedimentares da bacia após o Eoceno foi influenciada pela elevação da cordilheira principal (Andes Meridá e Serra de Perijá) entre o Oligoceno ao presente.

Figura 4 - Seção Leste-Oeste da configuração atual da bacia de Maracaibo.



Fonte: ESCALONA e MANN, 2006; PARNAUD et al, 1995. Modificado pelo autor, 2016.

#### 4 SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DE MARACAIBO

A Bacia de Maracaibo é uma das mais importantes da Venezuela. O sistema petrolífero do Cretáceo-Eoceno foi efetivo, pois o óleo foi gerado, migrado e acumulado em diversos momentos tectônicos (quadro 1), sendo o mais importante o ocorrido durante soerguimento do arco andino (Zambrano Cabrera, 2009). Estes eventos variaram intercaladamente entre fases extencionais e transpressionais, expondo toda a área a longos períodos de erosão e de basculamento.

A primeira referência de presença de petróleo na Venezuela foi através do Gonzalo Fernandez de Oviedo quem informa em 1535 a existência de óleo no mar ao Oeste da ilha Cubagua, e logo, e em 1540 faz referência à presença de óleo nas costas do Golfo de Venezuela (Martinez, 1976). No entanto, em 1914, em Mene Grande, localizado na Costa Oriental do Lago, Bacia de Maracaibo, quando, através do poço Zumaque-1, foi descoberto o primeiro campo gigante no país (Zambrano Cabrera, 2009).

Quadro 1 - Sistema petrolífero da Bacia de Maracaibo.

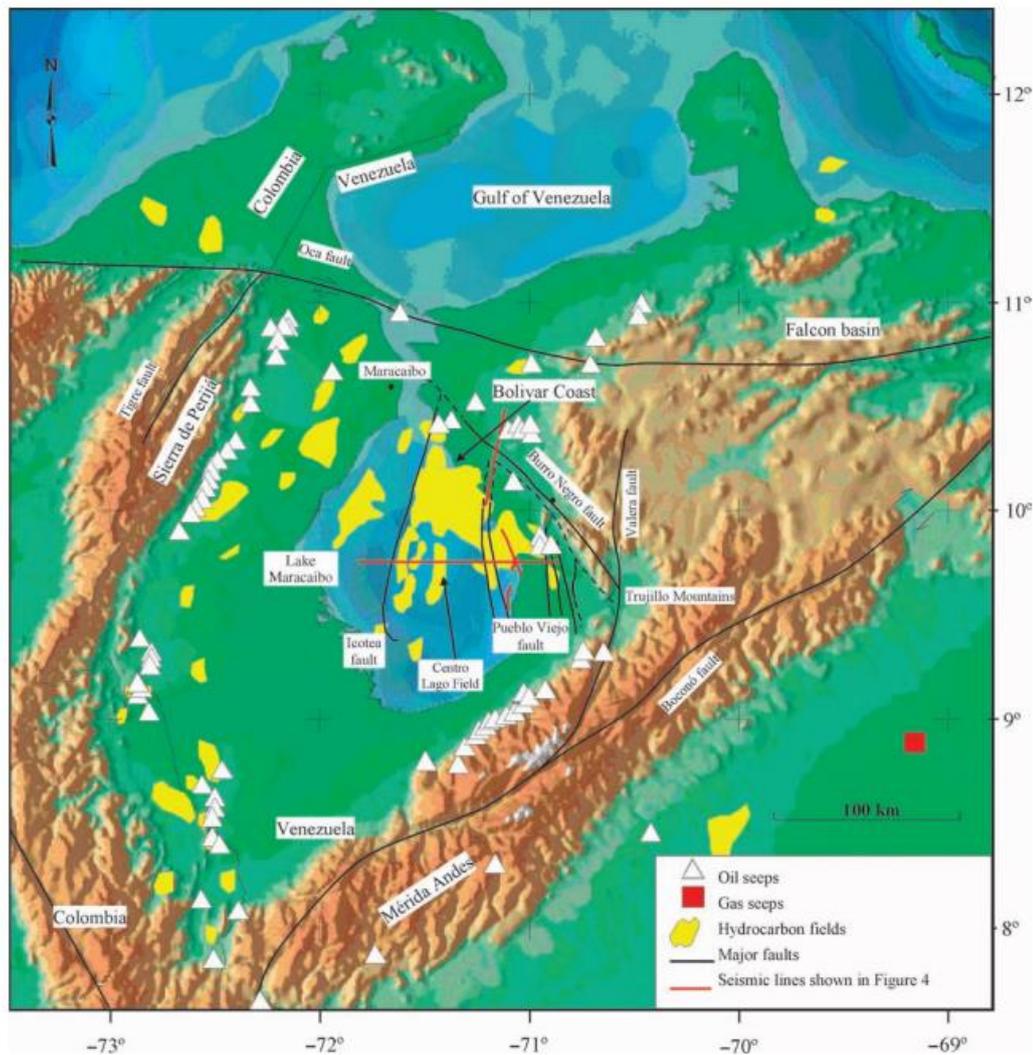
<b>Descrição:</b>	Os sistemas petrolíferos da Bacia acompanham a estrutura que bordejam os reservatórios, como os Andes e as falhas de Icotea e de Oca.
<b>Rochas Geradoras:</b>	As rochas geradoras são siltitos do Cretáceo da Formação La Luna, que ocorre por toda Bacia de Maracaibo.
<b>Maturação:</b>	As rochas da Formação La Luna alcançaram a janela de óleo no Eoceno a nordeste da Bacia, porém alcançou a janela de óleo e gás durante o Mioceno e Plioceno.
<b>Migração:</b>	A migração de óleo e gás foi principalmente de sul e sudeste para norte, aonde ocorreu a migração vertical ao longo dos principais sistemas de falhas da região.
<b>Rochas reservatório:</b>	As rochas reservatório são principalemten areias fluvio-deltáicas do Eoceno pertencentes à Formação Misoa e areias deltáicas da Formação Lagunillas e diversos reservatórios intercalados.
<b>Trapas e Selos:</b>	O tipo de trapa principal é a estrutural, formada através do movimento transpressional ao perfil do sistema de falhas. Trapas estratigráficas estão presentes, mas são secundárias em relação às estruturais. As rochas selantes são seções sedimentares de siltitos do Eoceno e Mioceno.

Fonte: ZAMBRANO CABRERA, 2009. Modificado pelo autor, 2016.

Este trabalho destaca o Campo Lagunilhas que é uma das maiores acumulações de hidrocarbonetos da Bacia do Lago Maracaibo. O reservatório de interesse neste estudo corresponde às areias da porção inferior da Formação Misoa (Figura 8). De acordo com Talukdar e Marcano (1994) e Delgado (1993), os estratos Formação Misoa foram depositados em um ambiente deltáico dominado por maré. Ambrose e Ferrer (1997) descrevem os

reservatórios da Formação Misoa como de origem estuarina margeando uma plataforma de delta dominado por maré. As areias da Formação Misoa comprimem espessas camadas de arenitos intercalados com folhelho e camadas de siltito (Yoris e Ostos, 1997).

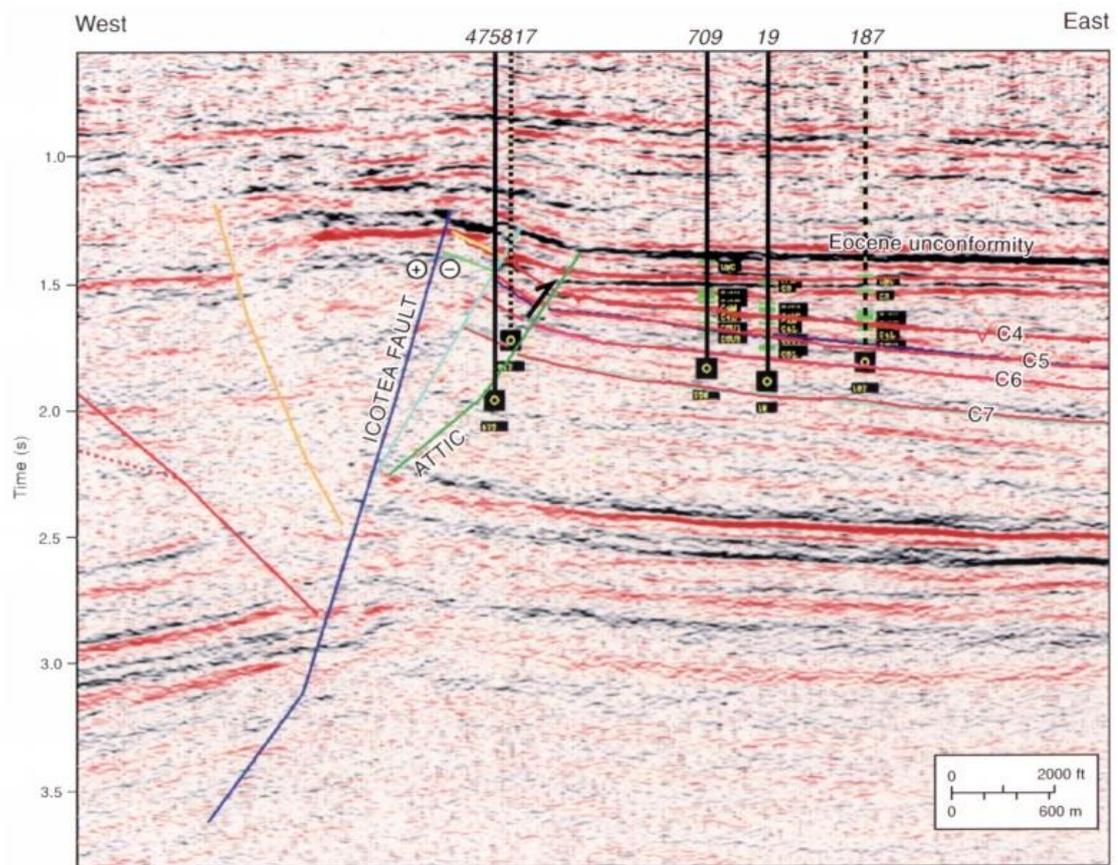
Figura 5- Campos de petróleo e ocorrências de exudações de petróleo



Fonte: ZAMBRANO et al., 1971 e LINK, 1952 Mapa modificado pelo autor, 2016.

Pelo mapa de campos petrolíferos de Zambrano (1991), é possível observar as principais ocorrências de exsudação de petróleo e acumulações de hidrocarbonetos localizados ao longo das principais falhas transcorrentes (Figura 5). Neste mapa, também se observa os limites do campo estudado entre as falhas Icoatea, que fica mais evidente quando olhamos a linha sísmica, controladora da migração e trapeamento do óleo armazenado em reservatórios do Eoceno (Figura 5).

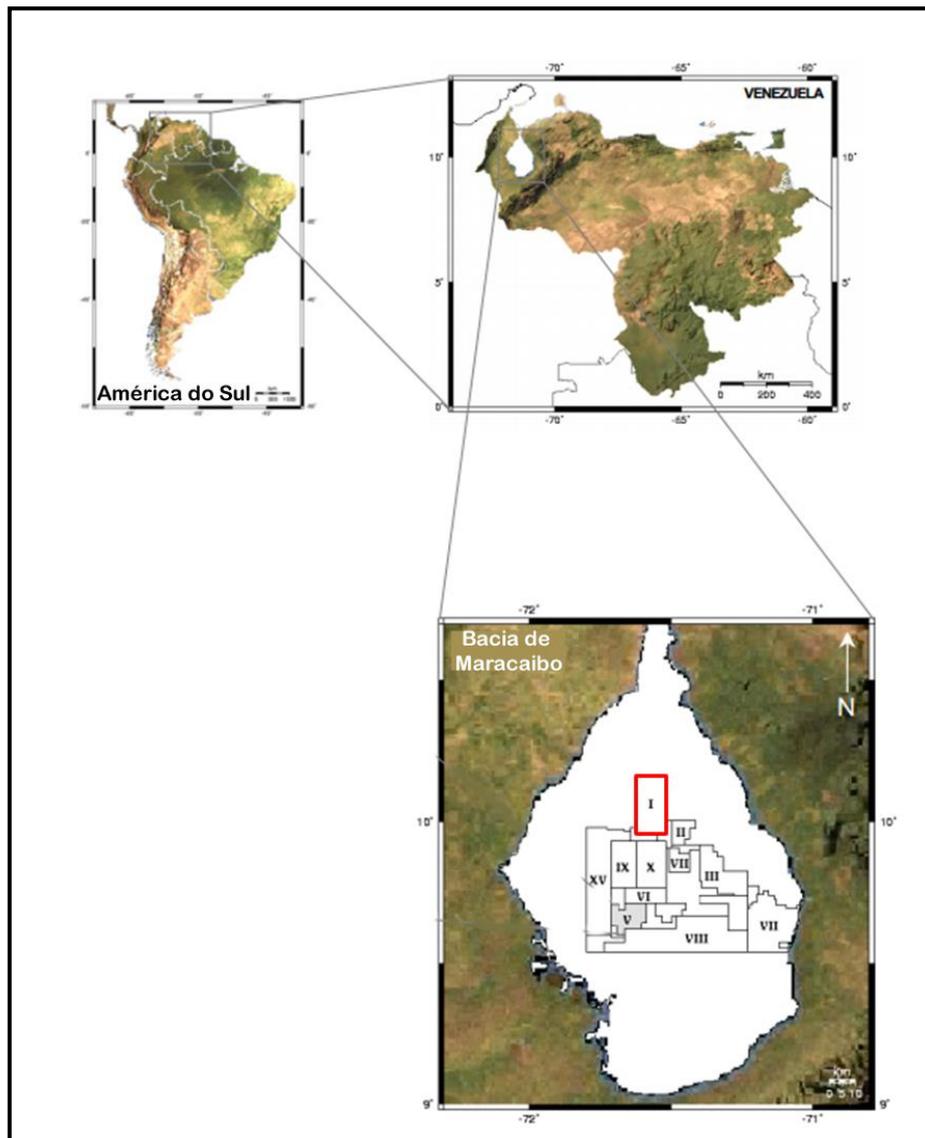
Figura 6- Seção sísmica mostrando a falha de Icotea



Fonte: SANDRA K. et al, 1997.

A seção sísmica que corta o campo estudado de leste-oeste resume os principais elementos do sistema petrolífero Maracaibo a partir de rocha fonte Cretácea para os reservatórios do Eoceno e Mioceno. A linha sísmica interpretada mostra a continuidade a Leste do reservatório do Eoceno, e os principais controles estruturais e estratigráficos do campo de lagunilhas, como a falha transcorrente de Icotea a Oeste (Figura 6), que divide o Bloco I em dois flancos: leste e oeste.

Figura 7 - Poço estudado, localizado no Bloco I, centro-norte do Lago de Maracaibo.



Fonte: O autor, 2016.

As acumulações de hidrocarbonetos do Bloco I do campo de Lagunilhas são oriundas principalmente de reservatórios siliciclásticos de preenchimento de canais que têm padrões mais contínuos no leste-oeste, e afinam em direção norte-sul (Xiomara Bengochea, 1997). Esta área é considerada uma das mais prolíficas na Venezuela, grande contribuidora para manter a Venezuela em primeiro no ranking mundial de reservas provadas (quadro 2). Até janeiro de 1996, o Bloco I possuía 650 poços, quase todos com alvo nas areias do Eoceno. Naquele ano a sua produção de petróleo atingiu seu auge, com 2.158 milhões de barris de óleo de médio a leve, atingindo 28,9 graus na escala API (Xiomara Bengochea, 1997), escala hidrométrica criada pelo American Petroleum Institute e utilizada para medir a densidade relativa

de óleos e derivados, seus valores variam inversamente à sua densidade relativa, ou seja, quanto maior a densidade relativa do óleo, menor o grau API, portanto, o grau API é maior quando o petróleo é mais leve. O conhecimento densidade do petróleo está relacionado com a obtenção de maior quantidade de derivados nobres através do óleo leve (maior grau API), em relação ao óleo mais pesado (menor grau API), com menor valor agregado e difícil refino (SKLO, 2005).

Quadro 2 - Informações estatísticas da Venezuela no campo da Energia

Venezuela - Estatísticas energéticas		Ranking mundial
Total de produção de energia primária	7.647 Quad Btu	15°
Total de consumo de energia primária	3.357 Quad Btu	29°
Reservas de petróleo cru provadas	298 Bilhões de Barris	1°
Reservas de gás natural provadas	197 trilhões de m <sup>3</sup>	7°
Total de produção de óleo - incluindo condensado	2500 mil barris por dia	10°

Fonte: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - 2015

Figura 8 - Descrição litológica típica da região do poço estudado

Idade	Formação	Membro	Espessura (m)	Litologia	Reservatório	Selo	Descrição Litológica							
Terciário	Lagunillas	Bachaquero	300-900				Folhelhos, argilas, arenitos mal consolidados e alguns linhitos interestratificados							
								La Rosa	Sup.	250				Folhelhos, com eventual presença de fósseis, frequentes concreções ferruginosas, intercaladas com porções de arenito
									Inferm.					
	icotea	50-180				Arenitos, siltitos e folhelhos intercalados, com algumas capas de calcáreo na parte inferior								
	Misoa	*Arenas B*					1000-1600							
			*Arenas C*											

Fonte: FUENTES PARNAUD et al., 1995, GONÇALEZ DE JUANA et al., 1980 e ROGER et al., 1989. Modificado pelo autor, 2016.

## 5 MATERIAIS UTILIZADOS

Foram utilizados conceitos petrofísicos para avaliação de formações através de perfis geofísicos básicos em conjunto com perfis avançados de ressonância magnética nuclear (RMN) e imagem resistiva, além de resultados da perfilagem de ferramentas a cabo de pesquisa do poço VNZ-A (nome alterado por defesa autoral). Estes dados foram analisados utilizando *softwares* especializados da área como o *Interactive Petrophysics* (IP).

Os dados que fazem parte deste estudo compreendem um conjunto de informações de perfis a cabo de poço aberto executados pela Halliburton em um ambiente de lama à base de água (WBM), chamado poço VNZ-A (nome fantasia). A suite perfis e os dados foram fornecidos pela PDVSA e Halliburton em arquivo de formato ASCII Perfil (LAS), compreendendo medidas de raios gama, caliper, densidade, neutrão, perfil elétrico (PE), resistividade, ressonância magnética nuclear e imagem resistiva.

Quadro 3 - Dados das ferramentas de perfilagem a cabo utilizadas, com as principais aplicações e suas limitações. (continua)

Ferramenta	Mnemônico	Aplicação	Limitações
Gama Ray	GR	Correlação de eletrofácies, Litologia com Volume de argila	Sensível ao tamanho de BS
Res. Indução	Res10.20.30.60 e 90	Identificação de Fluidos, volume de argila e zonas de invazão	Aplicável quando $<250\text{ohm.m}$ e $R_{mf}/R_w < 2.5$
Res. Laterolog	ILS, ILM e ILD	Identificação de Fluidos, volume de argila e zonas de invazão	Não aplicável em lama base óleo
Microresistividade	MSFL	Rxo e LQC	Não aplicável em lama base óleo
Densidade	RHOB	Porosidade e litologia	Ferramenta precisa encostar na parede do poço

Fonte: O autor, 2016.

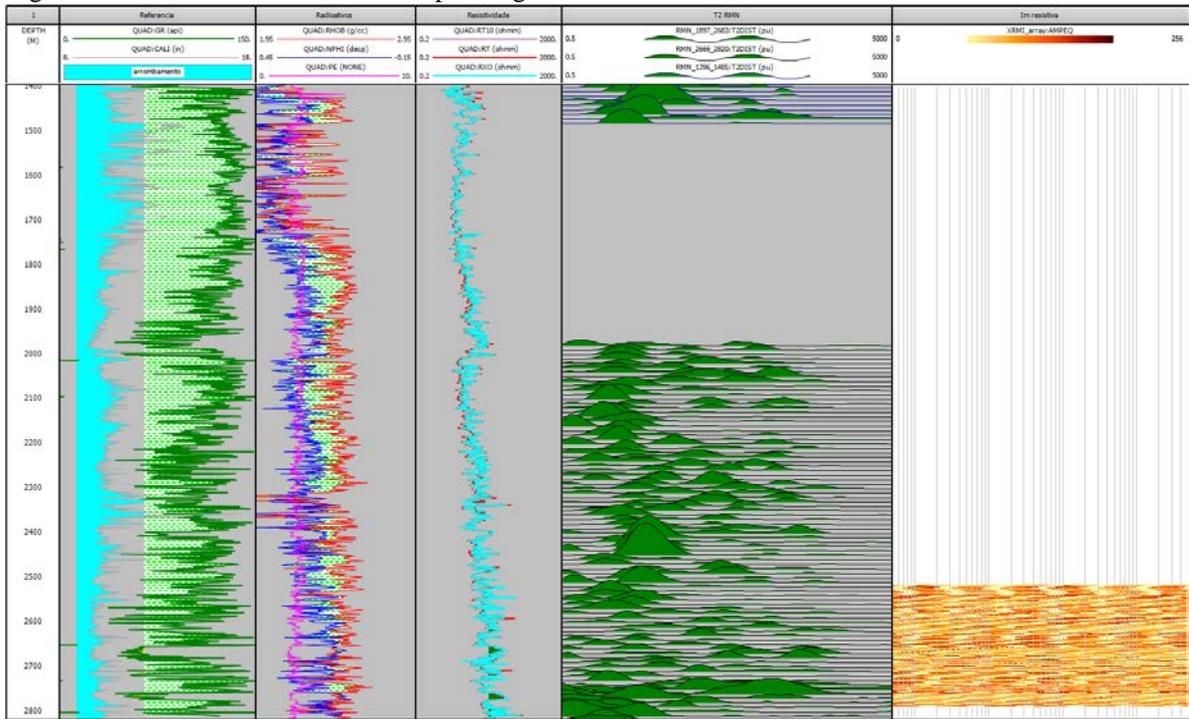
Quadro 3 - Dados das ferramentas de perfilagem a cabo utilizadas, com as principais aplicações e suas limitações. (conclusão)

Ferramenta	Mnemônico	Aplicação	Limitações
Neutrão	NPFI	Porosidade e litologia	Requer correção ambiental Afetada pela proximidade da parede do poço Leitura anômala de porosidade com presença de gás
Caliper	CALI	Tamanho do poço	Depende quantidade de braços
Fotoelétrico	PE	Identificação Mineralógica	Não aplicável em Lama com Barita, necessita de Fonte radioativa, Ferramenta precisa encostar-se à parede do poço.
Imagem Resistiva	AMPEQ/DYNAM	Sedimentologia e estrutural	Condições de poço, lama base óleo (precisa trocar ferramenta), espiralização, rotação
Ressonância Magnética Nuclear	T2dist	Porosidade e caracterização de fluidos	Tempo de aquisição lento e resolução vertical

Fonte: O autor, 2016.

A empresa Halliburton forneceu os dados organizados de perfis de alta qualidade. O intervalo da aquisição disponível vai de 1403m até o fundo do poço em 2820m (figura 9). Os Perfis foram carregados no banco de dados do *software Interactive Petrophysics* da LRSenergy. As informações do cabeçalho e os comentários do poço fornecem informações relevantes sobre o intervalo de perfil a cabo, mostrados no anexo 1.

Figura 9 – Perfil das ferramentas de perfilagem utilizadas.



## 6 MÉTODOS UTILIZADOS

### 6.1 Perfilagem de poços

A perfilagem é realizada com objetivo principal de fornecer um perfil contínuo, expedito e confiável das propriedades físicas das rochas atravessadas pelo poço com a profundidade de referência. O objetivo do projeto de perfilagem do poço VNZ-A foi avaliar e testar alvos primários a fim de provar uma reserva de óleo médio em intervalos comercialmente viáveis.

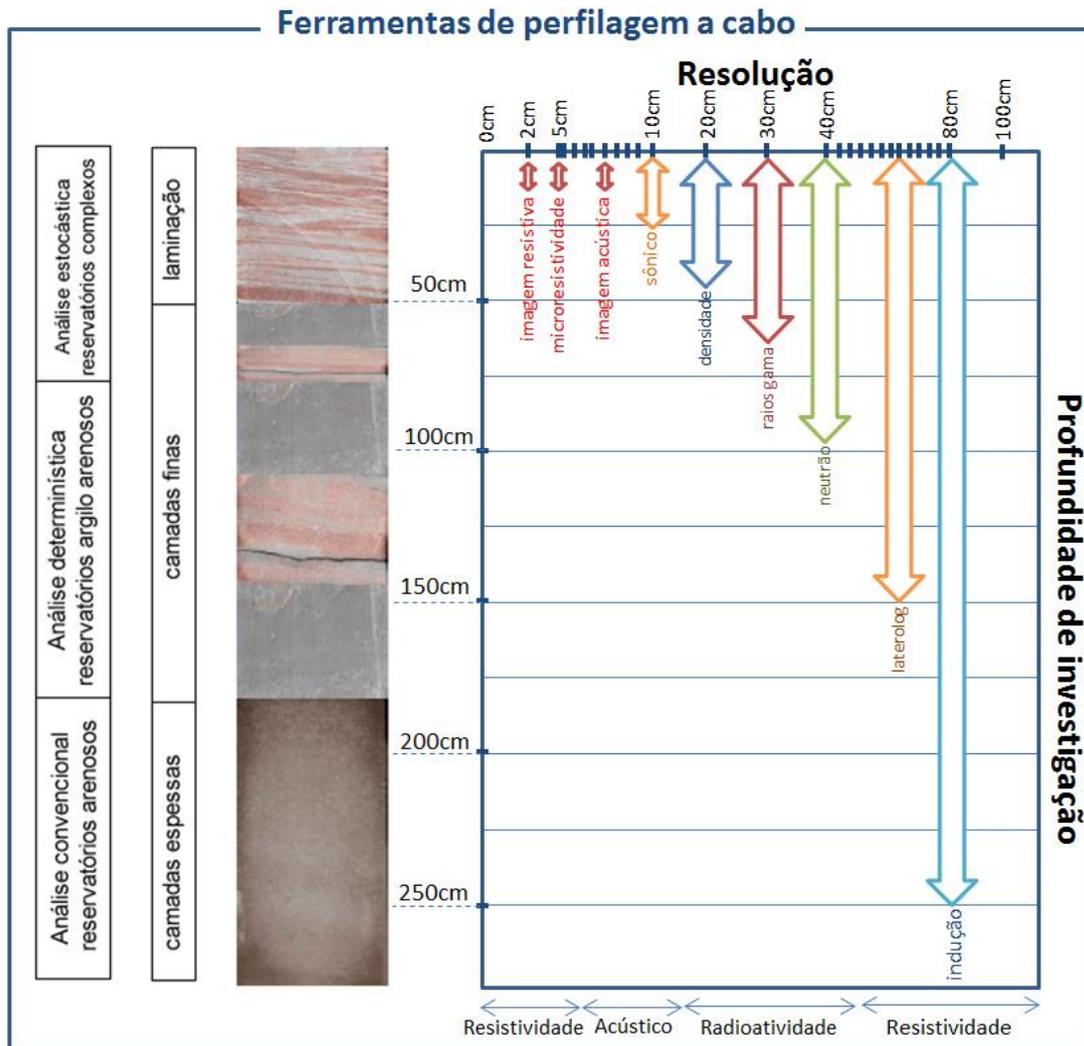
É fundamental reforçar que a avaliação de formações se inicia nos primeiros metros de perfuração de um poço, sendo necessário identificar os vários tipos litológicos atravessados pela broca, localizar os reservatórios mais promissores, e avaliar a comercialidade das ocorrências de hidrocarbonetos.

Trabalha-se com dados indiretos resultantes da interação de vários fatores físicos, mecânicos, químicos e físico-químicos da rocha, fluido de perfuração e da própria ferramenta de perfilagem.

Em uma perfilagem obtém-se uma grande quantidade de perfis que deverão ser processados para definir as verdadeiras propriedades de um reservatório. Por mais que diariamente surjam novas ferramentas no mercado que prometem melhorar a caracterização dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos, a precisão e limitações das ferramentas devem ser sempre consideradas.

Os instrumentos de perfilagem a cabo de um poço se diferem pelos princípios físicos envolvidos (Figura 10) em sua aquisição a fim de capturar uma propriedade específica da formação investigada.

Figura 10 – Esquema gráfico com as principais ferramentas de avaliação de reservatório



Legenda: Discriminação da profundidade de investigação e análise petrofísica indicada, acompanhando o afinamento de camadas.

Fonte: O autor, 2016.

## 6.2 Perfis avançados

### 6.2.1 Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

Desde a sua descoberta em 1946, a ressonância magnética nuclear (RMN) tornou-se uma ferramenta valiosa em física, química, biologia e medicina. Com a invenção de ferramentas de medição de RMN que usam ímãs permanentes e frequências de rádio pulsantes, a aplicação de técnicas laboratoriais sofisticadas para determinar formação

propriedades *in-situ* são possíveis (Coates et al, 1999). A aplicação de RMN para a exploração de petróleo e produção têm se tornado cada vez mais importante, e a evolução da tecnologia de perfil de RMN e suas aplicações à análise e avaliação do núcleo de formação têm sido muito rápida e extensa.

Os princípios físicos da RMN se baseiam na aplicação de um campo magnético, explorando as propriedades magnéticas dos átomos da formação rochosa, neste caso, ligado a sensibilidade e grande presença de átomos de hidrogênio ( $^1\text{H}$ ) a partir de água ou hidrocarbonetos, que preenchem a porosidade e distribuição de tamanho de poro ou a permeabilidade de meios porosos, estes são resultados que podem ser estimados usando relações empíricas petrofísicas (Dunn et al, 2002).

A medição de RMN pode ser feita em qualquer núcleo que tem um número ímpar de prótons ou neutrão, tal como o núcleo de hidrogênio, carbono e sódio. Porém por apresentar apenas um próton, não ter neutrões, e ser abundante na zonas com presença de água e de hidrocarbonetos, o núcleo do átomo de hidrogênio, é o mais estudado para fins de RMN. Ele tem relativamente um grande momento magnético, que é carregado positivamente com um momento angular associado a um giro (spin) e representa um circuito de corrente que gera um campo magnético com dois polos (norte e sul) alinhados com o eixo de rotação.

Portanto, os núcleos do hidrogênio podem ser considerados um ímã de barra cujo eixo magnético está alinhado com o eixo de rotação do núcleo. Quando muitos átomos de hidrogênio estão presentes e não existe campo magnético externo, os núcleos de hidrogênio alinham aleatoriamente nos eixos de rotação (Coates et al, 1999).

#### 6.2.1.1 Polarização

Para fazer uma medição de RMN é necessário alinhar os núcleos magnéticos estáticos, chamado de  $B_0$ , com a formação estudada. O  $B_0$  exerce uma força sobre o núcleo magnético dos átomos de Hidrogênio da formação, que atuam para alinhar o eixo de spin nuclear com  $B_0$ . Quando um campo magnético é aplicado a um objeto, o eixo do objeto se move perpendicular para o campo em um movimento de precessão com uma frequência ( $f$ ) definida, chamado de frequência de Larmor. Estes parâmetros podem ser ajustados dependendo do objetivo a ser estudado (Coates et al, 1999).

### 6.2.1.2 Tempos de relaxamento T1 E T2

A interação do campo magnético não é instantânea, estando sujeita a constantes (tempo de variação) que desempenham funções importantes no campo das aplicações petrofísicas. Dois grandes parâmetros podem ser definidos segundo Coates (1999).

- a) Tempo de Relaxamento  $T_1$ : essa constante está relacionada à variação de tempo de magnetização no eixo “z” sob o efeito do campo magnético estático. O  $T_1$  depende da troca de energia que ocorre entre a grade molecular e os prótons. Para um determinado sistema de giro (prótons, em nosso caso), essa é uma propriedade que se encontra relacionada ao ambiente desse sistema;
- b) Tempo de relaxamento  $T_2$ : essa é a constante de tempo que está relacionada a variação do componente de magnetização. Esse relaxamento corresponde a troca de energia ocorrida em “spin-spin” durante variações no nível de excitação na frequência de ressonância no campo  $B_1$ .

A principal causa desse relaxamento é a falta de homogeneidade do campo estático ( $B_0$ ). Mesmo uma pequena variação em  $B_0$  induz a uma variação correlata, por conseguinte, a uma troca de fase na precessão de prótons. Esse componente especial de  $T_2$  é comumente chamado de  $T_2$ . Vários experimentos encontram-se disponíveis para que se estime a perda de magnetização causada por falta de homogeneidade macroscópica de  $B_0$ .

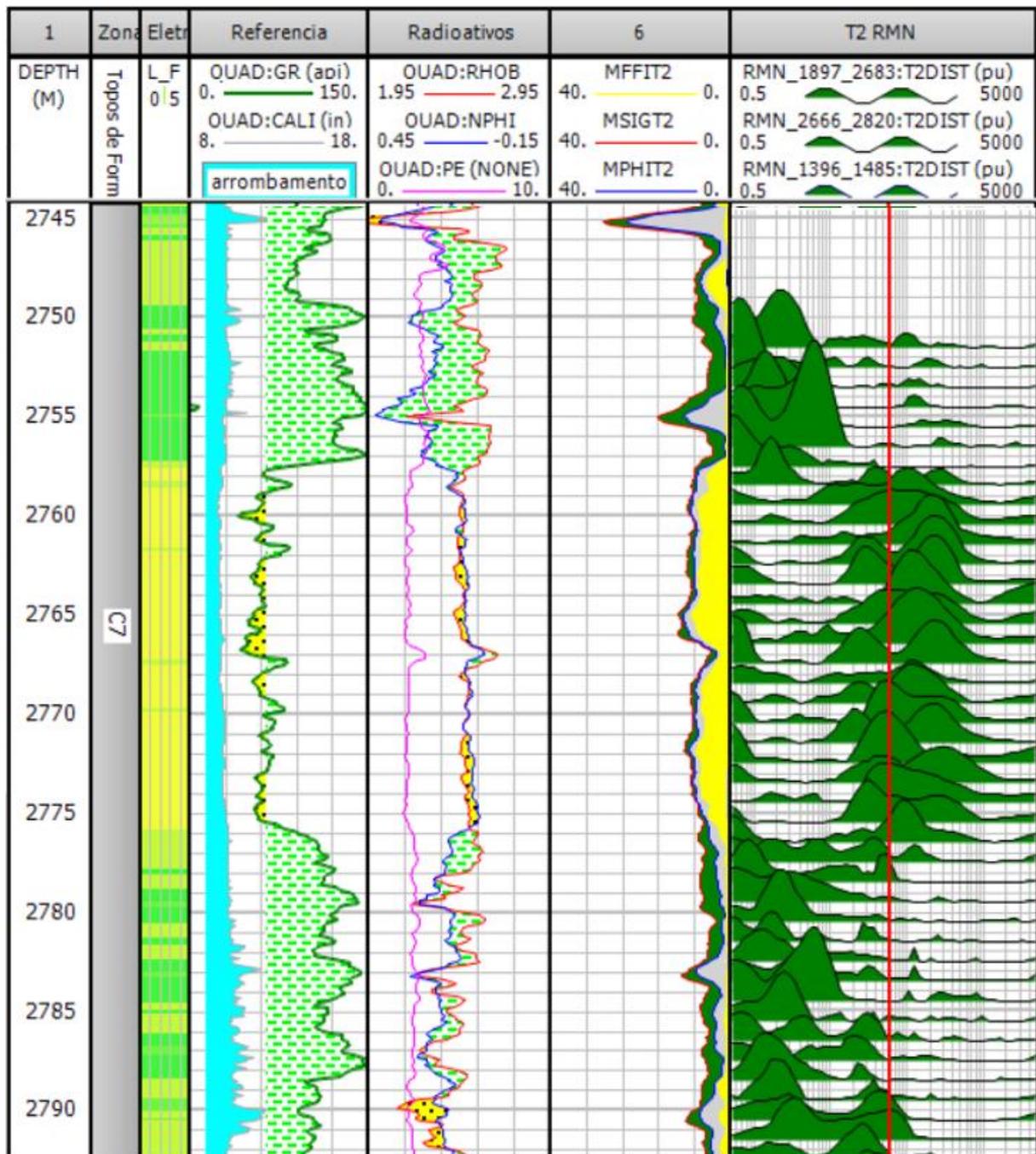
As outras causas de relaxamento estão ligadas a variações ocorridas no campo magnético local, as quais são induzidas pela presença de núcleos. Em sólidos, nos quais os núcleos não podem se mover variações locais relacionadas ao campo magnético de núcleos próximos tem efeito máximo, criando rápidos relaxamentos ( $T_2$  muito pequenos), mesmo se o campo estático for perfeitamente homogêneo. Em líquidos, no entanto, o núcleo se move tão rapidamente que os campos magnéticos locais são, geralmente, cancelados e o único efeito de relaxamento ocorre por conta do retorno de magnetização ao eixo z. Em líquidos, contudo,  $T_2$  tende a  $T_1$ , mas nunca excede isso.

### 6.2.1.3 Distribuição de T2

O RMN no poço VNZ-A foi preparado apenas para distribuições  $T_2$ , e ela fornece muitas informações para conhecimento do reservatório, como a proporcionalidade à

porosidade total. Em rochas saturadas de água, as distribuições T2 também podem ser qualitativamente relacionadas com a distribuição do tamanho de poros (Coates et al., 1999). Ao definir adequados valores de corte, a distribuição de T2 pode ser particionada em fluido intrínseco e fluido livre (figura 11). A ampla gama de tempos de decaimento em rochas sedimentares é causada por grandes distribuições de tamanhos de poros.

Figura 11 – Perfil de ressonância magnética nuclear em distribuição de T2



Legenda: evidenciando o particionamento (*cut-off*) de fluido intrínseco e fluido livre.

Fonte: O autor, 2016.

### 6.2.2. Imagem resistiva de poço

Os perfis de Imagens resistivas proporcionam dados de alta resolução aumentando a capacidade de compreensão dessas características e atributos da rocha reservatório (Junior, J., 2014).

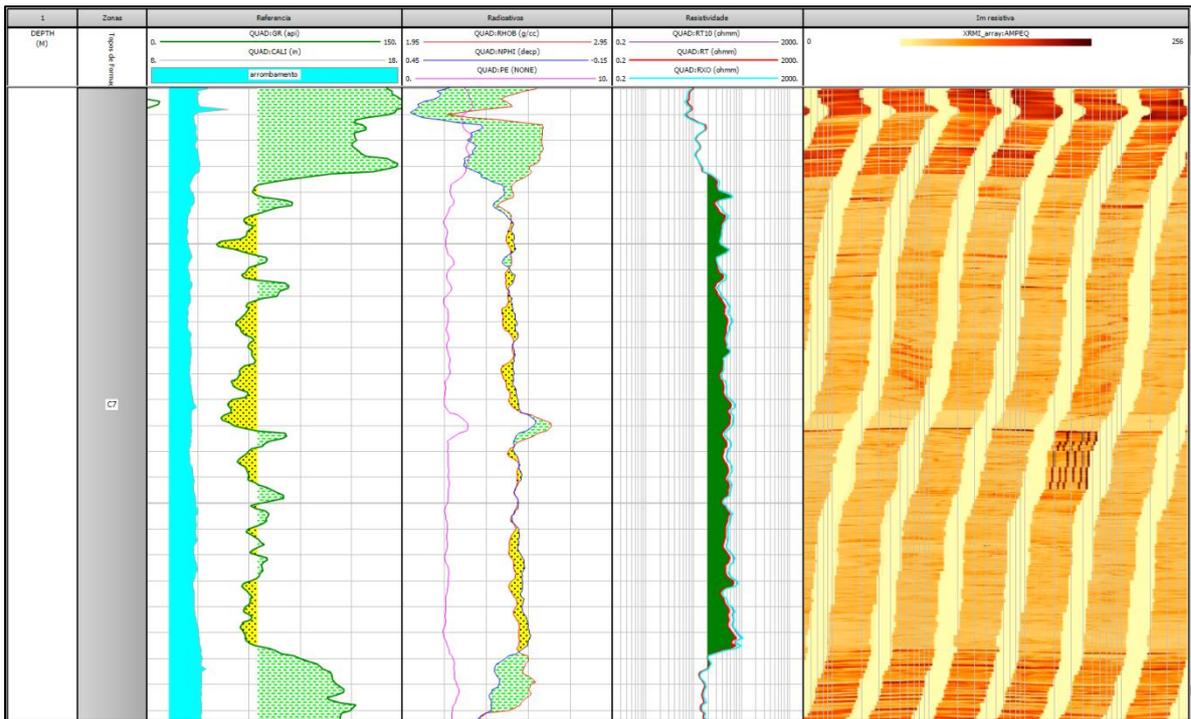
As ferramentas de imagens resistivas resultaram da evolução das ferramentas de mergulho, por isso, fornecem todas as informações do *dipmeter*. Realizando o mapeamento da resistividade da parede do poço através de 192 eletrodos, distribuídos 6 patins, com uma resolução de 0,2 polegadas.

As medições de intensidade de corrente, que refletem as variações de microresistividade são convertidas em imagens com cores de intensidade variável. O preto indica a menor micro-resistividade e o branco indica a maior microresistividade (figura 12). Outros valores de micro-resistividade são apresentados usando várias codificações de cores, permitindo a visualização de feições geológicas na parede do poço. As variações de microresistividade podem ser causadas por heterogeneidades litológicas, composicionais, texturais e estruturais.

A aquisição é efetuada através de uma amostragem temporal fixa, na qual os sinais obtidos são então deslocados verticalmente para obter-se uma sincronização vertical das profundidades. A razão de amostragem é de 120 amostras por pé e para garantir que o valor do deslocamento seja o correto, é preciso calcular a velocidade instantânea da ferramenta utilizando-se um acelerômetro de três eixos incorporado à ferramenta. Um magnetômetro e um inclinômetro são também partes integrantes, sendo responsáveis pela correta medidas das direções e das inclinações de camadas e fraturas (Junior, J., 2014).

No poço VNZ-A foi perfilado pequeno intervalo, de 2519m ao fim do poço, com a ferramenta de imagem resistiva à base água (XRMI). Apresentando boas respostas de intercalação de litologias (figura 12).

Figura 12 – Perfil de imagem resistiva à base água.



Fonte: O autor, 2016.

### 6.3 Zoneamento do poço e *quick-look*

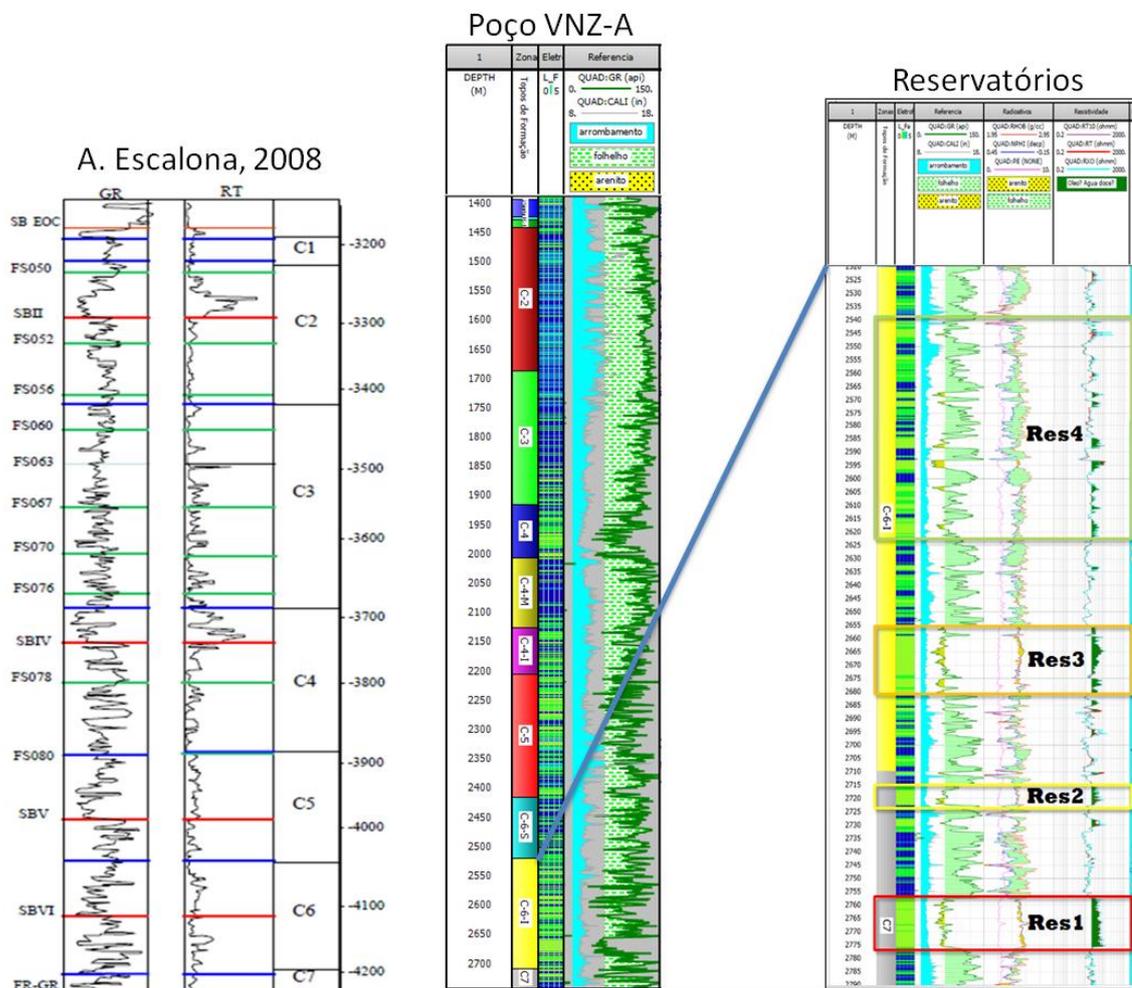
O ponto de partida deste trabalho começa com a observação rápida (*quick-look*) dos perfis do poço VNZ-A. Para isso foi realizado o carregamento dos dados, emendando as curvas e colocando as escalas em formato padrão de leitura. Após esta etapa, foi necessária uma análise preliminar (*quick-look*), efetuada para gerar um panorama inicial do poço e uma interpretação básica inicial para caracterizar e delimitar zonas com padrões semelhantes, identificando marcos estratigráficos e eventos deposicionais, além de determinar alguns tipos de litologia, contatos entre fluidos e separar principalmente as rochas-reservatório de não reservatório. Seguindo o fluxo de avaliação rápida, foi aplicado o Zoneamento, que expõe marcadores coloridos e numerados, sempre no segundo track, com o intuito de facilitar a visualização das fácies (figura 13), separadas em setores, balizadas pela análise preliminar para posterior refinamento com os cálculos.

A partir de interpretações de perfis do poço VNZ-A, estabeleceu-se um conceito deposicional para o reservatório, definindo a Formação Misoa como constituída por ciclos de arenitos e folhelhos do Eoceno, chamados de zonas C1 a C-7 seguindo conceito de Escalona

(2008). Estes arenitos são, sobretudo, provenientes de preenchimento de canais, apresentando granulometria fina a grossa. Os folhelhos apresentam-se intercalados e associados a um delta dominado por maré, representados por um extenso folhelho lagunal (Bryant & Villarroel, 1995).

Regionalmente a maior parte da produção regional do campo foi dada pelas zonas C3-C-7 na porção inferior da Formação Misoa (Figuras 13), segundo Escalona (2008). Estes arenitos contêm hidrocarbonetos armazenados estratigraficamente em compartimentos do reservatório finos a laminados (preenchimento de canal e depósitos de maré), e estruturalmente delimitados por falhas transcorrentes e transpressionais predominantes.

Figura 13 - Marcos elétricos na Formação Misoa da Bacia de Maracaibo



Legenda: à direita, interpretação realizada no poço VNZ-A deste trabalho, à esquerda o modelo utilizado para interpretação de A. Escalona (2008). Os reservatórios foram definidos através de perfis básicos para zoneamento e definição da matriz, encontrando quatro zonas reservatório, sendo 2 na zona C-7 e 2 na zona C-6.

Fonte: A. ESCALONA (2008). Modificado pelo autor, 2016.

Foram definidas através de perfis básicos para zoneamento e definição da matriz, encontrando intervalos de reservatório com presença de óleo a 1905m, logo no contato da zona C-3 com C-4 (Anexo 4), porém pelo menor tamanho dos intervalos com características de reservatórios, as zonas C-4 e C-5 foram descartadas (Anexo 5 e 6). Os intervalos considerados como reservatórios efetivos foram quatro (Res 1 a 4), sendo dois primeiros dentro da zona C-7 e dois últimos na zona C-6. Foram utilizadas as curvas com as respostas de todos os perfis para esta definição. Os valores de corte utilizados no GR para linha de Folhelho foi de 65 API. A resistividade também evidencia a presença de fluidos, com valor de corte em torno de 20 ohmm (Figura 13).

#### **6.4 Controle de qualidade de perfis a cabo**

O objetivo do perfil a cabo é medir em profundidade e registrar as propriedades físicas de uma dada formação em seu estado imperturbado e convertê-lo em parâmetro petrofísico. O objetivo é dificilmente alcançado, pois o poço onde é realizada a operação de perfilagem necessita de correções de ambiente, além de ser frequentemente afetada pela perfuração tipo lama, salinidade lama, que precisam ser removidos, a fim de obter a resposta real dos perfis. Quando os dados de perfis são recolhidos para avaliações de formação é essencial verificar a qualidade dos dados e realizar uma edição, se necessário, um processamento antes de realizar interpretação quantitativa.

##### **6.4.1 Fluxo da edição de perfis de poços**

Algumas das etapas do fluxo de edição de perfis (Figura 14) que precisam ser concluídas antes de realizar as interpretações quantitativas são as seguintes:

- a) Controle de profundidade / Controle visual;
- b) Correções ambientais;
- c) Suavização, retiradas de picos/ruído;
- d) Mescla/junção de curvas;
- e) Exportação final.

Neste último foram gerados diversos perfis compostos, LAS padronizados e perfis para interpretação de fácies (Anexo de 3 a 8).

Figura 14 - Fluxo de edição de perfis



Legenda: (1) controle de profundidade / controle visual (2) correções ambientais (3) suavização, retiradas de picos/ruído (4) Mescla/junção de curvas. (5) normalização de curvas e exportação final.

Fonte: O autor, 2016.

#### 6.4.2 Edição de perfis

A edição de perfis é basicamente uma forma de fornecer a melhor apresentação possível das propriedades *in-situ* medidas e registadas pelos perfis, e também de interpretação de respostas físicas da rocha, no sentido de remover ou corrigir problemas que afetam esses perfis.

#### 6.4.2.1 Controle de Profundidade

Ao combinar curvas adquiridas durante as diversas etapas da perfilagem, ou seja, em outra corrida ou outra descida da ferramenta através do mesmo poço, frequentemente surgem discrepâncias, e é importante que as medidas sejam corretamente correlacionadas em profundidade umas com as outras antes de executar interpretação quantitativa.

Perfis de diferentes ferramentas a cabo podem ter pequenas incompatibilidades que possam existir por causa da estabilização do navio sonda durante a gravação, distensão do cabo, mudanças de maré no nível do mar etc (Hagelberg et al., 1992). Deve ser selecionada uma curva de referência, para que seja nosso padrão de profundidade, utilizando-a assim para correlacionar com outras curvas, para então realizar os ajustes apropriados (comumente utiliza-se a curva de raios gama). Para este estudo, o *software Interactive Petrophysics* (IP) foi utilizado para verificação de profundidade, sendo aplicadas pequenas correções de correspondência de profundidade.

#### 6.4.2.2 Correções ambientais de poço

Os perfis são afetados pelo tamanho do poço e o ambiente de perfilagem, sendo assim, correções ambientais são necessárias. A influência ambiental do poço é causada por estresse, peso da lama e temperatura, por exemplo. Todas as ferramentas que trabalham descentralizadas em contato com a formação, tais como a densidade, microperfil e imagem resistiva não executarão eficazmente aferições em poços onde o diâmetro do poço está além do alcance da ferramenta. As ferramentas lerão os valores de lama ou o salto de valores devido ao contato intermitente com a parede do poço (Crain, 2001). Poços com paredes rugosos e intervalos de argila, devido à invasão, também deixam lama excessiva entre a ferramenta e a parede poço, e podem ser observados a partir dos perfis Caliper (quadro 5) e correção de densidade (DRHO). Correções ambientais para efeitos da perfuração usando propriedades da lama a partir de cabeçalhos do perfil (Anexo 1), aplicados nos perfis, são apresentados na Quadro 4 abaixo.

Quadro 4 - Sumário das correções ambientais aplicadas

Ferramenta	Mnemônico	Correções
Raios gama	GR	Tamanho do poço, peso da lama e posição da ferramenta.
Resistividade	Res10.20.30.60 e 90	Tamanho do poço e resistividade da lama
Microresistividade	MSFL	Resistividade do reboco
Densidade	RHOB	Tamanho do poço e peso da lama
Neutrão	NPHI	Reboco, peso da lama, salinidade do poço, pressão e <i>stand-off</i>

Fonte: O autor, 2016.

As empresas de serviços fornecem uma lista de opções para correções ambientais e os parâmetros de entrada em gráficos aplicados nos dados brutos.

Foi necessária a aplicação de correções ambientais no poço VNZ-A, sendo utilizada a relação entre Caliper e tamanho do poço, conforme apresentado por Yan et al. 2008. As propriedades de lama utilizadas foram retiradas do cabeçalho de ferramentas do poço (Anexo 1). O poço VNZ-A alcançou 25% de erro, necessitando correções ambientais.

Quadro 5 - Guia para verificação de necessidade de correções ambientais em poços

Ferramenta	Condição
Caliper - BS = 0%	Excelente condição de poço, não necessita correção.
Caliper - BS < 10%	Perfis com boa qualidade, verificar o DRHO
Caliper - BS = 10 - 30 %	Perfis provavelmente incorretos, necessita correção
Caliper - BS = 30 - 50 %	Perfis incorretos, necessita correção
Caliper - BS > 50%	Péssima condição do poço, perfis incorretos

Fonte: YAN et al, 2008. Modificado pelo autor, 2016.

#### 6.4.2.3 Suavização, remoção de ruído

O processo de suavização e retirada de ruído envolve a remoção de sinais indesejados em forma de salto ciclo e picos de ruído que estão associados com perfis de resistividade. Cuidados devem ser tomados na edição de perfis, porque alguns ruídos podem ser resultados de heterogeneidade de finas camadas de rocha.

#### 6.4.2.4 Junção ou mescla de perfis

Junção de perfis ou mescla é um processo de reunir todas as execuções registradas em um poço para formar um arquivo LAS contínuo. Os perfis de diferentes corridas ou adquiridos em diferentes profundidades devem ser emendados ou fundidos em um perfil contínuo. O cuidado que se tomou no poço VNZ-A, se deve ao fato do tamanho do poço, pois os perfis foram adquiridos em diferentes fases.

## 7. RESULTADOS

Para uma avaliação petrofísica de reservatórios a partir de perfis, é necessário que estejam disponíveis informações essenciais sobre o ambiente de perfilagem, fácies litológicas previstas e propriedades petrofísicas básicas.

Diversas reservas de hidrocarbonetos pelo mundo estão contidas em formações argilo-arenosas, definidas como reservatórios com mais de 10% de argilosidade. Comumente, estas sequências possuem alta quantidade de hidrogênio que as ferramentas de indução não têm resolução vertical suficiente para resolvê-las individualmente.

A introdução de ferramentas de medição de RMN a cabo para avaliação de poços no início da década de 1990 forneceu à indústria de petróleo e gás novos métodos poderosos para avaliar reservatórios. Os trabalhos iniciais da ferramenta de medição de RMN permitiram identificar propriedades importantes de qualidade da formação, tais como independência de litologia em relação à porosidade total, a porosidade livre em relação ao fluido, e estimativa da permeabilidade.

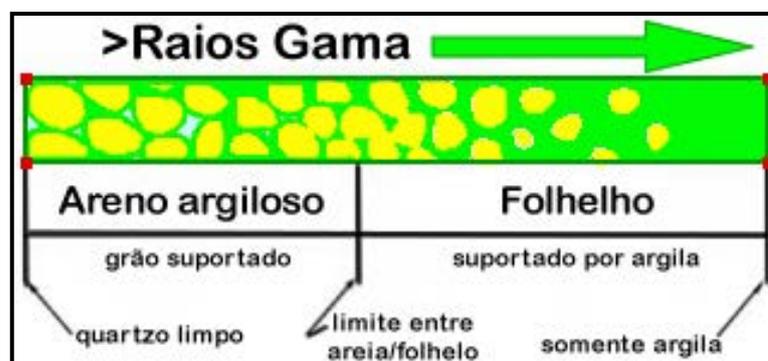
Este capítulo descreve, portanto, os resultados relacionados à avaliação de formação e às propriedades petrofísicas abordadas como o volume de argila, porosidade, permeabilidade e saturação de água. A análise de incerteza tem como foco unicamente na argilosidade, uma vez que é considerada a principal propriedade petrofísica de reservatórios argilo-arenosos (Theodoor, 2000).

### 7.1 Cálculo do volume de argila (Vshale)

O volume de argila (Vshale) é definido como o volume de argila por unidade de volume de rocha reservatório. A argila consiste em partículas extremamente finas de rocha que possuem grande área, capaz de ligar uma fração substancial de água dos poros em sua superfície. Essa água contribui para a condutividade elétrica do reservatório, pois atenua a resistividade e a condutividade hidráulica, mesmo que dificulte o deslocamento de hidrocarbonetos, devido à redução da permeabilidade, tal como apresentado por Holt & Olav-Magnar (2008). O folhelho pode ser definido com uma formação de minerais de argila que constituem a estrutura de suporte de carga e tem tamanhos de poros e permeabilidade em

nano-darcy; sua área superficial é grande, e há água absorvida em suas superfícies ou ligada dentro de plaquetas de argila (Keith, 2008). A diferença em propriedades da rocha pode ser usada para distinguir areias de argila, tal como apresentado por Heslop na Figura 15.

Figura 15 - Diagramação esquemática da variação de sedimentos clásticos



Fonte: HESLOP, 2003. Modificado pelo autor, 2016.

A Figura 15 mostra o que acontece quando o teor de argila é incrementado, partindo de arenitos limpos à esquerda para rico em argila à direita. Nas areias do lado esquerdo, tensões são suportadas por grãos de areia e contatos rígidos de grão. Pequenas quantidades de argila são acomodadas nos espaços intergranulares e não suportam a tensão externa. Com o aumento da argila, eventualmente, os grãos de areia e silte não podem formar uma rede contínua com tensões apoiados por contatos entre grãos, e em seguida flutuam em uma matriz de mineral de argila que é de suporte de carga. Heslop (2003) utiliza a resposta de raios gama (GR) na forma de medir o teor de argila (figura 15).

Os reservatórios do poço VNZ-A são areno argilosos, portanto, estão em uma linha tênue entre areias com componente argilosos (grão suportado) e folhelho com presença de grão de quartzo. Estas argilas são componentes muito significativos dos reservatórios de areno argilosos. Maiores volumes de argila diminuem a capacidade de o reservatório ser eficaz, pois os folhelhos são condutores, e tendem a reduzir a resistividade da formação, e se não for corrigido, dão volume errado de cálculos de hidrocarbonetos (Kenneth & Alan Heslop, 2003).

O volume de argila precisa ser calculado em avaliação petrofísica, a fim de corrigir porosidade e saturação de água, que apresentam resultados tendenciosos para os efeitos de argila. Ele é considerado como um indicador de qualidade de reservatório e seu volume podem ser determinados utilizando diferentes indicadores de argila. Os seguintes métodos foram utilizados para definir o volume de argila neste estudo:

- a) Vshale através do perfil de Raio Gama (GR);
- b) Vshale através dos perfis de Neutrão/Densidade.

### 7.1.1 Cálculo de Vshale através da curva de Raio Gama

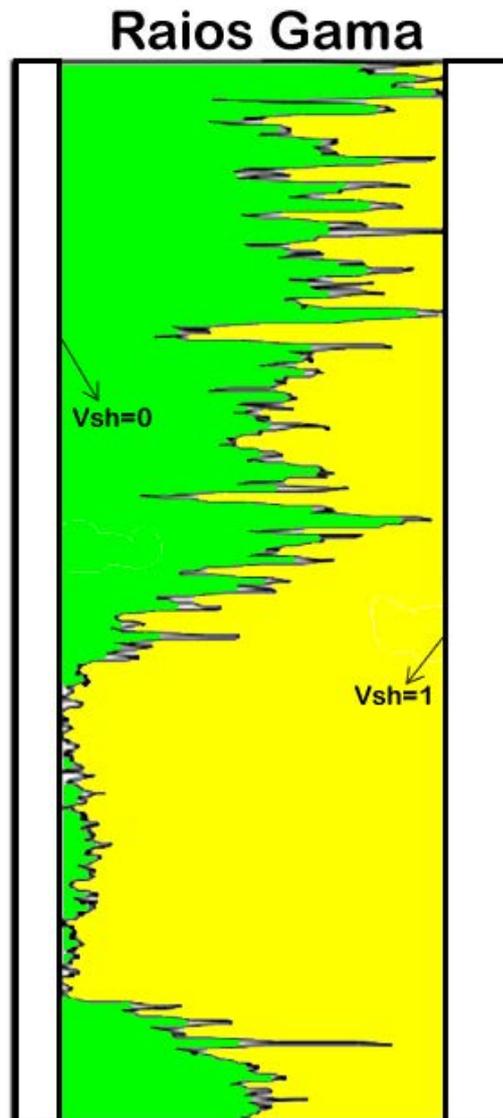
O perfil de raio gama é o indicador mais comum de volume de argila. O perfil responde às mudanças na radiação natural emitidas por formação. Em areias argilosas o nível de radiação de gama total emitida é uma função do volume da argila. A resposta máxima de raios gama é tomada como ponto de argila ( $V_{sh}=1$ ) e de resposta mínima como ponto de areia limpa ( $V_{sh}=0$ ) como pode se observar na Figura 16. O volume de argila pelo perfil de raios gama pode ser calculado utilizando os seguintes métodos lineares abaixo (Dresser Atlas, 1979):

$$V_{sh} (GR) = \frac{\text{valor GR (perfil)} - GR (\text{min})}{GR (\text{máx}) - GR (\text{min})}$$

Onde:

- a) Valor GR (perfil) = GR leitura do valor do perfil da formação a ser avaliado
- b) GR (min) = formação limpa
- c) GR (máx) = valor GR de leitura máxima de argila na formação

Figura 16 – Parâmetros para cálculo de  $V_{shale}$  com base em perfil de raio gama.



Legenda: à direita, resposta máxima de raios gama é tomada como ponto de argila ( $V_{sh}=1$ ), à esquerda resposta mínima como ponto de areia limpa ( $V_{sh}=0$ ).

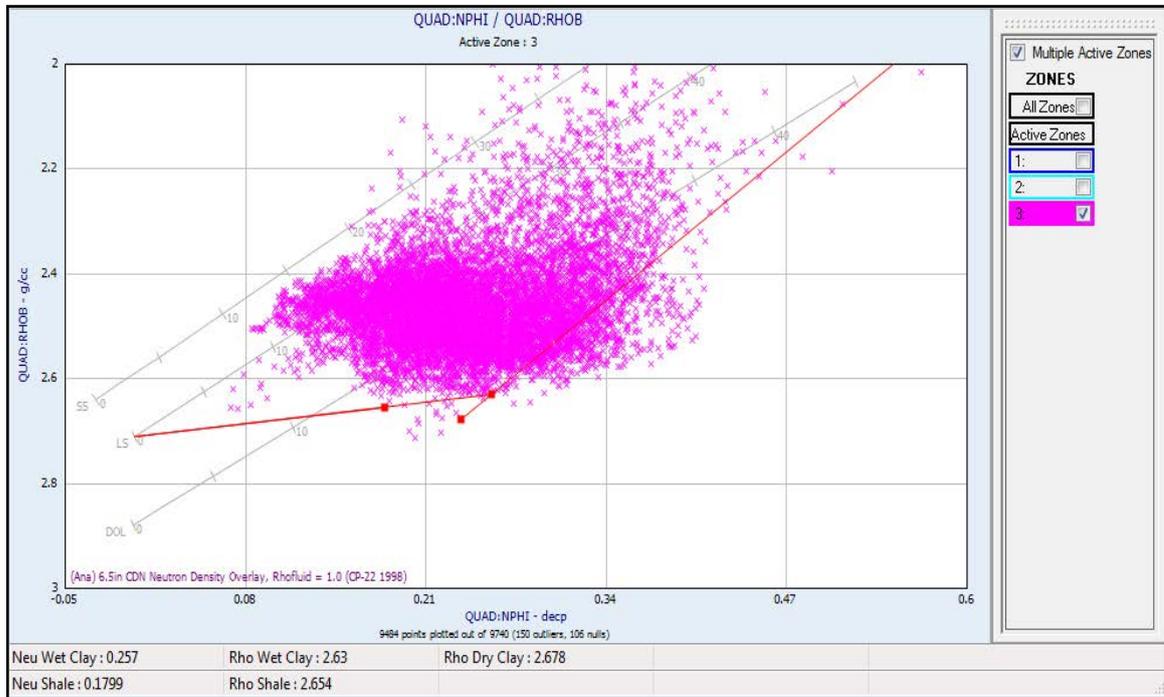
Fonte: O autor, 2016.

### 7.1.2 Cálculo de volume de argila através das curvas de neutrão e densidade

O cálculo do volume de argila através das curvas de porosidade oriundas das ferramentas de neutrão e densidade, depois de raios gama, é método mais usado para calcular este parâmetro. Pode ser um diferencial em regiões de reservatórios areno argilosos. A porosidade neutrão e a porosidade através da densidade devem ter uma resposta linear com teor de argila, portanto podemos fazer um cruzamento de perfis para verificar seus limites (figura 17).

$$V_{sh} (NEU, DENS) = \frac{\text{valor NEU} - \text{DENS}}{\text{NEU (argila)} - \text{DEN (argila)}}$$

Figura 17 - Parâmetros de resposta da argila (curvas de neutrão e densidade)



Fonte: O autor, 2016.

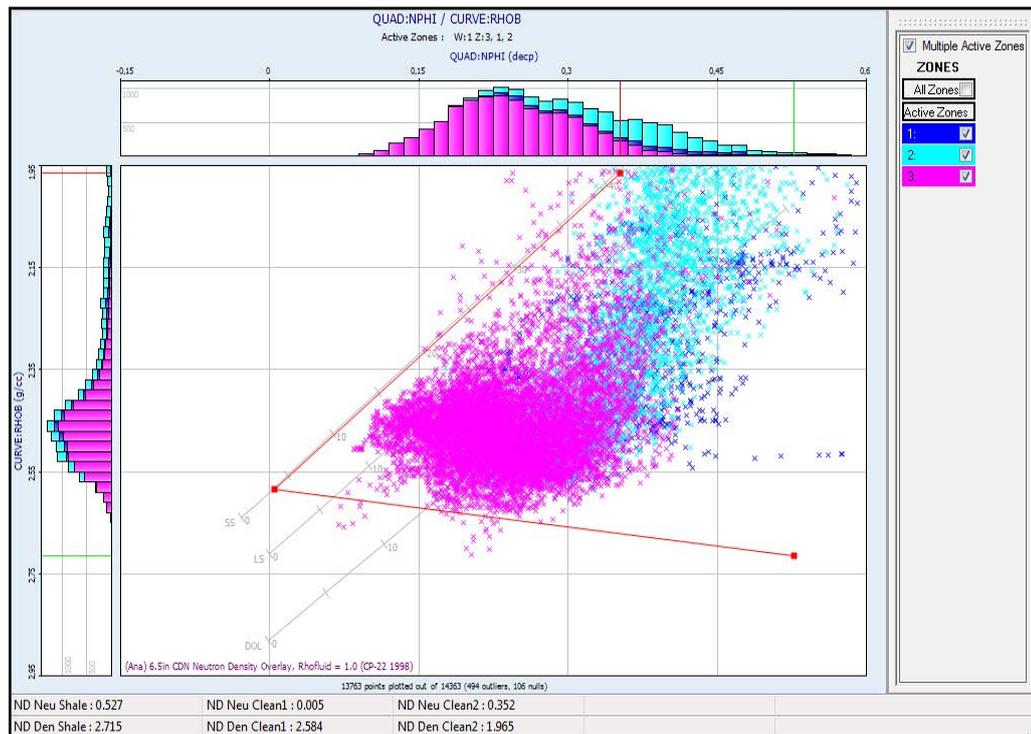
### 7.1.3 Cálculo de volume de argila do poço VNZ-A

O cálculo de volume de argila através do GR comumente aplicado é para uma relação linear simples entre GR e a argilosidade. Através do GR o volume de argila do poço VNZ-A apresentou resultados mais elevados (figuras 19 e 20), visto que o reservatório contém outros tipos de emissores de radioatividade, além da argila, como o feldspato potássico dos arenitos arcoseanos. Os indicadores do método por GR são os valores das linhas de base dos folhelhos e arenitos, escolhidos como 90 e 55 respectivamente (Figura 19).

Para o cálculo da curva do volume de argila ( $V_{shaleND}$ ) através de densidade e porosidade (NPHI e RHOB), este segundo modelo foi aplicado (figura 17), onde três grandes intervalos foram separadas para melhor representar os limites de  $V_{shale}$ , utilizando dois modelos de seleção: através do perfil ou por meio da distribuição de frequência cumulativa da curva (figura 18). Através deste cálculo foi encontrada uma estimativa mais realista do volume de argila, como pode ser visto em escala de reservatório (C-6 e C7) na figura 20.

Se o cálculo fosse feito somente por uma curva de NPHI ou RHOB, também haveria alterações indevidas, como por exemplo, a superestimação em um intervalo com de argila com cimentação carbonática em partes do poço. Também por isso optou-se pelo método de perfil composto pelos dois tipos de indicadores.

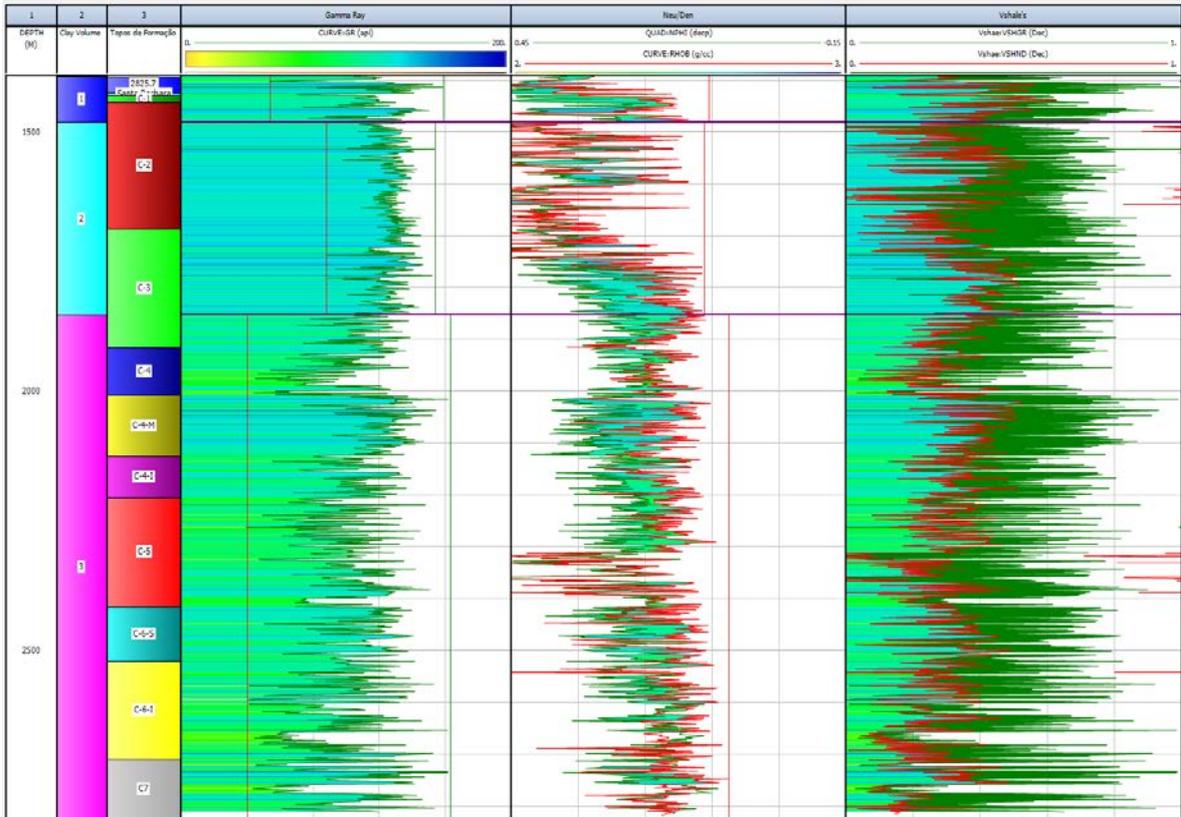
Figura 18 - Distribuição de frequência cumulativa das curvas de neutrão e densidade.



Legenda: Pontos máximo e mínimo de arenito limpo e de folhelho; retirados dos intervalos 1, 2 e 3.

Fonte: O autor, 2016.

Figura 19 - Cálculo do volume de argila em VNZ-A.



Legenda: dados separados em 3 grandes intervalos (track 2) para evidenciar a melhor utilização das curvas de densidade e neutrão.

Fonte: O autor, 2016.