VINHO

UFRJ

Bruno Fidalgo Telles Rodrigues

BACIA MADRE DE DIOS

Perfilagem de Poços

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário à obtenção do grau de Especialista em Geofísica do Petróleo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Paula Lucia Ferrucio da Rocha

M
GL
R696B

Rio de Janeiro
Julho de 2007

UFRJ
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Biblioteca Central
N.º REGISTRO DATA
6886/12 03/01/2012
ORIGEM Doação / UFRJ - Dep. de Geologia

Bruno, Fidalgo Telles Rodrigues.
Bacia Madre de Dios: perfilagm de poços / Bruno Fidalgo Telles Rodrigues - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2007.
76 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia, 2007.

Orientadores:Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Paula Lucia Ferrucio da Rocha.
1. Geofísica. 2. Geologia de Engenharia e Ambiental – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo, Fonseca Borghi de Almeida e Paula, Lucia Ferrucio da Rocha. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia. III. Título.

Bruno Fidalgo Telles Rodrigues

Bacia Madre de Dios
Perfilagem de Poços

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário à obtenção do grau de Especialista em Geofísica do Petróleo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Paula Lucia Ferrucio da Rocha

Aprovada em: 31.Julho.2007

Por:

_____

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

_____

Paula Lucia Ferrucio da Rocha (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2007

Dedico este trabalho à minha esposa Paula Fidalgo e minha filha, Bruna, que deverá nascer em Novembro, como apoio e fontes de inspiração, assim como meus pais, Luis Alberto Telles Rodrigues (*in memorian*) e Narli Fidalgo Telles Rodrigues (*in memorian*), que foram fundamentais na minha educação.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao professor da UFRJ, Leonardo Borghi, pelo apoio na elaboração deste trabalho, assim como a todos que de alguma forma, seja direta ou indiretamente, ajudaram também na finalização do mesmo.

Resumo

RODRIGUES, Bruno. **Bacia Madre de Dios**: perfilagem de poços. 2007. 72 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A Bacia Madre de Dios apresenta uma grande escassez de dados exploratórios para hidrocarbonetos. Isso ocorre devido o fato dela estar inserida numa parte da vasta floresta amazônica, e assim apresentar enorme dificuldade de aceso, como também, pelos resultados insatisfatórios dos poucos trabalhos realizados na região por algumas empresas petrolíferas, mesmo que apresentando um grande potencial gerador de hidrocarboneto. A partir daí, não houve interesse das empresas de explorar a bacia, ficando com inúmeras dúvidas e regiões desconhecidas. Portanto a Bacia Madre de Dios ainda é muito pouco estudada e explorada, precisando de estudos exploratórios mais detalhados, pois alguns autores a tratam como uma bacia com grandes chances de um bom potencial petrolífero. A perfilagem de poços permite o conhecimento das características das rochas e de seus fluidos, e assim determinar a profundidade, a estimativa do volume de uma possível jazida de hidrocarboneto, assim como, a interpretação de ambientes deposicionais, sendo foco principal deste trabalho.

Palavras-chave: perfilagem de poços; Madre de Dios; ambientes deposicionais.

Abstract

RODRIGUES, Bruno. **Bacia Madre de Dios**: perfilagem de poços. [Madre de Dios Basin*: well logging*. 2007. 72 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Madre de Dios basin presents a great scarcity of exploratory data for hydro-carbons. This basin is located in the vast Amazonian rain forest, this presenting enormous difficult of access; it is also a consequence of the insatisfactory results of the few works carried through in the region by some oil companies, despite the great potential for hydrocarbon generation. From then on, there has been no interest from the companies to explore the basin, resulting in innumerable doubts and unknown regions. Therefore Madre de Dios basin still requires more detailed exploratory studies, considering some authors treat it as a basin with good oil potential. Well log allows one to know the characteristics of the rocks and their fluids, and thus to determine the depth and the volume estimate of a possible hydrocarbon deposit, as well as, the depositional environment interpretation, being main focus of this work.

Key-Words: well logging; Madre de Dios; depositional environment

Lista de Figuras

Figura 1 – Mapas de localização da Bacia Madre de Dios. (a) IHS, 1995; (b) SCOTT, 2007 4
Figura 2 – Estratigrafia generalizada da Bacia Madre de Dios na região Peruana, modificada de Peters (1997a). 11
Figura 3 – Elementos morfoestruturais do continente Sul-americano ao sofrer subducção da placa de Nazca (RAMOS, 2003). 18
Figura 4 – Elementos estruturais referentes à Bacia Madre de Dios com suas principais estruturas em vermelho: arcos de Madidi, Manu e Fitzcarrald (HOUSE, 2000). 18
Figura 5 – O Arco de Fitzcarrald, que deforma grande parte da Bacia Amazônica (BABY, 2005). 19
Figura 6 – (a) Mapa da região que compreende a Bacia Madre de Dios e arredores, indicando a direção ao longo da qual se desenha a seção mostrada em (b) (BABY et al., 2005). 23
Figura 7 – Mapa da região da Bacia Madre de Dios com dados de maturação térmica obtida a partir dos valores de reflectância da vitrinita (PETERS et al., 1997b). 24
Figura 8 – Oscilações climáticas pleistocênicas e implicações no nível marinho (FAIRBRIDGE, 1961). 25
Figura 9 – Sistema petrolífero da Formação Tomachi (Peters, 1997b). 26
Figura 10 – Gráfico de índice de hidrogênio versus índice de oxigênio, de acordo com PETERS (1997b). 27
Figura 11 – Ferramenta sônica, mostrando o traçado ideal do raio refratado na parede do poço (Tittman, 1986 apud Lima, 2005) 45
Figura 12 – Modelo da ferramenta de densidade (Ellis, 1987 apud Lima, 2005) 49
Figura 13 – Representação esquemática de Ferramenta Neutrônica com dois detectores (adaptado de Ellis, 1987 apud Lima, 2005). 50
Figura 14 – Seção cronoestratigráfica das séries sin-orogênicas do sistema de ante-país sul-amazônico (Gutierrez, 1982 ; Carpenter & Berumen, 1999 ; Campbell et.al., 1996) in Hermoza (2004). 60
Figura 15 – Mapa de localização dos poços em estudo na Bacia Madre de Dios. (fonte: http://maps.google.com.br). 61
Figura 16 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Puerto Primo 2X (Hermoza, 2004) 63
Figura 17 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Pariamanu 1X (Hermoza, 2004) 65
Figura 18 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Cariyacu 1X (Hermoza, 2004) 67

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Tabela com as bacias sedimentares do Peru e a relação de seus dados exploratórios para hidrocarboneto (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2001). ... 7
Tabela 2 – Tabela de prospectos e leads da Bacia Madre de Dios no lado peruano (Egúsquiza, 2004). ... 8
Tabela 3 – Estratigrafia generalizada da Bacia Madre de Dios na região boliviana, modificada de Soruco. (2000). ... 10
Tabela 4 – Resumo dos principais acontecimentos históricos relativos à perfilagem de poços. ... 32
Tabela 5 – Resistividades elétricas de materiais (modificado de Tittman, 1986 apud Lima, 2005). ... 36
Tabela 6 – Velocidade e tempo de trânsito de algumas rochas (Modificado de Schlumberger, 1987 apud Ushirobira, 2004). ... 46
Tabela 7 – Resumo dos métodos de perfilagem e suas características (Frank & Bemerguy, 1972). ... 56

Sumário

Agradecimentos ..... *vi*
Resumo ..... *vii*
Abstract ..... *viii*
Lista de Figuras ..... *ix*
Lista de Tabelas ..... *x*
Sumário *1*
I – INTRODUÇÃO *1*
II – OBJETIVO *2*
III – METODOLOGIA *3*
IV – CONTEXTO GEOLÓGICO *4*
a – Estratigrafia 9
b – Geologia estrutural e evolução tectônica 16
c – Geologia histórica 21
d – Geologia do petróleo 26
V – PERFILAGEM DE POÇOS *30*
a – Histórico 31
b – Definições 33
c – Perfis 38
c.1 – CALIBRE (CÁLIPER) 38
c.2 – POTENCIAL ESPONTÂNEO (SP) 38
c.3 – RAIOS GAMA (GR) 39
c.4 – RESISTIVIDADE 40
c.5 – SÔNICO (DT) 44
c.6 – DENSIDADE (RHOB) 46
c.7 – NÊUTRON (NPHI) 49
c.8 – IMAGEM 51
c.9 – RESSONÂNCIA MAGNÉTICA (RMN) 53
c.10 – PRESSÃO DE FORMAÇÃO E AMOSTRAGEM LATERAL 53
c.11 – CHECK-SHOT 55
d – Aplicações 58
VI – PERFILAGEM NA BACIA MADRE DE DIOS *60*
VII – CONCLUSÃO *70*
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS *72*

I – INTRODUÇÃO

A Bacia sedimentar Madre de Dios, localizada no continente sul-americano, fazendo parte tanto no Peru, Bolívia e Brasil, se estende por sua grande maioria na superfície amazônica, o que pode explicar que é uma região de difícil acesso, assim como apresenta precárias condições de vida e trabalho. Entretanto, milhares de pessoas trabalham na região, devido a um grande potencial mineral, com abundância de minerais pesados e altos teores de ouro nos sedimentos aluviais.

Em relação ao petróleo, poucos estudos foram realizados na região, até os dias atuais. Pela dificuldade de acesso e por apresentar áreas de proteção ecológica, ou seja, um grande custo de mobilização para sua exploração, poucas empresas petrolíferas se arriscaram em descobrir campos de hidrocarbonetos na bacia. Mesmo assim, as poucas empresas que fizeram alguns trabalhos exploratórios na região, não fizeram grandes descobertas economicamente viáveis para que continuassem os trabalhos na região. Por isso, a Bacia Madre de Dios apresenta poucos dados exploratórios pra hidrocarbonetos, e os poucos que tem, sem interesse econômico para a exploração dos mesmos. Apesar disso, alguns autores acreditam que a bacia apresenta algum potencial petrolífero, devido a algumas evidências como o elevado potencial de geração de hidrocarbonetos, sendo até comparado com rochas geradoras da Arábia Saudita, e a presença de excelentes reservatórios de origem deltáica com indícios de hidrocarboneto. Porém, alguns dados parecem comprovar que a bacia não apresenta armadilhas (trapas) suficientes e um bom sistema de falhas para que o hidrocarboneto seja aprisionado.

II – OBJETIVO

Este trabalho tem por finalidade a aplicação do método geofísico de perfilagem de poços na Bacia Madre de Dios, apresentando os perfis utilizados e suas contribuições na bacia, assim como, fornecer conhecimentos teóricos dos mesmos e informações bibliográficas da Bacia Madre de Dios. O estudo de caso utilizado contribui para fornecer dados paleoambientais da seqüência terciária/quaternária da Bacia Madre de Dios, através dos perfis de raios gama (GR), potencial espontâneo (SP), resistividade (SN e ILD) e sônico (DT).

III – METODOLOGIA

Foi utilizado um estudo bibliográfico para todo o conhecimento referente à Bacia Madre de Dios, assim como os conceitos básicos de física para um melhor entendimento do método geofísico de perfilagem de poços. Além disso, elaborou-se uma síntese da teoria dos perfis mais utilizados e suas utilizações na bacia. O estudo de caso referente à Bacia Madre de Dios, utilizado neste trabalho, refere-se ao capítulo "IV.2 - *Organisation sequentielle des series synorogeniques du systeme de bassin d'avant-pays sud amazonien : Zone Subandine et bassin Madre de Dios*", da tese de doutorado de Wilber Hermosa com o título "*Dynamique Tectono-Sedimentaire et Restauration Sequentielle du Retro-Bassin d'avant-pays des Andes Centrales*", pela Université Paul Sabatier Toulouse III, na França, em Novembro de 2004.

IV – CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia Madre de Dios está localizada no continente sul-americano, estendendo-se desde o sudeste peruano até o extremo norte da Bolívia e uma pequena parte do estado do Acre no Brasil (SORUCO, 2000), como pede ser visualizada na Figura 1a. Alguns autores não consideram que a bacia avance em território brasileiro (Figura 1b).

(a)



(b)

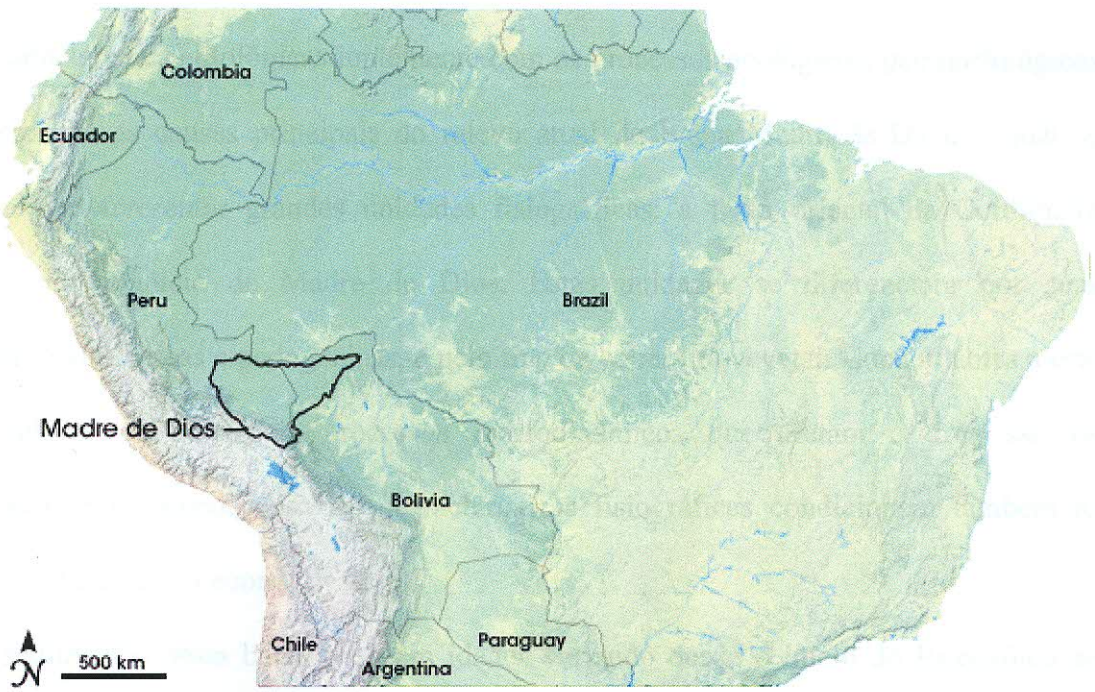


Figura 1 – Mapas de localização da Bacia Madre de Dios. (a) IHS, 1995; (b) SCOTT, 2007.

Possui limite ao norte com a Bacia de Ucayali pelo Arco de Fitzcarrald; a leste com o escudo brasileiro; a oeste com a zona subandina; e a sul pelo Arco de Madidi.

Estende-se por uma área de cerca de 120.000 km^2 segundo MATHALONE & MONTOYA (1995), apesar de não haver unanimidade na literatura em relação ao tamanho da bacia, podendo encontrar-se a extensão de 95.000 km^2, como 170.000 km^2, de acordo com outros autores (GÓMEZ & LAVANDENZ, 2000; PETERS *et al.*, 1997a). Pelo lado boliviano, o acesso pode ser feito por via aérea ou através dos rios Madre de Dios, Abuná e Orton (GÓMEZ & LAVANDENZ, 2000).

Trata-se de uma sub-bacia de antepaís (foreland) neógena, formada pela subdivisão de uma grande bacia intracratônica denominada Bacia do Amazonas.

Trabalhos realizados pelas companhias YPFB, Occidental, Mobil e associadas, com fins petrolíferos, permitiram conhecer um pouco mais da sua geologia e interpretá-la como uma unidade geológica independente (SORUCO, 2000). Porém, até hoje, a Bacia Madre de Dios é muito pouco estudada e explorada, com escassez de dados exploratórios, como pode ser visto na figura abaixo.

As características litológicas juntamente com os processos geológicos, geomorfológicos e climáticos são as causas principais do relevo atual da Bacia Madre de Dios, o qual se caracteriza por apresentar grandes unidades fisiográficas: a faixa oriental da Cordilheira subandina e a planície de Madre de Dios. Estas unidades se diferenciam por suas características litológicas e pedogênicas, e pelo tipo de cobertura vegetal. Concordantes a este tipo de relevo, os principais processos morfodinâmicos que afetam a área são os deslizamentos e as inundações. Tais características fisiográficas condicionam também as diversas atividades sócio-econômicas.

Os sedimentos nesta bacia possuem idades variando desde o início do Paleozóico ao Quaternário. O registro sedimentar possui mais de 9.000 m de espessura. Podem ser

encontrados de 200 a 300 m de folhelhos geradores na Bolívia, sendo que, ao sul do Peru, a Formação Copacabana atinge 1.000 m de espessura (PETERS *et al.*, 1997a; MORETTI *et al.*, 1994).

Do ponto de vista de recursos minerais, a Bacia Madre de Dios tem um particular interesse econômico devido a importantes indícios de hidrocarbonetos, evidenciados mediante três perfurações exploratórias efetuadas nos rios Manuripi e Madre de Dios, de acordo com SORUCO (2000).

A geradora principal é do final do Devoniano, havendo também algum potencial gerador nas rochas do Permiano, Mississipiano e Cretáceo (PETERS *et al.*, 1997a). A matéria orgânica é marinha, dos tipos I e II e as rochas geradoras estão entre as mais ricas do mundo (COT de até 16% em peso), mostrando bom potencial gerador (índice de hidrogênio de 600 kg HC/ton rocha/ COT) (PETERS *et al.*, 1997a; PETERS *et al.*, 1997b). Há folhelhos maduros em praticamente toda a extensão da bacia. A capacidade estimada da geradora devoniana é de 250 a 1.000 bilhões de barris de óleo equivalente (PETERS *et al.*, 1997b).

Entretanto, segundo PETERS *et al* (1997a), as rochas reservatório do Ordoviciano e Siluriano talvez estejam isoladas das geradoras devonianas, pois são poucos os falhamentos presentes na bacia (SORUCO, 2000), e é possível que não haja armadilhas estratigráficas, ao menos na porção boliviana da bacia (PETERS *et al.*, 1997b; SORUCO, 2000).

A Tabela 2 traz dados de prospectos e leads da bacia, assim como de reservas estimadas pela empresa norte-americana Mobil, disponibilizados na página da companhia petrolífera do Peru, Perupetro (EGÚSQUIZA, 2004).

Tabela 1 – Tabela com as bacias sedimentares do Peru e a relação de seus dados exploratórios para hidrocarboneto (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2001).

TABLA N° 1
CUENCAS SEDIMENTARIAS EN EL PERÚ - INFORMACIÓN GENERAL

N°	CUENCA	AREA (MM-ACRES)	POZOS PERFORADOS	ESPESOR SEDIMENTARIO (PIES)	RECOBRO POTENCIAL CUENCA SEDIMENTARIA (MMBLS)	RESERVAS PROBADAS AL 31/12/99 PET. (MMBLS)	GAS (BPC)	LGN (MMBLS)	PRODUCCION ACUMULADA PETROLEO (MMBLS)	PRODUCCION PROMEDIO 2000 PET. BPD	GAS MPCD	LGN BPD	INFORMACION DISPONIBLE
1	TUMBES - PROGRESO	1,8	496	19 000	293				4				Geología de superficie, magnetometría, gravimetría, sísmica en mar y tierra, reporte de pozos, estudios ambientales y reportes de producción.
2	TALARA	4,2	13 409	26 000	1 873	182	296		1 389	32 823	88 709	651	Abundante información geofísica y geológica, reporte de pozos, estudios ambientales y reportes de producción.
3	TRUJILLO	4,3	1	11 500	424								Sísmica marina y reporte de un pozo.
4	LIMA	6,1		6 500	340								Sísmica marina.
5	MOLLENDO	6,4		12 500	686								Sísmica marina.
6	LANCONES	1		10 000	85								Geología de superficie, gravimetría y estudios geoquímicos.
7	SECHURA	7,4	60	11 500	629								Gravimetría, magnetometría, datos geológicos, reporte de pozos, sísmica y estudios ambientales.
8	SALAVERRY	7,9	3	13 000	880								Sísmica marina, reportes de pozos y estudios ambientales.
9	PISCO	8,2	1	15 000	633								Geología de superficie, aeromagnetometría, sísmica, geoquímica y reporte de un pozo.
10	MOQUEGUA	4		10 000	36								Reportes geológicos de entidades gubenarmentales.
11	SANTIAGO	4	7	32 000	687								Geología de superficie,gravimetría, fotos aéreas, SLAR, imágenes satelitales, geoquímica, reportes de pozos y estudios ambientales.
12	BAGUA	1,3		23 000	160								Geología de superficie y geoquímica.
13	HUALLAGA	7,4	1	26 000	1 383								Geología de superficie, gravimetría, geoquímica, sísmica, imágenes de radar, reporte de un pozo y estudios ambientales.
14	ENE	2,5		13 000	934								Geología de superficie, aeromagnetometría, SLAR, fotos aéreas y geoquímica.
15	TITICACA	10	33	25 000	1 797								Geología de superficie, aeromagnetometría, sísmica, geoquímica, reportes de pozos y estudios ambientales.
16	MARAÑON	49,4	406	21 000	5 565	126			827	62 006	12 434		Aeromagnetometría, gravimetría, sísmica, sísmica de velocidad, SLAR, fotos aéreas, geoquímica, estudios regionales, reportes de pozos, estudios ambientales y reportes de producción.
17	UCAYALI	25,9	137	19 000	10 612	1	8 398	581	25 (1)	504	59 076	3 885	Aeromagnetometría, gravimetría, sísmica, fotos aéreas, geoquímica, estudios regionales, reportes de pozos, estudios ambientales y reportes de producción.
18	MADRE DE DIOS	22,2	6	33 000	5 266								Geología de superficie, gravimetría, geoquímica, sísmica, paleontogía, fotogeología, SLAR, fotos aéreas, reportes de pozos y estudios ambientales.

ABREVIATURAS:
LGN = Líquidos del Gas Natural
MM-ACRES = Millones de acres
MMBLS = Millones de barriles
BCF = Billones de pies cúbicos
BPD = Barriles por día
MPCD = Miles de pies cúbicos por día

Notas: (1) Incluye acumulados de LGN del yacimiento de Aguaytia.

Tabela 2 – Tabela de prospectos e leads da Bacia Madre de Dios no lado peruano (Egúsquiza, 2004).

PROSPECTS AND LEADS			8,729 KM2					
			Petroleum System					
Name	Description & Status	Existing Control	Source Rocks	Seal	Reservoir	Spec. TD m.	Por	MOBIL Spec. Reserves MMBOE
1 CANDAMO SOUTH PROSPECT (PORTION)	Triangle Zone. Anticline 4-way closure. Fault dependent closure. **Better strat/struct (updip) than well** Oil & gas Favorable.	4 dip lines	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,300	G	
2 CARISA LEAD	Frontal Thrust. Anticline 3-way closure. Fault dependent closure. Oil & gas Favorable.	Landsat	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta	Cretaceous. Permian absent.	4,000	VG	
3 COLORADO LEAD	Frontal Thrust. Anticline 3-way closure. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line & Landsat	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous. Permian Present?	4,000	VG	
4 DALUENE NORTH LEAD	Triangle Zone.Anticline 3-way closure Fault dependent. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,500	VG	1,900
5 DALUENE SOUTH LEAD	Triangle Zone.Anticline 3-way closure Fault dependent. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,500	G	1,785
6 ESPIRENI EAST LEAD	Triangle Zone. Anticline 3-4 way closure. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,800	G	530
7 ESPIRENI WEST LEAD	Triangle Zone. Anticline 3-4 way closure. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,800	G	860
8 KARENE LEAD	Frontal Thrust. Anticline 4-way closure. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous. Permian Present?	4,000	VG	200
9 MIRADOR LEAD	Frontal Thrust. Anticline 4-way closure. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	2 dip lines & Landsat	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous. Permian Present?	4,000	G	
10 NUSINISCATO LEAD	Hinterland Thrust. Anticline 3-way closure Fault dependent. No seismic. Gas & Cond Favorable.	Landsat	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,200	G	1,360
11 PANTIACOLLA LEAD	Frontal Thrust. Anticline 4-way closure. Leaking oil/gas.	Landsat	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian. Tarma (Green SS) may be in core	3,000	G	220
12 PINI PINI LEAD	Hinterland Thrust.Anticline 3-4 way closure. Unknown strike closure. Gas & Cond Favorable	Landsat & seismic on interpreted S plunge	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,500	G	1,255
13 PUQUIRI NORTH LEAD	Triangle Zone. Anticline 3-way closure Fault dependent. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,500	VG/G	715
14 PUQUIRI SOUTH LEAD	Triangle Zone. Anticline 3-way closure Fault dependent. Unknown strike closure. Oil & gas Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous and Permian.	3,700	G	395
15 SAN GABAN LEAD	Triangle Zone. Anticline 3-4 way closure Fault dependent. Unknown strike closure &fault seal.Oil & gas Mod Favorable.	1 dip line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous. Permian Present?	3,500	G	905
16 UPPER LOROMAYO LEAD (PORTION)	Triangle Zone. Anticline 4-way closure. Fault dependent closure. Oil & gas Favorable.	1 dip and 1 strike line	Ene,Copacabana, Ambo & Cabanillas	Tertiary, Chonta & Ene	Cretaceous. Permian Present?	3,500	G	900
							TOTAL	11,025

a – Estratigrafia

Devido às grandes variações laterais de fácies na Bacia Madre de Dios, foi introduzido um grande número de nomes de unidades litoestratigráficas na literatura.

Os sedimentos mais antigos não afloram na área, sendo que sua presença é conhecida pela perfuração dos poços Pando X-1 e Manuripi X-1, com profundidades finais de 1.968 e 1.542 m, respectivamente, segundo ISAACSON *et al.* (1995) *apud* SORUCO (2000). Estes dois poços foram perfurados em 1991 pelas empresas Mobil Boliviana de Petróleos Inc. (50%) e Occidental Boliviana Inc. (50%) entre os rios Manuripi e Madre de Dios. Segundo SORUCO (2000), com as informações disponíveis dessas companhias e informações de laboratório do centro de tecnologia petroleira da YPFB, é possível estabelecer as relações estratigráficas (Tabela 3) para a região boliviana. Já a parte peruana da bacia apresenta uma coluna estratigráfica com diferentes nomenclaturas, conforme mostrado na Figura 2. Porém, como não foi encontrada ampla bibliografia nesta região, neste trabalho nos ateremos à descrição do lado boliviano.

Tabela 3 – Estratigrafia generalizada da Bacia Madre de Dios na região boliviana, modificada de Soruco. (2000).

CICLO	SISTEMA	FORMAÇÃO	EVENTO TECTÔNICO
ANDINO	Quaternário	Candelária	BACIA DE FORELAND
	Neógeno	Cobija Tutumo Charqui Quendeque	
	Paleogeno – Neógeno	Bala	
	Cretáceo	Flora Eslabón Beu	
SUBANDINO	Permo-Carbonífero	Copacabana Yaurichambi	BACIA INTRACRATÔNICA
CORDILLERANO	Carbonífero Inferior Devoniano Siluriano superior	Toregua Tomachi Tequeje	
	Siluriano ?	S/I	
TACSARIANO	Ordoviciano	Tarene ? Enadere ?	
BRASILIANO	?	Embasamento	

S/I – sem informação

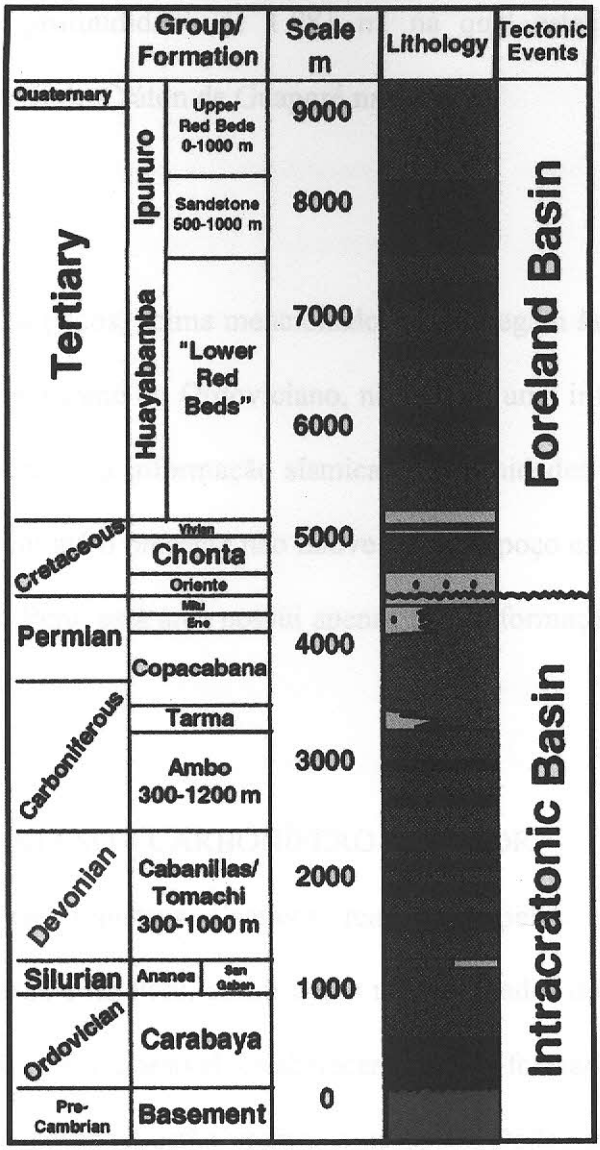


Figura 2 – Estratigrafia generalizada da Bacia Madre de Dios na região Peruana, modificada de Peters et al., 1997a.

EMBASAMENTO

Não são disponíveis grandes informações a respeito da natureza das rochas do embasamento cristalino da bacia. A única referência disponível na Bolívia refere-se ao poço Pando X-1 que alcança um embasamento metamórfico constituído por gnaisse granatífero milonitizado, segundo Solis & Sanders (1991) *apud* Soruco (2000), ou quartzitos miloníticos granatíferos, de acordo com Isaacson *et al.*, 1995 *apud* Soruco (2000). Este embasamento foi

encontrado a uma profundidade de 1.981 m, na qual estas rochas corresponderiam à continuação até o oeste do Cráton de Guaporé na Bolívia.

ORDOVICIANO

Como ambos os poços, acima mencionados, não chegam às profundidades referentes às formações Enadere e Tarene do Ordoviciano, não existe uma informação precisa e completa destas unidades. Segundo a informação sísmica, estas unidades estariam presentes na Bacia Madre de Dios, porém até o presente não houve nenhum poço exploratório no setor boliviano que as alcançou. No Peru, esta área possui apenas uma informação documentada no poço Los Amigos-2.

SEQUÊNCIA SILURIANO – CARBONÍFERO INFERIOR

Baseando-se em registros sísmicos realizados pelas companhias petroleiras que trabalharam na Bolívia e no Peru, assim como nos resultados dos poços exploratórios Pando X-1 e Manuripi X-1, foi possível estabelecer que as formações referentes a este ciclo, Tequeje, Tomachi e Toregua, estão presentes na bacia. Dados paleontológicos de Moretti *et al.*, 1994 *apud* Soruco (2000), indicam que os primeiros metros da base da Formação Tequeje (a 1.935 m de profundidade), no poço exploratório de Pando-X1, estariam presentes palinomorfos do final do Siluriano. É ainda uma questão em aberto se o Siluriano está mais bem desenvolvido em algum outro setor da bacia e se a Formação Tequeje se inicia durante o Siluriano Superior ou se os vestígios destes palinomorfos provêm de sedimentos retrabalhados. De qualquer forma, a informação estabelece que a bacia tivesse sido encoberta por águas no Siluriano.

Sobre as rochas do embasamento, foram depositados aproximadamente 220 m de sedimentos fluviais da Formação Tequeje, que se inicia com arenitos transgressivos e um

conglomerado delgado basal, seguido de uma seqüência pelítica. Estas rochas foram depositadas em um sistema de relevo de canais de acordo com Isaacson *et al.* (1995) *apud* Soruco (2000). Esta formação é litoestratigraficamente equivalente à Formação Sicasica (Altiplano nordeste) e às formações Huamampampa e Los Monos (Cordilheira Central e Oriental), cujas rochas foram posteriormente cobertas por depósitos deltáicos atribuídos às formações Tomachi e Toregua.

Segundo Oller *et.al.* (1981) *apud* Soruco (2000), a Formação Tomachi corresponde a depósitos subaéreos a subaquosos de planície deltáica inferior e consistem de canais distributários e barras de desembocadura de canais distributários, que mostram geometria progradacional de nordeste a sudoeste da bacia. Esta unidade foi depositada durante o Eo-Devoniano e Meso-Devoniano e seu contato com a Formação Tejeque é gradacional. Esta formação é litoestratigraficamente equivalente às formações Coipacucho (Altiplano nordeste) e Iquiri (Cordilheira Oriental e Subandino Sul). Segundo Carpenter (1997) *apud* Soruco (2000) e Peters *et al.* (1997a, b), as rochas geradoras da Formação Tomachi estão entre as mais ricas fontes de petróleo do mundo, apresentando alta qualidade de matéria orgânica, e correspondendo, potencialmente, à principal rocha geradora da Bacia Madre de Dios.

Esta sequência se encerra na região com sedimentos da Formação Toregua (Lopez-Murillo, 1967 *apud* Soruco, 2000), que correspondem principalmente a canais distributários e inter-distributários com influência mista, marinha e fluvial. Esta formação foi depositada durante o final do Devoniano e o Carbonífero. Possui equivalência litoestratigráfica com as formações Cumaná (Altiplano nordeste) e Itacua (Cordilheira Central). O limite entre as formações Tomachi e Toregua corresponde a uma discordância erosiva.

SEQUÊNCIA PERMO-CARBONÍFERA

Este ciclo inicia-se com uma seqüência basal arenosa de aproximadamente 50 m de espessura, atribuída à Formação Yaurichambi por Isaacson (1995), composta de arenito com granulometria fina à média com poucas intercalações carbonáticas. No Altiplano, esta formação apresenta contato erosional com a Formação Toregua. Esta unidade correlaciona-se com a parte inferior da Formação Cangapi e provavelmente com o Membro Caiguamí da Formação San Telmo, no sudeste da Zona Subandina. Representa, provavelmente, desenvolvimento de dunas eólicas.

Segue-se uma seqüência clástico-carbonática da Formação Copacapana, cuja espessura varia com a localização do poço (142 m em Pando X-1 e 296 m em Manuripi X-1). Esta seqüência apresenta uma grande variação litológica como anidritas, siltitos esverdeados, argilitos e calcáreos (*mudstones, wackstones, packstones* e raros *grainstones*), e ocorre em todo o Altiplano. A Formação Copacabana equivale à parte superior da Formação Cangapi, no sudeste da Zona Subandina (Soruco, 2000).

A vinculação de fósseis encontrados na Formação Copacapana, na Bolívia, como braquiópodos, moluscos, foraminíferos, conodontes, entre outros, com faunas similares do hemisfério setentrional, indica que a transgressão marinha representada por esta formação se iniciou muito antes no norte do país.

SEQUÊNCIA CRETÁCEA – QUATERNÁRIA

Ainda hoje não foi possível obter uma descrição detalhada da estratigrafia das formações continentais do Jurássico ao Paleogeno na Bacia Madre de Dios. Como a estratigrafia das serras subandinas do norte está descrita com maior detalhamento, suas características principais podem ser estendidas a esta área.

Estima-se que, nesta área das serras subandinas, a Formação Beu (Schagintweit *et al.*, 1939 *apud* Soruco, 2000), de idade possivelmente cretácea e de natureza eólica e fluvial, tem

uma espessura maior que 500 m, se assentando de forma discordante sobre rochas paleozóicas de idade distinta. Discordantes sobre esta, prosseguem sedimentos deltáicos e costeiros das formações Eslabón (Canedo-Reyes *et al.*, 1960 *apud* Soruco, 2000) e Flora (Perry *et al.*, 1963 *apud* Soruco, 2000), de idade cretácea que, juntas, podem ultrapassar os 300 m de espessura. Com estas duas formações conclui-se a sedimentação mesozóica.

A partir daí, um conglomerado basal inicia os depósitos fluviais neógenos da Formação Bala (Schlagintweit *et al.*, 1939 *apud* Soruco, 2000), de aproximadamente 200 m de espessura. O processo segue com as seqüências miocênicas das formações fluvio-lacustres Quendeque (Schlagintweit *et al.*, 1939 *apud* Soruco, 2000) e Charqui (Canedo-Reyes *et al.*, 1960 *apud* Soruco, 2000) que, em conjunto, passam de 4.000 m de espessura. Para concluir, sobrepõem-se conglomerados da Formação Tutumo (Dávila, 1964 *apud* Soruco, 2000), de aproximadamente 700 m de espessura.

Carrasco (1986) *apud* Soruco (2000) nomeou como Formação Cobija um conjunto de argilas fluviais de cor cinza esbranquiçado, amarelo esverdeado e roxo. No território peruano foi encontrada grande riqueza de fósseis vertebrados do Mioceno tardio em sedimentos correlacionáveis com esta formação.

A maior parte da área está coberta por sedimentação recente da Formação Candelária (Formação Iñapari no Peru), sobrepondo-se discordantemente os sedimentos neógenos da Formação Cobija. Esta unidade foi subdividida em três membros de acordo com Leyton *et al.*, 1989 *apud* Soruco (2000): o membro inferior, denominado Membro A, formado por um conglomerado basal polimítico com fósseis vertebrados retrabalhados, seguidos por níveis de areno-argilosos e capas de argila; o Membro B, predominantemente areno-argiloso com presença de paleocanais; e o Membro C, constituído por siltitos, culminando com o desenvolvimento de um paleossolo laterítico com concreções de hematita.

b – Geologia estrutural e evolução tectônica

A Cordilheira dos Andes é a mais extensa cadeia de montanhas do mundo, tendo mais de 7.000 km da Colômbia até a Terra do Fogo, na parte oeste do continente sul-americano, próximo do Oceano Pacífico. Em geral, a largura da Cordilheira é de 200 a 300 km, mas na parte central chega a mais de 600 km. Seu maior pico é o Aconcágua, com 6.962 m de altitude, na fronteira da Argentina com o Chile. Apresenta significativas variações em sua geologia. Somando-se os efeitos do clima, que vai de subpolar, na Terra do Fogo, árido no centro, e tropical no Peru, Equador e Colômbia, as diferenças na paisagem se tornam marcantes (TEIXEIRA *et al.*, 2000).

A tectônica de placas é o fenômeno geológico que forma a Cordilheira dos Andes através do movimento compressivo entre a placa oceânica de Nazca e a placa continental Sul-americana, que se movem uma contra a outra. Neste movimento, a placa oceânica, mais pesada, penetra por baixo da continental. Este processo, denominado de subducção, iniciou-se no período Jurássico e continua até os tempos atuais, evidenciado pelos terremotos e atividade vulcânica que ocorrem em toda a Cordilheira dos Andes. Ao longo do tempo geológico, a placa oceânica se funde, gerando magma, o qual atinge a superfície e causa vulcanismo. Outros processos geológicos resultantes da subducção são soerguimentos, falhamentos, e dobramentos das rochas da placa sul-americana.

Geologicamente, o desenvolvimento estrutural atual da grande Bacia Amazônica pode ser explicado como resultado da subducção de baixo ângulo (5° a 10°) da placa de Nazca sob a placa Sul-americana, num segmento compreendido entre os paralelos 2° e 15° de latitude sul. Este processo teve início entre 5 e 10 Ma, no limite Mioceno-Plioceno, gerando uma série de importantes eventos morfo-estruturais que afetaram a Bacia Amazônica. Considera-se, segundo reconstituições de HAMPEL (2002) *apud* BABY *et al.* (2005), que a subducção da

dorsal de Nazca afeta a Bacia Amazônica desde 5 Ma, o que é confirmado a partir de seções sísmicas da Bacia Madre de Dios, onde se pode observar um *onlap* da parte superior do relevo sedimentar neógeno sobre o flanco SE do arco (BABY *et al.*, 2005).

Nesse sentido, a configuração geológica que hoje apresentam as bacias andinas desenvolveu-se durante a evolução cenozóica da Cordilheira dos Andes, quando se produziu o encurtamento compressivo de antearco, migrando lentamente até o oriente dentro do continente. Desta forma, desenvolveu seu relevo atual num lapso de tempo compreendido entre o Mioceno-Plioceno, com sua divisão em sub-bacias menores de ante-arco, entre elas, a Bacia Madre de Dios, compreendida numa fase mais tardia de sua evolução (TORRES, 2001).

A evolução morfogenética da Bacia Madre de Dios apresenta certa complexidade, por ter uma área extensa que apresenta contextos morfo-estruturais diferenciados (TORRES, 2001).

O primeiro desses contextos é dado pelas elevações montanhosas do Altiplano Andino, limitado a oeste pela Cordilheira Ocidental ou vulcânica, composta por uma série de vulcões, alguns extintos ou dormentes, outros ativos, e a leste pela Cordilheira Oriental, um cinturão de rochas dobradas e falhadas. O Altiplano Andino se encontra presente no sul do Peru, oeste da Bolívia, nordeste do Chile e noroeste da Argentina, comumente com 3.000 à 4.000 m de altitude.

O segundo ocorre na Zona Subandina, que compreende uma franja dos Andes que se estende a leste e norte da Cordilheira Oriental, formando serras que encerram vales férteis e bacias com altitudes entre 1.800 e 3.000 m.

O terceiro contexto refere-se à região de depressão que forma a Planície Amazônica, situada aos pés da Cordilheira Oriental, em seus flancos leste, noroeste e sudeste. São terras baixas, formadas por depressões, extensas selvas e escassamente povoadas, que sofreram etapas de basculamento por sobrecarga de sedimentos acumulados provenientes do ocidente.

É nessa região que se encontra a Bacia Madre de Dios. Atualmente, estas movimentações continuam no mesmo sentido, porém com menor intensidade.

A Figura 3 mostra uma seção com as diferentes morfologias citadas acima.

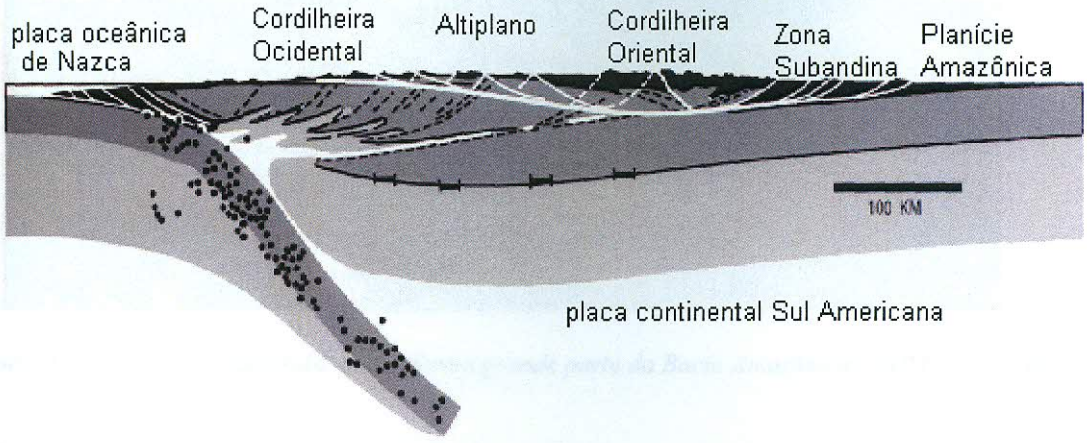


Figura 3 – Elementos morfoestruturais do continente Sul-americano ao sofrer subducção da placa de Nazca (RAMOS, 2003).

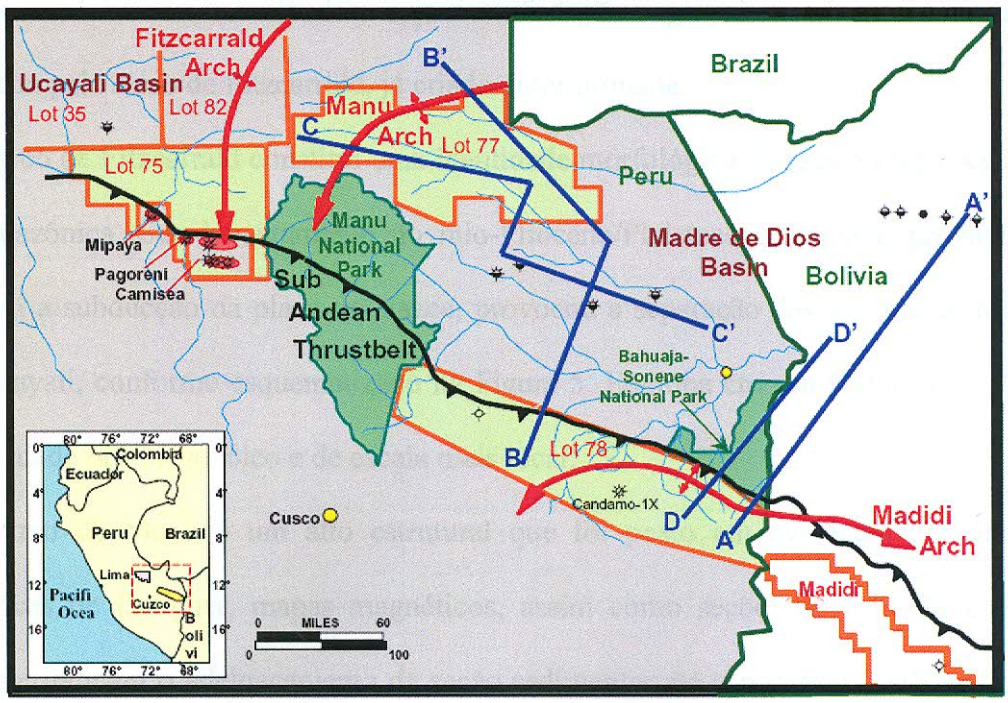


Figura 4 – Elementos estruturais referentes à Bacia Madre de Dios com suas principais estruturas em vermelho: arcos de Madidi, Manu e Fitzcarrald (HOUSE, 2000).

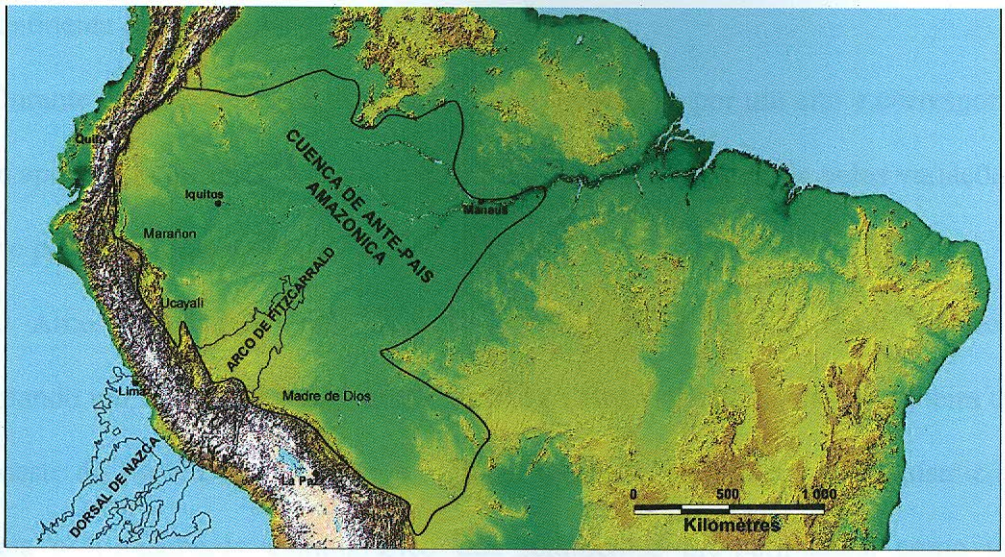


Figura 5 – O Arco de Fitzcarrald, que deforma grande parte da Bacia Amazônica (BABY et al., 2005).

O Permo-Triássico é muito importante pelo início do funcionamento dos Arcos de Fitzcarrald, Manu e Madidi (Figura 4), os quais vão controlar, durante o Terciário, a seqüência temporal dos cavalgamentos, o estilo tectônico e a evolução petrolífera da Bacia Madre de Dios. Esforços compressivos Plio-Pleistocênicos geraram e reativaram falhas profundas, com blocos basculhados, cuja manifestação regional mais notória se encontra representada pelo Arco de Fitzcarrald, já criado anteriormente.

O Arco de Fitzcarrald constitui uma identidade morfológica de escala mega-regional na Bacia Amazônica. Seu levantamento no mio-Plioceno/Pleistoceno, estando provavelmente ligado com a subducção da placa de Nazca, provocou a separação das sub-bacias Madre de Dios e Ucayali, conforme esquematizado na Figura 5. Engloba em seu flanco SE o Arco de Manu, de idade pré-Mesozóico e de escala mais local.

O Arco de Manu é um alto estrutural que foi posto em evidência por anomalias gravimétricas de Bougher, mapas magnéticos, assim como seções de reflexão e refração sísmica que indicam o adelgaçamento da seção sedimentar até o noroeste. Está erosionado e os depósitos cretáceos se opõem diretamente sobre o embasamento cristalino. Segundo

HOUSE *et al.* (2000), o Arco de Manu havia se formado durante a desagregação do supercontinente Pangea, no Permo-Triássico.

Durante o início do Cretáceo, a região era constituída por um alto e correspondia a uma zona de aportes. Já no final do Cretáceo, a sedimentação é controlada pelas variações do nível do mar e pelo funcionamento do Arco de Madidi.

O Arco de Madidi é interpretado como a borda SE da bacia Madre de Dios apresentando um *trend* para oeste, desde o norte da Bolívia até o pé da Cordilheira dos Andes, no sudoeste do Peru. O arco parece ter idade Permiana baseado em dados sísmicos, no qual evidencia o truncamento estratigráfico dos sedimentos pré-permianos, como também, o afinamento no final do Permiano seguido de *downlap* de sedimentos Jurássicos-Cretáceos.

Ambos os arcos de Manu e Madidi, fizeram com que os sedimentos paleozóicos fossem completamente erodidos, expondo rochas do embasamento cristalino ao longo de seus eixos durante o Neo-Permiano até o período Cretáceo. A natureza angular dessa inconformidade é facilmente visualizada na sísmica.

Estes altos e as estruturas que as rodeiam, durante a evolução andina controlaram as deformações, sedimentações das bacias sedimentares, localização e desenvolvimento dos diferentes estilos estruturais, tanto nas cordilheiras como na Zona Subandina e porções da Bacia Madre de Dios. Inclusive, tais estruturas parecem ter controlado a migração de hidrocarbonetos até o Alto de Manu, nas bacias Madre de Dios e Ucayali. Nesse contexto, os geólogos de petróleo recomendam realizar maiores explorações na Bacia Madre de Dios, devido a altas concentrações de hidrocarbonetos no setor de Camisea, cercada pelo Alto de Manu, na Bacia de Ucayali.

Como resultado dos eventos tectônicos mencionados, a área apresenta alguns lineamentos pequenos, somente identificados por fotointerpretação das imagens de satélite. Essas prováveis falhas são normais, geralmente subverticais, com direção predominantemente

NE-SO, afetam as camadas terciárias e os depósitos Plio-Quaternários. As tendências direcionais dominantes de caráter estrutural na área de estudo, se expressam mediante lineamentos de direção NO-SE, com linhas de comprimentos que vão de 2 a 8 km. Em geral, os falhamentos são relativamente recentes e mais ou menos ativos.

c – Geologia histórica

A Bacia Madre de Dios constitui-se em uma província independente das vizinhas. Sua subsidência foi mantida durante todo o Fanerozóico (SORUCO, 2000). Preenche-se por sedimentos provenientes desde o Paleozóico até o Terciário (PETERS et al., 1997a). Quando o território das cordilheiras foi afetado pela tectônica andina, nos estágios de dobramentos e ascensão dos arcos, a Planície Amazônica submeteu-se a estágios de subducção, e a inclinação originada causou uma sobrecarga acumulada no sedimento a oeste. Hoje em dia estas ações continuam a ocorrer no mesmo sentido, porém com intensidade menor. A distribuição das rochas geradoras encontrada atualmente está ligada à deformação andina e à erosão mesozóica das unidades superiores (MORETTI *et al.*, 1994).

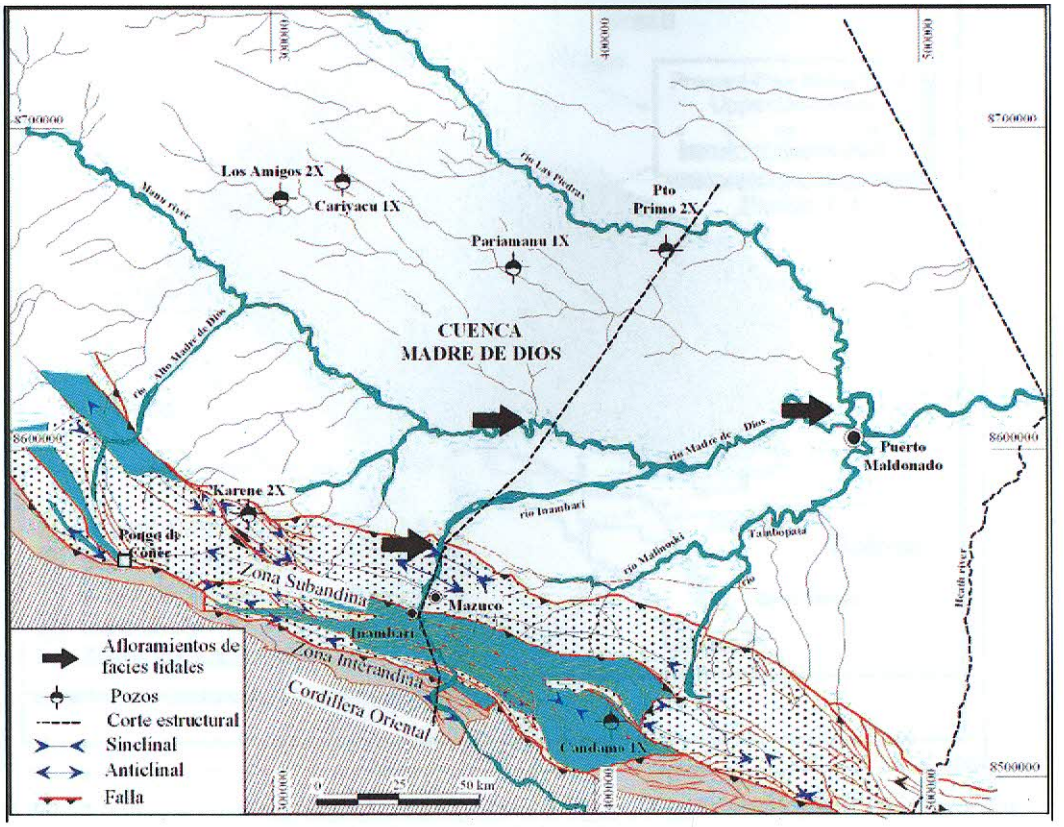
Nos períodos Ordoviciano a Devoniano, existia na área uma grande bacia, denominada Bacia Amazônica, conforme mostrado na Figura 5. Esta bacia estava limitada por uma margem passiva com poucos aportes sedimentares a SW e outra margem a NE, ativa e de forte contribuição de aportes clásticos. As seqüências do Ordoviciano e Siluriano formam bons reservatórios fluvio-deltaicos, capeados por carbonatos marinhos. As seqüências geradoras do final do Devoniano possuem forte potencial gerador, porém talvez estejam separadas das rochas reservatório por seqüências de folhelhos marinhos pobres do início do Devoniano. Por outro lado, arenitos marinhos depositados e remodelados durante o rebaixamento do nível do mar no Meso-Devoniano têm potencial para serem bons

reservatórios, capeados pelas próprias geradoras devonianas, assim como as seqüências deltáicas com canais distributários formadas entre o Neo-Devoniano e o início do Carbonífero, sendo necessárias, entretanto, armadilhas estratigráficas, uma vez que as estruturais são raras (PETERS *et al.*, 1997a).

Do Neo-Devoniano ao Carbonífero, se dá um levantamento da região hoje conhecida como cordilheira dos Andes Oriental. Durante o Neo-Devoniano ocorrem importantes aportes clásticos, levando a uma concentração maior das fácies ricas em matéria orgânica na região NW (que compreende hoje as bacias Madre de Dios e Subandino norte). No Carbonífero inicia-se uma transgressão marinha, dando origem a folhelhos ricos em matéria orgânica (MORETTI *et al.*, 1994).

No Cretáceo, a convergência das placas continental e oceânica, com a conseqüente subducção desta última levou à formação de um cinturão de falhas de empurrão na região do retro-arco de ilha (PETERS *et al.*, 1997a), que pode ser visto na Figura 6. Na Figura 6(b) pode-se observar que os horizontes de descolamento situam-se no Permiano Superior, enquanto que os deslocamentos das camadas se iniciaram por volta de 11 Ma, conforme será comentado mais adiante (BABY *et al.*, 2005).

(a)



(b)

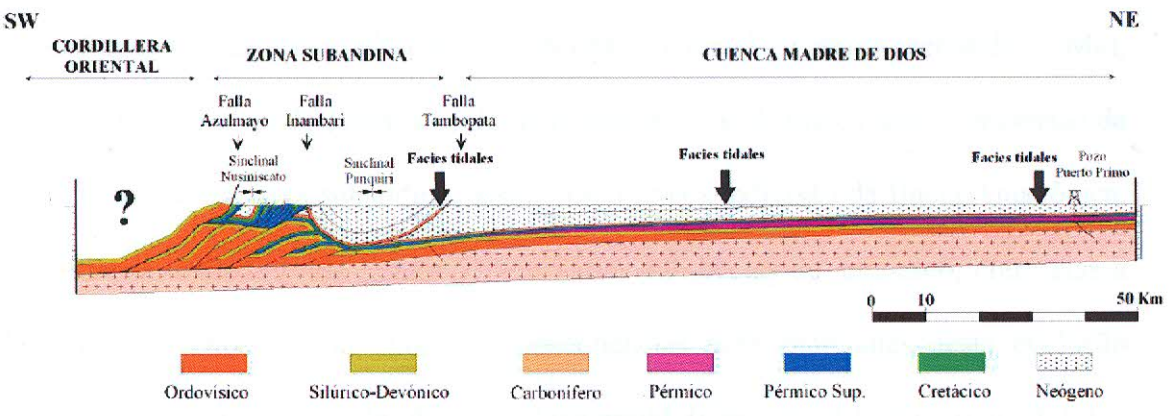


Figura 6 – (a) Mapa da região que compreende a Bacia Madre de Dios e arredores, indicando a direção ao longo da qual se desenha a seção mostrada em (b) (BABY et al.*, 2005).*

Como conseqüência deste tectonismo, deu-se um processo de subsidência da bacia durante o Oligoceno, que levou à maturação das rochas geradoras, tal como representado no mapa da Figura 7 abaixo, que traz as regiões com geradoras classificadas em maturas e imaturas de acordo com os valores de reflectância da vitrinita (PETERS *et al.*, 1997a).

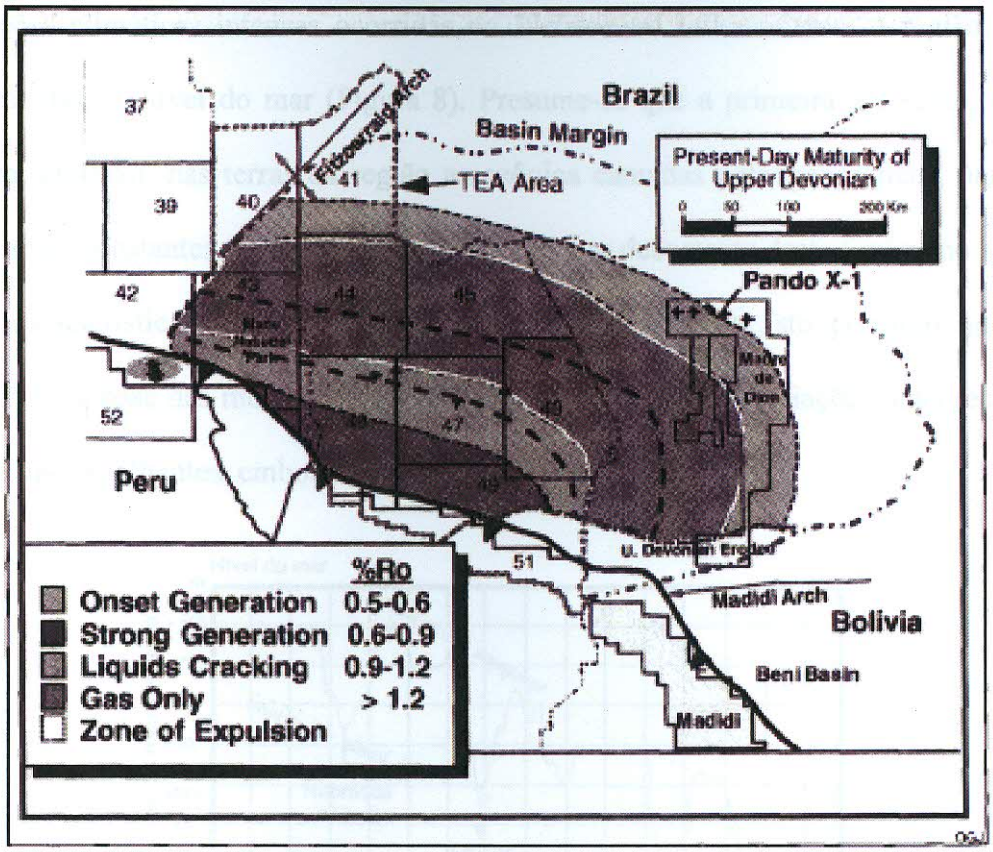


Figura 7 – Mapa da região da Bacia Madre de Dios com dados de maturação térmica obtida a partir dos valores de reflectância da vitrinita (PETERS et al., 1997b).

O Mio-Plioceno é caracterizado pela a subducção da dorsal de Nazca (cerca de 11 Ma), quando ocorreram uma série de eventos geológicos importantes, dentre os quais a ascensão da Cordilheira Oriental e da faixa subandina, assim como uma subdivisão da Bacia Amazônica, então uma extensa unidade (vide Figura 5), em várias sub-bacias de ante-arco, entre elas a Bacia de Madre de Dios. Como uma das conseqüências mais marcantes desta evolução tectônica, surge o levantamento do Arco de Fitzcarrald (cerca de 10 Ma), o qual foi o responsável pela separação das bacias Ucayali e Madre de Dios no Peru (BABY *et al.*, 2005). Dados sísmicos mostram uma forte variação na espessura destes sedimentos em parte da bacia, na direção N-NE, devido à erosão ou ausência de deposição, o que pode ser interpretado como conseqüência do soerguimento do Arco de Fitzcarrald (BABY *et al.*, 2005).

Oscilações climáticas intensas ocorridas no Pleistoceno influenciaram a região, com subidas e descidas do nível do mar (Figura 8). Presume-se que a primeira glaciação, nessa mesma época, produziu nas terras da região amazônica camadas paleogeográficas, onde as chuvas eram mais constantes (uma estrutura provavelmente decorrente deste fenômeno são os Pampas, de características morfológicas e climáticas particulares). Isto permitiu que em algumas regiões na base das montanhas fossem gerados taludes. As glaciações mais recentes causaram efeitos semelhantes, embora ocorrendo em tempos mais curtos.

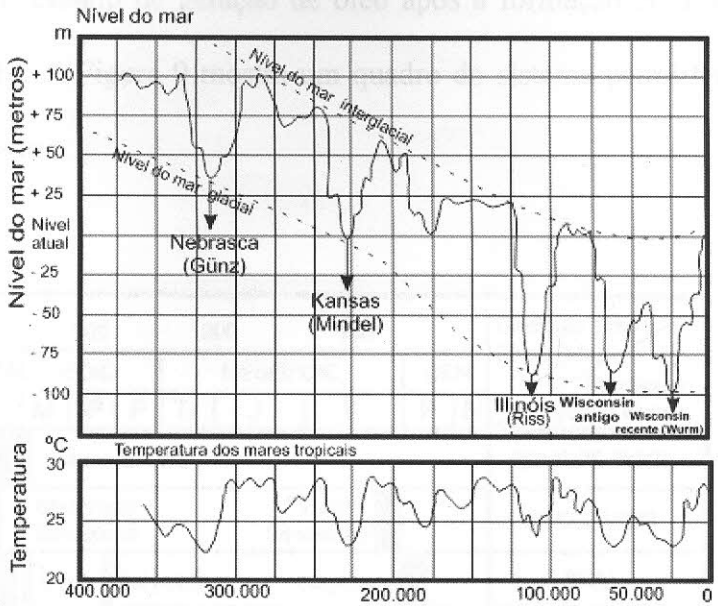


Fig. 3.7 - Oscilações climáticas pleistocênicas e implicações no nível marinho (Fairbridge, 1961).

Figura 8 – Oscilações climáticas pleistocênicas e implicações no nível marinho (FAIRBRIDGE, 1961).

No Holoceno ocorreu uma elevação gradual da temperatura atmosférica e a definição das configurações climáticas da Floresta Amazônica. Os processos de erosão pluvial e distensão do relevo ficam reduzidos pela cobertura florestal do solo, com aumento do volume dos rios e, conseqüentemente, aumento das escavações do leito e erosões laterais, que são pronunciados nos alargamentos dos rios.

Hoje em dia, a maior parte da matéria orgânica preservada devido à anoxia é encontrada ao longo do eixo da bacia, em direção a NE (MORETTI *et al.*, 1994).

d – Geologia do petróleo

As rochas geradoras do final do Devoniano na Bacia Madre de Dios estão, potencialmente, entre as rochas mais ricas em hidrocarbonetos no mundo. Essas rochas são mais ricas que as rochas do Jurássico Superior encontradas na região central da Arábia Saudita e do Mar do Norte e se encontram termicamente maduras por boa parte da bacia. Na região norte da Bolívia, a bacia apresenta rochas geradoras de grande extensão vertical e lateral, que atingiram o estágio de geração de óleo após a formação de armadilhas e selos (PETERS *et al.*, 1997b). A Figura 9 mostra um quadro do sistema petrolífero na Formação Tomachi, do lado peruano.

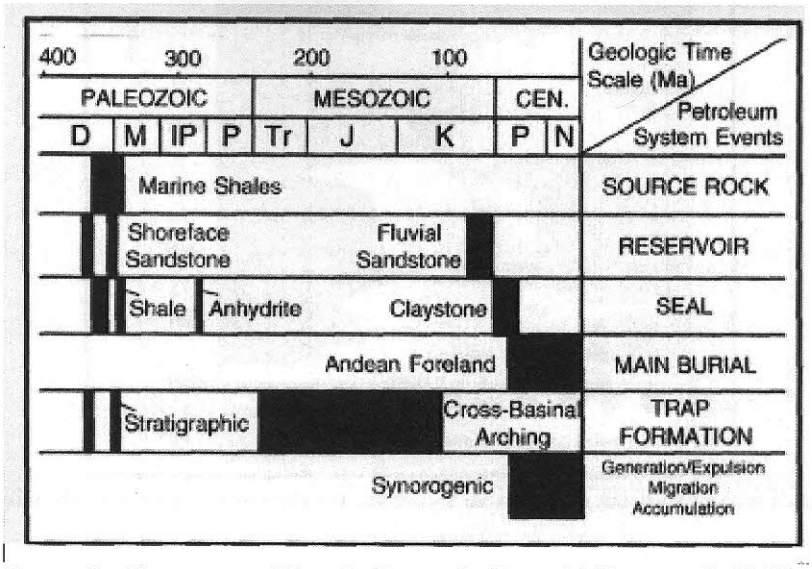


Figura 9 – Sistema petrolífero da Formação Tomachi (Peter et al,. 1997b).

A sedimentação rica em matéria orgânica do período Eo-Devoniano na Bacia Madre de Dios é característica de um período de elevação do nível do mar em um ambiente marinho fechado. A deposição anóxica e um ambiente de baixa energia garantem a deposição em lâminas finas, sem bioturbação, favorecendo a preservação de matéria orgânica com altos índices de hidrogênio e baixos índices de oxigênio, conforme pode ser visto na Figura 10. No

poço boliviano Pando-X1, o índice de hidrogênio medido varia de 400 mg HC/g COT (PETERS *et al.*, 1997a) a 700 mg HC/g COT (MORETTI *et al.*, 1994). A melhor fácies encontra-se na base da Formação Tomachi, com 200 m de espessura e um S_2 médio de 22 a 80 mg HC/g COT. Estes dados qualificam o querogênio presente nestas rochas como Tipo I/Tipo II (MATHALONE & MONTOYA, 1995).

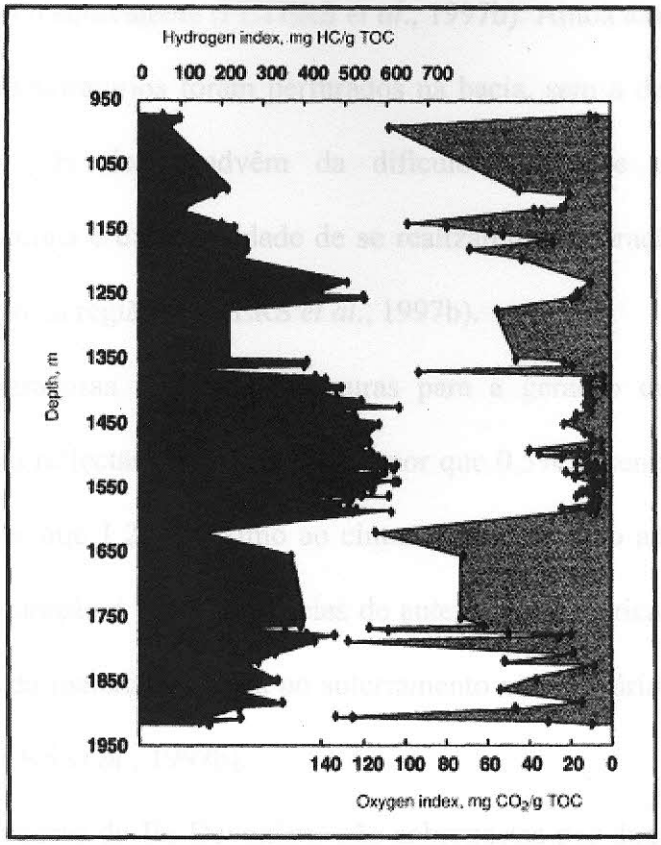


Figura 10 – Gráfico de índice de hidrogênio versus índice de oxigênio, de acordo com Peter et al. (1997b).

No Peru, a estratigrafia referente ao Carbonífero Superior e do Permiano Inferior geralmente tem potencial de rocha geradora mais baixo. A Formação Copacabana consiste, principalmente, em uma plataforma de carbonatos pobre, com intercalações de folhelhos escuros ricos em algas, nos quais o conteúdo orgânico total (COT) pode exceder 4% em peso. Esta formação pode, portanto, ser uma fonte possível de óleo na bacia. Folhelhos referentes ao final do Cretáceo da Formação Chonta são parte das rochas propensas à geração de hidrocarbonetos, estendendo-se no noroeste da América do Sul, do Peru até a Venezuela. Na

Bacia Madre de Dios, essa formação apresenta depósitos continentais de maior granulometria, com pouco potencial de rocha geradora (PETERS *et al.*, 1997b).

Na Bolívia, a Formação Tomachi, do Eo-Devoniano, destaca-se como a principal rocha geradora da bacia, com um COT acima de 3,5% em peso (MORETTI *et al.*, 1994), obtido pelo perfil geoquímico dos poços Pando-X1 e Pando-X2. Estima-se que a capacidade de geração total das rochas do Eo-Devoniano na Bacia Madre de Dios seja entre 250 e 1.000 bilhões de barris de óleo equivalente (PETERS *et al.*, 1997b). Ainda assim, até o ano de 1997 apenas 10 de poços exploratórios foram perfurados na bacia, sem a descoberta de nenhuma reserva significativa. Os riscos advêm da dificuldade de se encontrar armadilhas estratigráficas e estruturais e da dificuldade de se realizarem explorações sísmicas devido à densidade da vegetação na região (PETERS *et al.*, 1997b).

Essas rochas geradoras variam de imaturas para a geração de hidrocarbonetos no nordeste da bacia, com reflectância da vitrinita menor que 0,5%, a senis na direção sudoeste, com reflectância maior que 1,2% próximo ao cinturão de empurrão andino (vide Figura 7). Esta tendência de maturação é típica em bacias de antepaís assimétricas em todo o mundo e representa a resposta da matéria orgânica ao soterramento no Terciário associado à bacia de antepaís andina (PETERS *et al.*, 1997b).

Tais rochas geradoras do Eo-Devoniano são sobrepostas por duas seqüências deltáicas do Eo-Devoniano e do Carbonífero Inferior, constituindo excelentes reservatórios. Essas seqüências deltáicas são formadas principalmente por canais distributários e barras de canal, com progradação na direção nordeste-sudoeste para o interior da bacia. Infelizmente, devido ao mergulho da região e ausência de fechamentos estruturais, seria necessária a presença de armadilhas estratigráficas para que grandes volumes de hidrocarbonetos pudessem ser acumulados nesses arenitos de origem deltáica. Em todo o território da Bolívia há a presença de armadilhas estruturais relacionadas à formação da Cordilheira dos Andes durante o

Terciário, porém a Bacia Madre de Dios está menos afetada pela compressão do que as demais bacias de antepaís e, portanto, torna-se mais difícil definir tais armadilhas estruturais (PETERS *et al.*, 1997a).

Exsudações de óleo ocorrem ao longo da extremidade leste dos Andes, do Equador à Argentina, como também, foram anunciados no sopé andino adjacente à Bacia Madre de Dios (PETERS *et al.*, 1997a).

A empresa norte-americana Mobil entregou suas áreas de exploração da Bacia Madre de Dios na Bolívia, principalmente devido à falta de armadilhas estruturais e por prever a necessidade de perfurar um grande número de poços antes de se atingir qualquer descoberta de interesse comercial. Porém, a companhia aumentou suas atividades no lado peruano da bacia. No Peru, o poço Pariamanu recuperou uma pequena quantidade de óleo 44–53° API de arenitos do Carbonífero, enquanto o poço Puerto Primo recuperou poucos barris de óleo 42° API de arenito Devoniano (PETERS *et al.*, 1997b).

V – PERFILAGEM DE POÇOS

Nem sempre é fácil estabelecer uma fronteira entre geologia e geofísica. A diferença fica, primariamente, no tipo de dados com os quais se manipula. A geologia envolve o estudo da Terra através de observações diretas de rochas que estão expostas na superfície ou de amostras retiradas de poços perfurados com esta finalidade e a conseqüente dedução de sua estrutura, composição e história geológica pela análise de tais observações. A geofísica, por outro lado, envolve o estudo daquelas partes profundas da Terra que não podemos ver através de observações diretas, medindo suas propriedades físicas com instrumentos sofisticados e apropriados, geralmente colocados na superfície (Teixeira, 2000).

Quase tudo o que conhecemos sobre a Terra, abaixo de limitadas profundidades que os poços e as minas subterrâneas atingem, provém de observações geofísicas. A existência e as propriedades da crosta terrestre, do manto e do núcleo foram basicamente determinadas através de observações das ondas sísmicas geradas por terremotos, assim como por medições das propriedades gravitacionais, magnéticas e térmicas da Terra.

Muitas das ferramentas e técnicas desenvolvidas para tais estudos têm sido usadas na exploração de hidrocarbonetos e de minérios. Ao mesmo tempo, os métodos geofísicos usados nas aplicações de prospecção têm sido aplicados em pesquisas mais acadêmicas sobre a natureza do interior da Terra.

O processo se inicia com a perfuração do poço pioneiro, cuja locação é definida no estudo geológico e geofísico, basicamente a partir de dados sísmicos. Durante a perfuração do poço, vários indícios podem indicar a possibilidade da presença de hidrocarbonetos numa determinada formação. Esses indícios são observados nas amostras de calha das rochas

perfuradas, em testemunhos, assim como pela velocidade de perfuração (taxa de penetração), pelo detector de gás, etc.

Dentre os diversos métodos geofísicos usados para prospecção e pesquisa, os principais são: gravimétricos, magnéticos, eletromagnéticos, métodos telúricos, sísmicos (refração e reflexão) e perfilagem de poços, no qual é o enfoque deste trabalho e será detalhado a seguir.

a – Histórico

Em 1912, os irmãos Conrad Schlumberger e Marcel Schlumberger tiveram a idéia revolucionária de usar medidas elétricas para mapear rochas de subsuperfície, adquirindo informações sobre suas naturezas, como também, para a presença de hidrocarbonetos. Em 1926, eles criaram a Sociedade de Prospecção Elétrica e, já em 1934, foi criada a *Schlumberger Well Surveying Corporation*, hoje mais conhecida como *Schlumberger Well Services*. Os irmãos *Schlumberger* foram então os responsáveis pela criação das ferramentas de medidas das propriedades das rochas e fluidos, e seus serviços foram vendidos para as grandes companhias de petróleo do mundo. Suas tecnologias são ainda amplamente utilizadas na engenharia de petróleo moderna.

Com base em informações retiradas de Telford (1990), foi elaborada uma tabela com uma síntese da história da perfilagem de poços mundial.

Tabela 4 – Resumo dos principais acontecimentos históricos relativos à perfilagem de poços.

ANO	ACONTECIMENTO
1927	Primeira perfilagem medindo a Resistividade das formações, no campo de óleo de Pechelbron, na França.
1929	Primeira perfilagem realizada nos EUA medindo Potencial Espontâneo.
1930	Primeiras medidas de velocidade sísmica em poços.
1932	Foi feita uma perfilagem com Resistividade e Potencial Espontâneo.
1933	Primeiras medidas de Dip (ângulo e direção das camadas rochosas)
1939	Criado o perfil de Raios Gama.
1941	Criado o perfil de Nêutron.
1941	Archie desenvolveu equações relacionando resistividade com porosidade e saturação de água.
1945	Publicação de Guyod sobre interpretação de perfilagem de poços.
1949	Desenvolvido o perfil de Indução.
1950	Foram desenvolvidos outros perfis elétricos como Micro-Resistividade.
1950	Primeiro perfil contínuo de Dipmeter, utilizando três braços mecânicos.
1953	Criado o perfil contínuo de velocidade acústica (perfil Sônico).
1957	Criado o perfil de Densidade.
1960	Primeira perfilagem combinada (raios gama, potencial espontâneo, indução, resistividade, sônico e caliper.
1972	Introduzido DLL Dual Laterolog.
1980	Completado primeiro trabalho de MWD – Golfo do México.
1984	Criado o perfil de Ressonância Magnética (NMR).
1988	Criada primeira ferramenta de LWD.
1991	Criada ferramentas de pressão de formação "*in situ*" e imagem microresistiva.
1993	Primeira corrida de sônico em ferramenta LWD.
1995	Introduzida resistividade com vários raios em ferramenta LWD. Grande evolução nas ferramentas de LWD e MWD.
1996	Primeira corrida de perfil de imagem sônica.
1998	Criado DLL de alta resolução.
2003	Criado equipamento que permite a orientação do poço sem a necessidade de parar a perfuração (*Rotary Steerable*).

A atividade de perfilagem de poços de petróleo no Brasil teve seu início no final da década de 40, seguindo a tendência mundial de avaliar os reservatórios de hidrocarbonetos por meio de métodos elétricos. Aos primeiros registros, interpretados de forma artesanal, seguiram-se as aquisições de propriedades elétricas, acústicas e radioativas de forma sistemática, com a perfuração contínua de poços após a criação da Petrobras em 1953. Todos os serviços eram registrados em forma analógica, reproduzidos em filmes e cópias em papel. No final da década de 70, chegaram as primeiras unidades informatizadas, permitindo o registro digital dos dados e a utilização de conjuntos de ferramentas. As operações de campo tornaram-se mais rápidas e eficientes, com a aquisição, em uma só descida, de todos os perfis constantes do conjunto básico empregado pela Petrobras (Beer *et.al.*, 1999).

b – Definições

A perfilagem de poço é definida (Ellis, 1987 *apud* Lima, 2005) como um registro das características da formação litológica atravessada por uma ferramenta de medida em um poço. Entretanto, perfilagem de poço possui diferentes significados para diferentes áreas de especialidade. Para os geólogos, é principalmente uma técnica de mapeamento de exploração de subsuperfície. Para os petrofísicos, é uma ferramenta de avaliação do potencial de produção (de hidrocarboneto) de reservatórios. Para o geofísico, é uma importante fonte de dados para análises de horizontes (sísmicos, elétricos etc.) e correlação com o poço. Para o engenheiro de reservatório, ela constitui fonte de valores para utilizar em simulações (Lima, 2005).

Os perfis de poços são usados principalmente na prospecção de petróleo e de água subterrânea. Eles têm sempre como objetivo principal, a determinação da profundidade e a estimativa do volume da jazida de hidrocarboneto ou do aqüífero. Para fazer uma perfilagem

em um poço, são usadas diversas ferramentas (sensores) acopladas a sofisticados aparelhos eletrônicos. Estes sensores são introduzidos poço adentro através das tubulações de perfuração, registrando, a cada profundidade, as diversas informações relativas às características físicas das rochas e dos fluidos em seus interstícios (poros).

A perfilagem de poços de petróleo pode ser feita por duas maneiras: via instrumentos colocados no final de cabos (*wireline* – perfilagem a cabo) e que fazem as medidas do fundo do poço até acima, obviamente após a perfuração do poço; e mais recentemente foi criada uma nova técnica que consiste na instalação dos instrumentos abaixo das colunas de perfuração e, consequentemente, acima da broca, fazendo com que as medidas das propriedades das rochas sejam realizadas ao mesmo tempo em que perfura (*logging while drilling* – LWD). Os dados são armazenados em equipamentos localizados no final da coluna de perfuração e transmitidos em tempo real (*real time*) por pulsos de pressão através do fluido de perfuração. Ao término da perfuração ou da fase de perfuração, tais dados armazenados são enviados para os computadores, já com os equipamentos na superfície. A diferença do LWD é que ele registra os dados com baixas freqüências de acordo com a velocidade de perfuração. Quanto maior a taxa de perfuração, menor é a freqüência dos dados e mais prejudicados os perfis. Dessa forma, sempre em áreas de interesse, após a perfuração com LDW, fazem corridas a cabo para consolidação e controle de qualidade das leituras feitas em tempo real.

As ferramentas utilizam diversas características e propriedades das rochas, que podem ser observadas através de registros elétricos, nucleares ou acústicos.

PROPRIEDADE ELÉTRICA – Apresenta como principal parâmetro a resistividade, em que nas rochas sedimentares varia entre 0,5 e 1.000 Ωm. Resistividade acima de 1.000 Ωm é rara (Lima, 2005). Como a matriz da rocha é formada, quase que na sua totalidade, por minerais

altamente resistivos, a corrente elétrica não se propaga pelos grãos, mas sim através das soluções eletrolíticas, muito mais condutivas, que ocupam os espaços vazios interligados. A resistividade das soluções eletrolíticas intersticiais (que estão nos poros das rochas, e em vesículas ou fraturas) varia entre 0,05 e 100 Ωm. Desta forma, uma rocha se torna mais ou menos condutora da corrente elétrica, a depender da maior ou menor interconexão entre seus poros (porosidade) e da maior ou menor concentração iônica de sua solução. A escassez de fluidos condutores ou então a presença de fluidos isolantes, como o petróleo, torna a rocha menos condutiva. Outro fator importante é a molhabilidade entre fase líquida e fase sólida, no qual atua favorecendo a aproximação entre partículas, eliminando boa parte da porosidade e conseqüentemente reduzindo a área superficial, aumentando desta forma a densidade do material, assim como, mudanças nas propriedades elétricas do meio, influenciando diretamente nas leituras de resistividade. As argilas, além de serem freqüentes, em razoáveis proporções volumétricas, apresentam uma elevada quantidade de cátions adsorvidos às suas superfícies de contato. Ela pode ser encontrada nas rochas nas seguintes formas: dispersa (preenchendo poros), estrutural (como grãos) ou laminar (em camadas), sendo que cada forma influencia de maneira diferente as propriedades petrofísicas. Essa propriedade adsortiva e a capacidade de troca iônica influenciam, caracteristicamente, a condutividade das rochas argilosas. Um arenito sem argila é mais resistivo que um arenito com alguma argila, desde que ambos tenham o mesmo tipo de fluido intersticial e porosidade (Lima, 2005). A Tabela 5 mostra a resistividade de vários componentes de interesse na perfilagem de formações sedimentares.

Tabela 5 – Resistividades elétricas de materiais (modificado de Tittman, 1986 apud Lima, 2005).

Material	Resistividade (Ω.m a 18-20 °C
Quartzo	$10^{12} - 3 \times 10^{14}$
Petróleo	$10^{9} - 10^{16}$
Água destilada a 2 kppm NaCl	3,4
Água destilada a 100 kppm NaCl	0,09
Argila/Folhelho	2 – 10
Arenito com água salgada	0,5 – 10
Arenito com óleo	$5 - 10^{3}$
Calcáreo compactado	$10^{3} - 10^{4}$
Dolomita	$10^{3} - 10^{4}$

PROPRIEDADE RADIOATIVA – As propriedades radioativas são determinadas pelo número de prótons nos núcleos atômicos e caracterizam diferentes elementos químicos. Um mesmo elemento pode ter um número definido de prótons, podendo, entretanto, variar o seu número de nêutrons. Átomos com o mesmo número de prótons e diferentes números de nêutrons são denominados de isótopos. Alguns isótopos são estáveis, isto é, eles não mudam suas estruturas atômicas ou seu estado energético. Por outro lado, quando as forças nucleares se desestabilizam, os isótopos modificam suas estruturas, passando a emitir energia em forma de radiação, na tentativa de retornar à estabilidade, e se transformar em elementos diferentes. De quase 1.400 isótopos conhecidos, atualmente, 1.130 deles são instáveis e apenas 65 ocorrem naturalmente, os demais são artificiais. (Lima, 2005). De acordo com este autor, as rochas sedimentares podem ser divididas, de acordo com sua radioatividade natural, em três grandes grupos:

- Rochas altamente radioativas – folhelhos de águas profundas, folhelhos pretos betuminosos, evaporitos potássicos e algumas rochas ígneas e metamórficas;

- Rochas medianamente radioativas – folhelhos e arenitos com grande quantidade de feldspatos potássicos de águas rasas, carbonatos e dolomitos argilosos;

- Rochas de baixa radioatividade – grande maioria de arenitos, carvões e evaporitos não potássicos (halita, anidrita, gipsita).

PROPRIEDADE ACÚSTICA – A velocidade de propagação do som depende do meio em que viajam as ondas elásticas, sendo muito mais rápido nos sólidos que nos fluidos. Portanto, a velocidade de propagação da onda nas rochas depende do material (mineralogia), da separação entre os componentes sólidos (geometria porosa) e da concentração dos componentes fluidos nos grãos. Desta forma, o tempo que o som leva para percorrer um determinado espaço de um material, pode ser usado para determinação das constantes elásticas deste material e análise quantitativa da porosidade.

Portanto, a perfilagem trata-se de uma excelente tecnologia para auxiliar na caracterização das formações de subsuperfície, analisar a natureza dos fluidos que preenchem os poros de rochas sedimentares, como também, quantificar as saturações de água, óleo e gás.

As ferramentas de perfilagem são desenhadas para adquirir dados sob uma ampla variação das condições do poço. Fatores do ambiente do poço como diâmetro do poço e propriedades da lama, afetam de modo significante as medidas de perfis. Portanto, antes de qualquer análise de perfil, torna-se fundamental a correção destes efeitos, ou seja, a correção ambiental, para melhor descrição das propriedades físicas da formação.

c – Perfis

A seguir serão detalhados os tipos de perfil mais utilizados na indústria do petróleo atual.

c.1 – CALIBRE (CÁLIPER)

É um perfil auxiliar que consta do registro contínuo das variações, em polegadas, para mais (desabamento) ou para menos (reboco ou estrangulamento), do diâmetro do poço. Pode apresentar dois ou mais braços, articulados e geralmente acoplados a bobinas. O movimento constante destes braços abrindo e fechando, geram respostas elétricas nestas bobinas que são relacionadas à geometria da parede do poço, podendo desta forma ainda calcular o volume do mesmo.

O perfil de caliper também pode dar razoáveis indícios sobre a litologia como nos casos de rochas permeáveis, como arenito, que apresenta redução no diâmetro do poço pela gradual deposição de materiais sólidos compostos na lama de perfuração, formando reboco nas paredes internas do poço, enquanto que o filtrado (parte líquida) penetra na camada permeável. No caso dos folhelhos, eles se incorporam à lama ou desmoronam, aumentando, deste modo, o diâmetro do poço que, teoricamente, deveria ser igual ao diâmetro nominal da broca.

c.2 – POTENCIAL ESPONTÂNEO (SP)

O perfil de potencial espontâneo é comumente utilizado para localização de camadas permeáveis, assim como, definição de contatos, correlações e determinação da resistividade de água e argilosidade das formações (Bemerguy & Pena, 1972).

Trata-se do resultado da medida de pequenas diferenças de potencial (milivolt) criadas num poço por efeitos eletroquímicos entre o filtrado do fluido de perfuração, os folhelhos e as águas das formações permeáveis, atravessadas pelo poço. O potencial elétrico é gerado pelo contraste entre as salinidades da água da formação e do filtrado do fluido de perfuração. Se a salinidade da água da formação for maior que a do filtrado, o SP sofre uma deflexão para a esquerda; se for menor, a deflexão será para a direita. Diante de rochas não reservatório, não há deflexão e o SP segue o que se chama "linha de folhelho". Este perfil é mais confiável em poços terrestres, em conseqüência da dificuldade de se fixar um eletrodo de superfície em poços marítimos (Feijó & Magalhães, 2006).

c.3 – RAIOS GAMA (GR)

O perfil de raios gama é um registro contínuo da radiação gama emitida pelos principais radioisótopos presentes naturalmente nas rochas, quais sejam, o potássio-40, o bismuto-214 da série do urânio e o tálio-208 da série do tório. A importância destes elementos deve-se à relativa abundância litológica, em relação a outros elementos radioativos, e também às suas meia-vidas elevadas, se aproximando à idade da Terra ($4{,}5 \times 10^{9}$ anos). Para a discriminação dos três elementos acima mencionados é necessário correr o perfil de raios gama espectral.

A intensidade ou quantidade da radiação, está relacionada com o número de fótons detectados na unidade de tempo. A contagem estatística total da radiação gama emitida por estes radioisótopos é feita por um detector (cintilômetro) transportado pela sonda, que mede a radioatividade, usualmente em unidade API (padrão do *American Petroleum Institute*).

O perfil de raios gama pode ser usado para caracterizar litologias, já que ele possibilita a distinção entre folhelhos e não-folhelhos, para efetuar a correlação entre poços vizinhos e para determinar a proporção de argila em arenitos (Feitosa e Manuel Filho, 1997; Lima, 1999; Ransom, 1995). O conhecimento do volume de argila, em uma rocha, é importante, pois,

quanto maior o porcentual de argila na rocha, maior a sua capacidade de retenção de água, diminuindo sua permeabilidade. A grande vantagem desse perfil reside no fato de ser possível a sua realização por dentro de tubulações (poços revestidos), tornando-se muito útil em trabalhos de completação e restauração dos poços.

O potássio natural contém cerca de 0,012 % do isótopo radioativo K^{40}. Ele é abundante nos feldspatos e nas micas, que se decompõe em argilominerais, que por sua vez, concentram outros elementos pesados através dos processos de troca catiônica e de adsorção. O folhelho é, portanto, a litologia mais radioativamente natural entre as rochas sedimentares, exceção feita aos evaporitos potássicos e as rochas cristalinas. Desta forma, o perfil de raios gama reflete a proporção de folhelho ou argila de uma formação e pode-se então utilizá-lo como um indicador do teor de folhelho ou argilosidade.

Mesmo que o perfil GR seja uma importante ferramenta para a análise tradicional de formações argilosas, a interpretação de suas medidas requer cuidados especiais, pois impregnações radioativas alteram suas respostas, como, por exemplo, a presença de arenitos monazíticos ou com presença de feldspatos potássicos (k-feldspatos) que também geram valores altos, semelhantes à dos folhelhos.

O perfil de raios gama convencional é, ainda hoje, um dos melhores indicadores litológicos, principalmente nas rochas sedimentares. Esta é a razão pela qual ele é utilizado nos trabalhos de correlação entre poços, uma vez que se podem distinguir arenitos e/ou carbonatos dos folhelhos, desde que os dois primeiros tipos não estejam contaminados.

c.4 – RESISTIVIDADE

A perfilagem elétrica objetiva determinar a resistividade das formações.

A resistividade de uma rocha depende de um conjunto de fatores, dentre os quais pode-se citar: a resistividade da água presente nos poros, cujo valor irá depender da natureza e

concentração dos sais dissolvidos; a quantidade de água presente, que implica nos parâmetros de porosidade e saturação; a natureza e percentagem das argilas e minerais condutores presentes, e sua distribuição, isto é, a litologia e textura da rocha (Asquith & Gibson, 1982 *in* Rabelo, 2004)

Algumas sondas utilizam eletrodos de corrente e de potencial na aproximação de fontes pontuais, como é feito o perfil elétrico convencional (ES). Tem-se uma fonte eletromotriz que injeta uma corrente elétrica nas formações por meio de eletrodos ou conjunto de eletrodos focalizadores. A determinação da diferença de potencial (ddp) é feita por outros dois eletrodos ou conjuntos que podem estar fixados na sonda. Como a medida da ddp é feita no interior do poço, no caso de fluidos de perfuração muito salgados ou fluidos à base de óleo, estas ferramentas não funcionam, devido as suas altas condutividades (Jesus, 2004). O perfil elétrico convencional é, atualmente, uma ferramenta obsoleta.

Este perfil se utiliza da emissão de uma corrente elétrica constante para dentro do poço. Caso a lama seja isolante ou de alta resistividade (lama a base de óleo, gás ou ar), a corrente não atingirá as rochas e os perfis apresentarão valores quantitativos irreais. Por sua vez, se a lama for extremamente salgada (>50.000 ppm), a corrente tenderá a fluir dentro do próprio poço não penetrando também nas rochas. Esta ferramenta não é indicada para situações extremas de lama ou fluido de perfuração.

O perfil de indução (ILD), criado por Doll em 1949 (Jesus, 2004), foi especialmente construído para ser utilizado em poços com lama a base de óleo. A ferramenta de indução é basicamente constituída de duas bobinas coaxiais, uma transmissora e outra receptora, enroladas em um mandril isolante e separadas por uma distância de 1 m. A bobina transmissora é energizada por um oscilador, gerando, assim, um campo eletromagnético de mesma freqüência, o qual induz um campo elétrico no meio geológico circundante. Este campo elétrico gera neste meio uma corrente elétrica de intensidade proporcional à

condutividade elétrica do meio. Embora a disposição das bobinas não tenha sido feita para lamas condutoras, a ferramenta pode ser utilizada, sem maiores problemas, em lamas a base de água do mar, ou lamas com salinidade ainda maior (o limite depende do diâmetro do poço e da resistividade da seção em estudo) (Frank &Bemerguy, 1972).

Este perfil é o único perfil de resistividade que pode ser corrido em lama não condutiva. O fato de ele apresentar duas curvas, para uma possível visualização qualitativa da invasão (RSN e RIL), já o torna muito mais importante que o lateroperfil (a ser visto em seguida).

Tendo em vista os problemas ocasionados pelas lamas à base de sal (condutivas) sobre os perfis do tipo elétrico e elétrico-indução, comentados acima, as companhias de serviços de perfilagem passaram a desenvolver ferramentas que eliminassem ou minimizassem tais efeitos. Para isto é necessário que a corrente elétrica seja forçada (focalizada) para dentro das camadas, sob a forma de um sistema elétrico em série, onde a resistência de menor valor (Rm) não influencie demasiadamente a leitura total. O lateroperfil (LL) foi construído de forma a eliminar o efeito do poço e das camadas adjacentes, forçando a corrente a circular radialmente na formação como uma delgada lâmina. Trata-se de um sistema com diferentes arranjos de eletrodos, resultando num perfil de resistividade aparente. A determinação da resistividade verdadeira das formações atravessadas pelo poço é obtida da análise de conjuntos de perfis com diferentes raios de investigação (Ransom, 1995; Feitosa e Manuel Filho, 1997; Lima, 1999) *apud* (Jesus, 2004).

Existem ainda os perfis de múltiplas resistividades, na qual a principal função é a medição das resistividades das diversas zonas radiais ao poço, de tal modo que se possa obter Rt, Rxo e Di. Neste grupo se enquadram: duplo-indução (DIL) e duplo-lateroperfil (DLL).

Os perfis de macro-resistividade, estudados anteriormente, investigam grandes volumes de rocha com a finalidade de obter a resistividade da zona virgem (Rt) de uma camada. A miniaturização das macro-ferramentas traz como conseqüência a diminuição das esferas

equipotenciais de medição, possibilitando a realização de leituras das resistividades das zonas mais próximas à parede do poço (Rxo). Assim, sob o título de ferramentas de micro-resistividade são enquadrados todos os perfis de resistividade com pequenos volumes de investigação. Os perfis mais comuns de micro-resistividade são: microperfil (ML), micro-lateroperfil (MLL) e micro-proximidade (PL).

De acordo com a Lei de Archie, que através de experiências elaborou-a em 1942, na qual ele obteve a relação entre resistividade, porosidade e saturação, a seguir:

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{a \,.\, Rw}{Rt \,.\, \phi^m}}$$

Onde, Sw é a saturação da água, Rw é a resistividade da água de formação, Rt é a resistividade "bulk" volumétrica. m e n são fator de cimentação e expoente de saturação, respectivamente e a é uma constante (fator de referência – quase sempre é 1).

A Lei de Archie supõe que os poros das rochas estejam completamente saturados por água e que o volume de água contido reflita a porosidade. Isto nem sempre é verdadeiro, uma vez que os poros podem conter ar, gás ou mesmo petróleo. Desse modo, torna-se necessário introduzir o índice de resistividade, que é a relação entre a resistividade da rocha com o grau de saturação considerado e com os poros efetivamente preenchidos com água.

Portanto, o perfil de resistividade é utilizado para várias aplicações, tais como: obter a resistividade real da formação, definição do diâmetro de invasão do fluido de perfuração, indicação qualitativa da permeabilidade, indicador de fluido em conjunto com os perfis de porosidade, determinação de Rt, cálculo de Sw, definição de anisotropia do reservatório, etc.

c.5 – SÔNICO (DT)

O perfil sônico ou acústico foi introduzido nos anos 50, com o objetivo de prestar apoio à prospecção sísmica; posteriormente, passou a ser exaustivamente utilizado para estudos da porosidade total (ϕ_t) das rochas atravessadas pelo poço.

A perfilagem acústica tem como resultado o perfil sônico no qual é medido o tempo de propagação de um pulso compressional (onda p), gerado num transmissor e registrado em dois receptores distintos, com espaçamentos definidos, diferentes do transmissor. Tais espaçamentos são determinados de tal forma que não sejam detectadas reflexões, mas somente refrações, como pode ser visto na Figura 11.

Os receptores são instalados na sonda a uma distância de 1 pé, e medem a diferença de tempo das primeiras chegadas neles. A diferença entre os dois tempos de chegada (transmissor – receptor 1 e transmissor – receptor 2) é chamada de tempo de trânsito (t) ou *delay time* (DT).

Para a obtenção da porosidade através do perfil sônico, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$\phi = \frac{t_{perfil} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}$$

Onde: ϕ = porosidade da rocha
t_{perfil} = tempo de trânsito total da rocha pelo perfil
t_{ma} = tempo de trânsito somente da matriz da rocha
t_f = tempo de trânsito do fluido contido nos poros

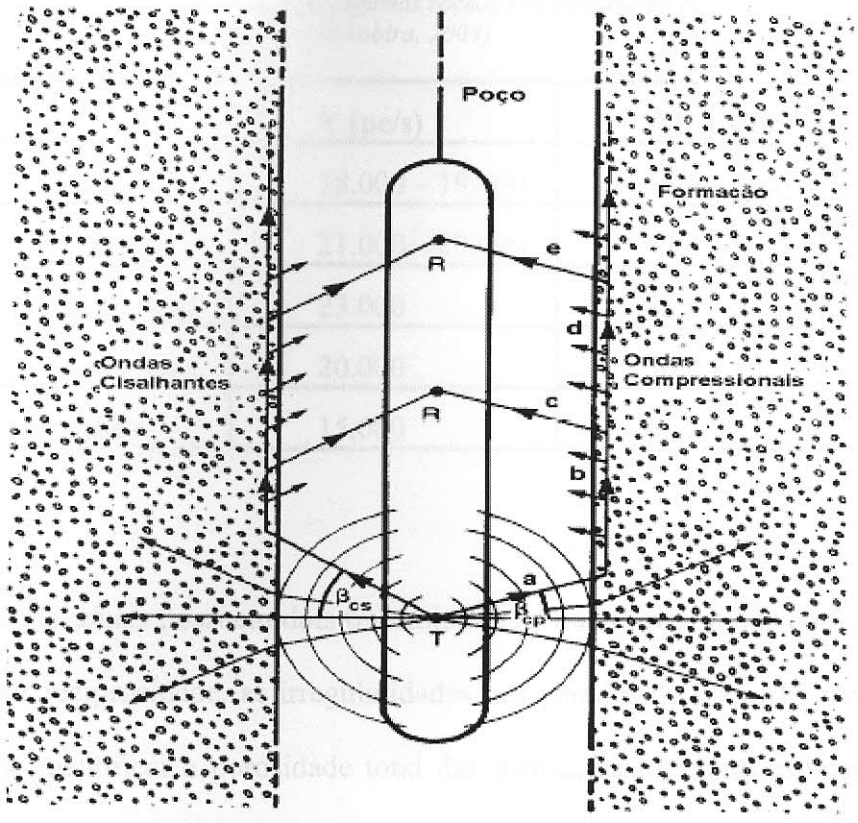


Figura 11 – Ferramenta sônica, mostrando o traçado ideal do raio refratado na parede do poço (Tittman, 1986 apud Lima, 2005).

O tempo de trânsito (t) guarda uma relação direta com a porosidade da rocha. Quanto maior o t, maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade, sendo a recíproca verdadeira. Consequentemente, a maior vantagem do perfil sônico provém da relação direta que existe entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e a sua porosidade (Willye, 1956). Eventualmente, tempos elevados podem representar fraturas, desmoronamentos ou presença de gás no poço. A tabela 6 abaixo mostra a velocidade e o tempo de trânsito em algumas rochas em estudos de reservatórios.

Tabela 6 – Velocidade e tempo de trânsito de algumas rochas (Modificado de Schlumberger, 1987 apud Ushirobira, 2004).

	V (pe/s)	DT (μs/pe)
Arenitos	18.000 – 19.500	55,5 – 51,0
Calcáreos	21.000 – 23.000	47,6 – 43,5
Dolomitos	23.000	43,5
Anidrita	20.000	50,0
Halita	15.000	66,7

As ferramentas atuais possuem dois transmissores e quatro receptores com a finalidade de compensar, por reciprocidade, as irregularidades nas paredes do poço. O perfil sônico é muito usado para quantificar a porosidade total das rochas, assim como estimar o grau de compactação das rochas ou suas constantes elásticas, detectar fraturas e apoiar a exploração via elaboração de sismograma sintético (Ransom, 1995; Feitosa e Manuel Filho, 1997).

Como a faixa de freqüência dos perfis sônicos (kHz) é bastante distinta da faixa da sísmica (Hz), podem ocorrer diferenças significativas em termos de estimativas de velocidades.

c.6 – DENSIDADE (RHOB)

O perfil de densidade é um registro contínuo das variações de densidade eletrônica das formações atravessadas pelo poço. A ferramenta que fornece o perfil de densidade dispõe de um sistema de patim metálico, uma fonte de raios gama e um detector cintilométrico.

A ferramenta de densidade consiste de uma fonte radioativa de raios gama, geralmente césio-137, montada em um mandril com patins metálicos, os quais são pressionados contra a parede do poço (Figura 12). Observa-se que a ferramenta é mantida em contato com a parede do poço por um braço hidráulico. A fonte é a responsável pela emissão de raios gama de alta

energia, que interagem com os elétrons dos átomos da formação. Esta interação pode ser de três modos diferentes: efeito fotoelétrico, efeito Compton e produção do par elétron-pósitron; onde destaca-se apenas os dois primeiros, de interesse para a geofísica de poço.

O efeito fotoelétrico resulta da interação do raio gama com um elétron, liberando-o da atração do núcleo do átomo. Neste processo, o raio gama incidente é absorvido e transfere toda a sua energia para o elétron, que é ejetado de sua órbita natural. Se a energia do raio gama incidente é suficientemente grande, o elétron é expelido do átomo interagindo com o material adjacente. Normalmente, o elétron ejetado é substituído por outro, próximo, com energia que depende do número atômico do material, porém geralmente abaixo de 100 keV.

O efeito Compton também envolve interações dos raios gama com os elétrons orbitais. É um processo no qual somente parte da energia do raio gama é cedida para o elétron. A diferença entre a energia do raio gama incidente e a energia do raio gama dispersado é cedida para o elétron. O processo Compton se evidencia no intervalo energético de 0,1 a 1,0 MeV, e é o modo preferencial de interação entre os raios gama e as rochas.

Nos casos de rochas reservatório (permo-porosas), a medição realizada pelo perfil inclui tanto a densidade da matriz da rocha, quanto à dos fluidos contidos no espaço poroso.

A estimativa de porosidade em um reservatório utiliza a relação de balanço de massas, na qual a densidade total de uma zona é a soma das densidades dos materiais desta zona, multiplicado por suas respectivas proporções volumétricas (Doveton, 1986).

O perfil de densidade, além de fornecer a densidade das rochas, é usado no cálculo de porosidade, na identificação de hidrocarbonetos leves e no apoio à exploração sísmica com o cálculo de sismogramas sintéticos. A ferramenta tem sua calibração de construção referida a uma dada matriz rochosa e a contagem da radiação feita pelo detector é convertida automaticamente em unidade de densidade (g/cm^3).

O cálculo da porosidade através do perfil de densidade pode ser realizado de duas maneiras: através de fórmula empírica e através do método direto do perfil de densidade.

- fórmula

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

onde: ϕ = porosidade da rocha

ρ_{ma} = densidade da matriz da rocha

ρ_b = densidade total da rocha medida pelo perfil

ρ_f = densidade dos fluidos contidos nos poros da rocha

- método direto

1- Marcar a linha referente ao RHOB da matriz (arenito=2,65 g/cm^3).

2- Cada linha vertical à esquerda da linha da densidade da matriz (2,65) equivale a 3% de porosidade.

3- O valor da porosidade no ponto desejado é a soma dessas linhas, no sentido horizontal.

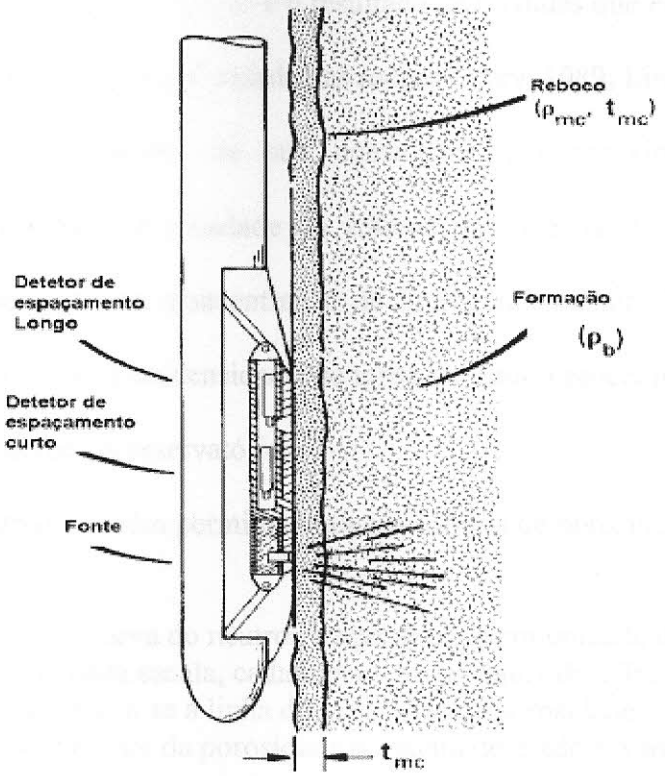


Figura 12 – Modelo da ferramenta de densidade (Ellis, 1987 apud Lima, 2005).

c.7 – NÊUTRON (NPHI)

As sondas neutrônicas são constituídas de uma fonte de nêutrons e um, dois ou quatro diferentes detectores (Figura 13). A fonte emite nêutrons rápidos com energia na ordem de 4 MeV, os quais penetram nas camadas adjacentes ao poço.

Através de colisões elásticas, os nêutrons perdem parte da energia com que foram emitidos, até atingir o nível termal de equilíbrio com o meio ambiente da ordem de 0,025 MeV a 20° C.

Sabe-se que a maior quantidade de perda ocorre quando os nêutrons se chocam com núcleo de massa praticamente igual à sua, portanto, com um núcleo de hidrogênio, por apresentar massa quase idêntica a dos nêutrons.

A contagem dos nêutrons termalizados realizada por um detector fornece a quantidade de hidrogênio presente na formação rochosa, geralmente nos hidrocarbonetos e na água de

seus poros. Portanto, o perfil neutrônico é o resultado de medidas que podem ser interpretadas quantitativamente em termos da porosidade das rochas (Nery, 1989; Lima, 1999).

Alguns óleos, a depender de sua densidade, têm aproximadamente a mesma concentração de hidrogênio por unidade de volume que a água. Já o gás ou óleos leves (condensados) apresentam uma concentração de hidrogênio menor, fazendo com que esta ferramenta, combinada com a de densidade, se torne um ótimo procedimento na identificação da presença de gás nas rochas reservatório.

O perfil de nêutron também permite uma leitura direta de porosidade.

1- A curva do nêutron é apresentada em unidade de porosidade.
2- Nesta escala, cada linha vertical equivale a 3% de porosidade.
3- Marca-se a linha do zero (0%) de porosidade.
4- O valor da porosidade no ponto desejado é a soma dessas linhas na vertical.
5- Como o equipamento do nêutron é calibrado para calcáreos, adiciona-se 4% para a porosidade lida no ponto desejado.

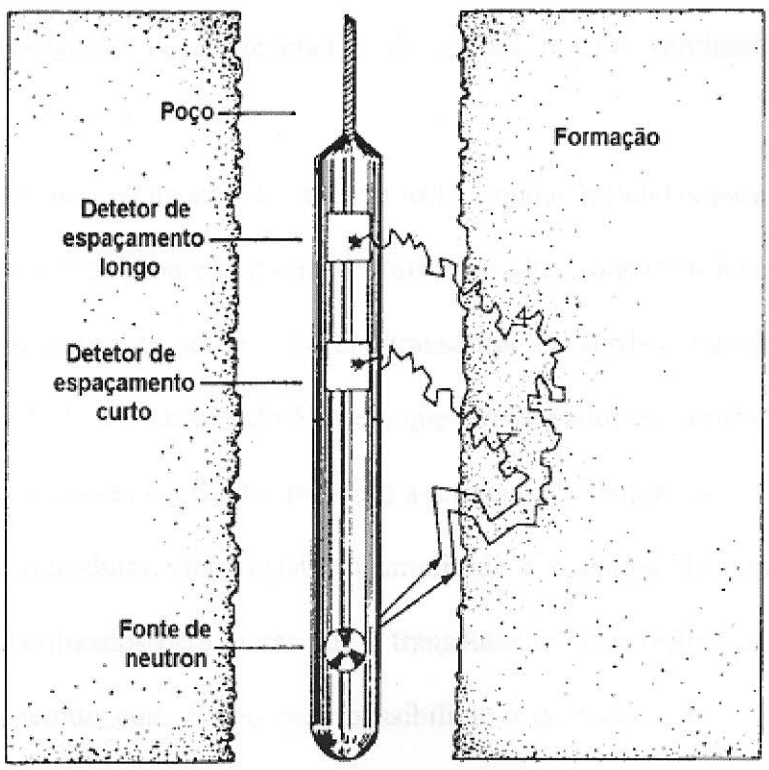


Figura 13 – Representação esquemática de Ferramenta Neutrônica com dois detectores (adaptado de Ellis, 1987 apud Lima, 2005).

c.8 – IMAGEM

Existem dois métodos de perfil de imagem: método micro-resistivo (elétrico) e ultra-sônico (acústico).

O princípio físico das medições do perfil de imagem elétrica é o mesmo da ferramenta Dipmeter (ferramenta na qual mede o ângulo e direção das camadas rochosas em subsuperfície), mas estas ferramentas possuem um número muito maior de eletrodos em cada patim, o que lhe confere muito maior cobertura lateral. Uma corrente alternada de baixa freqüência é emitida por pequenos eletrodos montados sobre patins, os quais são pressionados contra a parede do poço.

Imagens elétricas da parede do poço representam variações de resistividade da formação geológica, dentro de uma região muito próxima da parede do poço. Elas mostram padrões estruturais das camadas rochosas com uma resolução muito alta, estimada da ordem de 1 cm, embora fraturas condutivas tão estreitas quanto 10 micra possam ser individualizadas. Os patins precisam correr em contato direto com a parede do poço, sem afastadores, pois a profundidade de investigação da ferramenta é de apenas poucos centímetros dentro da formação.

O método ultra-sônico (acústico) de imagem utiliza ondas refletidas para criar imagem orientada similar a um corte da parede do poço. Pulsos de ultra-sons (500 KHz) são gerados por ressonador piezo-elétrico no interior de um transdutor de acrílico transparente (figura 3.10). Esses pulsos se deslocam através do óleo em que o ressonador está imerso e atravessam o acrílico e se propaga através do fluido do poço; a energia é refletida na parede do poço e captada pelo mesmo transdutor, que registra a amplitude e o tempo de trânsito do pulso decorrido. Filtros são utilizados para evitar que o transdutor registre reflexões do acrílico. O poço deve estar preenchido com fluido para possibilitar o deslocamento dos pulsos ultra-sônicos.

A amplitude do pulso que retorna é uma função da refletividade da parede do poço. Se o mandril atravessar uma rocha compacta, a energia que retornará provocará um registro mais forte no transdutor. Se a formação for "mole", então menos energia será refletida. Também, se a superfície do poço for áspera ou irregular devido à presença de fraturas ou outras estruturas, então a energia será dispersada e um retorno fraco será registrado (Robertson Geologging, 2000 *in* Lima, 2005).

O tempo de trânsito nesta ferramenta é uma simples função do diâmetro do poço e a velocidade do som no fluido do poço (geralmente 1,5 km/s).

Este método é utilizado principalmente para localização e orientação de fraturas, cavernas e danos no revestimento.

O imageamento de poço é o registro a cabo das propriedades da superfície da parede do poço. Essas propriedades são registradas em função de duas variáveis independentes: profundidade e azimute. O processamento de imagens de poço é semelhante ao dispensado a outros tipos de imagens digitais. Operações típicas, como aumento de contraste, suavização, detecção de bordas, segmentação, etc, são feitas da mesma forma que nas imagens digitais comuns.

A apresentação gráfica dos perfis de imagem é geralmente feita num sistema de coordenadas de profundidades e azimutes, isto é, o poço é "aberto" num plano, cortado por definição, ao longo da direção do norte magnético. Nessa projeção, um plano com mergulho tem a forma de uma senóide. Os níveis de resistividade relativa podem ser mapeados em tons de cinza, com os tons mais claros para as resistividades mais altas, ou com paletas de cores.

Imagens de poço são equivalentes a testemunhos ou fotografias de afloramentos e, como tal, elas trazem informações sobre a estrutura das rochas. Um técnico treinado pode reconhecer imediatamente elementos estruturais típicos como estratificação paralela, cruzada ou lenticular, dobras, fraturas, etc.

c.9 – RESSONÂNCIA MAGNÉTICA (RMN)

Ressonância Magnética Nuclear pode indicar a distribuição e o tamanho de poros em uma rocha, a partir dos quais o índice de permeabilidade pode ser estimado. A RMN é um fenômeno pelo qual o núcleo de um átomo de hidrogênio (1 próton) absorve radiação eletromagnética de uma freqüência específica na presença de um campo magnético forte. O campo magnético é aplicado para estimular os núcleos a saírem do estado de equilíbrio de baixa energia e descanso. Então o estímulo é parado e o tempo que leva para os núcleos voltarem ao seu estado anterior de equilíbrio é medido. Em rochas saturadas com água, esse intervalo de tempo - o "tempo de relaxação da RMN" – pode indicar o tamanho de poros: quanto maiores eles forem, maior será o tempo de relaxação. Os princípios da RMN também são aplicados como um método não abrasivo seguro de fazer imagens do interior do corpo humano e há várias outras aplicações.

c.10 – PRESSÃO DE FORMAÇÃO E AMOSTRAGEM LATERAL

Em uma perfuração de cunho exploratório, ferramentas *wireline* podem medir diretamente a pressão de fluidos nas rochas através de sondas pressionados contra a parede do poço. A válvula é aberta para permitir que uma quantidade limitada de fluido passe pela sonda, então a sonda é fechada. A pressão é medida ao longo de todo o processo e registrada em carta. A velocidade na qual a pressão cai durante o fluxo de fluido, e depois volta quando o fluxo acaba, dá uma indicação da permeabilidade "*in situ*" média efetiva da reserva. Isso é chamado de "análise transiente de pressão". Tais ferramentas, nas quais apresentam nomenclaturas diferentes para cada empresa (por exemplo, na *Halliburton* é chamada de RDT; já na *Schlumberger*, de MDT; entre outras) possuem sondas múltiplas, fornecendo medições de pressão e amostras de fluidos de vários lugares na formação do reservatório.

Dados de pressão de sondas múltiplas também podem fornecer uma indicação de variações na permeabilidade dependente da direção do fluxo através de rochas do reservatório.

Esse tipo de ferramenta, podendo variar de empresa para empresa, pode monitorar até oito propriedades referentes aos fluidos e à formação, incluindo: resistividade/capacidade; viscosidade; densidade; ponto da bolha; compressibilidade; permeabilidade horizontal; permeabilidade vertical; e anisotropia. O acesso em tempo real aos dados, permite que os operadores determinem o ponto o melhor em que para adquirir amostras laterias das formações.

Esta ferramenta permite obter medições durante a perfuração. Sua utilização permite ao mesmo tempo aumentar a segurança e otimizar a perfuração. Fornece antecipadamente medições confiáveis de propriedades chave do reservatório melhorando a sua compreensão e permitindo otimizar a completação.

Existem ferramentas que obtém medições de pressão de poro direta enquanto o poço está sendo perfurado, com exatidão e precisão comparáveis com as dos testadores a cabo, como é o caso do GeoTap, da *Halliburton*. O serviço GeoTap pode eliminar o tempo, risco e custo associados à utilização de ferramentas de teste a cabo descidas com a ajuda de coluna de tubos. A ferramenta GeoTap também mede a pressão no interior da coluna e anular enquanto se perfura, fornecendo informações exatas, contínuas e em tempo real da pressão hidrostática e da densidade de circulação equivalente (ECD). Isso ajuda a determinar e manter um peso de fluido ideal, reduzindo o dano à formação, aumenta a taxa de penetração e a segurança operacional.

Para realizar um teste, a ferramenta é posicionada em frente à formação de interesse utilizando para isso sensores de MWD. A configuração do teste é transmitida à ferramenta, a partir da superfície, por pulso de pressão. O sensor GeoTap estende um conjunto de *pad* de borracha/probe contra a parede do poço. Um tubo tipo "snorkel" se estende ainda mais de

modo a penetrar no reboco, proporcionando uma excelente comunicação com a parede do poço/formação. O sensor mede o *drawdown* e a curva de crescimento de pressão para determinar a permeabilidade da formação.

A circulação de fluido pode ser mantida durante os testes de pressão (se não houver motor de fundo no BHA) possibilitando a transmissão em tempo real das informações de pressão e de controle da ferramenta. Isso também reduz o risco da ferramenta ficar presa ou de problemas de controle do poço. A comunicação bi-direcional também permite que se interrompa um teste e que o mesmo seja reconfigurado com parâmetros diferentes mais adequados às características da formação.

c.11 – CHECK-SHOT

Trata-se de um levantamento sísmico no poço, para medir o tempo de onda sísmica da superfície até uma determinada profundidade do poço. A velocidade das ondas P das formações perfuradas pelo poço podem ser medidas diretamente, descendo-se um geofone até cada formação de interesse, produzindo uma onda de choque na superfície e registrando o sinal resultante. Os dados podem então ser utilizados para corrigir o perfil sônico e gerar um sismograma sintético, de modo a confirmar ou modificar as interpretações sísmicas. O check-shot difere do perfil sísmico vertical (VSP) no número e densidade dos registros em profundidade; o geofone pode ser posicionado em lugares quaisquer, enquanto que no VSP, muitos geofones são usados a intervalos regularmente espaçados dentro do poço (Feijó & Magalhães, 2006).

Existem muitos outros tipos de perfis, com as mais diversas aplicações, todas com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

A tabela 7 apresenta um resumo dos métodos de perfilagem de poços, seus parâmetros medidos e propriedades derivadas.

Tabela 7 – Resumo dos métodos de perfilagem e suas características (Frank & Bemerguy, 1972).

PERFIL	PARÂMETRO(S) MEDIDO(S)	PROPRIEDADE(S) DERIVADA(S)
Potencial Espontâneo	Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços	Salinidade das águas da formação/litologia/argilosidade/permeabilidade
Raios Gama Convencional	Conteúdo total em U, Th e K das formações	Litologia/Argilosidade/Geração de hidrocarbonetos
Raios Gama Naturais	Conteúdo parcial e total de U, Th e K, das formações	Litologia/Argilosidade
Elétrico Indução Lateroperfil Múltipla resistividade	Resistividade das regiões mais afastadas das paredes dos poços	Resistividade de grandes volumes de rocha
Microresistividade	Resistividade das regiões mais próximas às paredes dos poços	Resistividade de pequenos volumes de rocha
Densidade	Quantidade de elétrons por unidade de volume de rocha	Porosidade/Densidade das rochas
Litodensidade	Efeito fotoelétrico das rochas	Litologia/Porosidade
Sônico	Tempo que uma onda elástica leva para percorrer 1ft de parede do poço	Porosidade/Velocidade/Constantes elásticas das rochas
Neutrônico	Quantidade do elemento hidrogênio por unidade de volume de rocha	Porosidade/Presença de hidrocarbonetos leves nas rochas
Caliper	Diâmetro do poço	Resistência das rochas / Tensões in situ
Dipmeter	Resistividade em vários pontos localizados em um plano horizontal da ferramenta	Mergulho e direção das camadas / estratigrafia e estruturação das camadas

Com base na análise dos perfis, são decididos quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Se não houver intervalos de interesse, o poço é abandonado. Tais testes de formação têm sido amplamente utilizados na indústria petrolífera para se estimar a capacidade petrolífera do poço (Thomas, 2001).

Apesar dos indícios obtidos durante a perfuração e a perfilagem indicarem a presença de hidrocarbonetos na formação, isto não significa que possam ser produzidos economicamente. Somente o teste de formação (isto é, somente a colocação do poço em fluxo) poderá confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e suas condições ideais de fluxo, nas imediações do poço, para que seja economicamente viável.

Uma das mais importantes atividades da interpretação visual ou manual de perfis, realizada pelo geofísico de poço, para avaliação de reservatórios de hidrocarbonetos é a identificação, em profundidade, das rochas reservatório e, consequentemente, dos seus limites verticais (topo e base). A partir disto, podem-se determinar as espessuras possíveis de conter acumulações de fluidos. A este procedimento, dá-se o nome de zoneamento do perfil, que é a separação formal das rochas reservatório, de interesse para o geofísico de poço, das rochas selantes, através da correspondência entre as propriedades físicas das rochas, mensuradas pela ferramenta de perfilagem e suas propriedades petrofísicas. A mais importante atividade quantitativa do intérprete de perfis é a determinação dos parâmetros petrofísicos das rochas reservatório, com o intuito de identificar a presença e quantificar o volume de hidrocarbonetos.

d – Aplicações

Os fatores que condicionam a escolha de um programa de perfilagem, num determinado poço são: tipo de fluido de perfuração, diâmetro do poço, o seu desvio da vertical (poços direcionais), temperatura e pressão, tipo de seção litológica e os conhecimentos da área de estudo (Frank & Bemerguy, 1972).

O elevado custo dos serviços de perfilagem requer que os programas operacionais sejam ao mesmo tempo completos, econômicos e preparados com antecipação, por pessoas qualificadas que estejam acompanhando não só as operações, como também, a evolução dos conhecimentos geológicos na área em estudo.

Entre as aplicações que modernamente têm sido dadas aos perfis em poços de petróleo, relacionam-se abaixo as mais importantes segundo Frank & Bemerguy (1972):

- Avaliação de camadas com hidrocarbonetos: espessura, porosidade, argilosidade, saturação de água/óleo/gás, indicações de permeabilidade.
- Determinação das litologias, assim como seus contatos e suas profundidades, atravessadas pelo poço.
- Determinação de unidades lito e cronoestratigráficas.
- Correlações entre poços.
- Informações geológicas: grau de compactação de folhelhos, ambientes de deposição, mergulhos estruturais e estratigráficos, falhas, dobras, etc.
- Estudo de gradientes geotérmicos, pressão e variações de salinidade da água de formação.
- Construção de seções estruturais e estratigráficas, mapa de isópacas e mapa isolíticos.

- Apoio à geofísica: determinação de velocidades e densidades intervalares, tempo total e escala tempo/profundidade.
- Apoio à exploração e explotação de jazidas minerais.
- Apoio à hidrogeologia.
- Apoio à perfuração: diâmetro do poço, qualidade da cimentação, desvios da vertical, pressões anormais, etc.
- Apoio à produção: avaliação de reservatórios, oscilações de contatos óleo/água/gás, programas de injeção, isolamento de zonas, recuperação secundária, etc.

A escolha de um programa de perfilagem está condicionada a alguns fatores como:

- ✓ tipo de fluido de perfuração
- ✓ diâmetro do poço
- ✓ desvio do poço
- ✓ temperatura e pressão
- ✓ tipo de litologia
- ✓ tipo de fluido da rocha
- ✓ grau de conhecimento da área
- ✓ informações que se deseja obter
- ✓ disponibilidade de ferramentas
- ✓ custo

VI – PERFILAGEM NA BACIA MADRE DE DIOS

De acordo com estudos realizados por Hermoza (2004), referentes à parte da bacia no Peru, foi sugerido a aplicações dos perfis de raios gama (GR), potencial espontâneo (SP), resistividade (SN e ILD) e sônico (DT), nos poços referentes ao período sin-orogênico, através dos perfis de.

Esta análise dos perfis pode nos fornecer possíveis caracterizações paleoambientais.

Na Bacia Madre de Dios, a série sin-orogênica está dividida em 3 unidades: a Formação Huayabamba, a Formação Ipururo e a Formação Madre de Dios (Campbell *et.al.*, 1996, 2001) *apud* (Hermoza, 2004), como pode ser visto na figura abaixo.

Neste estudo de caso, serão analisadas as curvas a partir do Oligoceno, respectivamente, formações Ipururo e Madre de Dios, em 3 poços perfurados: Puerto Primo 2X, Pariamanu 1X e Carayacu 1X, como podem ser vistos na Figura 15, assim como na Figura 6a da página 23..

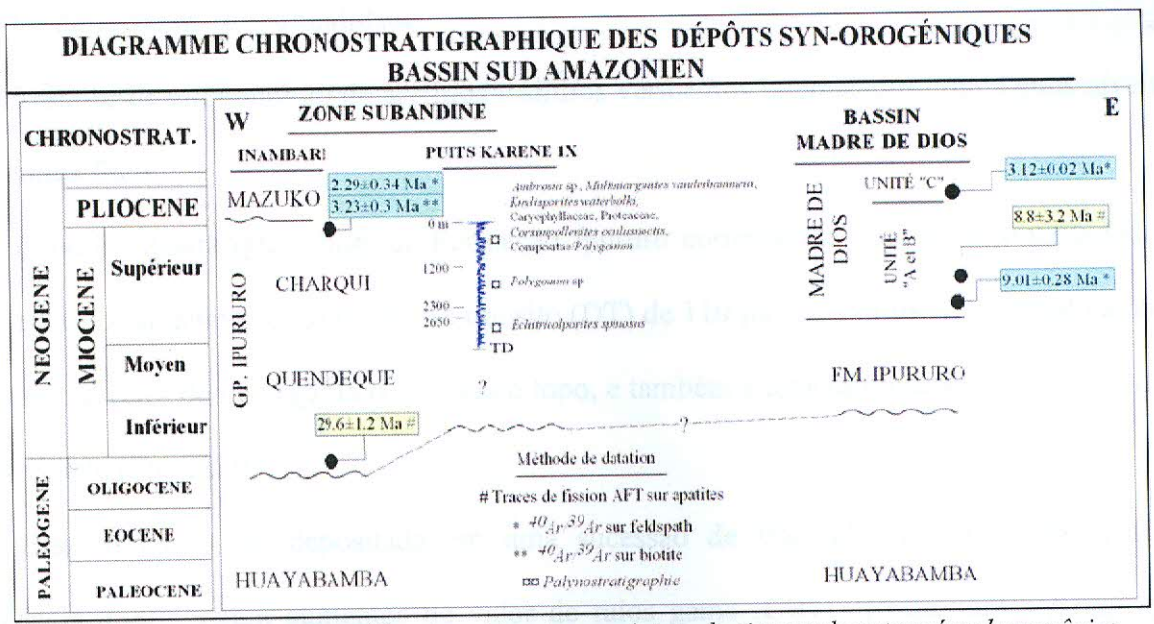


Figura 14 – Seção cronoestratigráfica das séries sin-orogênicas do sistema de ante-país sul-amazônico (Gutierrez, 1982 ; Carpenter & Berumen, 1999 ; Campbell et.al., 1996) in Hermoza (2004).

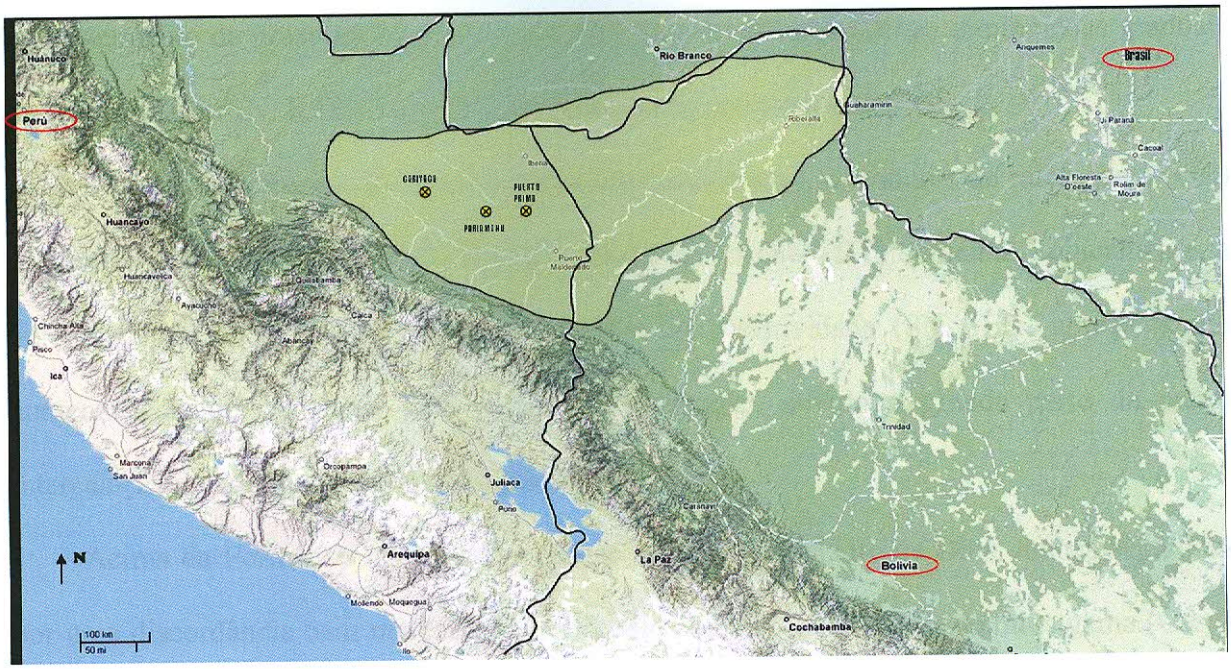


Figura 15 – Mapa de localização dos poços em estudo na Bacia Madre de Dios. (fonte: http://maps.google.com.br/).

POÇO PUERTO PRIMO 2X

O poço Puerto Primo 2X está localizado na parte oriental da Bacia Madre de Dios, com coordenadas 12.10861° S e 69.72861° W (Figura 16). A espessura da Formação Ipururo neste poço foi de 1.100 m de profundidade.

Trata-se de um conjunto de argilitos e siltitos vermelhos intercalados com alguns níveis de arenitos finos.

O perfil mostra que a base da Formação Ipururo corresponde a uma descontinuidade, apresentando um aumento no tempo de trânsito (DT) de 110 μs/ft à 145 μs/ft, associado a um aumento no valor de raios gama (GR) para o topo, e também a uma diminuição dos índices de resistividade (SN, ILD).

Esta formação foi depositada em uma sucessão de intervalos de ciclos de maior freqüência que mostram aumentos no valor de raios gama (GR), ou seja, ciclos *fining up* (afinamento da granulometria para o topo), chamado pelo autor de "*dirtying-up trend*", assim

como aumento da polarização espontânea (SP), associados a pequenas diminuições graduais da resistividade (SN, ILD), como são indicados na figura pelas setas.

Analisando a Formação Ipururo como um ciclo inteiro, os valores de raios gama (GR) diminuem gradativamente para o topo e o tempo de trânsito (DT) aumenta. Logicamente, a velocidade da onda acústica no meio diminui. A resistividade (SN, ILD) apresenta um aumento considerável mais para o topo da formação, devido à grande parte da maior intercalação de arenitos nesta parte superior.

Acima da Formação Ipururo encontra-se a Formação Madre de Dios, ambas separadas por uma discordância bem marcada no perfil pelo aumento nos valores de raios gama (GR) e aumento da velocidade da onda p (DT). A Formação Madre de Dios apresenta em sua base níveis maiores de raios gama (GR), no qual mostram maiores contrastes, devido ao maior intercalação de arenitos, assim como mais espessos. Por volta de 200 m de profundidade, esta formação apresenta uma queda considerável nos valores de raios gama (GR) e velocidade (DT), assim como um aumento brusco na resistividade (SN, ILD), evidenciando uma discordância dentro da Formação Madre de Dios. Analisando o perfil de raios gama (GR) em ciclos de maior freqüência, vimos ciclos *fining up* até a discordância e *coarsening up* após. O perfil de tempo de trânsito (DT) mostra um aumento gradativo em toda a formação.

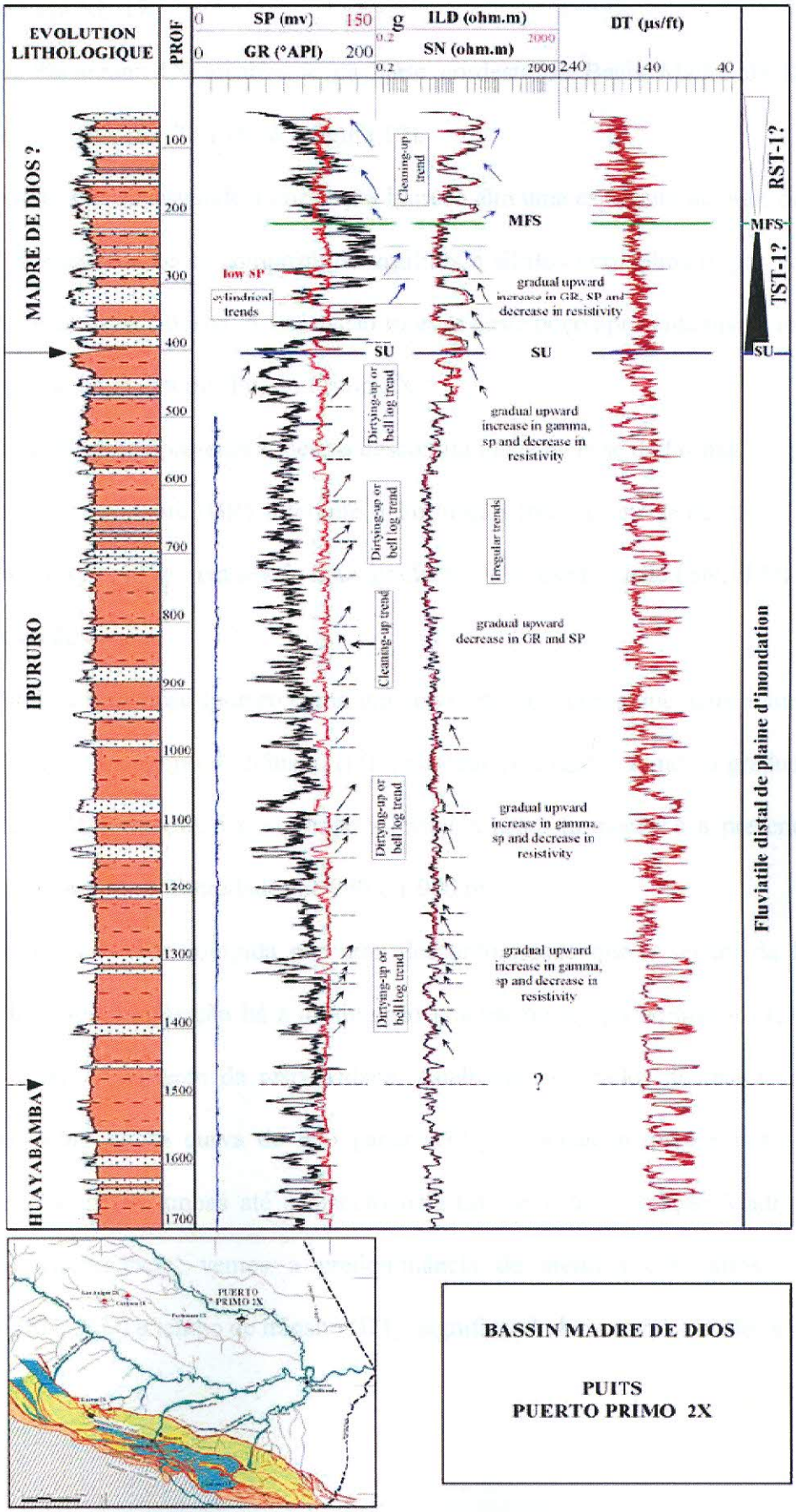


Figura 16 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Puerto Primo 2X (Hermoza, 2004).

POÇO PARIAMANU 1X

O poço Pariamanu-1X localiza-se na parte nordeste da Bacia Madre de Dios, com coordenadas 12.17833° S e 70.155° W (Figura 17).

O intervalo que corresponde a Formação Ipururo têm uma espessura de mais de 1.300 m neste poço. É essencialmente composta de argilitos e siltitos vermelhos e, por vezes, com intercalações de arenitos siltosos. A Formação Ipururo neste poço apresenta níveis menores de arenitos do que no poço anterior Puerto Primo 2X.

O perfil deste poço apresenta a mesma descontinuidade na base da Formação Ipururo.

A curva de raio gama (GR) referente à Formação Ipururo apresenta ciclos de maior freqüência do tipo *fining up*, em níveis mais graduais. Já a resistividade (SN, ILD) apresenta pequenos ciclos de queda.

Analisando a Formação Ipururo como um ciclo inteiro, a curva que mais evidencia uma mudança, é a curva de tempo de trânsito (DT), na qual mostra um aumento gradual desde a base até o topo da formação. Uma grande relevância nesta formação é a presença de um espesso arenito entre as profundidades de 900 e 1.000 m.

Esta formação é interrompida por uma descontinuidade que a separa da Formação Madre de Dios. Nesta formação há a diminuição gradual do tempo de trânsito (DT) para o topo, assim como o aumento da resistividade. Analisando os ciclos de maior freqüência, temos níveis *fining up* na curva de raio gama (GR), associado a quedas nos valores de resistividade (SN, ILD), ambas até a discordância no meio da Formação Madre de Dios. Acima desta discordância, vemos a predominância de arenitos com altos valores de resistividade (SN, ILD) e tempo de trânsito (DT), significando baixas velocidades acústicas.

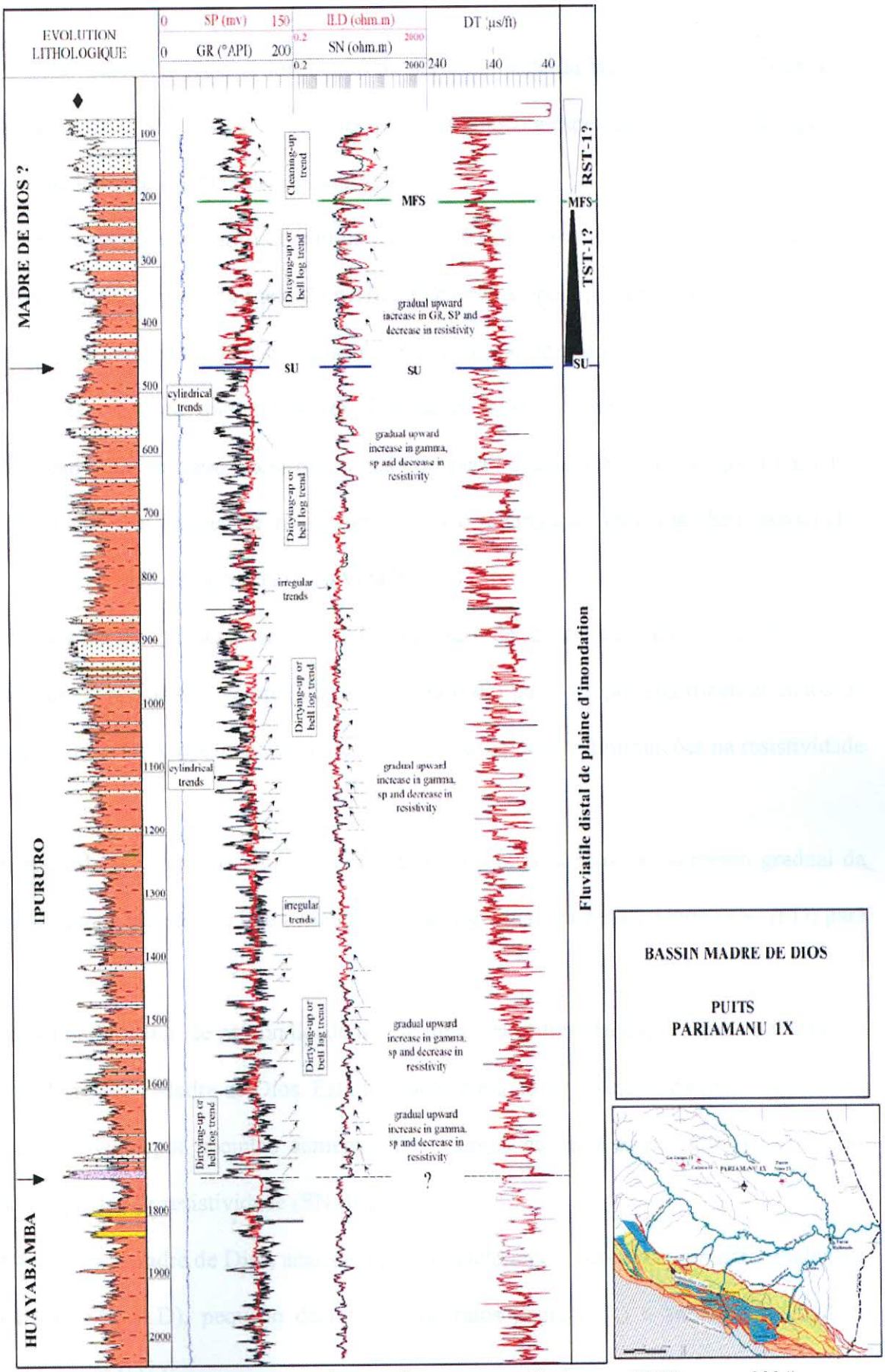


Figura 17 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Pariamanu 1X (Hermoza, 2004).

POÇO CARIYACU 1X

O poço Cariyacu 1X está localizado na parte nordeste da Bacia Madre de Dios, com coordenadas 11.863° S e 70.614° W (Figura 18). Neste poço a espessura da Formação Ipururo é de aproximadamente 1.100 m de espessura.

Trata-se de uma sucessão de siltitos e argilitos vermelhos, com algumas intercalações de arenitos siltosos. A parte do meio do perfil caracteriza-se pela presença de uma camada de 30 m de arenitos quartzosos bem selecionados, na Formação Ipururo.

Os perfis mostram que a base da Formação Ipururo apresenta uma superfície de descontinuidade que se traduz pela diminuição do perfil sônico (DT) de 140 µs/ft para 100 µs/ft, diminuição dos índices de raios gama (GR) e polarização induzida (SP), associados também a um pequeno aumento da resistividade (ILD, SN).

Esta formação apresenta-se em uma sucessão de ciclos de maior freqüência que mostram aumentos dos nos valores de raios gama (GR) para o topo, significando ciclos de *fining up*, assim como da polarização induzida (SP), associados a diminuições na resistividade (SN, ILD).

Analisando a Formação Ipururo como um ciclo único, vemos um aumento gradual da curva de tempo de trânsito (DT) e aumento, também gradual, da resistividade (SN, ILD) para o topo.

Por volta de 500 m de profundidade ocorre uma descontinuidade que separa a Formação Ipururo da Formação Madre de Dios. Esta formação é marcada por ciclos de maior freqüência que se caracterizam por sucintos aumentos nos valores de raios gama (GR) para o topo, associado a quedas de resistividade (SN, ILD).

A Formação Madre de Dios, analisada por um ciclo único, ressalta o aumento gradual da resistividade (SN, ILD), pequeno decréscimo de raios gama (GR) e aumento gradual do tempo de trânsito (DT).

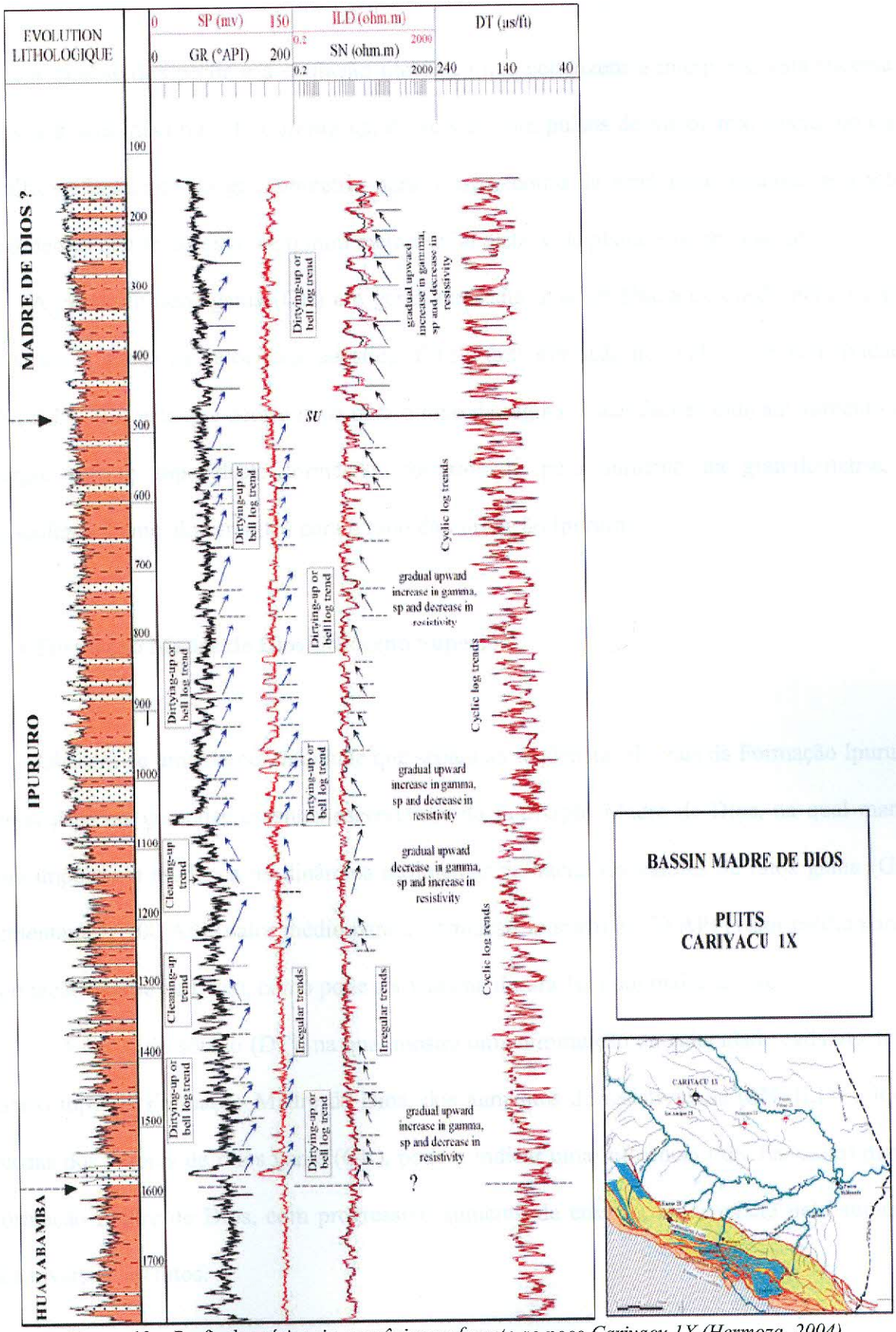


Figura 18 – Perfis das séries sin-orogênicas referente ao poço Cariyacu 1X (Hermoza, 2004).

- **Formação Ipururo (Oligoceno Superior – Mioceno Médio)**

A análise dos perfis e a evolução litológica nos conduzem a interpretar esta sucessão, em sua grande maioria o tipo *fining up*, de acordo com pulsos de maior freqüência, no qual significa afinamento da granulometria para o topo, como de seqüências granodecrescentes ascendentes que se desenvolvem num meio fluvial distal e de planície de inundação.

A curva de raios gama (GR) em geral apresenta uma tendência de queda para o topo, associado a queda na velocidade acústica (DT) e uma elevação nos valores de resistividade (SN, ILD), fato este que ocorre mais para o topo da região. Estes fatores indicam aumento da energia para o topo desta formação, comprovado pelo aumento da granulometria, e conseqüentemente, dos arenitos para o topo da Formação Ipururo.

- **Formação Madre de Dios (Mioceno Superior)**

Observa-se uma descontinuidade que separa as seqüências fluviais da Formação Ipururo das seqüências granodecrescentes ascendentes da Formação Madre de Dios, na qual marca uma importante mudança na dinâmica sedimentar da bacia. Os valores de raios gama (GR) aumentam de 100 API (valor médio para a Formação Ipururo) a 170 API (valor médio para a Formação Madre de Dios), como pode ser visto na Figura 16, com maior ênfase.

A curva do sônico (DT), na qual mostra uma diminuição da velocidade cada vez mais para o topo da Formação Madre de Dios, dos aumentos da resistividade (SN, ILD) e leves quedas dos valores de raios gama (GR), podem indicar uma influência tidal (estuário) para a Formação Madre de Dios, com progressivo aumento de energia, evidenciado pelo aumento dos níveis de arenitos.

A interpretação paleoambiental da Formação Madre de Dios sugere que ela começa com um trato de sistema transgressivo (TST), uma superfície de inundação máxima (MFS) e posteriormente, um trato de sistema regressivo.

É pertinente comentar que apesar da sugestão de influência de maré na Formação Madre de Dios, não há indícios de uma incursão marinha franca, de acordo com Hermoza (2004).

VII – CONCLUSÃO

Esse trabalho contribuiu para uma melhor compreensão da Bacia Madre de Dios na qual se refere a uma bacia com enorme escassez de trabalhos que apresentem todas as características e complexidades.

Segundo Hermoza (2004), a caracterização paleoambiental fluvial das seqüências sedimentares pós-oligocênicas, indicou que não houve incursões marinhas na Amazônia ocidental neste período, contradizendo interpretações de Campbell (2000) *apud* Hermoza (2004). A única conexão do mar do sistema aceita pelo autor, até o Mioceno, foi através do mar do Caribe, situado a mais de 2.500 km ao norte da área de estudo. Em adição, dados fossilíferos indicam que não houve abertura marinha na parte centro-ocidental da Amazônia durante este período (Archer *et al.*, 1994 *apud* Hermoza, 2004).

Os exemplos acima demonstram a variabilidade de situações geológicas e a importância da integração de dados de petrofísica e litologia para exercer a atividade de avaliação. As novas gerações de perfis fornecem informações de grande importância para a caracterização de reservatórios, podendo substituir a informação direta obtida por testemunhagem em situações onde esta operação é problemática, como é o exemplo em arenitos friáveis.

Em relação à Formação Ipururo, os arenitos apresentam-se muito intercalados e, quando aparecem em maior espessura, como é o caso dos perfis da Figura 17 e 18, entre 900 e 1.000 m de profundidade, mostram-se muito fechados, de acordo com baixos valores de velocidade acústica (DT). Já na Formação Madre de Dios, com maiores quantidades de arenitos, mesmo que também intercalados, apresentam fácies melhores para possíveis reservatórios. Para ilustrar este comentário, pode-se visualizar nas figuras 17 e 18, no topo do perfil, espessos

níveis de arenitos com valores baixos de raios gama (GR) e velocidade acústica (DT), associados com alta resistividade.

O estudo de caso, referente à Bacia Madre de Dios, utilizado neste trabalho, não obteve dados de objetivos mais profundos, como possíveis reservatórios de origem deltáica do Eo-devoniano e do Carbonífero Inferior. Portanto, poderia haver uma intensificação maior nos estudos de tais potenciais reservatórios, para maiores constatações de presenças ou não de óleo ou gás, armadilhas estruturais, indícios, etc; e assim, caracterizar melhor o contexto petrolífero da bacia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARCHER *et al.*, 1994 *apud* HERMOZA, W. Dynamique tectono-sedimentaire et restauration sequentielle du retro-bassin d'avant-pays des andes centrales. 2004. 296 p. Docteur Sciences de la Terre et de l'Environnement, l'Université Paul Sabatier Toulouse III, Laboratoire d`´etude de Mécanismes de Transfert em Géologie, Toulouse.

BABY, P.; HERMOZA, W.; NAVARRO, L.; BOLAÑOS, R.; ESPURT, N.; RODDAZ, M.; BRUSSET, S.; WILLY, G., 2005. Geodinamica Mio-Plocena de las cuencas subandinas peruanas: um mejor entendimiento de los sistemas petroleros, V INGEPET.

BEER, R.; ADAMS, T.; BENEDUZI, C.F.; PADILHA, S.T.C.S, Aplicação de novas tecnologias de perfilagem na avaliação de reservatórios brasileiros. 1999. Disponível em: HTTP://ACD.UFRJ.BR/MULTIMIN/MMP/TEXTOS/CAP3P/INDEX.HTM. Acesso em: 03 de Julho de 2007.

BEMERGUY, I. & PENA, C.A.T., 1972. Contribuição dos perfis elétricos ao conhecimento dos arenitos da Formação Monte Alegre – área de Autás Mirim. *In*: XXVI Congresso Brasileiro de Geologia, Belém, 1972. **Anais** do XXVI Congresso Brasileiro de Geologia, Belém: Breno Augusto dos Santos, 1972. Vol.3, p.149-174.

CAMPBELL *et al.*, 1996; 2001 *apud* HERMOZA, W. Dynamique tectono-sedimentaire et restauration sequentielle du retro-bassin d'avant-pays des andes centrales. 2004. 296 p. Docteur Sciences de la Terre et de l'Environnement, l'Université Paul Sabatier Toulouse III, Laboratoire d`´etude de Mécanismes de Transfert em Géologie, Toulouse.

CAMPBELL, 2000 *apud* HERMOZA, W. Dynamique tectono-sedimentaire et restauration sequentielle du retro-bassin d'avant-pays des andes centrales. 2004. 296 p. Docteur Sciences de la Terre et de l'Environnement, l'Université Paul Sabatier Toulouse III, Laboratoire d`´etude de Mécanismes de Transfert em Géologie, Toulouse.

CANEDO & REYES *et al.*, 1960 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

CARPENTER, 1997 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

CARRASCO, 1986 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

DÁVILA, 1964 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

EGÚSQUIZA, R., 2004. Peru - Hydrocarbon exploration promotion in the fold thrust belt - Madre de Dios basin. Disponível em: WWW.SYSTEMDIGITAL.COM/PERU/PDF/M.%20DE%20DIOS%20A.PDF. Acesso em: 16 de Abril de 2007.

ELLIS, 1987 *apud* LIMA, K.T.P., Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para caracterização dos turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA). 2005. 172 p. Tese de Doutorado em Engenharia de Reservatório e de Exploração, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Macaé, RJ.

FAIRBRIDGE, R.W., 1961. Eustatic changes in sea level, Physics and chemistry of the earth 4. ed.: Elsevier. p. 99-185.

FEIJO, F.J. & MAGALHÃES, J.L.C., 2006. Noções de geologia do petróleo. Programa de formação Petrobrás – 2006 – Geofísico Júnior. Rio de Janeiro, p.37-60.

FEITOSA & MANUEL FILHO, 1997 *apud* JESUS, C.L.C., Determinação da condutividade térmica de rochas sedimentares a partir de perfilagem elétrica de poços. 2004. 62 p. Dissertação de Mestrado Ciências em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia.

FRANK, M.R. & BEMERGUY, I. Critérios para utilização de perfis em poços de petróleo. *In*: XXVI Congresso Brasileiro de Geologia, Belém, 1972. **Anais** do XXVI Congresso Brasileiro de Geologia, Belém: Breno Augusto dos Santos, 1972. Vol.3, p.191-204.

GÓMEZ, C.O. & LAVADENZ, R.M., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia – Cap. 8 - Potencial de hidrocarburos , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 145-166.

HAMPEL, 2002 *apud* BABY *et al.*, 2005. Geodinamica Mio-Plocena de las cuencas subandinas peruanas: um mejor entendimiento de los sistemas petroleros, V INGEPET.

HERMOZA, W. Dynamique tectono-sedimentaire et restauration sequentielle du retro-bassin d'avant-pays des andes centrales. 2004. 296 p. Docteur Sciences de la Terre et de l'Environnement, l'Université Paul Sabatier Toulouse III, Laboratoire d´etude de Mécanismes de Transfert em Géologie, Toulouse.

HOUSE, N.J.; CARPENTER, D.G.; CUNNINGHAM, P.S.; BERUMEN, M, 2000 Influence of Paleozoic Arches on Estrutural Style and Stratigraphy in the Madre de Dios Basin in Southern Peru and Northern Bolivia. Mobil Exploration and Producing Peru, Inc. Disponível em: HTTP://SCITATION.AIP.ORG/GETABS/SERVLET. Acesso em: 20/12/2006.

IHS Energy Company - ONLINE ORDERING SERVICE. Latin America. Madre de Dios basin. North América, 1995. 1 mapa. Disponível em:

HTTP://NOTESRES.IHSENERGY.COM/PRODUCTION/PETRONET/SUPPORT/MAPS.NSF/WEBFRAMESET?OPENFRAMESET&$ONLINESHOP$&REGION=LATIN+AMERICA. Acesso em: 14 de Março de 2007.

ISAACSON, P.E.; PALMER, B.L; COOKE, J.C.; SANDERS, D.E., 1995. Devonian-Carboniferous Stratigraphy in the Madre de Deus Basin, Bolivia: Pando X-1 and Manuripe X-1 wells, *in* A. J. Tankard, R. Suárez S., H. J. Welsinki, Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, 231-249.

JAILLARD, E.; HÉRAIL, G.; MONFRET, T.; MARTÍNEZ, E.D.; BABY, P.; LAVENU, A.; DUMONT, J.F., 2000. Tectonic Evolution of the Andes of Ecuador, Peru, Bolivia, and Northernmost Chile, *in* Tectonic Evolution of South America, Rio de Janeiro, 2000, p. 481-559.

JESUS, C.L.C., Determinação da condutividade térmica de rochas sedimentares a partir de perfilagem elétrica de poços. 2004. 62 p. Dissertação de Mestrado Ciências em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia.

LEYTON *et al.*, 1989 apud SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

LIMA, K.T.P., Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para caracterização dos turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA). 2005. 172 p. Tese de Doutorado em Engenharia de Reservatório e de Exploração, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Macaé, RJ.

LIMA, 1999 *apud* JESUS, C.L.C., Determinação da condutividade térmica de rochas sedimentares a partir de perfilagem elétrica de poços. 2004. 62 p. Dissertação de Mestrado Ciências em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia.

LOPES & MURILO, 1967 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

LOPES, L.F., SANTOS, J.A. & SILVA, R.M., Imagens 3D de poços petrolíferos. In: 3° Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2005, Salvador, Bahia. Disponível em: <WWW.PORTALABPG.ORG.BR/PDPETRO/3/TRABALHOS/IBP0576_05.PDF>. Acesso em: 06/03/2007.

MATHALONE, J.M.P. & MONTOYA, R.M., 1995. Petroleum Geology of the Sub-Andean Basins of Peru, in A. J. Tankard, R. Suáres S., H.J. Welsink, Petroleum Basins of South America: AAPP Memoir 62, 423-444.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Repúplica del Perú. Cuencas sedimentarias em el Peru – información general, 2001. 1 tabela. Disponível em: WWW.MINEM.GOB.PE/ARCHIVOS/OGP/PUBLICACIONES/ATLASMINERIAENERGIA2001/HIDROCARBUROS/TABLA01_DGH.PDF. Acesso em: 21 de Maio de 2007.

MORETTI, I.; MARTINEZ, E.D.; MONTEMURRO, G.; AGUILLERA, E.; PEREZ, M., 1994. Las rocas madre de Bolivia y su potencial petrolífero – Subandino-Madre de Dios-Chaco, Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 15 (3-4) 293-317.

OLLER *et al.*, 1981 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

PERRY *et al.*, 1963 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

PETERS, K.E.; WAGNER, J.B.; CARPENTER, D.G.; CONRAD, K.T., 1997. World Class Devonian potential seen in eastern Madre de Dios basin, Oil and Gas 95 (7), 61-65.

PETERS, K.E.; WAGNER, J.B.; CARPENTER, D.G.; CONRAD, K.T., 1997. Eastern Madre de Dios Devonian generated large volume of oil, Oil and Gas 95 (8), 84-87.

RABELO, S.K.L., Estudo sobre a viabilidade do cálculo da porosidade com base em um conjunto reduzido de perfis e sua aplicaćão na Bacia de Almada/BA. 169 p. 2004. 103 p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ.

RAMOS, V.A., 2003. Tectónica Andina – Andes Bolivianos. Laboratório de Tectônica Andina. Universidad de Buenos Aires. Disponível em: WWW.AVIRIS.GL.FCEN.UBA.AR/TECTONICA_ANDINA. Acesso em: 02 de Janeiro de 2007.

RANSON, 1995 *apud* JESUS, C.L.C., Determinação da condutividade térmica de rochas sedimentares a partir de perfilagem elétrica de poços. 2004. 62 p. Dissertação de Mestrado Ciências em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia.

SCHAGINTWEIT *et al.*, 1939 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

SCHLUMBERGER, 1987 *apud* USHIROBIRA, C.A., Construção de modelo de porosidade de reservatório com dados reais através de inferência Bayesiana. 2004. 103 p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório, Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ.

SCOTT, M., 2007. Earth Sciences Division NASA/GSFC Security and Privacy Statement. Disponível em: HTTP://EARTHOBSERVATORY.NASA.GOV/STUDY/HYDROSHEDS/. Acesso em: 01 de Maio de 2007.

SOLIS & SANDERS, 1991 *apud* SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

SORUCO, R.S., 2000. Compendio de Geologia de Bolivia. Cap. 5 - Llanura Beniana, Cuenca Del Madre de Dios y Plataforma Beniana , Revista Tecnica de Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos 18 (1-2) 101-110.

TEIXEIRA, W. et.al., Decifrando a Terra. São Paulo: Oficina de Textos, 2000. 568 p.

TELFORD, W. M.; GELDART, L. P. & SHERIFF, R. E., 1990. Applied Geophysics – Second Edition. Cambridge University Press. p. 645-699.

THOMAS, J. E., 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo – 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS. p.121-136.

TITTMAN, 1986 *apud* LIMA, K.T.P., Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para caracterização dos turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA). 2005. 172 p. Tese de Doutorado em Engenharia de Reservatório e de Exploração, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Macaé, RJ.

TORRES, D.C., 2001. Instituto de Investigaciones de la Amazônia Peruana. Consejo Regional de Administracion Regional de Madre de Dios. Disponível em: WWW.IIAP.ORG.PE/PUBLICACIONES/CDS/ZONIFICACION/INDEX.HTM. Acesso em: 01 de Maio de 2007.

USHIROBIRA, C.A., Construção de modelo de porosidade de reservatório com dados reais através de inferência Bayesiana. 2004. 103 p. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Reservatório, Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ.