



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS NATURAIS
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

GISSELLE STELLA MAGALI ARÉVALO MARTÍNEZ

**CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS DE
POÇOS DA SUB-BACIA DE CARANDAITY NO CHACO PARAGUAIO**

GISSELLE S. M. ARÉVALO MARTÍNEZ

**CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS DE
POÇOS DA SUB-BACIA DE CARANDAITY NO CHACO PARAGUAIO**

**PROJETO FINAL DE CONCLUSÃO DE CURSO II (TCC II) SUBMETIDO AO
CORPO DOCENTE DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO, COMO
PARTE DOS REQUISITOS FUNDAMENTAIS PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.**

Aprovada em 11 de Dezembro de 2019

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Jefferson Lima Fernandes André
Orientador

Prof. _____
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. _____
Universidade Federal do Espírito Santo

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, por ter me dado forças e saúde para poder superar as dificuldades, e me provou que eu mesma sou capaz de chegar onde quero com força de vontade e muito trabalho. Sem ele, nada disto teria sido possível.

A meu pai, Wilfrido Arévalo, anjo e estrela que me ilumina desde o céu. Eu sei que o senhor esteve e está presente em cada momento da minha vida.

A minha mãe, Luisa Estela Martínez, pela falta de palavras neste momento para poder expressar tamanha gratidão que sinto pela senhora. Agradeço sua força que é a minha; seu apoio incondicional e constante durante todos estes anos mesmo com a distância que nos separa. Pela sua amizade, conselhos e parceria em todo momento. Mãe, muito obrigada!

A meus irmãos, Walter e Christopher Arévalo, por terem acreditado em mim e sempre fizeram questão de eu estar ciente disso.

A meu namorado e fiel amigo, Jean Pablo, pela paciência e apoio durante estes últimos meses do curso. Agradeço ter estado presente e ter me ajudado mesmo não sendo sua área e entendendo pouca coisa sobre o assunto.

Ao Programa PEC-G 2013, a embaixada Brasileira e especialmente à Universidade Federal do Espírito Santo. Aquilo que um dia foi um sonho, hoje está sendo realizado e não poderia ter sido possível sem o apoio destas entidades.

À empresa PETROPAR e todos os funcionários que tive contato, em especial ao Geofísico Andrés Peralta e o Engenheiro Victor Diez Perez. Os verdadeiros responsáveis de este trabalho ter sido desenvolvido e ter levado acabo. Obrigada pelos aprendizados, os conselhos e por ter acreditado em mim.

A meu orientador, Jefferson Lima Fernandes André, que soube me orientar e aconselhar em cada processo do trabalho. Obrigada pelo profissionalismo e amizade, por ter acreditado desde o primeiro dia que meu tema, daria certo.

E por fim, a todos que direta ou indiretamente contribuíram para que este trabalho de conclusão de curso, se leve acabo. Meu muito obrigado!

RESUMO

As ferramentas de exploração e interpretação geofísica de poços fornecem informações de grande relevância na indústria petrolífera, tais como a litologia, fluidos presentes nas formações e sua qualidade, dentre outras propriedades. Os perfis geofísicos refletem de forma visual a relação da profundidade com uma ou mais características ou propriedades das rochas atravessadas por um poço. Através da interpretação e organização dos perfis geológicos e da comparação com os de outros poços, é possível a elaboração de correlações estratigráficas. O Chaco é uma bacia sedimentar que se estende por quatro países sul-americanos, dentre eles o Paraguai, ao qual corresponde 23% de sua extensão, formando-se quatro sub-bacias na Região Ocidental do país. A sub-bacia Carandaity foi pioneira em abrir o caminho para as explorações de petróleo no país. O presente trabalho visa identificar e construir seções geológicas a partir de perfis geofísicos de três poços da sub-bacia de Carandaity, embasando a correlação de poços através de uma revisão bibliográfica sobre a sub-bacia e suas características. A plataforma virtual EcoFile Web e a empresa PETROPAR foram as principais fornecedoras de dados geofísicos para que fosse possível a geração das curvas de caráter geofísico através do programa Petrel 2010. A partir da análise, foi possível entender a inatividade destes poços atualmente e a classificação feita pelos agentes encarregados. Ainda foi possível a correlação estratigráfica de dois dos três poços e a demonstração de que estes poços ainda estão ligados, talvez não litologicamente, mas sim na mesma linha de deposição temporal, abrangendo talvez, uma mesma sequência estratigráfica.

Palavras-chave: Interpretação e análise geofísica de poços. Perfis geofísicos. Correlações estratigráficas. Sub-bacia de Carandaity. Poços.

ABSTRACT

The tools of exploration and geophysical interpretation of wells provide information of great relevance for the petroleum industry such as the lithology, fluids present in the geological formations and their quality, among other properties. The geophysical profiles reflect visually the relation of the depth of a well with one or more characteristics or properties of the rocks crossed by it. Through the interpretation and organization of the geological profiles and their comparison with other well's profiles, it is possible to elaborate stratigraphic correlations. The Chaco it is a sedimentary basin which extends through four south american countries, among them Paraguay, to which correspond 23% of its extension, forming four subbasins in the country's Occidental Region. The subbasin of Carandaity was pioneer in making room for the petroleum exploration in the country. This work aims at identifying and building geological sections from profiles of three wells of the subbasin of Carandaity, using the correlation of wells obtained through bibliographic review about the subbasin and its characteristics. The virtual platform EcoFile Web and the company PETROPAR were the main providers of geophysical data in order to make possible the generation of geophysical curves through the software Petrel 2009. From the analysis, it was possible to understand the current inactivity of these wells and the classification made by the agents in charge. It was also possible to determine the stratigraphic correlation of two out of the three wells and to demonstrate that these wells are still connected, maybe not litologically, but by the same temporal line of deposition, possibly comprising the same stratigraphic sequence.

Keywords: Geophysical interpretation and analysis of wells. Geophysical profiles. Stratigraphic correlations. Subbasin of Carandaity. Wells.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1** - Representação gráfica da bacia sul-americana do Chaco, atingindo 4 países na sua área total. Fonte: Atlas del gran Chaco Americano, 2006. 13
- Figura 2** - Plataforma virtual EcoFile Web disponibilizado pelo VMME e o CENIHP. Fonte: captura de tela feita pela própria discente. ----- 16
- Figura 3** - Representação gráfica dos poços escolhidos. Fonte: Elaboração própria através do mapa da plataforma virtual EcoFile Web. ----- 17
- Figura 4** – Imagem do satélite mostrando a localização dos três poços em questão. Fonte: elaboração própria através da plataforma virtual EcoFile web.---- 18
- Figura 5** - Arquivo .LAS referente ao poço Nola, localizado na sub-bacia Carandaity, Chaco Paraguai. Fonte: PETROPAR. ----- 20
- Figura 6** – Localização da sub-bacia Carandaity no mapa. A bacia é limitada pelas estruturas Alto de Cerro León e Alto de Boquerón, fazendo conexão com o Chaco Central. Fonte: Elaboração própria através da plataforma virtual EcoFile Web. ----- 21
- Figura 7** - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Ordoviciano e Siluriano, correspondente ao primeiro ciclo. Fonte: Godoy (1989).----- 23
- Figura 8** - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Devoniano, correspondente ao final do primeiro ciclo e o começo do segundo. Fonte: Godoy (1989). --- 23
- Figura 9** - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Permo-Carbonífero, correspondente ao terceiro ciclo. Fonte: Godoy (1989). ----- 24
- Figura 10** - Unidades geotectônicas logo após a Epirogênese Eoherciniana e a distensão mesozoica. Em vermelho, os Altos estruturais e em amarelo, destaca-se as sub-bacias, bajo de San Pedro, entre outros. Fonte: VMME, 2019. ----- 26
- Figura 11** - Processo geotectônico Andino do Cretáceo até o presente. A) Antes da elevação dos Andes. B) Depois da elevação. C) Sedimentos depositados na Bacia do Gran Chaco Americano. Fonte: Geologia del Paraguai. ---- 26

- Figura 12** – Carta estratigráfica simplificada da Sub-bacia de Carandaity. Oeste do Chaco Paraguayo. Fonte: Wiens (1998b)----- 30
- Figura 13** - Carta estratigráfica do lado Ocidental Paraguayo (Chaco). Destaca-se com linhas tracejadas o começo da formação da sub-bacia Carandaity na formação *Cerro León*. Fonte: Geologia del Paraguay. ----- 32
- Figura 14** - Resumo estratigráfico do Paraguai Ocidental e do potencial de hidrocarbonetos. Fonte: Wiens, 1998c.----- 40
- Figura 15** - Exemplos de tipos de correlação. Fonte: Site Geologia em Massa. ----- 48
- Figura 16** - Perfis geofísicos do poço Nola na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguayo. Fonte: Elaboração através do Petrel (2010). ----- 51
- Figura 17** - Perfis geofísicos do poço Mendoza na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguayo. Fonte: Elaboração através do Petrel 2009. ----- 52
- Figura 18** - Perfis geofísicos do poço Mendoza 1 na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguayo. Perfil A – GR e NEUT; Perfil B – DT. Fonte: Edição através do perfil original disponibilizado pelo VMME.----- 54
- Figura 19** - Perfil resistividade (RT), apresentado em duas partes (partes mais interessantes que serão discutidas), do poço Mendoza 1 na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguayo. Fonte: Edição através do perfil original disponibilizado pelo VMME. ----- 55
- Figura 20** - Identificação de áreas com baixo, médio e alto teor de argila presente nas formações geológicas do poço Nola. Fonte: Elaboração através do Petrel 2010. ----- 57
- Figura 21** - Identificação de áreas com baixo, médio e alto teor de argila presente nas formações geológicas do poço Mendoza. Fonte: Elaboração através do Petrel 2010. ----- 59
- Figura 22** - Identificação de prováveis áreas com alto teor de a argila presente nas formações do poço Mendoza 1. Fonte: Edição própria através do perfil original disponibilizado pelo VMME. ----- 61
- Figura 23** - Perfis GR, RT e DT junto com uma especificação de teor de argila e fluidos presentes, correspondente ao poço Nola. Fonte: Elaboração através do programa Petrel. ----- 63
- Figura 24** - Perfis GR, RT e DT junto com uma especificação de teor de argila e fluidos presentes, correspondente ao poço Mendoza. Fonte: Elaboração através do programa Petrel. ----- 65

- Figura 25** - Perfis de GR, NEUT, DT e SN para interpretação e análise de possíveis hidrocarbonetos ou água presentes no poço Mendoza 1. Fonte: Edição dos perfis originais disponibilizados pelo VMME. ----- 67
- Figura 26** – Litocorrelação (eletrofácies) dos poços Mendoza e Mendoza 1 destacando os arenitos e folhelhos neles contidos. Fonte: Elaboração própria. ----- 69
- Figura 27** - Correlação cronostratigráfica dos poços Mendoza, Nola e Mendoza 1. Fonte: Elaboração própria.----- 71

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1** - Dados específicos dos poços escolhidos. Fonte: Wiens, 1998c; VMME,2019; PETROPAR.----- 18
- Tabela 2** - Megaciclos sedimentares. Fonte: Wiens (1998a).----- 27
- Tabela 3** - Síntese das funções dos perfis geofísicos de poço utilizados na caracterização de reservatórios. Fonte: Viana Junior (2017)----- 43
- Tabela 4** - Principais tipos de formações com seus respectivos valores em API.-- 44
- Tabela 5** - Valores de resistividade-padrão para os fluidos.----- 45

LISTA DE SIGLAS

VMME – Vice Ministério de Minas e Energias do Paraguai

CENIHP – Centro Nacional de Informação Hidrocarbonífera do Paraguai

HC – Hidrocarboneto

Ma – Milhões de anos

API – American petroleum Institute

GR – Perfil Raios Gama

RT ou SN – Perfil Resistividade

NPHI ou NEUT – Perfil Neutrônico ou Neutrão

DT – Perfil Sônico

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	II
RESUMO	III
ABSTRACT	IV
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE SIGLAS	IX
1. INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS	15
1.2 METODOLOGIA	15
1.2.1 Apresentação dos poços escolhidos.....	17
1.2.2 Elaboração dos gráficos.....	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1 Área de Estudo: Sub-bacia <i>Carandaity</i>	21
2.2 Contexto Geológico da Bacia	21
2.2.1 Tectônica e ciclos deposicionais.....	22
2.2.2 Litoestratigrafia.....	28
2.3 Potencial de hidrocarbonetos	37
2.3.1 Formações geradoras.....	37
2.3.2 Formações reservatório.....	38
2.4 Fundamentos de perfilagem de poços	41
2.4.1 Propriedades características das rochas.....	41
2.4.2 Definição.....	42
2.4.3 PERFIL RAIOS GAMA (GR).....	44
2.4.4 PERFIL RESISTIVIDADE (RT).....	45
2.4.5 PERFIL NEUTRÓNICO (NPHI).....	45
2.4.6 PERFIL SÔNICO (DT).....	46
2.5 Correlações Estratigráficas	46
2.5.1 A correlação estratigráfica como parte da Estratigrafia.....	46
2.5.2 Tipos de correlação.....	47
2.5.3 Métodos de correlação.....	48
2.5.4 Escalas de correlação.....	49
3. Perfis geofísicos dos poços estudados	50

4. Interpretações e discussões	56
4.1 Identificação de áreas limpas com potencial reservatório.....	56
• Poço Nola.....	56
• Poço Mendoza.....	58
• Poço Mendoza 1.....	60
4.2 Identificação de possível presença de hidrocarbonatos.....	62
• Poço Nola.....	62
• Poço Mendoza.....	64
• Poço Mendoza 1.....	66
4.3 Correlações estratigráficas dos poços.....	68
5. Conclusões.....	72
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74
7. ANEXO	77

1. INTRODUÇÃO

A grande bacia do Chaco é uma bacia sedimentar localizada no oeste do continente sul-americano, desenvolvida como uma bacia anti-país intracratônica. Como mostrado na Figura 1, a bacia encontra-se limitada no oeste pela Cordilheira dos Andes; ao leste e nordeste pelo Escudo Brasileiro; ao sudoeste pelas províncias (estados) da Argentina e ao sudeste pelo Paraguai Oriental. Atinge uma área de 1.141.000 km² entre a Argentina (59%), o Paraguai (23%), a Bolívia (13%) e, em menor proporção, o Brasil (5%). O alto estrutural Arco de *Asunción* separa a bacia do Chaco da bacia do Paraná para o sudeste. (ATLAS DEL GRAN CHACO AMERICANO, 2006; VMME, 2011; EIA, 2015).

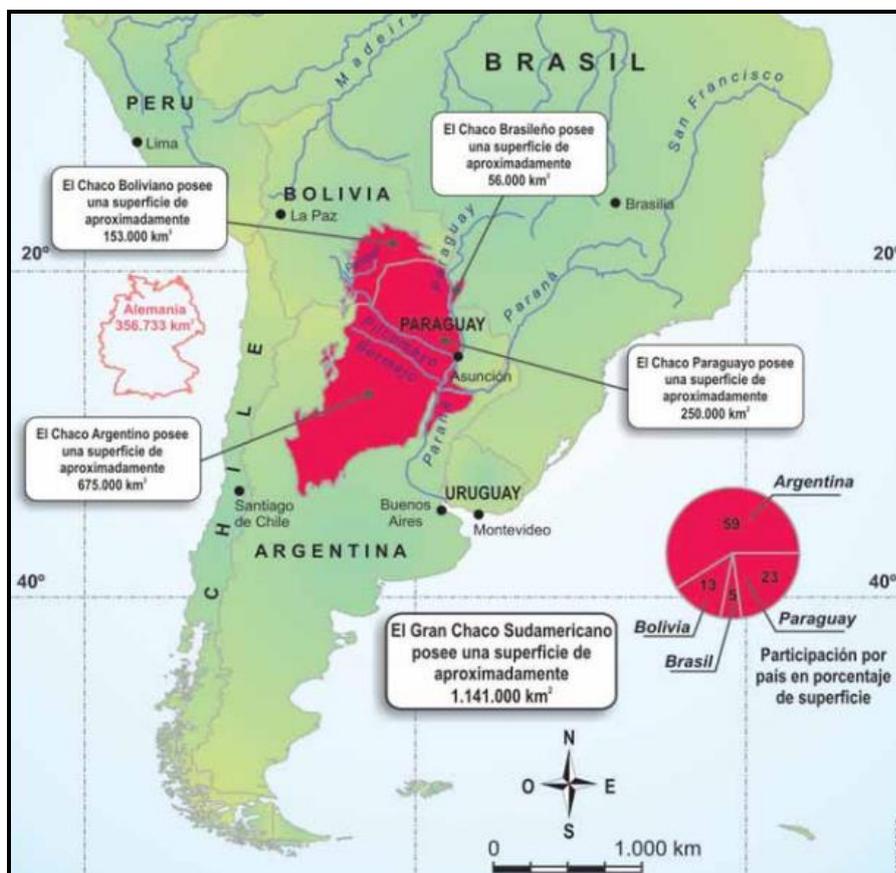


Figura 1 - Representação gráfica da bacia sul-americana do Chaco, atingindo 4 países na sua área total. Fonte: Atlas del Gran Chaco Americano, 2006.

O Paraguai se limita ao norte e oeste com a Bolívia, nordeste e leste com o Brasil e ao sul e oeste com a Argentina. O rio Paraguai desce fazendo a divisão do país em duas regiões geográficas distintas: a Região Oriental e a Região Ocidental, este último também chamado de Chaco Paraguai (GEOLOGIA DEL PARAGUAY, 2019).

O Chaco Paraguai constitui o 60,6% da República do Paraguai, com uma área de 266.725 km², dos quais aproximadamente 250.000 km² abrangem a grande bacia do Chaco, fazendo possível a formação de quatro sub-bacias sedimentares no Paraguai Ocidental: *Carandaity*, *Curupayty*, *Pirity* e *Pilar* (WIENS, 1998b; VMME, 2011). Neste trabalho será abordada unicamente a sub-bacia de *Carandaity*.

Segundo informações do Vice Ministério de Minas e Energias do Paraguai, as explorações tiveram início em 1945, quando houve a perfuração do primeiro dos 27 poços que dariam continuidade à exploração na procura de hidrocarbonetos no território do Chaco Paraguai. Na época, pouco se sabia das formações que compreendiam o subsolo da sub-bacia, o que levou necessariamente a esse número de perfurações, fazendo-a a sub-bacia com a maior informação geológica atualmente, graças às ferramentas de exploração e interpretação geofísica.

As ferramentas de exploração e, com elas, as de interpretação geofísica fornecem informações de grande relevância no trabalho dos geofísicos, geólogos e engenheiros de petróleo e objetivam fornecer conhecimento de informações tais como a litologia, os fluidos presentes nas formações ou a zona de interesse.

Este trabalho visa analisar dados geológicos e geofísicos de poços, localizados na sub-bacia de *Carandaity* no Chaco Paraguai, através de perfis de poços e informações litológicas que compreendem três poços escolhidos e utilizar os dados geofísicos para auxiliar as interpretações. Desta forma, esses dados e informações irão contribuir para a geração de correlações estratigráficas da litologia nos poços selecionados e conseqüentemente o entendimento por trás da geologia envolvida através das eras geológicas.

1.1 OBJETIVOS

Geral

- Identificar e construir as seções geológicas a partir de perfis geofísicos de poços da sub-bacia de *Carandaity* utilizando a correlação de poços.

Específicos

- Estudar e compreender a complexa arquitetura geológica que compõe a grande bacia Sul-americana do Chaco, focando para o lado paraguaio, onde é localizada a sub-bacia *Carandaity*.
- Identificar e selecionar três poços perfurados na sub-bacia para seu posterior estudo.
- Investigar e analisar o potencial de hidrocarbonetos nos mencionados poços da sub-bacia junto com os perfis geofísicos fornecidos.

1.2 METODOLOGIA

Primeiramente foi realizado um levantamento bibliográfico, composto pelos principais autores da área, para um profundo estudo da sub-bacia de *Carandaity* no Chaco Paraguai. O estudo da Bacia do Chaco ajudou a complementar informação de formação geológica (especialmente a geotectônica formadora) da sub-bacia, estas padecem de certa carência e escassez na bibliografia.

Para isto, o trabalho é baseado nos autores Gómez (1986), Cáceres (1986), Wiens (1998a; 1998b), Kuhn (1991), Velazquez e Mitjans (2018), dentre outros que serão citados no decorrer do trabalho. A seleção dos autores foi criteriosa já que a documentação sobre o tema não é abundante. Optou-se desde livros e relatórios publicados na época dos anos 80, que são de grande referência histórica para o país em questão. Até mesmo artigos publicados recentemente (2018), que aportam e complementam nas pesquisas da área, se baseiam nas referências mencionadas.

O trabalho também conta com uma pesquisa documentaria onde a principal fonte foi o Vice Ministério de Minas e Energias do Paraguai (VMME), o Centro Nacional de Informação Hidrocarbonífera do Paraguai (CENIHP) e a plataforma virtual EcoFile Web (Fig. 2). Esta última foi possível através de uma solicitação de licença para o

acesso e *download* das informações documentadas pelas empresas da área. A solicitação incluía nome completo do solicitante, dados pessoais (data de nascimento, número de identidade/cédula, endereço, etc.) e justificação do interessado acessar na plataforma (interesses acadêmicos, curso, faculdade, etc.). Completada a solicitação foi encaminhada no email disponibilizado pelo CENIHP. Desse jeito, com uma resposta favorável, foi disponibilizado o login e senha para o livre uso da plataforma virtual.

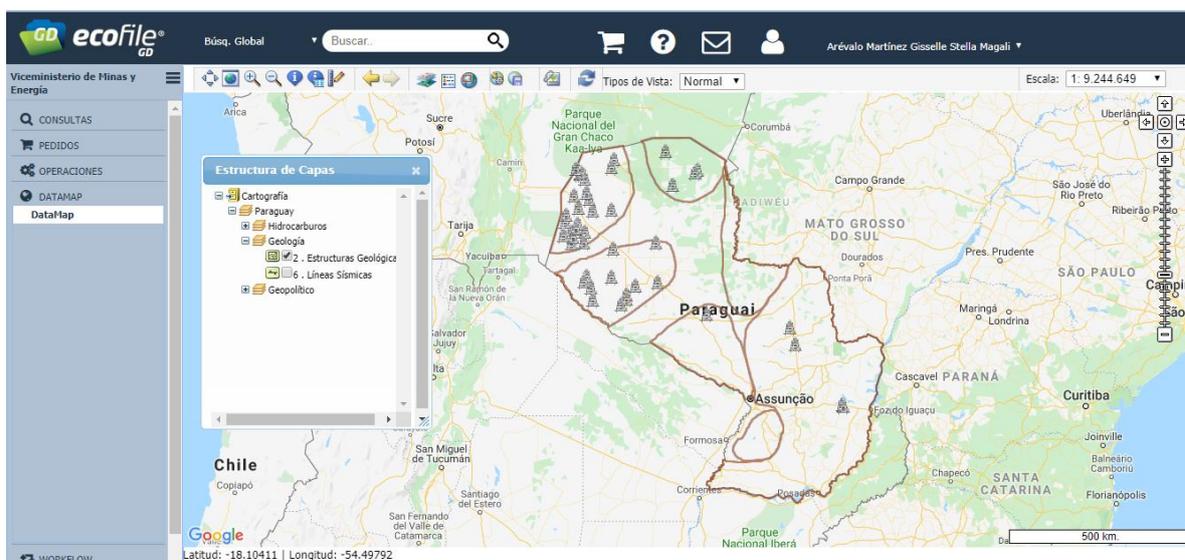


Figura 2 - Plataforma virtual EcoFile Web disponibilizado pelo VMME e o CENIHP. **Fonte:** captura de tela feita pela própria discente.

Para que a correlação seja construída, foram selecionados três poços perfurados no Chaco Paraguai, especificamente na sub-bacia de *Carandaity* (ver figura 3). Os critérios considerados para a seleção destes foram a composição geológica de cada poço (sedimentação, idade geológica, dentre outros dados) e informações documentadas na plataforma virtual (relatórios de perfuração, perfis, gráficos, etc.). Vale ressaltar que os arquivos arredados eram todos em formato *Portable Document Format* (PDF).

1.2.1 Apresentação dos poços escolhidos

Os poços escolhidos estão localizados na sub-bacia *Carandaity*, segundo Figura 3 e Tabela 1, os dados fornecidos para a correlação foram obtidos através da plataforma virtual EcoFile Web, sob o comando do CENIHP.

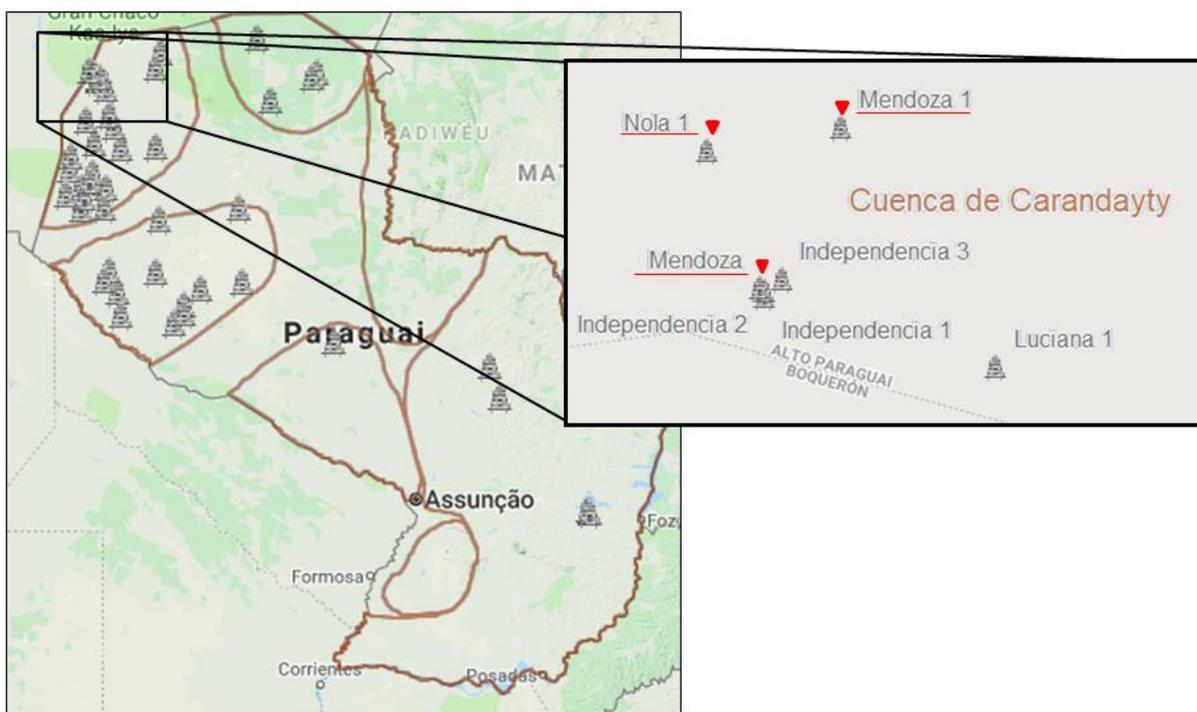


Figura 3 - Representação gráfica dos poços escolhidos. **Fonte:** Elaboração própria através do mapa da plataforma virtual EcoFile Web.

Na figura 4 é apresentada uma vista superior (de cima para baixo) dos três poços. É possível observar que os poços em suas respectivas posições formam o triângulo ABC, onde ao oeste o poço A é o Nola, ao sul o B é o Mendoza e ao nordeste o C é o Mendoza 1. Utilizando a mesma ferramenta virtual foi possível medir as distancias aproximadas entre os poços, sendo assim:

- A até B: 3831 m
- B até C: 4682 m
- C até A: 3516 m.



Figura 4 – Imagem do satélite mostrando a localização dos três poços em questão. **Fonte:** elaboração própria através da plataforma virtual EcoFile web.

Tabela 1 - Dados específicos dos poços escolhidos. **Fonte:** Wiens, 1998c; VMME,2019; PETROPAR.

Dados	Nola	Mendoza	Mendoza 1
Empresa Operadora	<i>Pennzoil&Vict. Holdings</i>	<i>PureOilCompany</i>	<i>PlacidOilCompany</i>
Localização Geográfica	20° 07' 49" S 61° 47' 13" W	20° 09' 38" S 61° 46' 39" W	20° 07' 30" S 61° 45' 20" W
Ano	1971	1959	1966
Profundidade	760 m	3243 m	802 m
Formação Geológica	Gr. San Alfredo Superior	Fm. Sta. Rosa	Gr. San Alfredo Superior
Indícios de HC	-	Petróleo e Gás	Gás
Elevação em relação ao mar	353,7 m	Sem informação	356,6 m

1.2.2 Elaboração dos gráficos

Os dados geofísicos referente a dois dos três poços (Nola e Mendoza) foram disponibilizados pela empresa PETROPAR (*Petróleos Paraguayos*) em um arquivo no formato *Log ASCII Standard* (.LAS), ele aborda informações importantes para a interpretação geofísica dos poços. Entre as informações que um arquivo .LAS guarda estão o nome do poço em questão, localização, empresa contratante, profundidades inicial e final onde a perfilagem foi feita, além dos dados coletados pela ferramenta.

Na figura 5 é possível observar o antes mencionado sobre um arquivo .LAS, neste caso, ele é referente ao poço Nola. À esquerda mostram-se os dados referentes ao poço e à direita, informações dos dados geofísicos. A primeira coluna contém as profundidades do poço, seguida pelas colunas subsequentes mostrando respectivamente os dados coletados pelas ferramentas de Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (SN), Condutividade (COND), Caliper (CALI), Sônico (DT) e Rios Gama (GR). A diferença entre um poço e outro se observou que o Nola contém dados de seis perfis, já o Mendoza conta com nove perfis geofísicos (Neutrão e os Micro Resistividade Normal e Reverso, a mais).

Para a geração das curvas geofísicas e sua posterior interpretação foi necessária a utilização de um programa que fosse capaz de transportar o arquivo .LAS para curvas visualmente compreensíveis, neste trabalho foi utilizado o Petrel 2010. Depois de geradas, as curvas foram interpretadas a fim de identificar diferenças e semelhanças entre os poços, isto irá ajudar para a correlação entre eles.

Para o poço Mendoza 1, como não foi possível o fornecimento dos seus dados geofísicos em formato .LAS e por tanto, não foram geradas as curvas dos perfis geofísicos através do programa, sua interpretação e comparação aos outros dois poços foi puramente visual através dos perfis arrecadados na plataforma virtual em formato PDF.

~VERSION INFORMATION			MFSS. MEAS: Source Rmf.							
VERS.	2.0:	CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.0	RMC .OHMM	1.13:	Rmc					
WRAP.	NO:	ONE LINE PER DEPTH STEP	MCST.F	81:	Rmc Meas. temp.					
~WELL INFORMATION			MCSS.	MEAS:	Source Rmc.					
#MEM.UNIT	DATA TYPE	INFORMATION	~OTHER INFORMATION							
#			A	DEPTH	SP	SN	COND	CALI	DT	GR
STRT.F	40.0000:	START DEPTH	40.0000	-999.2500	15.2858	18.4173	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
STOP.F	2491.5000:	STOP DEPTH	40.5000	-999.2500	15.1927	18.4137	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
STEP.F	0.5000:	STEP LENGTH	41.0000	-999.2500	15.0996	18.4101	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
NULL.	-999.2500:	NO VALUE	41.5000	-999.2500	14.9952	18.4063	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
COMP. PENNZOIL DE PARAGUAY:		COMPANY	42.0000	-999.2500	14.8555	17.9696	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
WELL. PENNZOIL NOLA #3-30:		WELL	42.5000	-999.2500	14.7158	17.5060	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
FLD .	WILDCAT:	FIELD	43.0000	-999.2500	14.5633	16.9562	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
LOC .	:	LOCATION	43.5000	-999.2500	14.3304	16.5787	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
CNTY.	PARAGUAY:	COUNTY	44.0000	-999.2500	14.0976	16.1151	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
STAT.	BOQUERON:	STATE	44.5000	-999.2500	13.8552	15.6515	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
CTRY. UNITED STATES OF AMERICA:		COUNTRY	45.0000	-999.2500	13.3430	15.5036	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
SRVC.	SCHLUMBERGER:	SERVICE COMPANY	45.5000	-999.2500	12.8308	15.5000	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
DATE.	30-MAY-1972:	LOGDATE	46.0000	-999.2500	12.2832	15.4964	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
API .	:		46.5000	-999.2500	11.7847	16.0068	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
~CURVE INFORMATION			47.0000	-999.2500	11.2492	16.9233	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
#MEM.UNIT	API CODE	CURVE DESCRIPTION	#							
DEPT.F	:		47.5000	-999.2500	10.6214	17.8397	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
SP .MV	60 010 01 00:	SPONTANEOUS POTENTIAL	48.0000	-999.2500	10.4865	19.7474	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
SN .OHMM	05 040 16 00:	SHORT NORMAL 16"	48.5000	-999.2500	10.3235	22.9640	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
COND.MMHO	05 110 46 00:	CONDUCTIVITY INDUCTION LOG DEEP	49.0000	-999.2500	10.1606	26.1807	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
CALI.IN	60 280 50 00:	CALIPER	49.5000	-999.2500	10.1325	29.6763	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
DT .US/F	60 520 00 00:	DELTA TIME	50.0000	-999.2500	10.1557	33.8130	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
GR .GAPI	30 310 01 00:	GAMMA RAY	50.5000	-999.2500	10.1790	37.9496	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
~PARAMETER INFORMATION			51.0000	-999.2500	10.2746	41.8441	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
#MEM.UNIT	VALUE	DESCRIPTION	51.5000	-999.2500	10.4143	44.6007	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500
#			52.0000	-999.2500	10.5539	47.3573	-999.2500	-999.2500	-999.2500	-999.2500

Figura 5 - Arquivo .LAS referente ao poço Nola, localizado na sub-bacia Carandaity, Chaco Paraguai. **Fonte:** PETROPAR.

Já para a correlação entre os poços Mendoza e Mendoza 1, foi utilizado o Pacote Office - Microsoft Power Point 2010. Caso o poço Mendoza 1 contasse com algum arquivo .LAS, teria sido possível a correlação através do programa Petrel 2010. A correlação foi feita considerando áreas semelhantes de alta e baixa leitura dos perfis Raios Gama.

Por fim, para a correlação temporal dos três poços, foi utilizado o programa Adobe Illustrator CS6/Versão 16.0.3 (2012). O programa conta com uma gama extensa de edições e ferramentas para criação que possibilitaram o desenho dos poços através de uma escala vertical de 1:4000, considerando a profundidade dos poços e; uma escala horizontal de 1:45000, com elevações ao nível do mar desconsiderados e levado em consideração a distância entre os poços como mostrado na figura 4.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Área de Estudo: Sub-bacia *Carandaity*

Localização

Segundo Wiens (1998b) e Velazquez e Mitjans (2018), a sub-bacia de *Carandaity*, está localizada no lado noroeste do Chaco Ocidental Paraguai. Ao nordeste-sudeste, é separada da sub-bacia *Curupayty* pelo *Alto de Cerro León* (também conhecido como *Alto de Lagerenza*, estrutura do terciário) e, em direção noroeste-sudeste, da sub-bacia *Pirity* pelo *Alto de Boquerón* (estrutura eohorciniana no sudoeste), como mostrado na figura 6.



Figura 6– Localização da sub-bacia Carandaity no mapa. A bacia é limitada pelas estruturas Alto de Cerro León e Alto de Boquerón, fazendo conexão com o Chaco Central. **Fonte:** Elaboração própria através da plataforma virtual EcoFile Web.

2.2 Contexto Geológico da Bacia

A maior fonte de informação e arrecadação de dados geológicos até hoje, foram aproveitados dos poços perfurados com o interesse de achar hidrocarbonetos em

território do Chaco Paraguai. A sub-bacia de *Carandaity* é a mais perfurada com 27 poços, desde 1945, segundo dados adquiridos no VMME.

2.2.1 Tectônica e ciclos deposicionais

a) Bacia do Chaco Paraguai

Na era Mesozoica a bacia do Chaco Paraguai e a bacia do Paraná no Paraguai Oriental, faziam parte de uma bacia só, chamada de bacia Chaco-Paranaense. O ciclo termotectônico Brasileiro (entre 850 – 650 Ma a 470 – 455 Ma) estabelece desde o Neoproterozóico ao Cambro/Ordoviciano, um rearranjo estrutural com lineamentos de orientação noroeste e nordeste, incorporando-se a uma complexa tectônica do vazamento cristalino. Para um melhor entendimento, recomenda-se acompanhar a leitura com o Anexo 1.

O Siluriano e Carbonífero marcaram leves episódios de compressão, ocasionando amplos domos estruturais. O ciclo Sul atlântico trouxe consigo uma distensão tectônica, causando uma reorganização geotectônica no Paraguai. Estabelecendo assim, a partir do Mesozoico, duas principais unidades deposicionais: a bacia do Chaco e a bacia do Paraná. O ciclo termotectônico Andino (Cenozoico) registra ajustes estruturais mais recentes, acompanhado por um magmatismo local. (WIENS, 2002).

Wiens (1998b) descreve a configuração geotectônica do Paraguai como uma repetida reativação estrutural diferenciada de lineamentos, originada por ciclos termotectônicos (ocasionados pela tectônica andina). Cinco megaciclos sedimentares (tabela 2) desenvolvidos no Paraguai são guiados pela evolução estrutural:

Ciclo 1 – Silúrico / Devônico

Sedimentos ordovicianos-silurianos cobrem em um ambiente marinho transgressor-regressivo de oeste a leste toda a área do Paraguai, a exceção das áreas sub-cratônicas (note que na figura 7 encontram-se duas áreas tracejadas no Paraguai Oriental. Ao leste, o sub cráton *Rio Apa*; e o sudoeste, o sub-cráton *Rio Tevicuary*), em resposta a uma transição de margem passiva para uma fase tectônica de compressão. Estes altos estruturais separam a parte sul do Chaco da bacia do

Paraná. Terminando a sedimentação devoniana, conclui-se a “primeira bacia do Chaco”, como mostra na Figura 8. (GODOY, 1989; WIENS, 1998b).

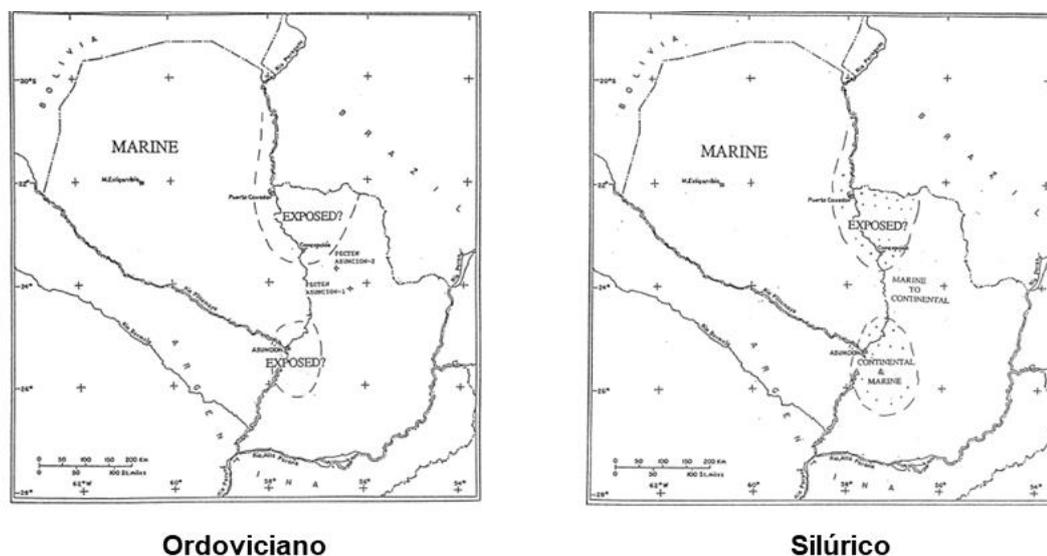


Figura 7 - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Ordoviciano e Siluriano, correspondente ao primeiro ciclo. Fonte: Godoy (1989).

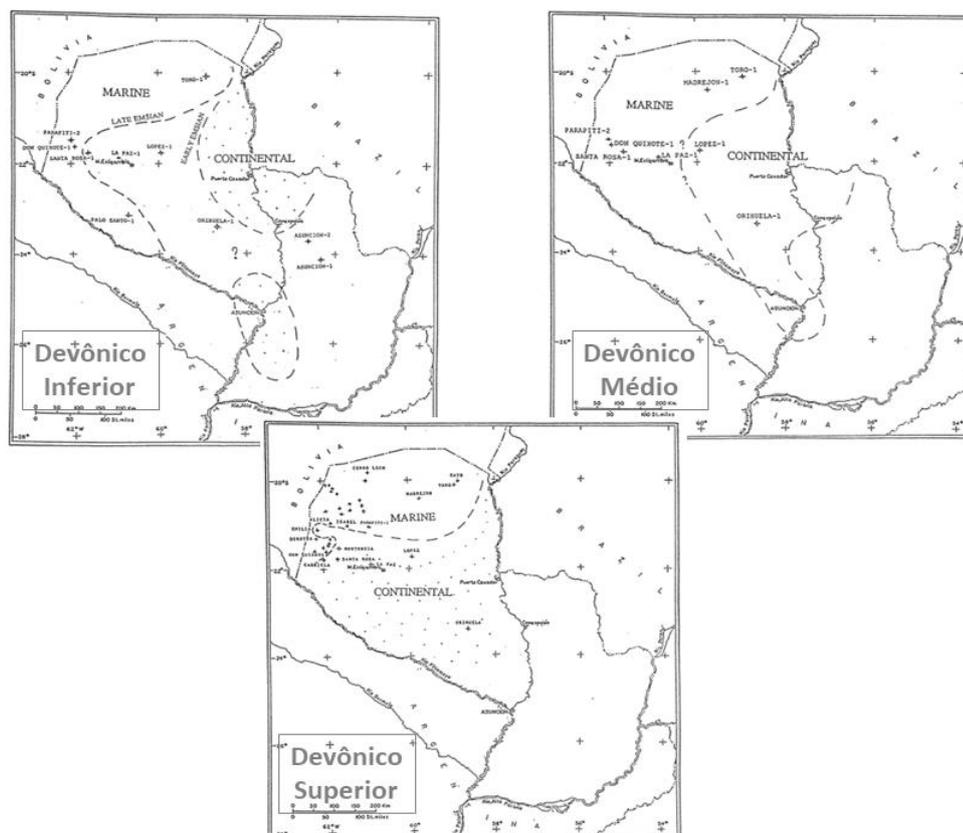


Figura 8 - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Devoniano, correspondente ao final do primeiro ciclo e o começo do segundo. Fonte: Godoy (1989).

Ciclo 2 – Devoniano / Carbonífero

O Silúrico interrompe a subsidência generalizada de oeste para leste durante o Devoniano, que também abrange todo o país, exceto as áreas sub-cratônicas (observar figura 8). A epirogênese eoherciana que cobre a maior parte do período carbonífero, interrompe novamente o processo de uma subsidência ampla e calma. Os movimentos convergentes provocam um arqueamento dos depósitos do Paleozoico inferior. Como consequência uma forte erosão e redeposição de sedimentos devonianos são geradas (WIENS, 1998b).

Ciclo 3 – Permo-Carbonífero

No Carbonífero superior, formaram-se seqüências continentais com pronunciada influência glacial, retornando depois às condições marinhas em transição continental. A segunda fase de subsidência é iniciada pelo sobrepeso causado pelos glaciais continentais, seguido por sedimentos voluminosos originados pelo ciclo transgressivo-regressivo do Permo-carbonífero. A figura 9 mostra uma extensão continental, indicada por um levantamento estrutural no Chaco central. Isto caracteriza o final da bacia do Chaco-Paranaense: a bacia do Chaco no oeste do Paraguai, e a bacia do Paraná, no leste (ZALAN, 1987; GODOY, 1989; WIENS, 1998b).

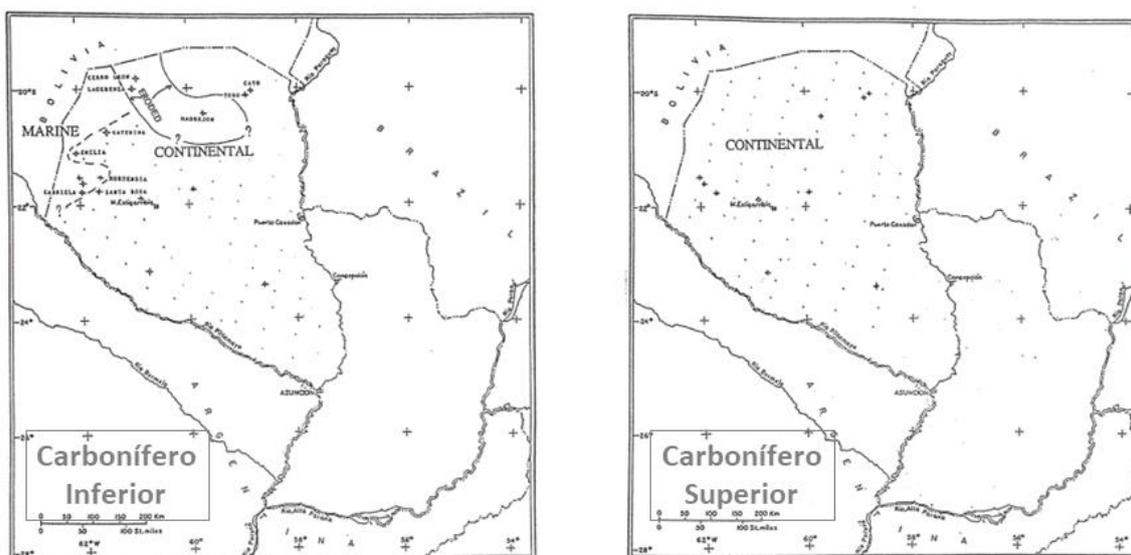


Figura 9 - Representação esquemática e aproximada dos eventos geotectônicos que aconteceram no Paraguai durante o Permo-Carbonífero, correspondente ao terceiro ciclo. **Fonte:** Godoy (1989).

Ciclo 4 – Triássico / Eoceno

Um quarto megaciclo deposicional ocorre durante o Mesozoico e compreende o período do Triássico Médio ao Eoceno superior, com depósitos desérticos-fluvial e ocasionalmente marinho, acompanhado por magmatismo. A reorganização estrutural do Mesozoico não deixa significativa sedimentação na maior parte do noroeste do Chaco.

Do Paleoceno ao Oligoceno, registra-se o ciclo termotectônico andino (observar processo na figura 11), refletindo uma reativação estrutural moderada na bacia do Chaco e um soerguimento do bloco tectônico de Assunção (*Alto de Asunción*). Entre os eventos importantes, Wiens (1998b) descreve uma forte ascensão da *Alta Lagerenza*, separando as sub-bacias de Curupayty e Carandaity; e o *Alto de Boquerón* que é reativada suavemente. Estes altos estruturais podem ser apreciados na figura 10, a seguir.

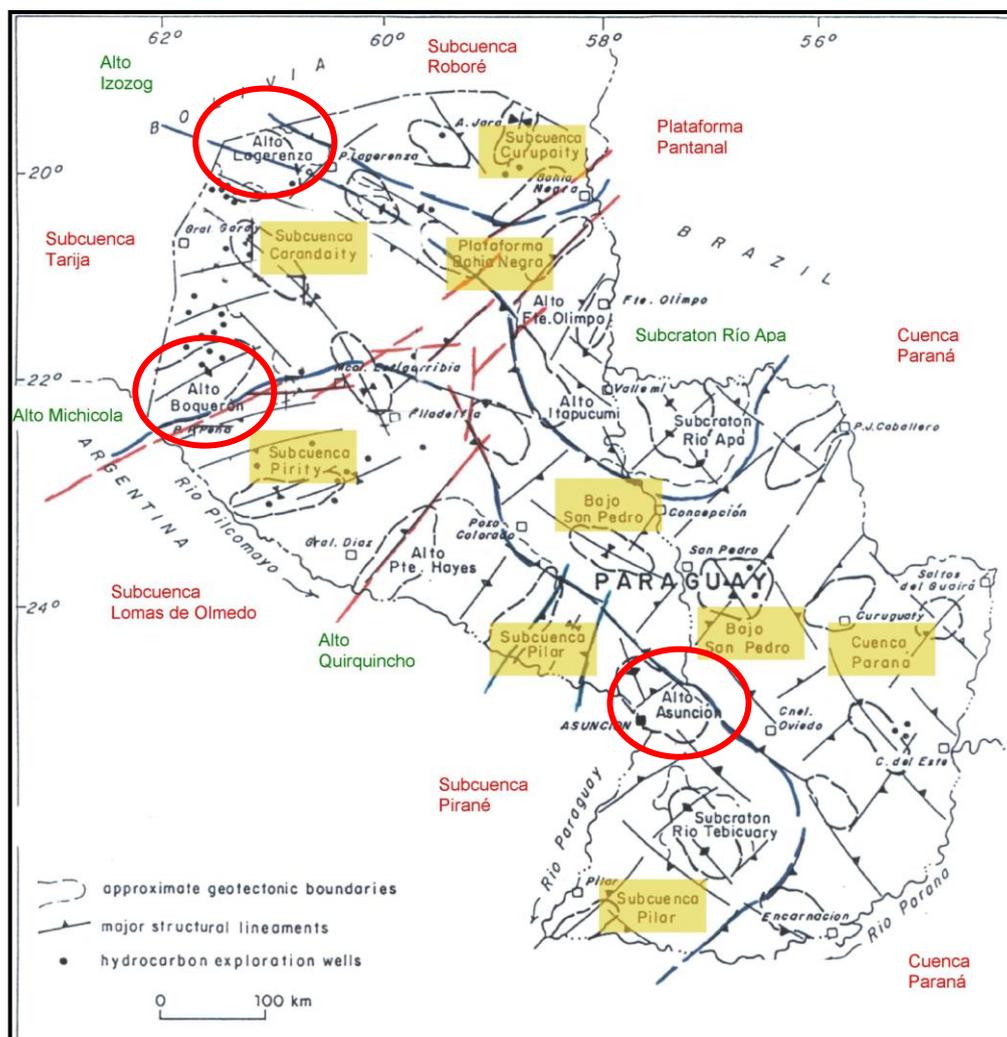


Figura 10 - Unidades geotectônicas logo após a Epirogênese Eoherciniana e a distensão mesozoica. Em vermelho, os Altos estruturais e em amarelo, destaca-se as sub-bacias, bajo de San Pedro, entre outros. **Fonte:** VMME, 2019.

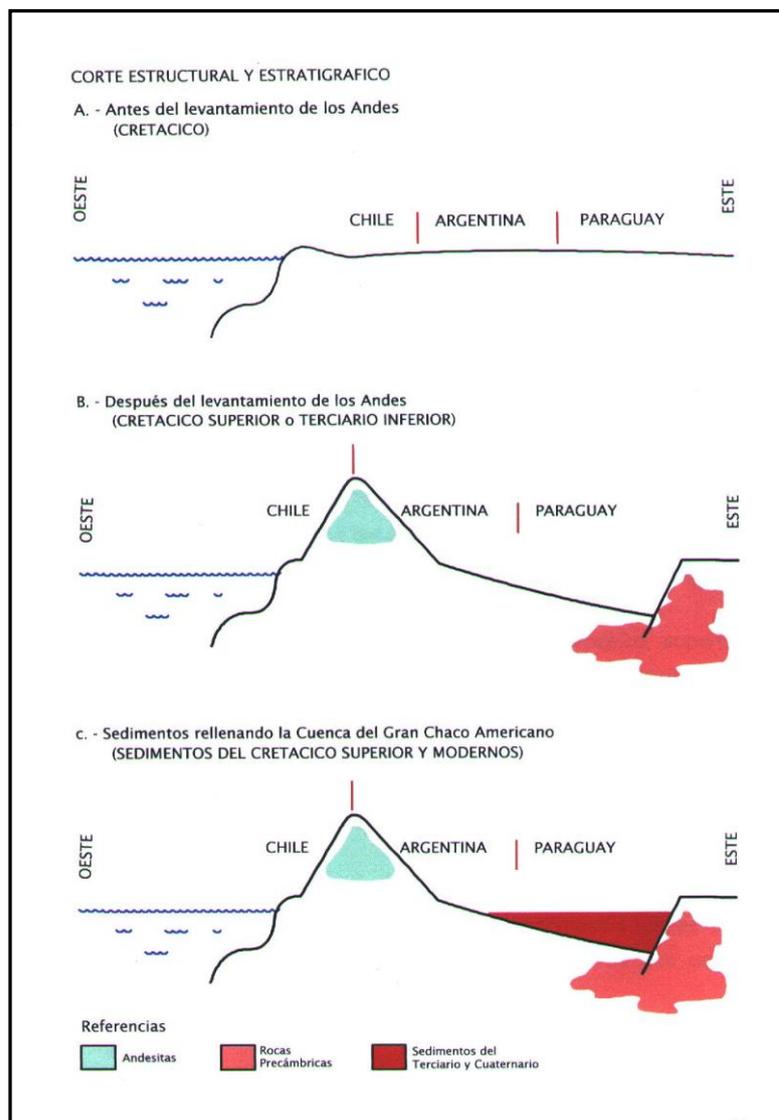


Figura 11 - Processo geotectônico Andino do Cretáceo até o presente. A) Antes da elevação dos Andes. B) Depois da elevação. C) Sedimentos depositados na Bacia do Gran Chaco Americano. **Fonte:** Geologia del Paraguay.

Ciclo 5 – Eoceno / Presente

Por fim, uma ampla sedimentação continental e formação de planície quaternária heterogênea, como mostrado na Figura 11-C, marca o quinto megaciclo deposicional do Eoceno superior ao presente. Uma baixa sedimentação é registrada na alta *Boqueron* reativada, ao mesmo tempo em que a área do Chaco norte é livre

de depósitos quaternários significativos, como resultado da elevação estrutural pronunciada da *Alta de Lagerenza*.

Wiens apresenta na Tabela 2 um resumo dos cinco megaciclos que compõem a estruturação geotectônica do Chaco Paraguaio no decorrer das eras, com os acontecimentos marcantes em cada ciclo e sua deposição.

Tabela 2 - Megaciclos sedimentares. Fonte: Wiens (1998a).

Ciclo 5	Ciclo 4	Ciclo 3	Ciclo 2	Ciclo 1
Eoceno superior - Presente	Triássico médio - Eoceno superior (Cretacício)	Carbonífero superior - Pérmico superior	Silúrico superior - Carbonífero inferior	Ordoviciano inferior - Silúrico superior
Bacia do Chaco (Paraguai Ocidental)	Bacia Chaco - Paranaense			
Bacia do Paraná (Paraguai Oriental)				
Ciclos deposição continental Influência marinha local; Influência magmática		Ciclos de deposição marinas, Transgressivos - regressivos; Influência glacial		

Outro autor que colaborou na pesquisa da formação do Chaco Paraguaio, foi o Kuhn (1991), na época considerou três grandes eventos que ocorreram no Chaco Paraguaio:

1. Deposição de sedimentos clásticos paleozoicos (Ordoviciano Inferior para Pensilvânia Inferior, e em algumas áreas até Perássico Superior - Triássico Inferior) em ambientes marinhos a continentais em um cenário de plataforma continental;
2. Ruptura da seção paleozoica na sub-bacia de Pirity durante o Cretáceo Inferior com deposição de um preenchimento espesso, predominantemente continental;

3. Deposição de sedimentos continentais e marinhos em um cenário de bacias anti-país desde o Eoceno até o presente.

O autor ressalta que a zona sub-andina é caracterizada por intensas falhas decrescentes para o leste. O caráter tectônico dessa região produz uma força compressiva que diminui no Chaco Paraguai, onde somente falhas subverticais são encontradas com algum movimento vertical possível. Os dados sobre os sedimentos paleozoicos estão concentrados na sub-bacia de Carandaity; outros na Sub-bacia de Curupayty, e o resto, espalhado nas áreas restantes.

b) Sub-bacia *Carandaity*

Segundo o projeto dirigido por Gómez (1986) as bacias sedimentares na região norte do Paraguai Ocidental, Curupayty e Carandaity, possuem afloramentos em algumas de suas unidades estratigráficas, na parte norte do *Alto de Boquerón* e ao longo dos *Altos del Chaco Central* e *Lagerenza*. O autor afirma que, geotectonicamente, todas as bacias sedimentares da região ocidental, são do tipo pericratônicas, desenvolvendo-se como exposições marginais de bacias do tipo marginal ou faixas móveis, direcionando-se para o interior cratônico.

A sub-bacia Carandaity tem uma coluna sedimentar começando no Siluriano, tendo como base as coberturas de sedimentação do ciclo-plataforma Brasileiro Cambriano-Pré-cambriano (1000-450 Ma.). Em estudos, Wiens (1998b) explicou que a sedimentação fanerozóica da sub-bacia de Carandaity foi constituída em um primeiro ciclo marinho transgressivo-regressivo (Ordoviciano-Siluriano) e em um segundo ciclo (Devoniano). A epirogênese eoherciana criou domos e baixos estruturais na parte sul. O termo-tectonismo mesozoico afetou de forma suave e inicial a elevação de *Alto de Lagerenza*, que foi pronunciada durante o Terciário (ciclo andino) causando uma profunda erosão local. A sub-bacia de Carandaity registra uma coluna estratigráfica até o Carbonífero, reiniciando então só no Mesozoico.

2.2.2 Litoestratigrafia

A maior parte dos dados apresentados nesta seção está baseada nos estudos do autor Fernando Wiens (1998a), mas no decorrer do texto é complementado com outros autores que serão citados. Na figura 12 é mostrada a litologia das formações e grupos que constituem, em forma esquemática, na sub-bacia de *Carandaity*. As

sequências de estes acontecimentos serão apresentadas na ordem cronológica, tomando como guia a carta estratigráfica da sub-bacia. Na Figura 13 apresenta-se a carta estratigráfica do lado Ocidental do Paraguai (Chaco Paraguai).

2.2.2.1 Paleozoico Inferior

Em uma fase inicial de subsidência, as tendências tectônicas são repetidas, e os sedimentos do regime de terras são registrados em uma plataforma relativamente estável. Estes depósitos do Cambriano inferior ao Cambriano superior encontram maior expressão nas zonas distais.

Subsidência e sedimentação tornam-se mais regionais e uniformes. Na fase inicial da subsidência uniforme do Cambriano Superior ao Ordoviciano Inferior, os sedimentos de plataforma são amplamente distribuídos em áreas de máxima influência marinha.

A ampla transgressão marinha atinge uma distribuição que cobriria quase toda a bacia do Chaco-Paranaense. Deste modo, são caracterizadas fácies deposicionais com acúmulo calmo em mar aberto e profundo; no leste os sedimentos se tornam cada vez mais arenosos até uma medida de conglomerados (GODOY, 1989; WIENS, 1998a).

- Grupo Cerro León:

No Chaco Paraguai não foi possível documentar a base do primeiro ciclo deposicional paleozoico; chamado Grupo Cerro León. Entretanto, em 8 perfurações profundas, foram registrados níveis Ordovicianos-Silúrico, obtendo-se em 5, documentos de fósseis viáveis.

• Formação La Paz:

Embora a distribuição deva ser relativamente ampla, registros mais do Grupo Cerro León foram atingidos por apenas dois poços no oeste do Chaco. Eles são definidos como tons preto a cinza escuro, muito consistente a rachado. O ambiente deposicional é definido como um oceano calmo. Este evento representaria um bom horizonte de orientação na subdivisão estratigráfica. Devido à falta de documentação mais detalhada, o contato feito com a Formação Sta. Rosa seria aceito como transitório.

System/Series	General Stratigraphy	Clebsch, 1991	Lithology	Thickness (m)	
M.Eoc. - Recent	Chaco Gr	CHACO	[Dotted pattern]		
Late Jur. - M. Eoc.	A. Jara Fm		[Dotted pattern]		
EARLY PENNSYLVANIAN	Palmar de las Islas Gr Cabrera Fm	TARIJA	[Dotted pattern]	1000	
LATE MISSISSIPPIAN	San José Fm	TUPAMBI	[Dotted pattern]		
TOURNAISIAN		IQUIRI	[Dotted pattern]		
FAMMENIAN			[Dotted pattern]		
D E V O N I A N	San Alfredo Gr Upper	LOS MONOS	[Horizontal lines]	2000	
			FRASNIAN		[Horizontal lines]
			GIVETIAN		[Horizontal lines]
			EIFELIAN		[Horizontal lines]
			EMSIAN		[Horizontal lines]
SIEGENIAN GEDINNIAN	Lower	SANTA ROSA	[Dotted pattern]	3000	
SILURIAN	Cerro León Gr	Nueva Asunción	[Dotted pattern]	4000	
LATE ORDOVICIAN		SIRACUAS	[Dotted pattern]		
MIDDLE ORDOVICIAN		DON QUIXOTE	[Horizontal lines]		
EARLY ORDOVICIAN			[Horizontal lines]		

Figura 12 – Carta estratigráfica simplificada da Sub-bacia de Carandaity. Oeste do Chaco Paraguai. Fonte: Wiens (1998b)

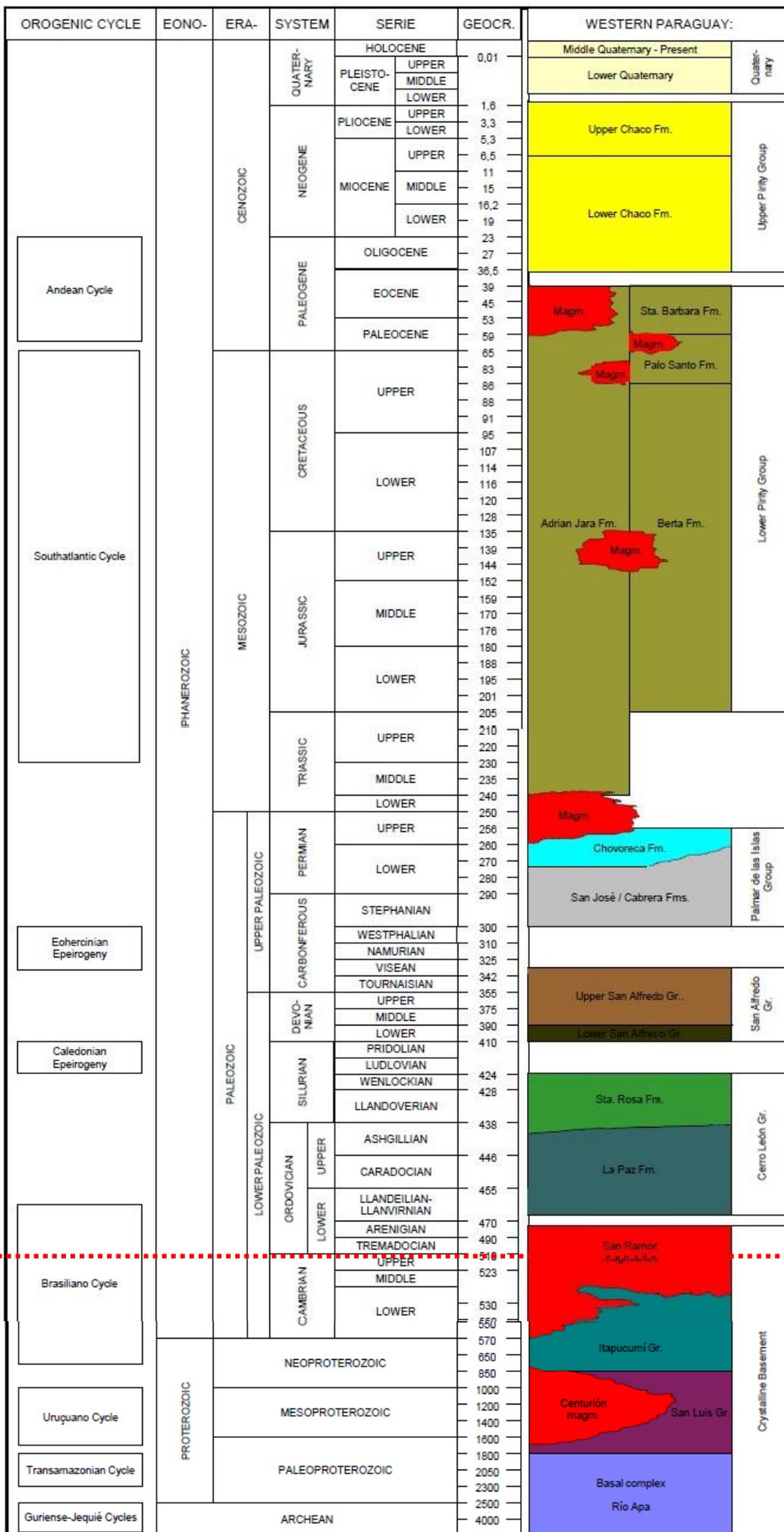


Figura 13 - Carta estratigráfica do lado Ocidental Paraguai (Chaco). Destaca-se com linhas tracejadas o começo da formação da sub-bacia Carandaity na formação *Cerro León*. **Fonte:** Geologia del Paraguay.

- Formação *Sta. Rosa*:

A transgressão marinha do oeste indicada nos níveis superiores da Formação *La Paz* é acentuada. Há arenitos maciços predominantemente claros com siltstone escuros intercalados que cobrem extensivamente o Chaco e são conectados pela bacia de San Pedro ao leste do Paraguai. A distribuição sedimentar indica áreas distais em direção ao oeste e noroeste com pronunciada participação de argila; a área norte registra areia para fácies proximais clásticas continentais.

- Grupo San Alfredo

Extensos afloramentos devonianos são observados na serra de *San Alfredo* e no maciço de *Cerro León (Alto de Lagerenza)*.

- San Alfredo Inferior

A transgressão marinha do noroeste desenvolve-se uma ampla cobertura de todo o Chaco Paraguai, continuando sua influência progressiva pela baixa de San Pedro para o leste do Paraguai.

A heterogeneidade de fácies nos sedimentos observa-se principalmente na parte lateral para o sudeste, de maneira que a transgressão progride. A presença de *leiosferas* e *quitinozoários* (poços do *Carandaity*) é indicativa de um ambiente marinho raso; bem como a presença de corais, briozoários e crinóides em *Cerro León*, apoiados por favosites e tentaculites na área de Lagerenza.

- San Alfredo Superior

No Eifeliano (393.3 – 387.7 Ma), o Chaco Paraguai é amplamente coberto por um mar calmo e raso, refletindo uma diferenciação de depocentros, indicando uma subsidência suave e diferenciada. Para a sub-bacia de Carandaity é identificado um pronunciado depocentro com sedimentos espessos.

A unidade é constituída por xistos cinza-azulados a preto, de fina estratificação, com abundantes lamelas de mica e ricas em matéria orgânica.

Eles intercalam finas camadas de arenitos argilosos micáceos. Níveis mais altos apresentam mais intercalações arenosas, os sedimentos se tornam oxidados, assim como a granulometria dos arenitos. Uma regressão marinha iniciada é indicada no final do Eifeliano.

O Givetiano (387.7 – 382.7 Ma) é caracterizado pelo conteúdo fóssil e distribuição de sequência de fácies para baixo; ao noroeste um ambiente marinho raso para deltaico, intercalado e sobreposto por argila lacustres, seguido por areias continentais.

O Viseano (346.7 – 330.9 Ma) representa a fase final de regressão marinha do ciclo sedimentar devoniano. O evento regressivo em direção ao noroeste deixa descoberto a maior parte da bacia do Paleozoico inferior no Chaco, que é conseqüentemente submetida a intensa erosão. Predominam horizontes arenosos ascendentes, desde grãos finos até conglomerados, bem estratificados e de cores esbranquiçadas a amareladas (GOMEZ, 1986; WIENS, 1998a).

2.2.2.2 Paleozoico Superior

No subsolo da bacia paraguaia do Chaco-Paranaense há uma ausência de sedimentos devido à ascensão estrutural. Alinhamentos estruturais diferenciados para o noroeste e nordeste são estabelecidos durante a consolidação do embasamento cristalino; resultando em baixa e alta tectônica controlada por fraturas (WIENS, 1998a).

- Grupo *Palmar de las Islas*

• Formações *San José / Cabrera*

Afloramentos carboníferos importantes são observados no norte do Chaco, entre *Palmar de las Islas* e Gabino Mendoza, refletindo uma gama litológica de conglomerados e arenitos, argilitos varvíticos, comportamento lateral e vertical muito variado.

As formações carboníferas representam uma época marinha glacial e terrestre, depositando diferentes ciclos sedimentares. O ambiente de sedimentação possui as características de uma ampla plataforma calma, sob

parâmetros marinhos pouco profundos, lagoas litorâneas até fluviais terrestres - lacustres.

- Formação Chovoreca

Afloramentos Permianos isolados são observados entre *Chovoreca* e *Palmar de las Islas*. São arenitos finos, arenitos argilosos e bancos de calcário lenticular. Os calcários são finamente laminados, com indicações de origem de algas. Para níveis mais altos registra-se alternância entre argilitos, siltitos e arenitos multicoloridos. As características são argilas betuminosas, calcários oolíticos e lentes de sílex oolíticas ou amorfas. Uma continentização gradual manifesta-se na pronunciada oxidação em níveis mais altos.

2.2.2.3 Mesozoico

Ajustamento epirogenético suave durante o Triássico provoca uma discordância quase imperceptível na bacia Chaco-Paranaense; entre sedimentos continentais, vento local associados com sequências lacustres mesozoicas e recoberto Permiano. (GODOY, 1989; WIENS, 1998a).

a) Ciclo Sul-Atlântico:

O resultado deste ciclo é uma reorganização estrutural radical na imagem geotectônica do Paraguai: tectônica intensa distensionais e afins magmáticos definem o colapso e ruptura final da bacia de Chaco-Paraná. A bacia do Paraná a leste e a bacia do Chaco a oeste são separadas do Cretáceo.

- Formação Adrián Jara

Arenitos pouco selecionados com conglomerados multicoloridos e formação argilosa são depositados no sub-bacia *Curupaity*, na *Adrian Jara* (norte do Chaco). Os sedimentos são geralmente maciços, às vezes com entrecruzamento fluvial. É comum um cimento ferruginoso calcário; nódulos sílticos também estão incluídos.

b) Ciclo Andino

A bacia do Chaco é consequência do ciclo andino transformado em um planalto Pre-Andino. Os Andes geram uma importante fonte de sedimentos para a planície e proíbem toda a influência ocidental do mar. Poderosos sedimentos

continentais cobrem grandes áreas do Chaco, acompanhados por magmáticos locais e escondendo a estrutura do subsolo.

A atual configuração estrutural da bacia do Chaco Paraguai e da bacia do Paraná no leste do Paraguai é estabelecida como resultado do ciclo andino, deixando exposta uma vasta planície quaternária ao oeste e sul, e sequências do embasamento cristalino-fanerozóico no leste e Norte do Paraguai.

2.2.2.4 Cenozoico

- Grupo de Pirity Superior

Desde que sua formação é concentrada para o mesmo depocentro da sequência precedente, é chamada o grupo superior da Pirity ou a Formação Chaco.

• Formação Chaco superior

Os sedimentos atingem espessuras muito variadas, refletindo uma ampla extensão na parte central e sudoeste da bacia do Chaco. Assim, é registrado em poços de *Carandaity* de 40 a 140m de espessura, enquanto que na sub-bacia de Pirity entre 390 a 670 m de espessura (WIENS, 1998a).

2.2.2.5 Quaternário

Durante os depósitos quaternários a bacia do Chaco ainda se encontra sob a influência do regime sedimentar estabelecido no terciário, este modificado para termos típicos de uma planície com predominância de sedimentação dos Andes no oeste; áreas de unidades estratigráficas do Pre-Quaternário, no norte; no nordeste e leste, a planície do Chaco.

Quaternário no Chaco Paraguai é gerado pelo sistema fluvial-aluvial do Rio Paraguai, o sistema fluvial-lacustre de Adrián Jara, o sistema de leque aluvial-lacustre do rio *Pilcomayo*, e o sistema eólico de *Nueva Asunción*.

- Quaternário Inferior

A distribuição de sedimentos quaternários no Chaco indica um aumento da deposição do nordeste para o sudoeste. O fenômeno reflete a importância do sistema do rio Paraguai. Areia fina clara e menos siltíticas argilosas são transportados ao Chaco Paraguai.

Litoestratigraficamente engloba-se aos domos de areia quaternários inferiores, areias finas de argilas muito finas e siltíticas castanho avermelhado a descoloração esverdeada. Aparecem localmente em depressões fechadas de evaporação, argilas plásticas verdes acinzentadas, com maiores concentrações de gesso (pedreiras de gesso em *Lagerenza*).

- Quaternário Médio

Um período pós-glacial começa com temperaturas mais altas e condições subtropicais na planície do Chaco. O desenvolvimento de extensos sistemas fluviais, associados a certas formações de solo, é predominante.

- Quaternário tardio

As condições climáticas são quentes semiáridas a subúmidas na região do Chaco Paraguaio. Baixos níveis de águas subterrâneas, baixa a muito baixa vegetação e remoção das zonas húmidas no sudeste do Chaco. Consequência imediata é uma diminuição significativa nos sedimentos fluviais e um aumento considerável nas formações de vento. Em consequência tem-se a formação de mantos sedimentares em áreas do Chaco. A decomposição dos sedimentos sob a influência das chuvas periódicas e sazonais origina a formação de solos cinzentos a amarelados, sem grande estrutura interna (WIENS, 1998a).

2.2.2.6 Presente

As dinâmicas atuais são caracterizadas por uma morfologia não expressiva da planície do Chaco, uma deflação de vento de inverno no centro-oeste, a alta carga sedimentar periódica do Rio *Pilcomayo*, a extensa inundação do Rio Paraguai e rios alóctones no sudeste do Chaco. Assim também a formação de sedimentos pantanosos na região central e sudeste. (WIENS, 2011).

2.3 Potencial de hidrocarbonetos

Os dados apresentados nesta sessão são baseados nos estudos realizados pelo autor Fernando Wiens, na sua obra “*Potencial de Hidrocarburos Paraguay – Tomo II*”, em 1998. A figura 13 apresenta as formações geradoras e reservatórios em suas respectivas eras geológicas; um resumo do que será abordado nos seguintes tópicos.

2.3.1 Formações geradoras

Para avaliar uma formação como geradora, o autor considerou as seguintes propriedades petrofísicas:

- Aumento da percentagem em peso de Carbono Orgânico Total (TOC), medida para caracterizar o potencial gerador das formações para hidrocarbonetos (considera-se 0,0 – 0,5% reduzida; 0,5 – 1,0% moderada; 1,0 – 2,0 boa; 2,0 – 4,0 muito boa; >4,0 excelente);
- Quantidade de hidrocarbonetos pesados (C₁₅₊) que poderão ser extraídos com solventes de uma formação. É uma medida direta para seu potencial gerador (considera-se 0,0 – 0,75% reduzida; 0,75 – 2,50% moderada; 2,50 – 5,0 boa; 5,0 – 20,0 muito boa; >20,00 manchada/contaminada);
- Quantidade e tipo de hidrocarbonetos gerados, dependendo do tipo de querogênio, consistem em um complexo orgânico remanescente que se encontra disseminado em uma formação sedimentar. É distinguido como: marinho-lacustre, excelente potencial; marinho ou marinho-continental, bom potencial; e continental, que pode ser considerado potencial gasoso ou reduzido (irá depender de sua composição).

Segundo o autor, a exploração petrolífera no Paraguai teve início em 1945, com objetivo de encontrar formações geradoras de hidrocarbonetos. O nível promissor com potencial gerador tem sido argilitos e carbonatos marinhos do Neoproterozóico-Cambriano, Paleozóico e Mesozoico.

Durante as atividades exploratórias foram encontrados indícios de formações geradoras na Formação La Paz (Ordovícico-Silúrico), assim como nos Grupos *San*

Alfredo (Devónico), e em seções do Grupo *Palmar de las Islas* (Carbonífero/Pérmico), como mostrado na figura 14.

- **Formação La Paz (Grupo Cerro León, Ordovícico-Silúrico)**

Representa uma importante unidade geradora no Chaco. Em alguns poços foram encontrados argilito fossilífero preto, reportando 1,5 – 2% TOC e 100 – 200ppm C₁₅₊, com a capacidade de gerar petróleo e em seções mais profundas, gás.

• **Grupo San Alfredo Inferior (Devónico Inferior)**

Apresenta em seções, argilitos do Pragiano-Emsiano (410.8 – 393.3 Ma) nas sub-bacias do Chaco uma excelente rocha geradora, com valores até 2,5 – 3,0% TOC, chegando em 4,0% TOC em níveis radiativos. Com capacidade de gerar desde petróleo até gás (30 – 700ppm C₁₅₊).

• **Grupo San Alfredo Superior (Devónico médio-superior)**

Foram tomadas medições em argilitos de cor preta, com 2,5 – 3,5% TOC e de 50 a 600ppm C₁₅₊. Gás úmido, condensados e gás seco se formaram em seções inferiores, ao longo dos altos estruturais regionais e no interior da bacia do Paraná (influência termal do magmatismo mesozoico).

• **Grupo Palmar de las Islas (Carbonífero Superior)**

Argilitos poderiam ter gerado gás em seções inferiores nas sub-bacias do Chaco e no Paraguai Oriental. Considerando querogênio terrestres e de valores de 0,8-1,0% TOC com 1000ppm C₁₅₊.

O autor ainda alega ter vários grupos que compõem a formação do Chaco, com bom potencial de hidrocarbonetos. Neste trabalho só serão citados os grupos que foram mencionados na sessão anterior. Eles são os que constituem a sub-bacia *Carandaity*.

2.3.2 Formações reservatório

Nesta seção, o autor considera como principais caracterizações de uma rocha reservatório propriedades como porosidade (possibilidade de fraturas também é considerado neste quesito), permeabilidade, pressão capilar (determina tamanho do grão, seleção, circunferência, textura, maturidade da textura, cimento, índice de

energia e saturação em relação à água). Sendo assim, estes influenciados pela compactação (profundidade), conseqüentemente a pressão e temperatura, além da presença de água salina.

No Paraguai são apresentados vários sistemas de reservatório. Os reservatórios encontram-se amplamente distribuídos, desde o Neoproterozóico até o Terciário, acompanhar na figura 14. Considerando as unidades geradoras de hidrocarbonetos, os principais reservatórios estão concentrados no Devoniano, seguidos pelo Carbonífero, o Silúrico, o Pérmico e o Meso-Cenozóico.

- **Grupo *San Alfredo* Inferior (Devónico inferior):**

Embora a porosidade seja moderada (3 – 9%), as condições de reservatório são melhoradas por sistemas de fraturamento intraformacional intenso. Os parâmetros dessas fraturas são importantes em áreas de intensa compactação e/ou efeitos termotectônicos regionais. Em áreas mais calmas, as formações se apresentam mais frias, porosas e permeáveis.

- **Grupo *San Alfredo* Superior (Devónico médio-superior):**

Nos dados arrecadados da empresa Gabino Mendoza com poços de concentrações de gás na área, encontram-se reservatórios de arenito de até 34m de espessura sob pressão. Acompanhado de sistemas de fraturas em argilitos ou níveis de arenito associado bem compactado. Porosidade por volta de 9-10%.

O autor afirma que dos 27 poços perfurados na sub-bacia de *Carandaity*, a maioria registra uma concentração para um modelo Devoniano-Carbonífero (geradora – reservatório), além de apenas 6 perfurações (todos com indícios de hidrocarbonetos) alcançaram a atravessar o Devónico; e somente dois chegaram na formação *La Paz* (Ordoviciano – Siluriano).

● - unidades generadoras; ○ - unidades reservorios).

PERIOD	SYSTEM	GEOLOGICAL UNIT		Source	Reservoir
CENOZOIC	QUATERNARY	Quaternary			
	TERTIARY	Tert. / Quat. undiff.			
MESOZOIC	CRETACEOUS	Alto Paraná Gr.	Acaray Fm.	Asunción Gr.	Magm.
	JURASSIC		Magm.		
	TRIASSIC	Misiones Fm.			○
PALEOZOIC	PERMIAN	Cabacúa Fm.			○
		Independencia Gr.	Tacuary Fm.	●	○
	San Miguel Fm.		●	○	
	CARBONIFEROUS	Cnel. Oviedo Gr.	Cnel. Oviedo diamict.	●	○
			Aquidaban Fm.	●	○
	DEVONIAN	San Pedro Gr.	Lima Fm.	●	○
			Sra. Elena Fm.	●	○
	SILURIAN	Itaipu Gr.	Carly Fm.	●	○
			Vargas Peña Fm.	●	○
			Eusebio Ayala Fm.	●	○
ORDOVICIAN	Caacupé Gr.	Co. Jhu/Tobatí Fms.		○	
		Paraguari Fm.		○	
CAMBRIAN	Caacupé - San Ramón Magm.	Paso Pindó Metased.	●	○	
		Paraguari Lutites Itapocumí Gr.		○	
PROTEROZOIC	PRECAMBRIAN	Rio Apa Subcraton	Rio Tebicuary Subcraton		

Figura 14 - Resumo estratigráfico do Paraguai Ocidental e do potencial de hidrocarbonetos.
Fonte: Wiens, 1998c.

2.4 Fundamentos de perfilagem de poços

Nery (1990) argumenta que para a avaliação de formações e interpretação de perfis, devem ser estudadas as propriedades físicas características das rochas. A preferência neste trabalho serão as propriedades elétricas, as radioativas e as acústicas; em base aos dados dos poços escolhidos que servirão como elemento de estudo futuramente.

2.4.1 Propriedades características das rochas

- **Propriedades Elétricas**

Segundo o autor, dentre os parâmetros que caracterizam eletricamente uma rocha se encontra a permeabilidade magnética, permissividade dielétrica e condutividade (ou resistividade). Na perfilagem geofísica de poços, a resistividade é considerada como uma relevância de maior grau. É controlada principalmente por fatores tais como o tipo de rocha, porosidade, conectividade dos poros, natureza do fluido, teor de argila e teor metálico.

As rochas são constituídas pela matriz (agregados minerais) e pelos poros, que contém os fluidos. A matriz geralmente é isolante, portanto, o papel de condutor da corrente elétrica é designado aos fluidos que saturam a rocha (água doce ou salgada, óleo ou gás, etc.).

- **Propriedades acústicas**

A velocidade do som varia segundo o meio no qual ele se propaga, ou seja, a velocidade do som é mais rápida nos sólidos em relação à velocidade nos líquidos e nos gases. Isto significa que uma velocidade de propagação maior, conseqüentemente, terá um tempo de trânsito menor. Com isso, o tempo gasto para uma onda atingir a mesma distância em um sólido será muito menor com relação às mesmas distâncias percorridas por essa onda nos líquidos e nos gases (NERY, 2004).

Com relação às rochas sedimentares, a rocha que tiver uma maior porosidade irá apresentar um tempo de trânsito muito maior em relação a uma rocha com porosidade inferior. Esta relação será apresentada diretamente no perfil. Dois tipos de ondas são de extrema importância para a perfilagem sônica: são as

ondas compressoriais e as ondas cisalhantes. Para a perfilagem geofísica de poços as ondas sonoras com maior interesse são:

- a) Ondas Compressoriais ou Longitudinais (Ondas P): O movimento das partículas é paralelo à direção de propagação da onda. Sua velocidade é a maior quando comparada às outras ondas acústicas, sendo a única a se propagar também em fluidos; e
- b) Ondas Cisalhantes ou Transversais (Ondas S): O movimento da partícula é perpendicular à direção de propagação da onda. É mais lenta que a onda P e difunde-se apenas em meios sólidos.

Deve ser considerado que a velocidade de propagação de uma onda acústica através de uma rocha pode variar de acordo com a litologia, porosidade e/ou fluido intersticial.

- **Propriedades radioativas**

Dentre os elementos radioativos existentes na natureza, os principais para a perfilagem geofísica de poços são o urânio (U), o tório (Th) e o potássio (K).

De acordo com Lima (2014), a atividade radioativa das rochas depende da proporção de radionuclídeos na estrutura cristalina de seus minerais constituintes. A desintegração de núcleos de certos isótopos instáveis pode produzir partículas elementares e radiações eletromagnéticas, referidas como partículas α e β , e radiação γ , além da geração de calor.

2.4.2 Definição

Segundo Nery (1990), o perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade de uma ou mais características ou propriedades das rochas atravessadas por um poço. As rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas (resistividade elétrica ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito das ondas sonoras) e radioativas (radioatividade natural ou induzida). Os perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem dentro de um poço e são denominados de perfis elétricos, independente do processo físico de medição utilizado.

Quando corretamente aplicada, sua interpretação proporciona reduções substanciais nos custos de avaliação, desenvolvimento e exploração de reservatórios de petróleo. Uma boa perfilagem possibilita o cálculo confiável do volume de óleo *in place* a partir do cálculo do volume poroso, da saturação de água no reservatório, da definição do contato óleo/água e caracterização petrofísica do reservatório. (Carvalho e Carrasquilla, 2016).

Segundo os autores, existem vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações, todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos. A tabela 3 resume os perfis geofísicos comumente utilizados na indústria para o cálculo e identificação de propriedades físicas e petrofísicas das rochas. Para a caracterização da sub-bacia de *Carandaity*, serão utilizados os perfis de Raios Gama, Resistividade, Sônico e Neutrônico que serão explicados a seguir.

Tabela 3 - Síntese das funções dos perfis geofísicos de poço utilizados na caracterização de reservatórios. **Fonte:** VIANA JUNIOR (2017)

Perfil Geofísico	Aplicações
Raios Gama (GR)	Interpretação litológica; cálculo do volume de folhelhos/argila; cálculo da permeabilidade; cálculo da porosidade; cálculo da velocidade da onda, etc.
Potencial Espontâneo (SP)	Interpretação litológica; Cálculo da resistividade de água da formação; detecção de zonas permeáveis, etc.
Caliper (CALI)	Interpretação litológica; localização de zonas com variações anômalas do diâmetro do poço.
Resistividade (RT)	Interpretação litológica; localização de zonas com hidrocarbonetos; cálculo da saturação de água, etc.
Sônico (DT)	Cálculo da porosidade; Cálculo da velocidade da onda; propriedades físicas da rocha, etc.
Neutrônico/Neutrão (NPHI)	Detecção de zonas com hidrocarbonetos; cálculo da porosidade, etc.
Densidade (RHOB)	Interpretação litológica; determinação da zona de apoio dos hidrocarbonetos; cálculo da porosidade; cálculo das propriedades físicas da rocha, etc.
Índice fotoelétrico (PEF)	Interpretação do mineral para interpretação da litologia

2.4.3 PERFIL RAIOS GAMA (GR)

Este perfil tem como objetivo registrar a radioatividade total de uma formação geológica. Utilizado para a identificação da litologia, a identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argilas ou argilosidade, consequentemente identifica camadas de folhelhos. Mede-se a radioatividade natural das formações. Este perfil reflete o conteúdo de sequências argilosas em virtude das concentrações de elementos radioativos presentes nos minerais argilosos dos folhelhos. (NERY, 2004).

O autor afirma que por convenção a curva deste perfil é sempre apresentada com a radioatividade crescendo da esquerda para a direita e com escala padrão de 0 a 150 API (*American petroleum Institute*). A tabela 5 mostra alguns valores típicos da formação e seu respectivo valor API padrão.

Tabela 4 - Principais tipos de formações com seus respectivos valores em API.

Formação	Unidade padrão API
Carvão	20
Arenito	20
Folhelho	75 – 200
Calcário	20
Dolomita	20
Sal	0

Fonte: Mod. Evenick (2008).

2.4.4 PERFIL RESISTIVIDADE (RT)

O perfil de resistividade é um perfil elétrico que mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica. A mensuração de resistividade da formação é um dos métodos introdutórios de identificação do fluido no reservatório e no cálculo de saturação de água, (NERY, 1990).

Alberton (2014) alega que o valor de resistividade e a leitura dos demais perfis fornecem uma percepção de qual fluido está contido no reservatório: óleo, gás ou água. A resistividade da formação é altamente dependente da quantidade de água contida no reservatório, assim como de sua condutividade e da geometria dos poros. Os hidrocarbonetos são característicos pela sua alta resistividade a correntes elétricas; águas salíferas (água da formação) apresentam baixa resistividade por serem bons condutores elétricos (RIDER, 2002). A tabela 5 mostra os valores de resistividade mais comuns dos fluidos.

Tabela 5 - Valores de resistividade-padrão para os fluidos.

Material	Resistividade (ohm.m)
Água doce	2×10^{14}
Água salgada	0,2
Gás	∞
Petróleo	2×10^{14}

Fonte: Modificado de Ellis e Singer (2007).

2.4.5 PERFIL NEUTRÓNICO (NPHI)

Este perfil registra diretamente as porosidades das rochas, tanto em poço aberto como em poço revestido, desde que as camadas estudadas sejam portadoras de água. Quando as rochas são portadoras de gás ou de hidrocarbonetos leves, ocorre uma diminuição nas porosidades calculadas com estes perfis, em relação ao perfil sônico e/ou perfil densidade. Portanto, quanto menor a densidade de hidrogênio, menor a quantidade de água na rocha, e desta forma, menor o valor registrado pelo perfil Neutrônico em comparação ao sônico e/ou densidade (ROCHA *et al.*, 2009).

O autor ressalta como uma característica importante é que, defronte a rochas limpas, ou seja, aquelas com percentual de argila igual a zero, são lidos valores de porosidades aproximadamente iguais pelos perfis sônicos, densidade e Neutrônico. As aplicações deste perfil são relacionadas à aquisição de valores para porosidade, litologia e definição de zonas gás.

2.4.6 PERFIL SÔNICO (DT)

Segundo Nery (1990), este perfil mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou estimativas das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético.

Nos sólidos, este perfil se desloca mais rápido do que nos líquidos e gases. Ou seja, velocidade de propagação maior significa tempo de trânsito menor. Este último é medido em microssegundos por pé ($\mu\text{s}/\text{ft}$), onde o autor destaca valores padrões para os fluidos: para água é da ordem 189 $\mu\text{s}/\text{ft}$; para óleos 238 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e para gases 706 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Em Nery (2004), tem-se que raramente o perfil sônico é utilizado para a identificação das rochas sedimentares, pois há muita variação na velocidade dentro de cada formação. Entretanto, é possível associar altas velocidades com carbonatos, velocidades médias com arenitos e baixas velocidades com folhelhos.

2.5 Correlações Estratigráficas

2.5.1 A correlação estratigráfica como parte da Estratigrafia

Segundo Winge, proveniente do site Glossário Geológico, a estratigrafia compreende o estudo da gênese, da sucessão no tempo e no espaço, e da representatividade areal e vertical das camadas e sequências de rochas de uma região. Objetiva-se em organizar o conhecimento geológico através da caracterização de unidades estratigráficas com suas abrangências verticais e laterais, estabelecer correlações geológicas entre regiões diferentes e servir de fundamento para o estabelecimento da história da evolução geológica local, regional e mundial.

No site do Laboratório de Paleontologia da Amazônia (LAPA), a estratigrafia é apresentada como o estudo das rochas estratigráficas, visando a descrição de corpos rochosos que formam a crosta terrestre; a organização em unidades mapeáveis distintas com base em suas propriedades; e a distribuição e relação no espaço e sua sucessão no tempo, para sua interpretação geológica.

No seu livro, Vera (1994) alega que a correlação estratigráfica é uma das técnicas de maior interesse em estratigrafia e consiste em comparar duas ou mais seções estratigráficas, de um intervalo de tempo semelhante, estabelecendo a equivalência entre os níveis ou superfícies de estratificação reconhecíveis em cada uma delas. O autor ainda expõe os tipos de correlação e os métodos que levam à realização de uma correlação. Isto será apresentado nos seguintes tópicos.

2.5.2 Tipos de correlação

- a) Litocorrelação ou correlação litológica: demonstra a correspondência do caráter litológico e da posição litoestratigráfica. É feito através da comparação das unidades litoestratigráficas presentes em cada uma das seções estratigráficas e os níveis específicos de litologias dentro das mesmas, como mostrado na Figura 15c.
- b) Biocorrelação: pretende estabelecer a correspondência entre dois níveis com fósseis, com base na presença de determinados fósseis e a sua posição bioestratigráfica. Este tipo de correlação é regido pelos biohorizontes da primeira aparição à última presença de fósseis característicos, em diferentes seções estratigráficas (ver Figura 15b).
- c) Cronocorrelação: Consiste na comparação temporal de duas ou mais seções estratigráficas, para o qual é selecionado os recursos estratigráficos que indiquem simultaneidade (inversões magnéticas, biohorizontes, anomalias geoquímicas, etc.) e facilitem o estabelecimento da correspondência de todas as unidades estratigráficas representadas, um exemplo simples é mostrado na Figura 15a.

2.5.3 Métodos de correlação

Segundo Vera (1994), todo critério que facilite a demonstração da equivalência de duas unidades estratigráficas ou superfícies de estratificação em diferentes secções estratigráficas pode ser considerado como um método de correlação.

- Métodos Físicos

- Autocorrelação: relaciona as camadas através de cortes e perfis sísmicos.
- Litológicos: relaciona as camadas através de estudos em laboratórios e mudanças litológicas bruscas.
- Magnetostratigrafia e Diagrafia: relacionam as camadas através do estudo das propriedades físicas das rochas presentes.
- Radiométricos: processos que através da degradação dos isótopos radioactivos permite identificar a idade das rochas.
- Litoestratigráficos: relaciona as camadas através de superfícies de estratificação peculiares.

- Métodos Paleontológicos ou biocronoestratigráficos: utilizado apenas na presença de fósseis característicos. Considerado como um dos métodos mais fiável, sua utilização coordenada com os outros métodos citados anteriormente, permite alcançar maior precisão nas correlações.

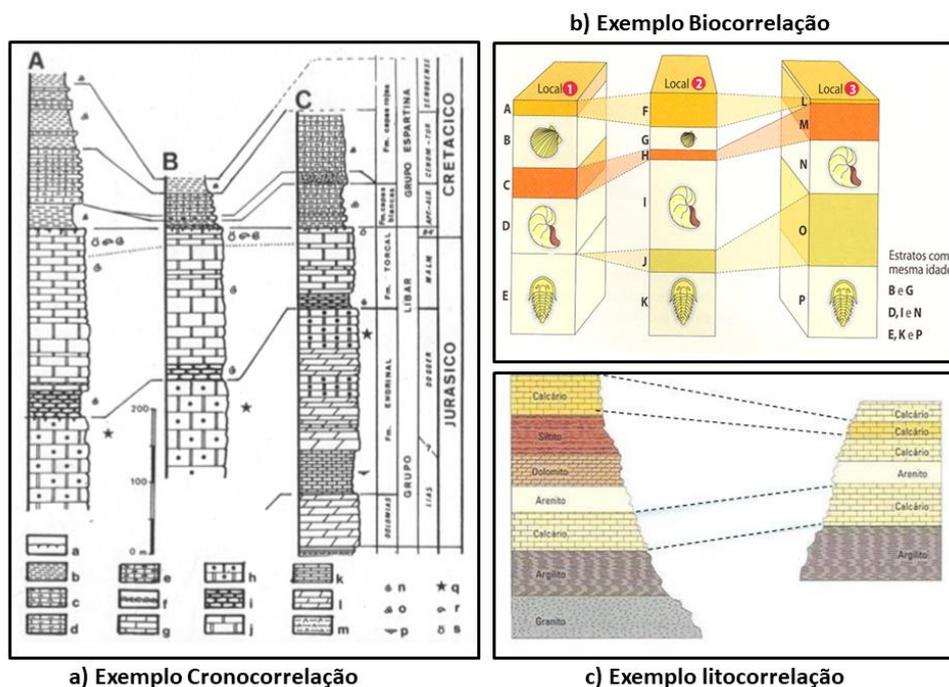


Figura 15 - Exemplos de tipos de correlação. Fonte: Site Geologia em Massa.

2.5.4 Escalas de correlação

Pode ser classificada em relação às distâncias entre o conjunto de estratos que podem ser estudadas (VERA, 1994):

- a) Correlação Local: compreende os afloramentos de uma área relativamente pequena, é possível associar os conjuntos de estratos ao observar sua geometria e tipo de litologia.
- b) Correlação Regional: estabelece a análise estratigráfica e o estudo paleogeográfico de uma região com dimensões moderadas através do estudo dos cortes geológicos, sondagens, diagrfias e perfis sísmicos.
- c) Correlação Global: possibilita relacionar um conjunto de estratos de uma zona do mundo com outra zona do outro lado do mundo, utilizando recursos e técnicas como as mencionadas no tópico anterior.

No presente trabalho pretende-se abordar a correlação estratigráfica de três poços perfurados na zona do Chaco Paraguai, especificamente na sub-bacia *Carandaity*. Utilizando a Litocorrelação, numa escala regional, através do método físico Autocorrelação.

3. Perfis geofísicos dos poços estudados

Para que os fins deste trabalho sejam alcançados, primeiramente é necessária uma análise e interpretação dos dados geofísicos dos poços. Para isto, foi necessário transportar os arquivos .LAS (fornecidos pela empresa PETROPAR) a um programa capaz de ler e gerar as curvas geofísicas.

Através da ferramenta utilizada, Petrel 2010, os dados geofísicos dos poços Nola e Mendoza foram transformados a perfis Raios Gama (GR), Resistividade (SN) e Sônico (DT), respectivamente. De modo que nas figuras 16 e 17 abordam tais perfis para cada poço.

A apresentação das escalas em cada perfil foi aplicada pelo próprio programa, como sendo as leituras mínimas e máximas do comportamento de cada curva. Interpretações e discussões de cada perfil serão abordadas na próxima sessão.

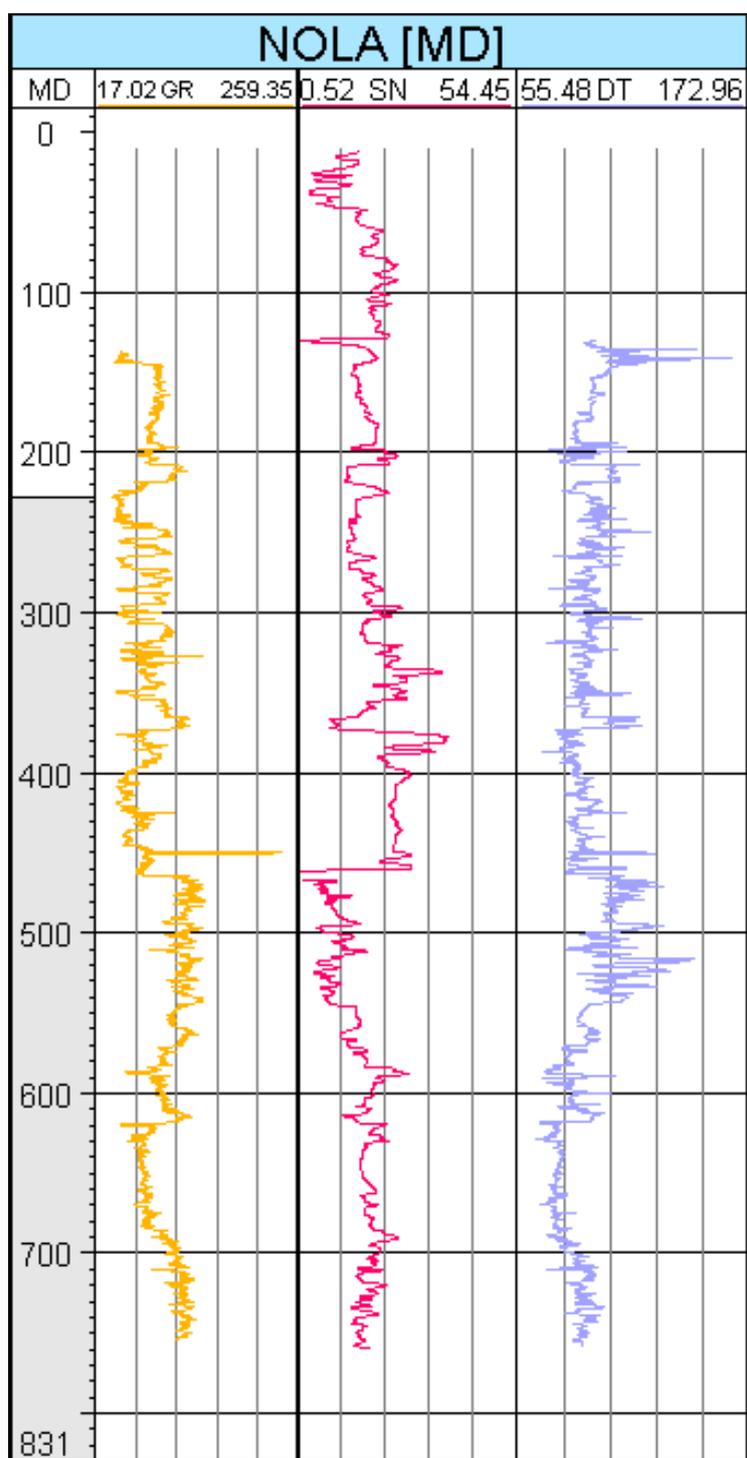


Figura 16 - Perfis geofísicos do poço Nola na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguai. **Fonte:** Elaboração através do Petrel (2010).

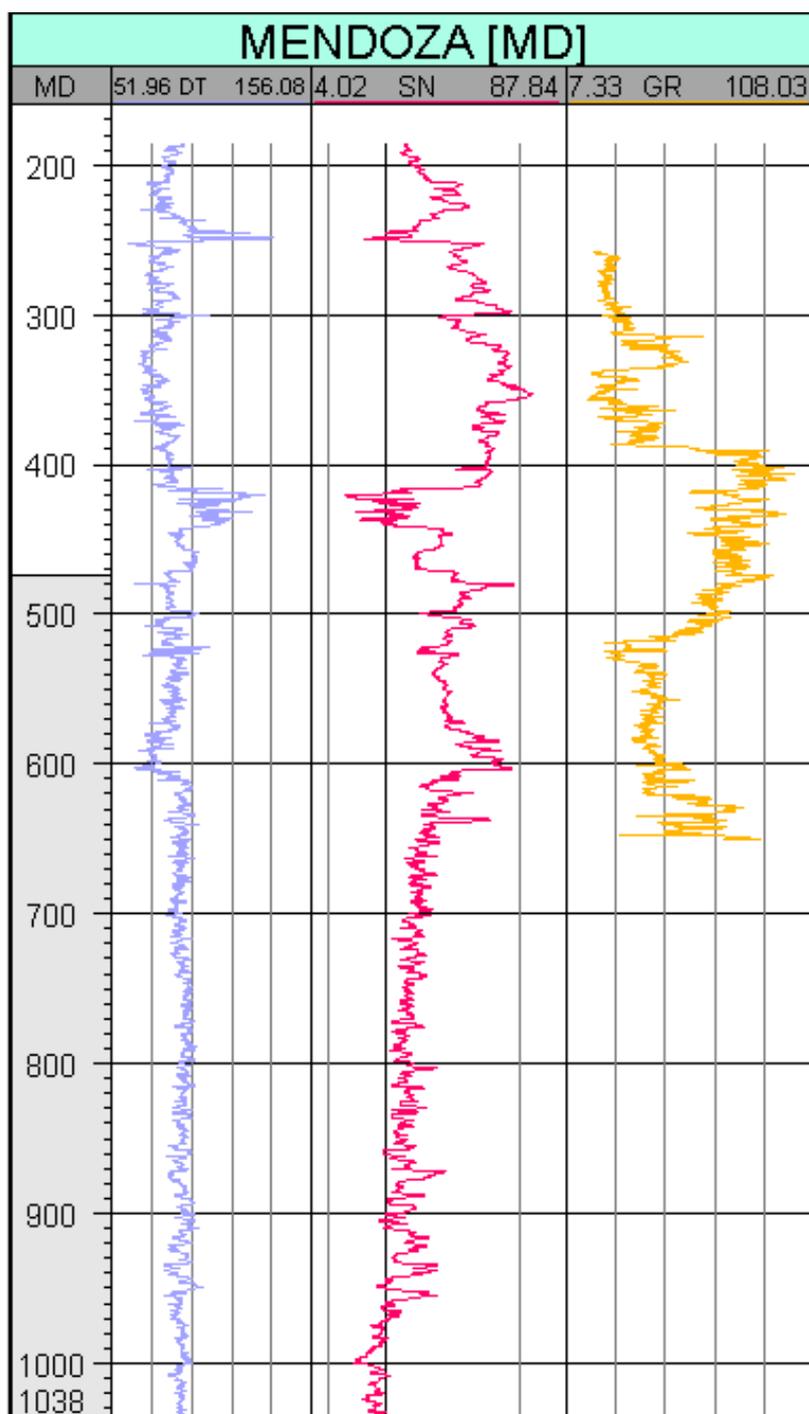


Figura 17 - Perfis geofísicos do poço Mendoza na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguai. **Fonte:** Elaboração através do Petrel 2009.

Já para o poço Mendoza 1, como não foi possível a aquisição de dados geofísicos no formato .LAS para a geração de curvas pela ferramenta utilizada, através da plataforma EcoFile Web foi possível a aquisição dos perfis originais escaneados no formato PDF. A leitura destes arquivos foi possível através do programa *Acrobat Reader DC*.

Com o Pacote Office - Microsoft Power Point 2010 se fez a edição dos perfis, já que pela pouca nitidez, não foi possível a visualização das profundidades impressas. De modo que nas figuras 18 e 19 é apresentada uma série de cortes dos perfis Raios Gama (GR), Neutrão (NEUT), Sônico (DT) e Resistividade (SN), respectivamente; com suas profundidades destacadas segundo o comportamento de cada curva.

Neste caso, as escalas são apresentadas no sistema padrão de cada perfil. Interpretações e discussões de cada perfil serão abordadas na próxima sessão.

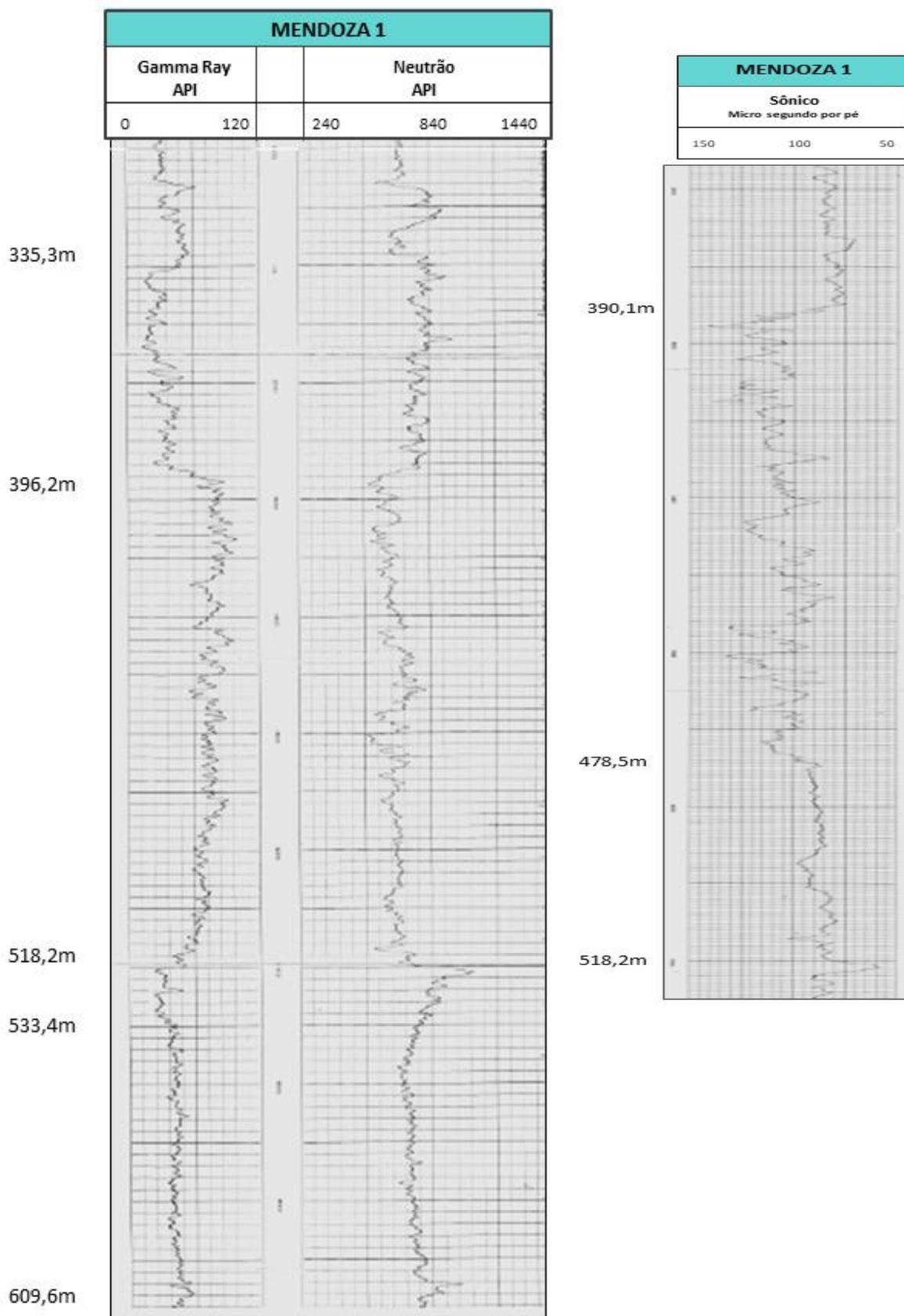


Figura 18 - Perfis geofísicos do poço Mendoza 1 na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguai. Perfil A – GR e NEUT; Perfil B – DT. **Fonte:** Edição através do perfil original disponibilizado pelo VMME.

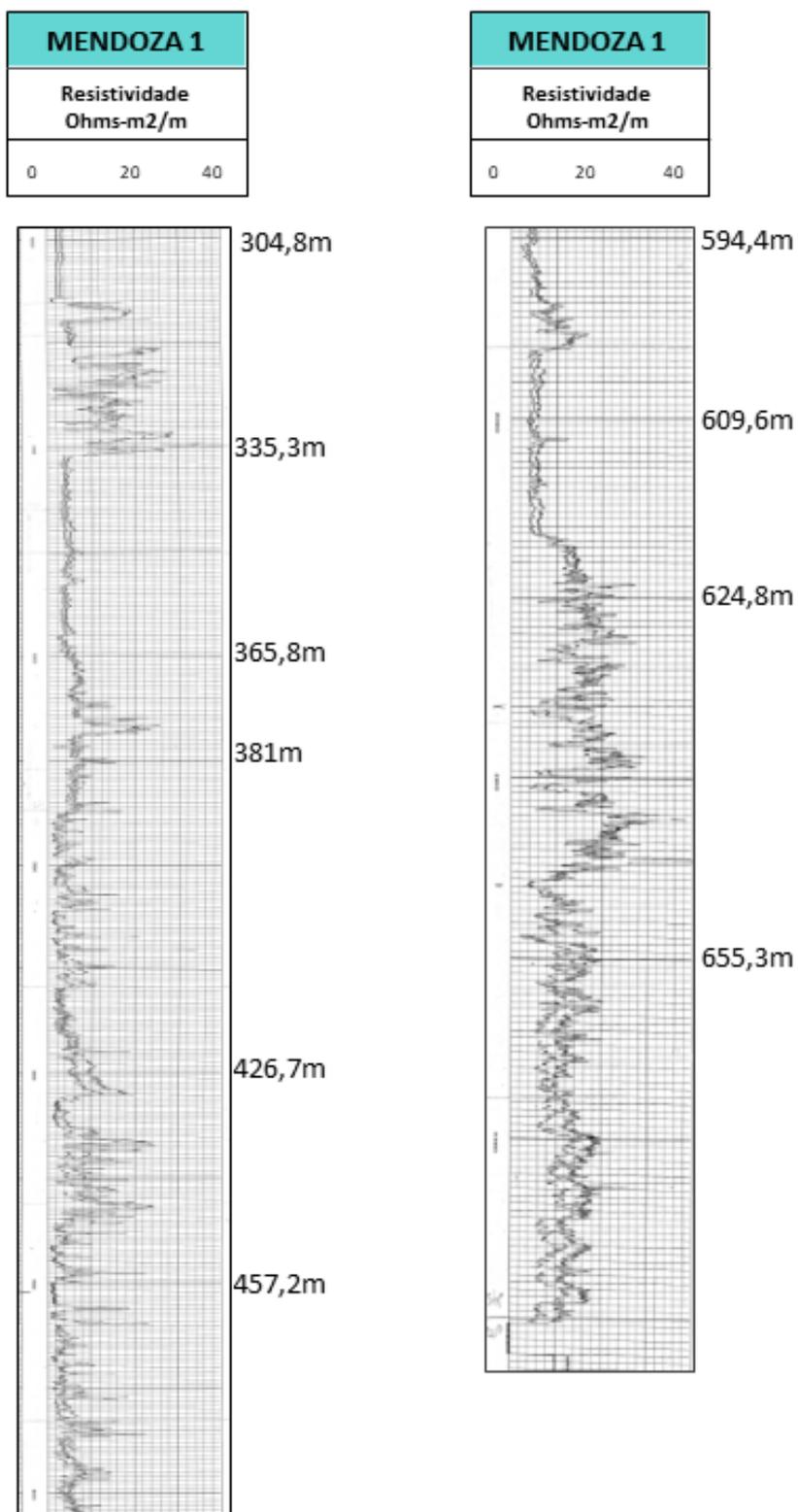


Figura 19 - Perfil resistividade (RT), apresentado em duas partes (partes mais interessantes que serão discutidas), do poço Mendoza 1 na sub-bacia de Carandaity, Chaco Paraguayo. **Fonte:** Edição através do perfil original disponibilizado pelo VMME.

4. Interpretações e discussões

4.1 Identificação de áreas limpas com potencial reservatório

Para a identificação de áreas com um menor conteúdo de argila (chamadas de áreas limpas ou arenito limpo) foi analisado primeiramente o perfil Raios Gama (GR) de cada poço, já que esta ferramenta auxilia na distinção entre camadas geológicas com altas e baixas leituras de radioatividade (comum nos folhelhos ou argilas).

- **Poço Nola**

Na figura 20 apresenta-se o perfil GR do poço Nola, com o auxílio do programa Petrel 2010 foi possível destacar as áreas limpas definidas pelo próprio programa (GR < 75 API); e com o Pacote Office - Microsoft Power Point 2010, destacou-se os grupos de formação atingidos, neste caso o Grupo San Alfredo Superior Frasniano – Viseano inf. (235m – 482m) e San Alfredo Superior Givetiano (482m – 760m). (WIENS, 1998a).

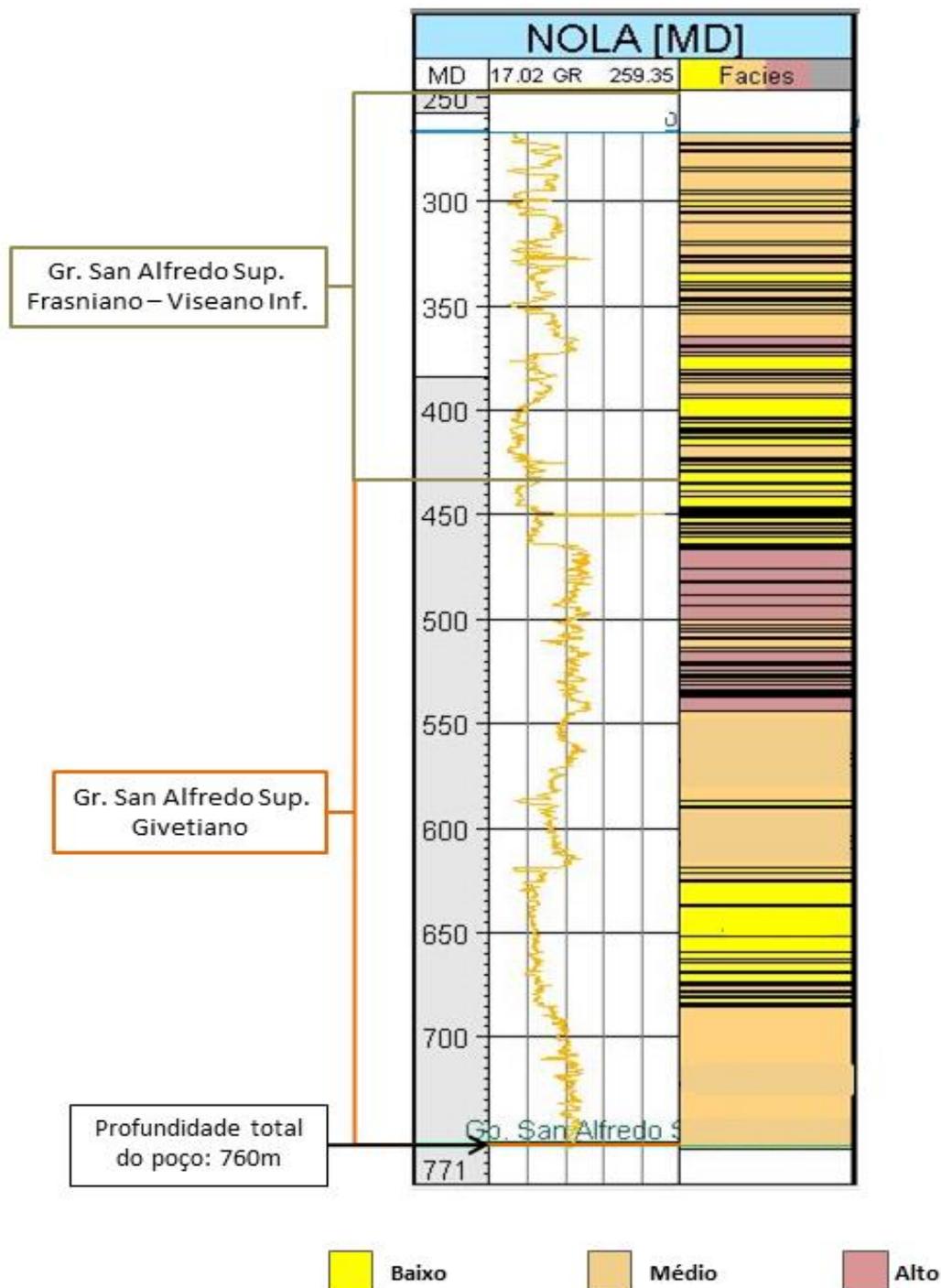


Figura 20 - Identificação de áreas com baixo, médio e alto teor de argila presente nas formações geológicas do poço Nola. **Fonte:** Elaboração através do Petrel 2010.

Complementando com a literatura, em Wiens (1998a) é mencionado com detalhe os sedimentos presentes em cada formação de cada poço. No caso do poço Nola é possível visualizar nos resultados emitidos pelo programa e confirmar na literatura que ele é um poço litologicamente heterogêneo; poucos vestígios de áreas limpas e

onde isto é encontrado, a distância considera-se pequena para um possível reservatório. Segundo o autor da literatura estudada, uma maior presença de arenito, areia, argila e vestígios de sedimentos conglomeráticos são observados nas primeiras camadas do poço. Para uma profundidade de média a profunda, os arenitos argilosos, siltitos, lamitos e lutitos compreendem maior quantidade.

- **Poço Mendoza**

Por outro lado, o poço Mendoza (Fig. 21) apresenta grandes áreas limpas; onde o autor menciona repetitivas vezes o arenito como o principal sedimento presente nesse tramo. Ainda pela perspectiva do perfil, é possível identificar o baixo teor de argila presente pela escala apresentada. A diferença é notória se for comparada a escala do perfil entre o poço anterior e o atual, onde o poço Nola apresenta uma escala duas vezes maior que a do Mendoza.

É importante mencionar que o perfil GR no poço Mendoza foi projetado só para acontecer num tramo limitado entre o Gr. San Alfredo Sup. Frasniano/Viseano inferior (de 210m a 435m) e parte do Gr. San Alfredo Sup. Givetiano (de 435m a 703m), que ao contrário do poço Nola, ele não abarca seu comprimento total de 3243m (WIENS, 1998a).

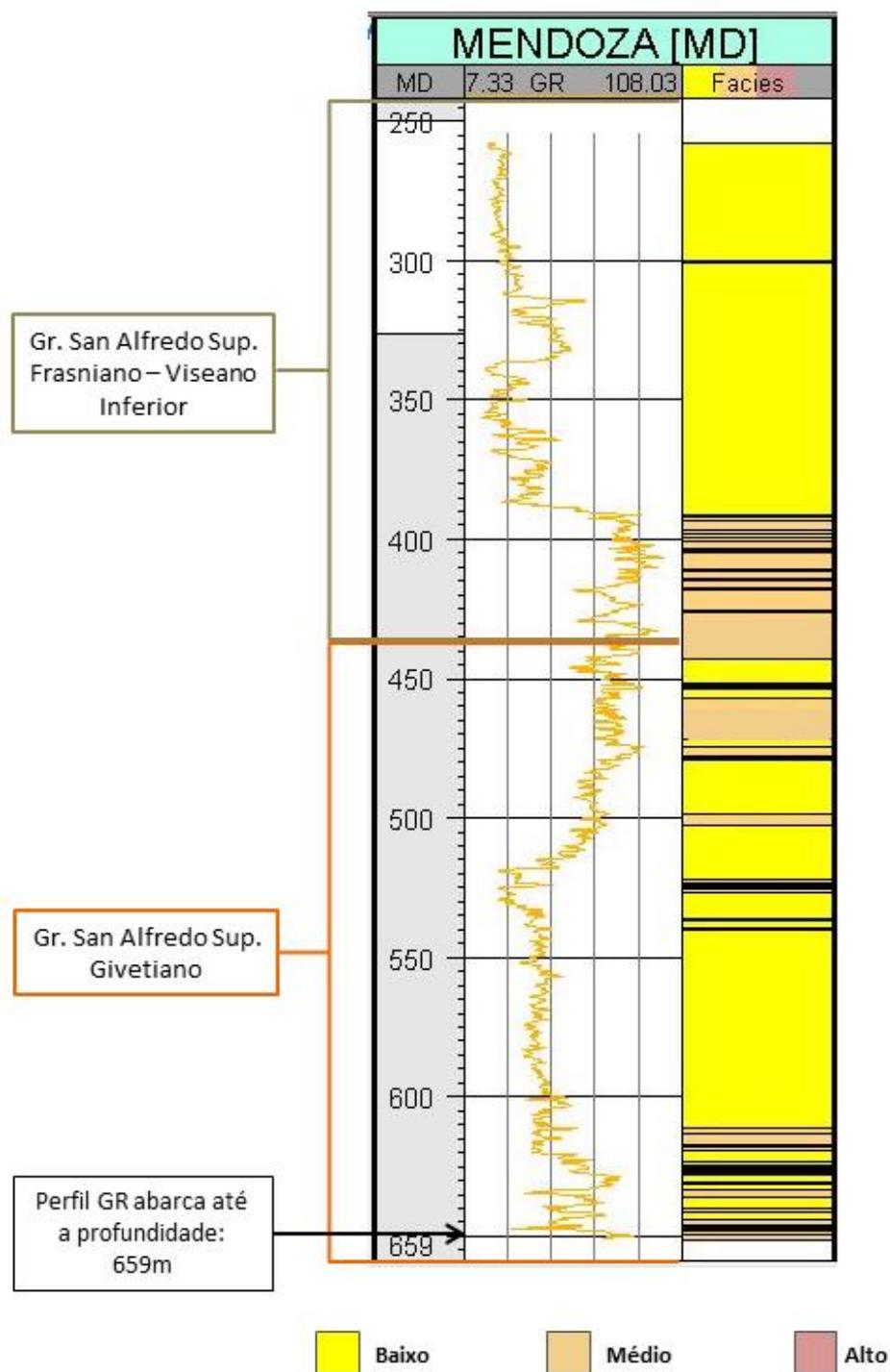


Figura 21 - Identificação de áreas com baixo, médio e alto teor de argila presente nas formações geológicas do poço Mendoza. Fonte: Elaboração através do Petrel 2010.

Áreas na cor preta apresentada na figura 20 e 21 representam intervalos pequenos de intercalação entre uma cor e outra. Isto provavelmente muda e seja mais específico com o aumento da escala.

- **Poço Mendoza 1**

Já para o poço Mendoza 1, a figura 22 apresenta o perfil GR junto com umas possíveis áreas limpas delimitadas pelos grupos San Alfredo Sup. Frasniano/Viseano inf. (235m – 475m) e San Alfredo Sup. Givetiano (475m – 783m). Estas áreas limpas foram delimitadas a olho nu, levando em consideração o comportamento da curva. Todavia, foi descartada a possibilidade de marcar outras áreas com médio e alto teor de argila pela falta de dados qualitativos e quantitativos com maior exatidão e, por consequência, isto iria arretar uma maior probabilidade de erro.

A curva do perfil GR na figura 22 mostra um comportamento similar ao poço anterior, Mendoza. Com grandes intervalos de arenito limpo e possível potencial de reservatório. Segundo o relatório de perfuração da companhia encarregada dos serviços geofísicos e o VMME, este poço é avaliado com conteúdo de hidrocarbonetos gasosos. Coincidindo com a literatura onde Wiens (1998a) afirma que o conteúdo deposicional no tramo do perfil com áreas destacadas é constituído por arenitos e diamictitos; lutitos de cor cinza a preto e arenitos conglomeráticos.

Enquanto à escala apresentada no perfil, não pode ser afirmado nem comparado com os poços anteriores, já que o programa Petrel apresenta escalas de máximos e mínimos considerando o comportamento da curva apresentada e no caso da figura 22, conta-se com o documento com escalas padrões.

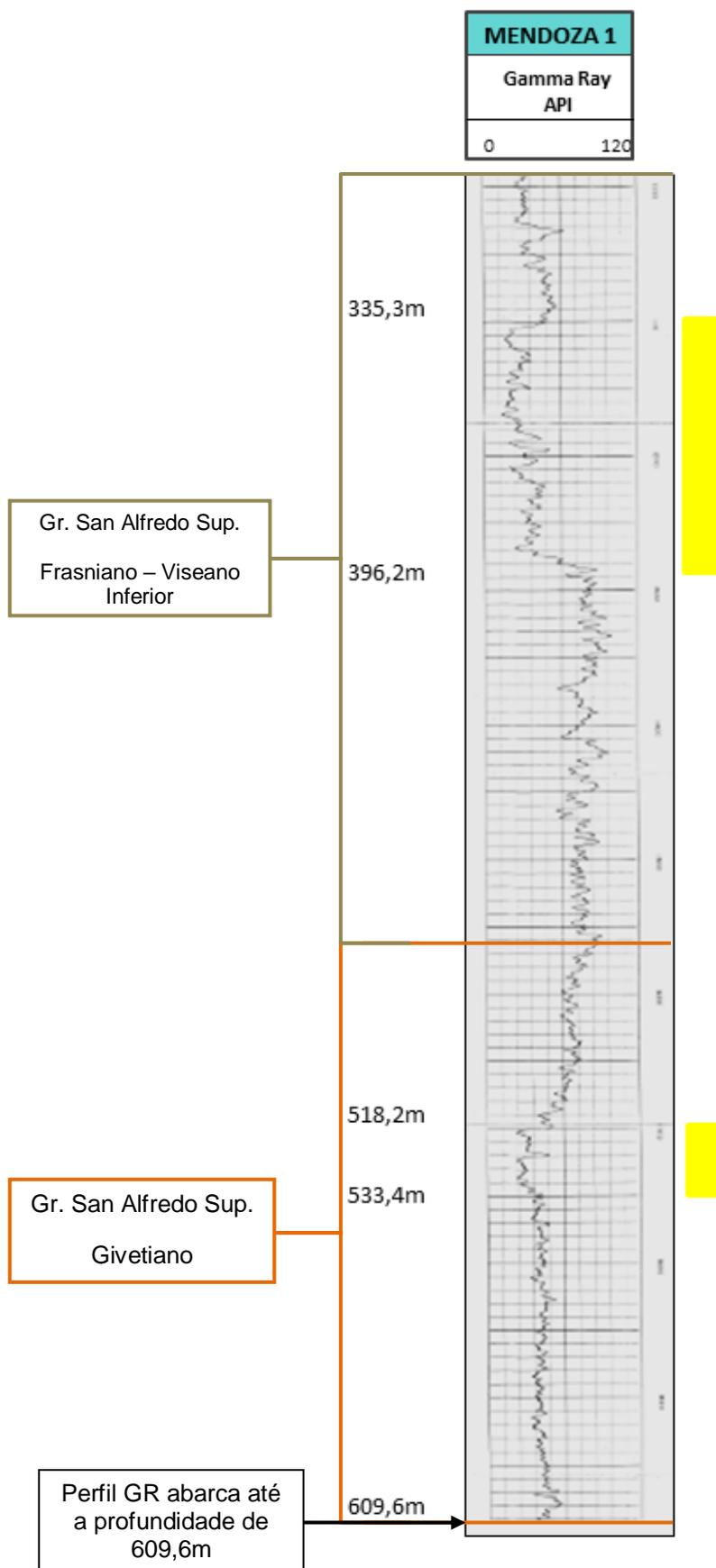


Figura 22 - Identificação de prováveis áreas com alto teor de a argila presente nas formações do poço Mendoza 1. **Fonte:** Edição própria através do perfil original disponibilizado pelo VMME.

4.2 Identificação de possível presença de hidrocarbonatos

Na indústria petrolífera é importante uma qualificada identificação geológica com o auxílio de mais de um perfil geofísico, isto é considerado indispensável para possibilitar a localização de áreas e fluidos/gases de interesse. Neste quesito, será necessária uma análise mais abrangente considerando os demais perfis geofísicos mencionados anteriormente.

Com o objetivo de identificar os fluidos presentes nos poços onde foi possível o uso do programa, para a configuração do mesmo considerou-se a tabela 5 referente aos valores de resistividade mais comuns nos fluidos (localizado na seção 2.4.4); complementando com a leitura da curva do perfil Sônico, considera-se que existem fatores que alteram a velocidade acústica das rochas, entre eles estão o tipo de litologia, porosidades, argilosidade e o tipo de fluido.

- **Poço Nola**

O poço Nola apresentado na figura 23 apresenta os perfis GR, SN e DT, respectivamente; delimitado pelas formações e grupos geológicos que o constituem, segundo Wiens (1998a).

Como já esperado, não mostra vestígio de fluidos presentes. O perfil que aparentemente apresenta maior variação é o de SN, onde em alguns intervalos coincide com o perfil GR. Isto provavelmente é uma resposta à mudança de uma formação para outra (significativa presença de componentes radioativos também são sensíveis à leitura deste perfil). O programa identifica áreas indefinidas onde os fatores não são satisfatórios para classifica-los como zona de hidrocarbonetos e superam os limites de água salgada ou doce.

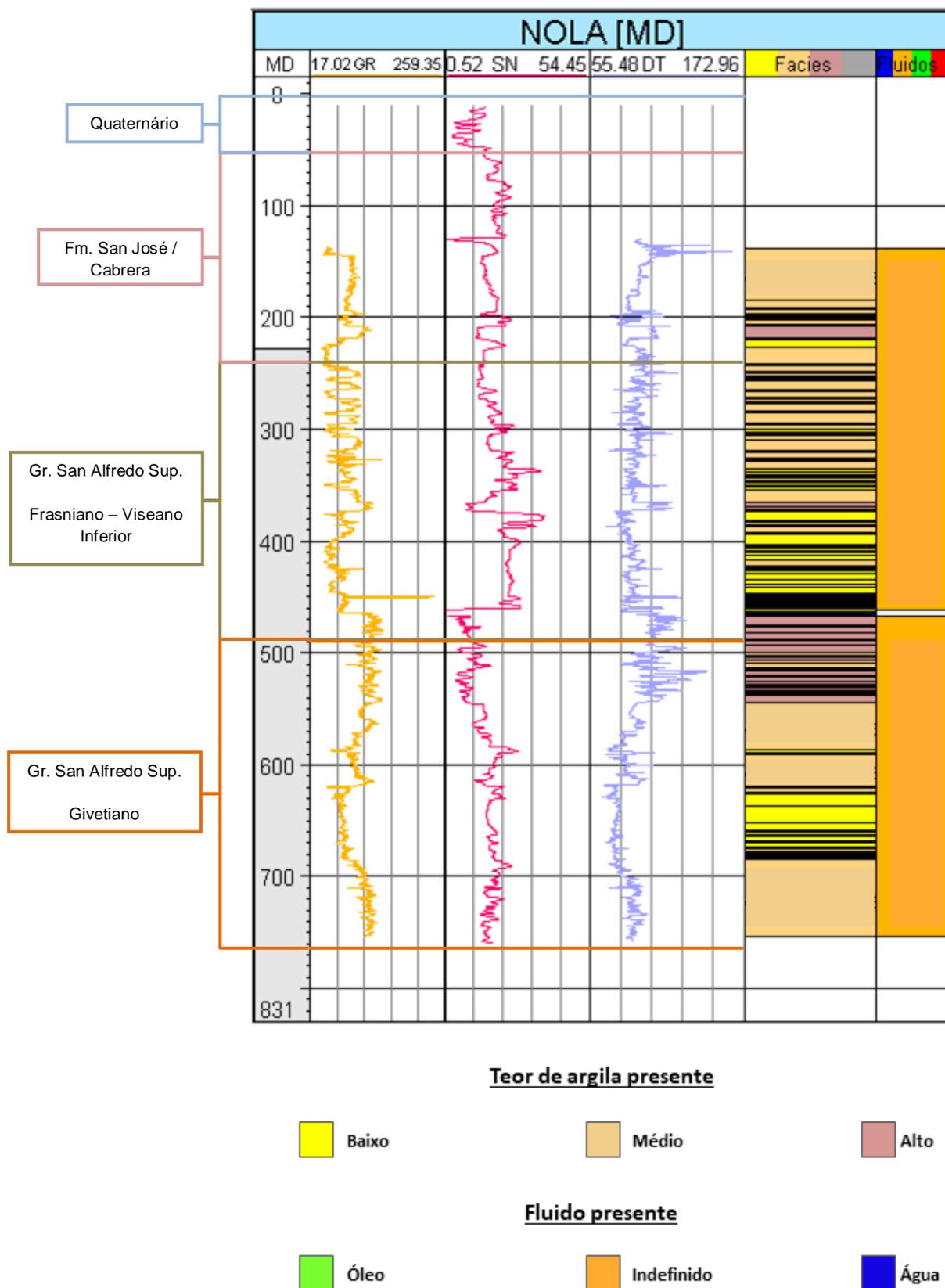


Figura 23 - Perfis GR, RT e DT junto com uma especificação de teor de argila e fluidos presentes, correspondente ao poço Nola. **Fonte:** Elaboração através do programa Petrel.

- **Poço Mendoza**

Para o poço Mendoza da figura 24, também apresenta os perfis GR, SN e DT, respectivamente; delimitado pelas formações e grupos geológicos que o constituem, segundo Wiens (1998a).

O programa identificou pequenos intervalos de água salgada e óleo. A possível área de óleo (A), identificada pela cor verde, pelo perfil GR se mostra com um teor de argila baixo aumentando a probabilidade de um reservatório; a resistência à corrente elétrica também é elevada, segundo os picos observados na curva de SN. Considerando que os níveis de velocidade das ondas acústicas diminuem a medida que a formação se torna mais porosa e/ou com a presença de fluidos ou gases. Por outro lado, a área de água (B) identificada pela cor azul, embora se mostre pequena ela mostra o grande pico da resistividade. Água considera-se uma boa condutora de corrente elétrica e por consequência, uma resistividade baixa.

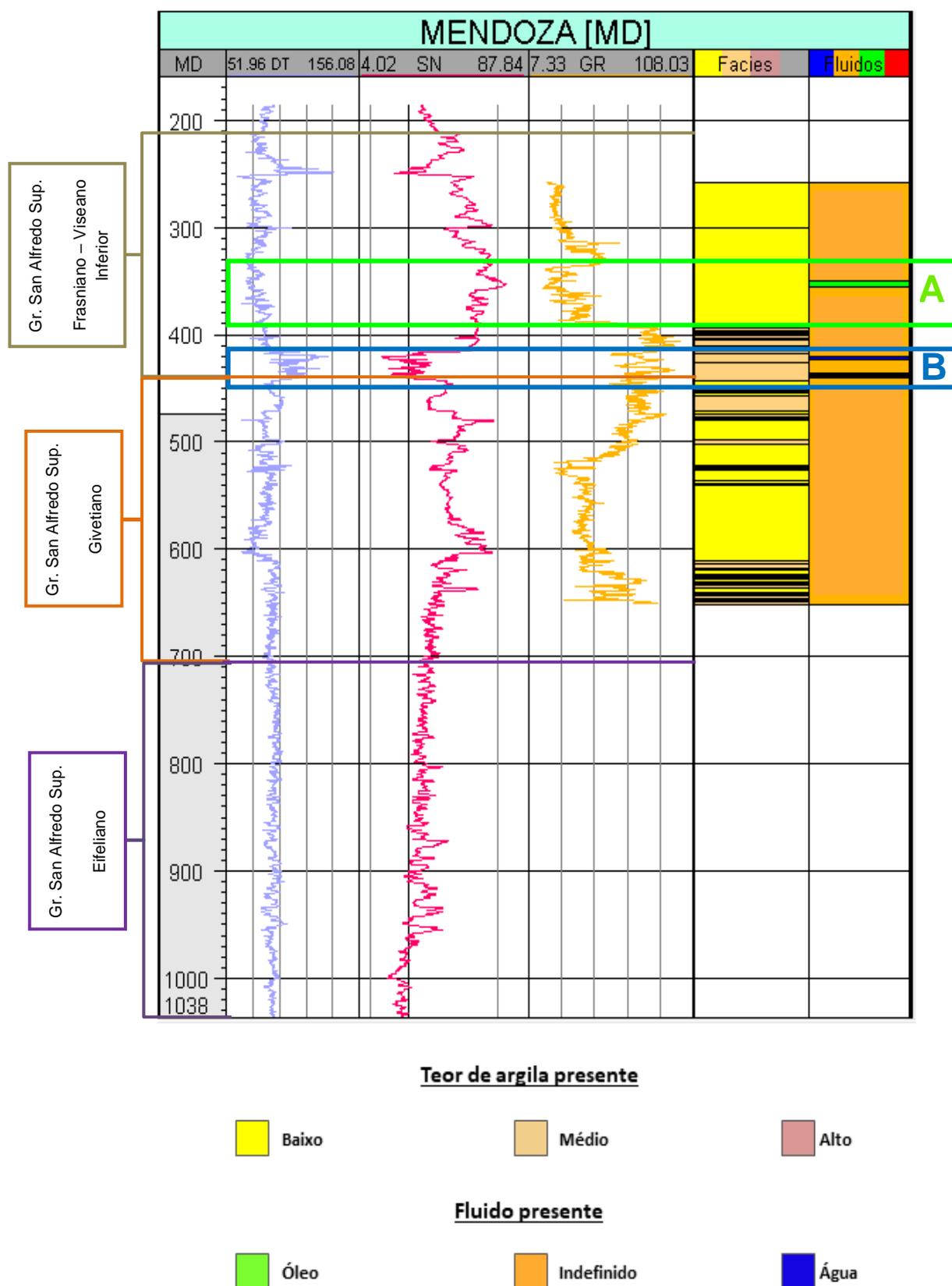


Figura 24 - Perfis GR, RT e DT junto com uma especificação de teor de argila e fluidos presentes, correspondente ao poço Mendoza. **Fonte:** Elaboração através do programa Petrel.

- **Poço Mendoza 1**

As áreas analisadas são mostradas na figura 25, sendo que a interpretação foi auxiliada pelos perfis GR, Neutrão, DT e SN, respectivamente; delimitado pelas formações e grupos geológicos que o constituem, segundo Wiens (1998a). Para a delimitação das áreas de interesse foi considerado as variações do perfil GR, assim como feito na Figura 22. Essas áreas seriam as mais prováveis de um reservatório limpo pela resposta da curva:

Área A: Esta área primeiramente tinha sido descartada pelas curvas do perfil GR, aparentemente não se tem uma boa zona limpa de arenito e conseqüentemente a porosidade e permeabilidade poderiam se ver desvantajosas. Porém, registrou-se um pico relevante nos perfis resistividade, sônico e neutrão. Baixas velocidades no perfil DT são características de folhelhos; altas velocidades no perfil Neutrão registram presença de líquidos e, altas leituras de resistividade estão associadas a hidrocarbonetos, óleo neste caso, pela associação com o perfil Neutrão. Assim como no poço Mendoza, este poço aparentemente apresenta as mesmas características e seqüência de fluidos.

Área B: o perfil Neutrão apresenta pequenas variações de aumento neste tramo, isto é, o aumento das moléculas de hidrogênio (especialmente nos líquidos por serem mais concentrados) faz com que esta ferramenta capte mais rapidamente a resposta da formação. As probabilidades de achar um reservatório contendo hidrocarbonetos são descartadas com o perfil resistividade, com baixas leituras, o perfil SN apresenta uma área muito condutiva de corrente elétrica, característica talvez de água salgada.

Área C: apesar de esta área ser pequena para algum reservatório comercialmente explorável, a resposta dos perfis pode indicar algum indício de fluido. Observa-se um pico nos perfis Neutrão onde leituras elevadas levam a presença de líquidos.

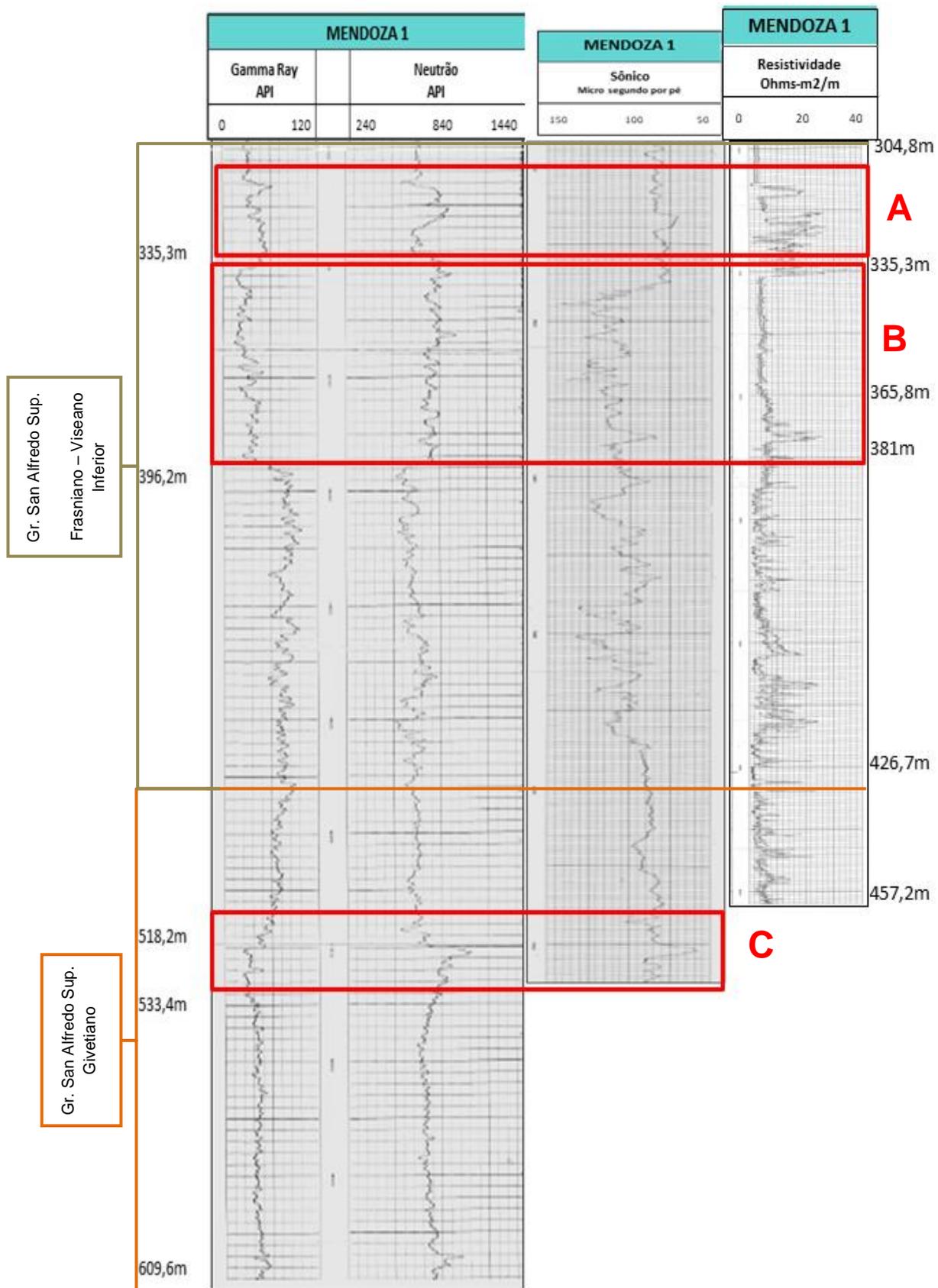


Figura 25 - Perfis de GR, NEUT, DT e SN para interpretação e análise de possíveis hidrocarbonetos ou água presentes no poço Mendoza 1. **Fonte:** Edição dos perfis originais disponibilizados pelo VMME.

4.3 Correlações estratigráficas dos poços

Com os perfis gerados e através de uma análise qualitativa, foi possível observar que apenas dois dos três poços contêm litologias compatíveis entre suas formações.

Segundo Flexa *et. al* (2004), os métodos tradicionais de caracterização de eletrofácies incluem a utilização de softwares que permitem a operação com dados de perfis geofísicos de poços, baseados nas propriedades físicas de cada perfil, associados aos dados de testemunho, obtidos do contato direto com a rocha. Considerando este contexto, as possíveis litologias caracterizadas neste trabalho, serão entendidas como eletrofácies, já que as mesmas foram definidas apenas pelas propriedades geofísicas.

Se for observada detalhadamente, mais uma vez a Figura 20, é possível perceber a heterogeneidade das eletrofácies do poço Nola, enquanto o poço Mendoza apresenta eletrofácies mais contínuas e melhor divididas entre suas camadas. Por semelhança ao poço Mendoza, o poço Mendoza 1 também seria incompatível para uma correlação com o Nola.

Uma provável explicação para estas sessões não correlacionáveis pode ser explicada pela diferença entre os ambientes de deposição entre o Nola e os poços Mendoza. Como mencionado pelo próprio autor Wiens (1998a) na subseção 2.2.2.1, o Grupo San Alfredo Sup. no Givetiano foi caracterizado ao noroeste da região ocidental paraguaia (localização do poço Nola ao Noroeste do Chaco Paraguai segundo Fig. 4), por um ambiente marinho raso para deltaico, intercalado e sobreposto por argila lacustres, seguido por areias continentais.

Já para os poços Mendoza, por eles serem semelhantes em vários aspectos, dentre eles a deposição, na Figura 26 é apresentado a Litocorrelação (definição e exemplos na seção 2.5.2) entre estes poços combinando de forma grosseira, as áreas de arenito e folhelho.

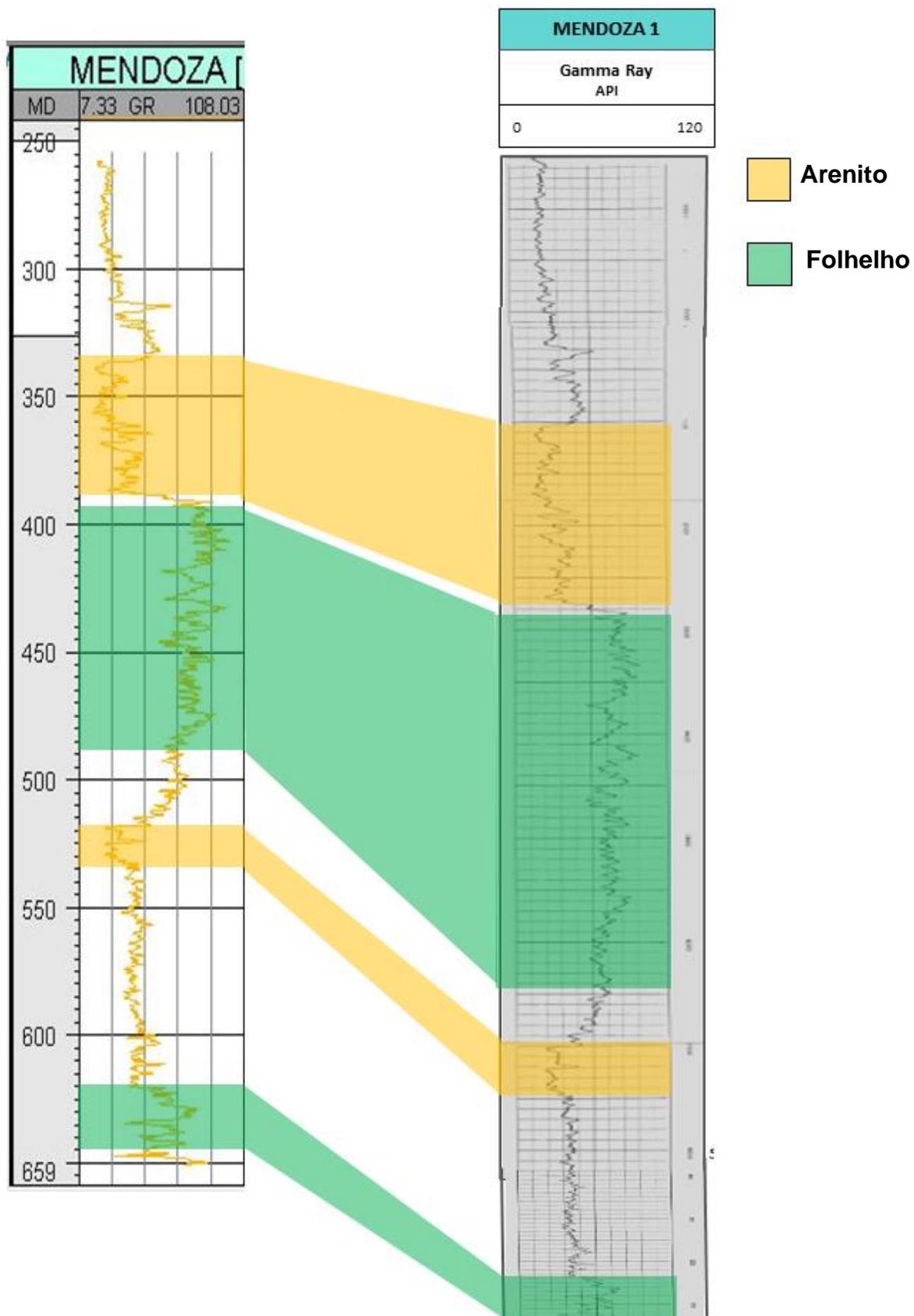


Figura 26 – Litocorrelação (eletrofácies) dos poços Mendoza e Mendoza 1 destacando os arenitos e folhelhos neles contidos. **Fonte:** Elaboração própria.

E por fim, para uma apresentação de correlação entre os três poços é possível utilizar a Cronocorrelação (Fig. 27). Segundo Vera (1998), a correlação cronostratigráfica tem como finalidade correlacionar superfícies isócronas (formações que ocorreram ao mesmo tempo ou em intervalos de tempo iguais) e o reconhecimento da sua posição cronostratigráfica.

Na visão da estratigrafia de sequência, essa correlação pode estar correlacionando ambientes (Formações) cogenéticos de uma mesma sequência de deposição, ou melhor, sequências, já que são correlacionadas três unidades litoestratigráficas.

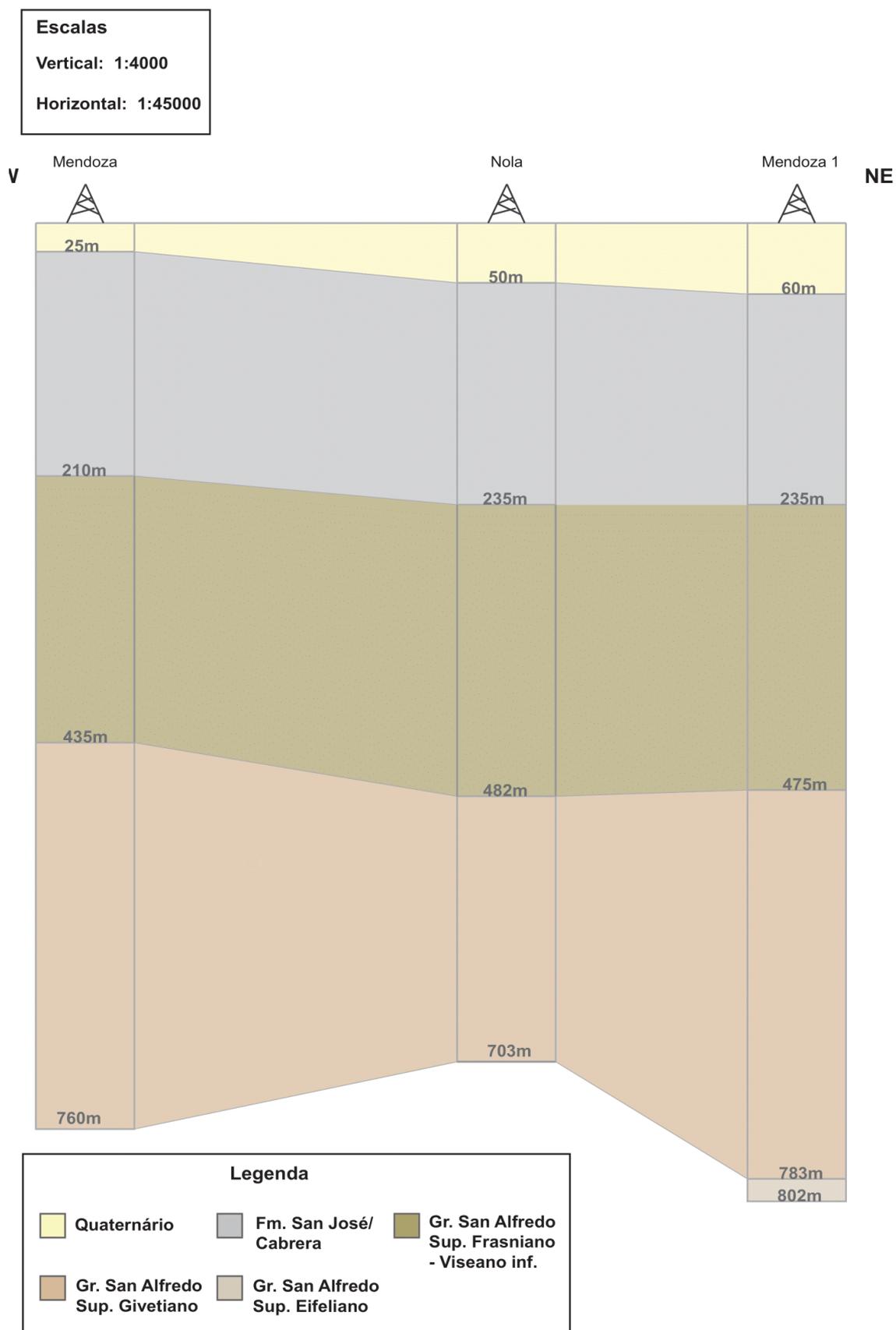


Figura 27 - Correlação cronostratigráfica dos poços Mendoza, Nola e Mendoza 1. **Fonte:** Elaboração própria.

5. Conclusões

A perfilagem geofísica de poços combinada com sua interpretação auxilia no processo de identificação de formações e suas características/propriedades; tipos de fluidos neles presentes; acontecimentos geológicos, etc. Dentre a variedade de usos que podem ser aproveitados, o destacado neste trabalho é a participação primordial que eles fazem na elaboração de correlações estratigráficas.

Para a obtenção dos resultados, a metodologia aplicada foi a de gerar as curvas dos perfis de dois dos três poços selecionados, transportando os arquivos .LAS para um programa que fosse capaz de tal finalidade. A interpretação foi feita através do programa e a “olho nu”, para o poço que só contava com perfis escaneados.

Com base aos gráficos gerados, foi possível concluir que a heterogeneidade do poço Nola pode ser considerada uma justificativa ao fato do poço ser definido como “seco” ou “sem indícios de hidrocarbonetos” pela empresa operadora e pelo VMME. No poço Mendoza foram identificadas pequenas áreas de água e óleo, embora este tenha sido identificado (pelos mesmos agentes do poço anterior) com indícios de óleo e gás. Estes talvez, não sejam economicamente exploráveis aos olhos de grandes empresas do ramo, causa da inatividade do poço atualmente. Já com o poço Mendoza 1, foi feita a leitura do seus perfis em base ao marco teórico apresentado neste trabalho; pode-se assumir que segundo curvas geradas, este poço é muito similar ao Mendoza. Com pequenas áreas de óleo e água. Interpretações diferentes aos responsáveis que o identificaram como um poço com gás.

A correlação litoestratigráfica não foi possível nos três poços e a principal causa disso foi, mais uma vez, a heterogeneidade apresentada nas camadas do poço Nola. Um ambiente de deposição diferente pode ter ocorrido para essa variação litológica entre eles. Já entre os poços Mendoza e Mendoza 1 a litologia contínua dentre eles permanece, talvez porque pertenceram a um mesmo ambiente de sedimentação deposicional (WIENS, 1998a).

Por fim, a correlação cronostratigráfica mostrou que apesar das formações terem ocorrido em espaços e ambientes diferentes, ainda estão ligados pelas eras que os define e os caracteriza temporalmente.

A importância de ferramentas geofísicas na indústria petrolífera vem se destacando desde seus começos, muito tempo se passou desde aquela época e ainda surgem novas ferramentas que abrem novos caminhos e horizontes. Histórias geológicas podem ser contadas através da perfilagem geofísica dos poços, como neste trabalho foi apresentado um pedaço da grande bacia Sul-Americana Gran Chaco. A sub-bacia de *Carandaity* localizada ao Noroeste do Chaco Paraguai é uma das muitas sub-bacias sem ser descoberta completamente, ainda.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ATLAS DEL GRAN CHACO AMERICANO.** Buenos Aires: Errege&Asoc., 2006. 98 p.
- CARVALHO, L.; CARRASQUILLA, A. Determinação das propriedades petrofísicas que controlam o comportamento dinâmico de um reservatório carbonático Albiano do Campo A na Bacia de Campos. **SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.** VII Simpósio Brasileiro de Geofísica. Macaé, RJ, 2016.
- DRUMMOND, A. A. **PERFILAGEM:** Química de Fluidos de Perfuração para poços de petróleo. Rio de Janeiro: Sem Editora, 2009. 20 p. Apostila de Curso de Perfilagem de poço da UFRJ.
- EIA. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources:** Other South America. Washington: Independent Statistics & Analysis, 2015. 27 p. U.S. Energy Information Administration.
- ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging For Earth Scientists.** Berlin: Springer, 2007.
- EVENICK, J., **Introduction to well logs and subsurface maps,** Editorial: Pennwell, Oklahoma, EUA, 2008.
- FLEXA, R. T., ANDRADE, A., CARRASQUILLA, A. Identificação de litotipos nos perfis de poço do Campo de Namorado (bacia de campos, Brasil) e do lago Maracaibo (Venezuela) aplicando estatística multivariada. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 34, n. 4, p.571-578, 2004. Geologia em Massa. **Correlação Geológica.** 2013. Disponível em: <<https://estpal13.wordpress.com/2013/06/05/correlacao-geologica/>>. Acesso em: 03 dez. 2019.
- GLOSSÁRIO GEOLÓGICO. **Estratigrafia.** Elaborada por Winge, M. Disponível em: <<http://sigep.cprm.gov.br/glossario/verbete/estratigrafia.htm>>. Acesso em: 26 jun. 2019.
- GODOY, Eugenio. **AGUA SUBTERRANEA CHACO PARAGUAYO.** Filadelfia: Sem Editora, 1989. 89 p.
- GOMEZ, D. D. 1986. **Contribución al conocimiento de la Geología del Norte del Chaco Paraguayo.** Lagerenza, Paraguay. Comando en Jefe de las FFAA de la Nación. Iller. Cuerpo de Ejército. 27 p.
- International Commission on Stratigraphy: **International Chronostratigraphic Chart** – Version (v.2018/08). Disponível em <<http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2018-08.jpg>> Acesso em: 04 jul. 2019.

- KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. 2009. **Geofísica de Prospecção**. São Paulo. Oficina de Textos. 438p.
- KUHN, Carlos A. C. **THE GEOLOGICAL EVOLUTION OF THE PARAGUAYAN CHACO**.1991. 217 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado En Filosofia, FacultyOf Texas, Texas, 1991.
- LAPA. **Estratigrafia**. Disponível em:
<http://ufrr.br/lapa/index.php?option=com_content&view=article&id=%2095>. Acesso em: 26 jun. 2019.
- LIMA, O. A. L. 2014.**Propriedades físicas das rochas: bases da geofísica aplicada**. Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro, RJ.
- NERY, G. G. 1990. **Perfilagem geofísica em poço aberto**. Curso de capacitação. PETROBRAS/SEDES/CEN-NOR. Rio de Janeiro, RJ. 237 p.
- NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica**. Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.
- RIDER, M.; 2002. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2ª Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p.
- ROCHA, L. A. S., AZEVEDO, C. T., **Projeto de Poços de Petróleo: geopressões e assentamentos de colunas de revestimento**, Rio de Janeiro, Editora: Interciência, 2009.
- RODRIGUES, B. S. 2015. **INTERPRETAÇÃO BÁSICA DE PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇOS UTILIZANDO LINGUAGEM FORTRAN 95 E SOFTWARES LIVRES**. 2015. 63 f. TCC (Graduação) - Curso de Geofísica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Ba.
- SOUZA, C. O. de. **ANÁLISE DE CORRELAÇÃO LITOLÓGICA A PARTIR DE DADOS DE PERFIS DE POÇOS CONVENCIONAIS DO CAMPO DE NAMORADO USANDO SOFTWARE COMERCIAL**.2014. 70 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói - Rj, 2014.
- VELAZQUEZ, C; MITJANS, F. Potencial of Unconventional Hydrocarbons in the Paraguayan Chaco: Carandaity Sub-Basin Case. **Journal Of Environmental Science: Toxicology and food technology**, p. 1-13. 04 ago. 2018.
- VERA, J. A. 1994. **Estratigrafia: Princípios y Métodos**. Madrid: Editorial Rueda. 829 p.
- VIANA JUNIOR, E. O. **Utilização da Perfilagem de poços para a caracterização geofísica do Campo de Namorado**. 2017. 74f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2017.

Vice Ministerio de Minas y Energías del Paraguay (VMME). **Exploración Petrolera en Paraguay**. Asunción. 2011. 22 slides, color.

WIENS, F. **CHACO PARAGUAYO**: Desarrollo Integral Sustentable. Asunción: Sem Editora, 2011. 130 p.

WIENS, F. **POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PARAGUAY**: Áreas de interés prioritario para la exploración.. Asunción: Geo Consultores, 1998a. I v.

WIENS, F. **POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PARAGUAY**: Áreas de interés prioritario para la exploración.. Asunción: Geo Consultores, 1998b. II v.

WIENS, F. **Síntesis del Potencial de Hidrocarburos del Paraguay**. Resumen del libro Potencial de Hidrocarburos del Paraguay para presentación a la empresa PETROPAR. 2002. 7p.

WIENS, F. **Tabla Paraguay Occidental (Chaco)- Relación de Pozos de exploración para hidrocarburos**. Livro: Potencial de Hidrocarburos Paraguay – Anexos. 1998c. I v.

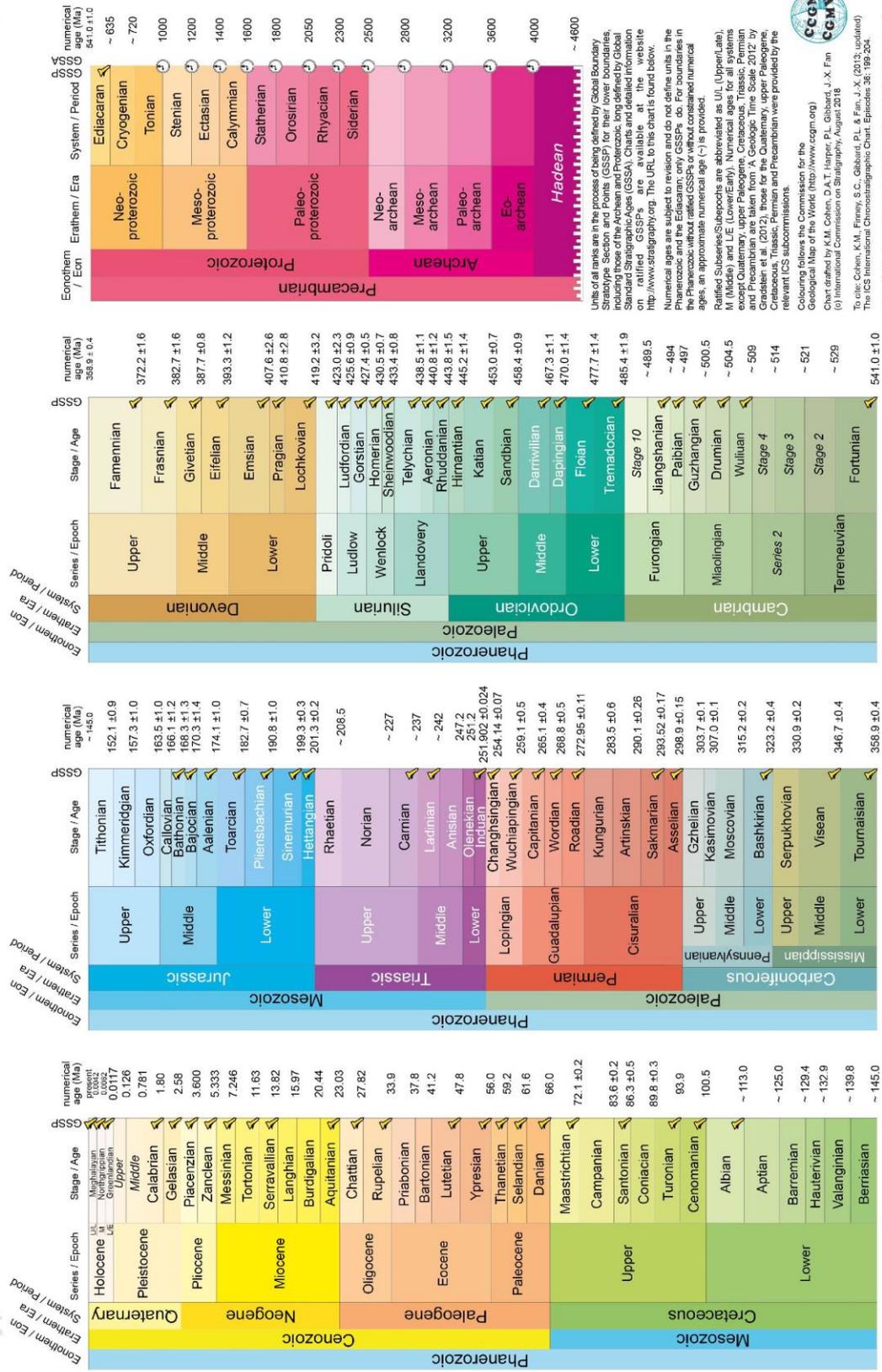
7. ANEXO



INTERNATIONAL CHRONOSTRATIGRAPHIC CHART v 2018/08

www.stratigraphy.org International Commission on Stratigraphy

www.stratigraphy.org



Units of all ranks are in the process of being defined by Global Boundary Stratigraphic Tables (GSSATs). Numerical ages for all systems including those of the Archean and Proterozoic, long defined by Global Standard Stratigraphic Ages (GSSA), Charts and detailed information on ratified GSSATs are available at the website <http://www.stratigraphy.org>. The URL to this chart is found below.

Numerical ages are subject to revision and do not define units in the Phanerozoic and the Ediacaran; only GSSATs do. For boundaries in the Phanerozoic, without ratified GSSATs or without contained numerical ages, an approximate numerical age (±) is provided.

Ratified Subseries/Subepochs are abbreviated as U/L (Upper/Late), M (Middle) and L/E (Lower/Early). Numerical ages for all systems including those of the Archean and Proterozoic, long defined by Global Standard Stratigraphic Ages (GSSA), Charts and detailed information on ratified GSSATs are available at the website <http://www.stratigraphy.org>. The URL to this chart is found below.

Numerical ages are subject to revision and do not define units in the Phanerozoic and the Ediacaran; only GSSATs do. For boundaries in the Phanerozoic, without ratified GSSATs or without contained numerical ages, an approximate numerical age (±) is provided.

Ratified Subseries/Subepochs are abbreviated as U/L (Upper/Late), M (Middle) and L/E (Lower/Early). Numerical ages for all systems including those of the Archean and Proterozoic, long defined by Global Standard Stratigraphic Ages (GSSA), Charts and detailed information on ratified GSSATs are available at the website <http://www.stratigraphy.org>. The URL to this chart is found below.

Numerical ages are subject to revision and do not define units in the Phanerozoic and the Ediacaran; only GSSATs do. For boundaries in the Phanerozoic, without ratified GSSATs or without contained numerical ages, an approximate numerical age (±) is provided.

Ratified Subseries/Subepochs are abbreviated as U/L (Upper/Late), M (Middle) and L/E (Lower/Early). Numerical ages for all systems including those of the Archean and Proterozoic, long defined by Global Standard Stratigraphic Ages (GSSA), Charts and detailed information on ratified GSSATs are available at the website <http://www.stratigraphy.org>. The URL to this chart is found below.

Numerical ages are subject to revision and do not define units in the Phanerozoic and the Ediacaran; only GSSATs do. For boundaries in the Phanerozoic, without ratified GSSATs or without contained numerical ages, an approximate numerical age (±) is provided.



Colouring follows the Commission for the Geological Map of the World (<http://www.cgmw.org>)

Chart drafted by K.M. Cohen, D.A.T. Harper, P.L. Gibbard, J.-X. Fan

(c) International Commission on Stratigraphy, August 2018

The ICS International Chronostratigraphic Chart, Episodes 38: 199-204.

To cite: Cohen, K.M., Finney, S.C., Gibbard, P.L. & Fan, J.-X. (2013), updated! The ICS International Chronostratigraphic Chart, Episodes 38: 199-204.

URL: <http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2018-08.pdf>

Anexo 1 - Carta cronoestratigráfica. Fonte: International Commission Stratigraphy.