

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS**

**INTERPRETAÇÃO DE PERFIS ELÉTRICOS NA  
CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATORIOS DE  
CAMISEA, PERU**

**ANA CAROLINA LÓPEZ DÍAZ DA JORNADA**

**ORIENTADOR: FARID CHEMALE**

**BANCA EXAMINADORA:**

**Prof. Dr. Ernesto Lavina (UNISINOS)**

**Prof. Dr. Luiz José Tomazelli (UFRGS)**

**Prof. Dr. Eduardo Guimarães Barbosa (UFRGS)**

**Dissertação de Mestrado apresentada como requisito para obtenção do Título de  
Mestre em Geociências.**

Porto Alegre – 2008

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, em primeiro lugar, ao Programa de Pós-graduação em Geociências (Área de Estratigrafia) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

À Pluspetrol Peru Corporation pela permissão para publicar os dados utilizados na presente dissertação e pelo apoio em brindar a informação para o trabalho, em especial a José Luquez. Ao professor e orientador Farid Chemale, pela orientação durante a realização do mestrado e pelo apoio em diferentes etapas do trabalho. Agradeço, ainda, aos geólogos da Pluspetrol, especialmente: Juan Chung, Kiko Valencia, Johnny Gabulle, Mario Espinoza e Luis Icaza, pela imensa ajuda na obtenção dos dados e da informação do campo aqui utilizados.

Um agradecimento para a Natalia pela amizade e companheirismo durante esta “aventura” pelas terras brasileiras.

Por fim, faço um agradecimento especial a meu esposo, Daniel, pelo amor incondicional e pela dedicação plena a nossos objetivos comuns.

## SUMÁRIO

<b>RESUMO</b> .....	v
<b>ABSTRACT</b> .....	vi
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>7</b>
1.1 <i>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</i> .....	7
1.2 <i>LOCALIZAÇÃO</i> .....	8
1.3 <i>OBJETIVOS</i> .....	10
1.4 <i>MOTIVAÇÃO</i> .....	11
1.5 <i>METODOLOGIA</i> .....	12
1.6 <i>LIMITAÇÕES</i> .....	13
<b>2 SISTEMA PETROLÍFERO</b>	<b>14</b>
2.1 <i>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</i> .....	14
2.2 <i>ROCHAS GERADORAS - ROCHA MÃE</i> .....	16
2.3 <i>FLUIDOS DO RESERVATÓRIO</i> .....	17
2.4 <i>MATURAÇÃO</i> .....	20
2.5 <i>MIGRAÇÃO</i> .....	20
2.6 <i>ROCHAS RESERVATÓRIO</i> .....	21
2.7 <i>TRAPA OU ARMADILHA</i> .....	21
2.8 <i>ROCHAS SELANTES: Copacabana Carophytes e Shinaí</i> .....	25
<b>3. DESCRIÇÃO DA GEOLOGIA DE CAMISEA</b>	<b>27</b>
3.1. <i>ESTRUTURA</i> .....	27
3.2. <i>ESTRATIGRAFIA</i> .....	30
3.2.1. <i>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</i> .....	30
3.2.2. <i>COLUNA ESTRATIGRÁFICA</i> .....	32
3.2.3. <i>INTERVALO PRODUTIVO</i> .....	33
<b>4. INTERPRETAÇÃO DE PERFIS WIRELINE</b>	<b>49</b>
4.1. <i>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</i> .....	49
4.1.1. <i>CÁLCULO DE VOLUME ARGILOSO, <math>V_{sh}</math></i> .....	51
4.1.2. <i>DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E LITOLOGIA</i> .....	51
4.1.3. <i>CÁLCULO DE RESISTIVIDADE DA AGUA, <math>R_w</math></i> .....	54
4.1.4. <i>CÁLCULO DE SATURAÇÃO DE AGUA, <math>S_w</math></i> .....	54
4.2. <i>DESCRIÇÃO POR FORMAÇÃO</i> .....	56
4.2.1. <i>ENE</i> .....	56

4.2.2.	<i>NOI INFERIOR</i> .....	56
4.2.3.	<i>NOI SUPERIOR</i> .....	57
4.2.4.	<i>SHINAÍ</i> .....	57
4.2.5.	<i>NIA INFERIOR</i> .....	57
4.2.6.	<i>NIA MÉDIO</i> .....	58
4.2.7.	<i>NIA SUPERIOR</i> .....	59
4.2.8.	<i>CHONTA BASAL</i> .....	60
4.3.	<i>AVALIAÇÃO DE RESULTADOS</i> .....	61
4.3.1.	<i>ANÁLISE PETROFÍSICA DOS PERFIS</i> .....	61
4.3.2.	<i>ANÁLISE ESTATÍSTICA DE COMPARAÇÃO DE MÉTODOS</i> .....	65
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>67</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE A: CROSSPLOTS LITOLÓGICOS</b> .....	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE B: PERFIS WIRELINE</b> .....	<b>83</b>
	<b>APÊNDICE C: ANÁLISE DE TESTEMUNHOS</b> .....	<b>86</b>
	<b>ANEXO 1: INFORMAÇÃO DOS POÇOS ESCOLHIDOS</b> .....	<b>94</b>
	<b>ANEXO 2: CARTAS PETROFÍSICAS DA SCHLUMBERGER</b> .....	<b>98</b>

## RESUMO

A seqüência mesozóica da bacia de Ucayali é a maior produtora de gás e condensado do Peru. A área do trabalho, denominada *Grande Camisea*, fica na parte sul da bacia e, na atualidade, pertence à companhia Plupetrol Peru Corporation. Neste trabalho, foi aplicado um método de interpretação de perfis de indução em um poço petrolífero no sector San Martín do campo Camisea (*QuickLook Interpretation method*). O objetivo consiste na caracterização do reservatório de San Martín utilizando um método de interpretação rápida de perfis elétricos e, assim, fornecer uma visão geral no entendimento de parâmetros de poços e reservatórios, de zonas produtivas e suas características petrofísicas de porosidade e de saturação do óleo. Para validar a interpretação, foram utilizadas a descrição geológica de testemunhos e amostras de calha, descrição e informação do sistema petrolífero do campo e a geologia regional da zona de interesse da bacia. Desta forma, foi possível apresentar uma comparação entre os valores obtidos através dos métodos detalhados executados pela Pluspetrol e o método rápido de interpretação aplicado aqui, assim como o desvio entre ambos os resultados.

**Palavras-chave:** Camisea; Sistema Petrolífero; perfis de indução; parâmetros petrofísicos na avaliação de reservatórios, método de interpretação rápida de perfis.

## **ABSTRACT**

*The Mesozoic sequence of the Ucayali basin is the main producer of gas and condensate of Peru. The work area is called Gran Camisea, located in the south part of the basin, and, in the present time, belongs to the company Pluspetrol Peru Corporation. In this work, a well log interpretation method was used in a gas well in San Martín area, part of the Camisea field. The goal is the characterization of the reservoir of San Martín using a Quick Look log interpretation method, and thus to supply a general view in the understanding of well and reservoirs parameters, productive zones and its petrophysics characteristics of porosity and saturation. To validate the interpretation, besides using the geologic description of well cores and cutting sampling, it was used the description and information of the petroleum system of Camisea gas field and its regional geology. It was possible to present a comparison between Pluspetrol values, obtained through detailed methods, and those from the Quick Look log interpretation method used here, as well as an analysis of convergence between both results.*

**Keywords:** *Petroleum System; Wireline well logging; Camisea Basin; Petrophysical parameters for reservoir description, Quick Look log interpretation method.*

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A seqüência mesozóica da bacia de Ucayali é a maior produtora de gás e condensado do Peru (Camisea, 2007; Perupetro, 2003). A bacia tem uma espessura de aproximadamente 8000 metros compondo-se de rochas ordovicianas até à atualidade. A área do trabalho, denominada *Grande Camisea*, fica na parte sul da bacia e tem sido explorada desde 1983 pela Shell e, na atualidade, pertence à companhia Plupetro Peru Corporation (Perupetro, 2007).

Os reservatórios produtivos ocorrem nas formações de Noi-Ene, Nia, Chonta e Vivian que são compostas principalmente por sedimentos silici-clásticos de idade triássica cretácica.

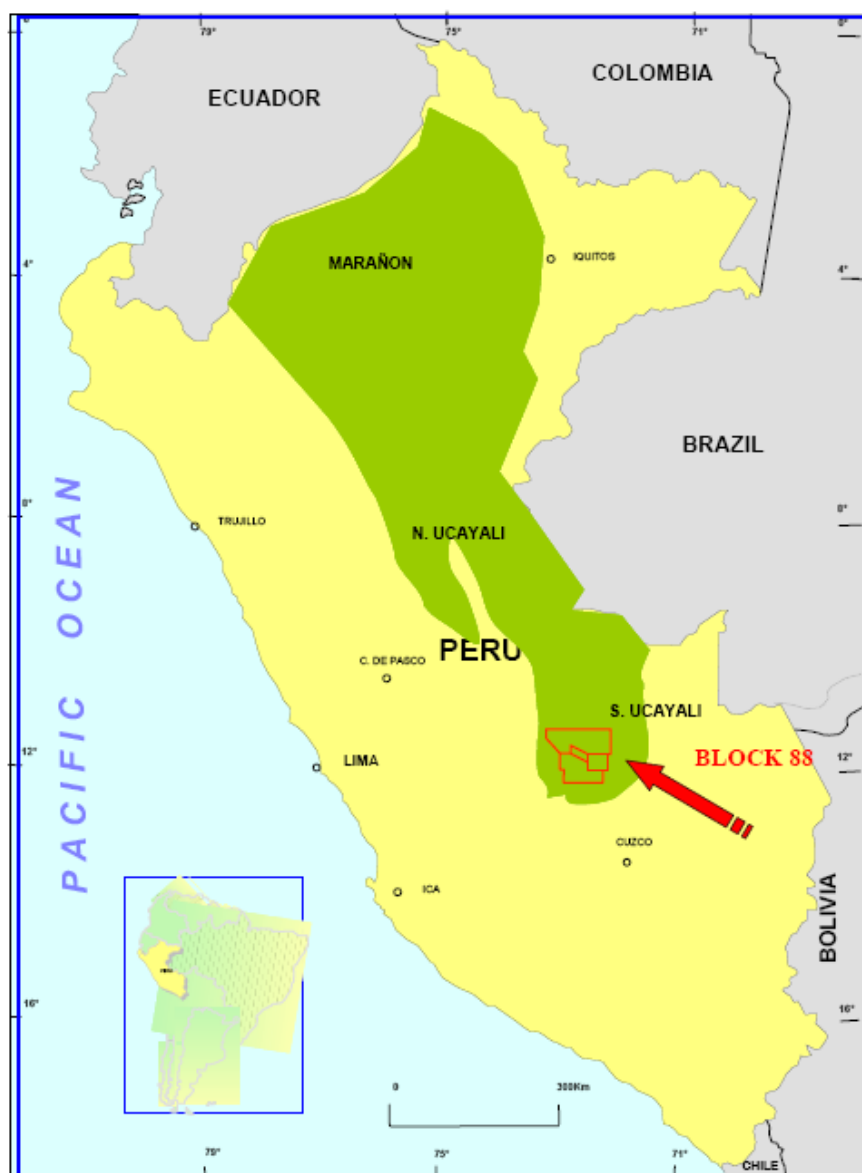
O presente trabalho realiza uma descrição do sistema petrolífero em San Martín, campo pertencente à *Grande Camisea*; e enfatiza-se na geologia dos reservatórios produtivos de gás e condensado. Para isso realiza-se uma interpretação de perfis elétricos correlacionados com informação de testemunhos e dados de laboratório. As respostas são comparadas por aquelas obtidas por Pluspetrol.

O método de interpretação dos registros usado foi o *QuickLook Interpretation* proposto pela Schlumberger em 1989, e pode ser classificado como aqueles para identificar intervalos produtivos possíveis de uma forma expedita e na mesma locação do poço. As respostas esperadas pela aplicação do método devem incluir a identificação de camadas permeáveis, calcular as espessuras das camadas, porosidades e saturação de zonas onde ocorre hidrocarboneto.

Na área analisada foram perfurados 14 poços até o presente, dos quais foram selecionados dois para o presente trabalho, denominados SM 1001D e SM 1002D. De SM 1001D, se utilizou os perfis elétricos. Do poço SM 1002D tem-se dois importantes intervalos da formação Nia, com dois testemunhos de 18 metros cada um e 100% recuperados. Outras informações utilizadas para as correlações dos perfis vêm de uma recopilação de estudos efetuados na campanha de perfuração dos campos de San Martín. Têm-se dados de registros de poços, testemunhos e dados de sísmica.

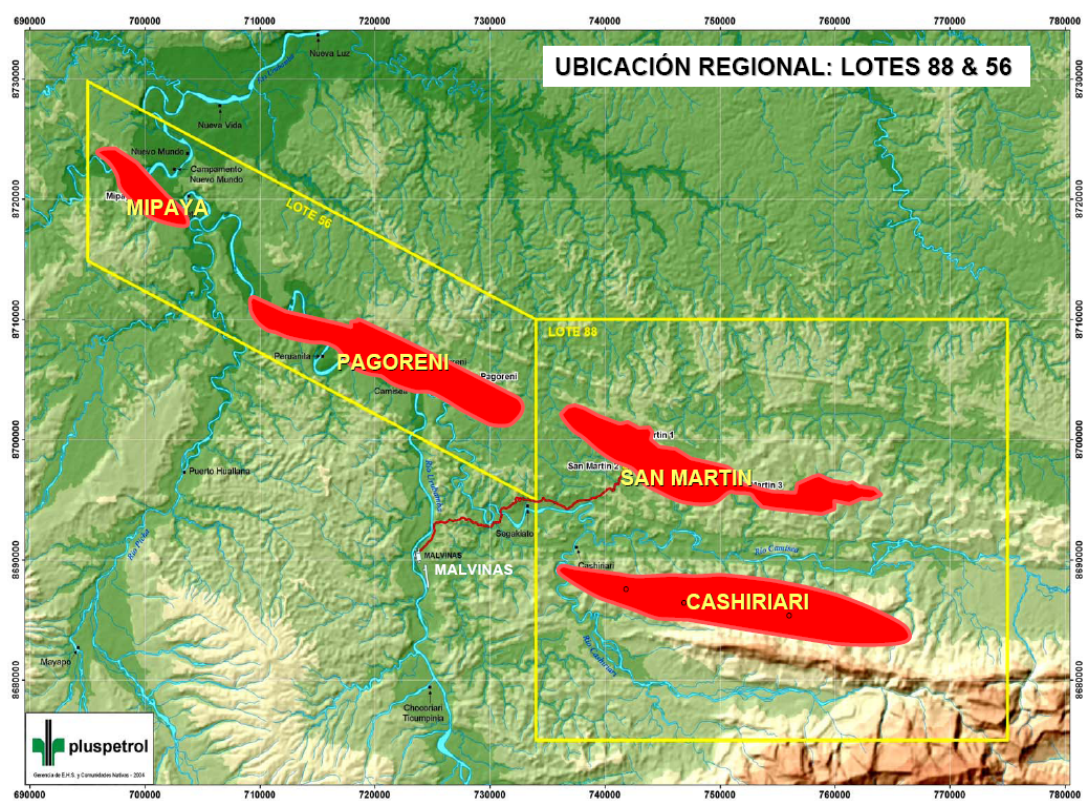
## 1.2 LOCALIZAÇÃO

O campo Camisea situa-se a cerca de 450 Km. E da cidade de Lima, no estado de Cuzco, Peru (FIG. 1), pertencendo ao Lote 88 dos blocos petrolíferos do país (FIG. 2). Ele esta inserido na Bacia de Ucayali, mais precisamente na parte exterior da faixa dobrada sub-andina.



*Figura 1. Localização Regional da Bacia de Ucayali. (Pluspetrol, 2005)*





*Figura 2. Localização Regional que mostra no quadro direto o Lote 88 “Camisea”. Em vermelho os jazigos de San Martin e Cashiriari. (Foto de satélite, cortesia de Pluspetrol 2005)*

### 1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo principal fornecer uma visão sobre o processo de análise e interpretação de registros de perfis *wireline*, de forma que possa ser conduzido de maneira rápida e eficaz em campo, segundo método proposto por Schlumberger (1989). Para tanto, será demonstrada a aplicação deste processo no poço SM 1001D de Camisea, no Peru. Naturalmente, tais técnicas, por serem simplificadas, não pretendem substituir métodos tradicionais mais detalhados de interpretações, mas sim, fornecer uma noção bastante aproximada sobre a qualidade do poço.

Como objetivos específicos, o presente trabalho visa a:

a) descrever o sistema petrolífero de Camisea, realizar a integração de dados de estudos estratigráficos, estruturais, de mecânica das rochas e petrofísicos dos depósitos dos reservatórios produtivos. Esta análise integrada fornecerá parâmetros para a avaliação rápida da qualidade dos reservatórios e o desenvolvimento dos campos para a produção.

b) descrever de forma sintética as funcionalidades a respeito dos registros mais utilizados na prospecção de poços de petróleo;

c) fornecer uma visão geral com intuito de ajudar no entendimento de parâmetros de poços e reservatórios, de zonas, de porosidade e de saturação do óleo. Inclui modalidades de correção, identificação das formações, descrições de litologia e destaque dos problemas que puderam afetar os dados no perfil;

d) finalmente, executar uma comparação entre os resultados obtidos através de métodos detalhados executados pela Pluspetrol e o método rápido de interpretação dos resultados segundo Schlumberger (1989).

## 1.4 MOTIVAÇÃO

A perfilagem *wireline* é um método de prospecção a fim de obter os parâmetros para fazer uma descrição estática e dinâmica do reservatório (Jahn *et al.*, 2003). Representam a maior fonte de investigação de dados da formação na sub-superfície. São amplos *sets* de instrumentos geofísicos. (Schlumberger, 2007).

A obtenção de um testemunho consiste em um processo caro, o que torna limitada a quantidade de dados geológicos coletados *in situ*. Por outro lado, torna-se necessário conhecer estes dados e como se correlacionam com dados de perfilagem. Porém, as ferramentas de perfilagem produzidas por técnicas mais modernas reduzem, em muitos casos, a necessidade de testemunhagem, baseando-se na idéia de obter mais resultados usando nova tecnologia, com melhoria na a eficiência. (Wyllie, 1963; Seminario *et al.*, 2005b; Luquez *et al.*, 2005).

A posse de dados de boa qualidade e um bom conhecimento do contexto geológico, para depois correlacioná-los com perfis de um poço, pode oferecer resultados de interpretação para que seja possível a extrapolação para poços não testemunhados.

O conhecimento básico de perfis permite executar uma interpretação rápida dos registros em poços abertos. O valor de cada perfil depende do conhecimento de como cada ferramenta responde, entendendo os efeitos da perfuração nas rochas e integrando os perfis e sua interpretação com outras informações geológicas. (Adams, M., *et al.* 1994; Neal, *et al.*, 1993).

Desta forma, pode-se considerar que a interpretação de perfis é basicamente a “tradução” dos parâmetros obtidos destes perfis em dados expressos em termos geológicos, na “linguagem” da bacia.

Outra motivação que levou à condução da presente pesquisa foi avaliar as diferenças entre os resultados aproximados gerados pelo método *QuikLook Interpretation* em campo e métodos mais detalhados executados em centros de interpretação.

## 1.5 METODOLOGIA

Os dados utilizados na caracterização do reservatório foram todos fornecidos pela companhia argentino-peruana Pluspetrol Peru Corporation. Para a elaboração deste trabalho foram utilizados dados referentes a poços localizados no Setor San Martín do campo de Camisea, constituindo fundamentalmente dados de dois poços, SM 1001D e o SM 1002D (ANEXO 1), por serem poços importantes no Lote. O SM 1001D conta com um *set* de perfilagem completo fornecendo uma informação de muito boa qualidade das formações perfiladas. No SM 1002D, dois testemunhos de 18 m. cada um foram extraídos e 100% recuperados da formação Nia (análise dos testemunhos no APÊNDICE C).

Outras informações utilizadas foram de estudos, documentos, informes e relatórios finais dos poços. Assim como também dados de laboratórios, amostras de rochas durante a perfuração, e perfis e testemunhos de outros poços, que são mencionadas conforme Pluspetrol as utiliza devido a sua contribuição como correlação ou pela informação adicional que possam dar.

O método utilizado para a interpretação foi o *QuikLook Interpretation* proposto pela Schlumberger em 1989, e que é aceito, utilizado e difundido por diversos autores (Dewan 1983; Serra O, 1984; Schlumberger 1989; Bassiouni, 1994; Hearst *et al.*, 2000; *apud* Krygowsky, 2003; Kansas Geological Survey, 2007; WELLOG, 2007). Prévio à interpretação, o topo e base das formações dos reservatórios foram identificados nos perfis segundo as profundidades encontradas pela Pluspetrol.

Os dados de perfis estavam no formato padrão da indústria do petróleo, LAS, portanto puderam ser manipulados diretamente. O programa utilizado para realizar os cálculos, gráficos e tabelas comparativas foi principalmente o Microsoft Excel. Para a visualização dos registros elétricos foi utilizado o *software PDSView* e para a geração de perfis o *software DataView*, ambos da Schlumberger. O agrupamento das curvas de perfis elétricos e formatação foram feitos segundo a formatação padrão de apresentação de curvas.

Para a avaliação dos dados de perfil foram utilizadas as tabelas do livro *Log Interpretation Charts* da Schlumberger (Schlumberger, 2005).

Finalmente se apresentaram os resultados da interpretação e se compararam com aqueles obtidos pela Pluspetrol.

## **1.6 LIMITAÇÕES**

O presente trabalho restringe-se a aplicar os conceitos de interpretação rápida proposta por Schlumberger (1989) especificamente no poço SM-1001D, correlacionando os resultados com testemunhos, principalmente do poço SM-1002D, de Camisea.

O método apresentado limita-se a fornecer uma visão geral e rápida da qualidade do poço, não substituindo os métodos mais detalhados.

Não se propõe a questionar a adequação dos métodos detalhados, empregados por Pluspetrol, pois estes são mais exatos, por contar com diversos estudos laboratoriais, desenvolvidos com equipes de profissionais especializados nos diferentes parâmetros.

## 2 SISTEMA PETROLÍFERO

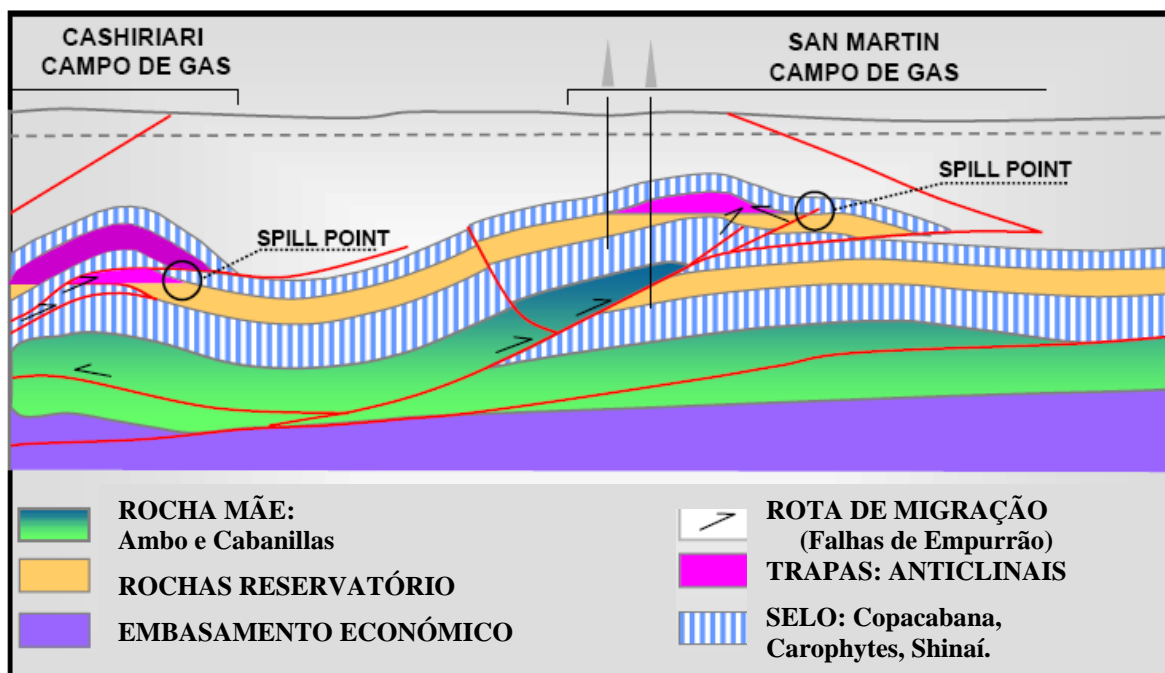
### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um determinado número de requisitos geológicos tem que ocorrer nas bacias sedimentares para a existência de acumulação de hidrocarbonetos. Magoon & Dow (1994) definiram o conceito de sistema petrolífero com o objetivo de permitir a diminuição do risco exploratório envolvido nas perfurações de poços, que consiste em fazer estudos desses requisitos geológicos de maneira integrada com a simulação preliminar das condições ótimas para sua existência concomitante.

Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos de vários elementos. O primeiro é a bacia sedimentar, uma área na qual se tenha acumulado uma seqüência de rochas num período geológico. Jahn (2003) os descreveu assim; dentro da seqüência, deve existir um elevado conteúdo de matéria orgânica para constituir a rocha mãe ou geradora. Através de altas pressões e temperaturas as rochas chegam ao ponto de maturação em que o hidrocarboneto é expulso. Na migração o hidrocarboneto é transportado a sedimentos porosos, os que constituem as rochas reservatório. Por fim, os reservatórios formam-se somente quando há condições de selamento associados, as armadilhas estratigráficas e/ou estruturais, onde o hidrocarboneto vai ser acumulado.

Na FIG. 3, o sistema petrolífero do campo de Camisea pode-se sintetizar assim: O hidrocarboneto foi gerado nos pelitos do Devônico-Carbonífero inferior do grupo Ambo e Cabanillas (Core Laboratories, Inc., 1999), o qual principalmente migrou até os reservatórios formados pelos sucessivos episódios de transgressão do mar cretácico na margem andina, sobre o oeste do cratom brasileiro. No Terciário, durante as últimas etapas da orogenia andina, foram formados os anticlinais que constituem as armadilhas do sistema petrolífero, no qual as principais vias de migração foram as grandes falhas de empurrão (Disalvo *et al.* 2003).

Nesta secção, descrevem-se de forma sucinta os elementos que conformam o sistema petrolífero do campo Camisea. No capítulo 3 serão detalhadas as rochas de reservatório do campo de San Martín, que faz parte do campo Grande Camisea.



*Figura 3. Esquema do Sistema Petrolífero de Camisea (modificado de Disalvo et al. 2003).*

IDADE	FORMAÇÃO	LITOLOGIA	SIS. PETROLEIRO
TERCIÁRIO			
	Charophytes		SELO
CRETÁCICO	Vivian		RESERVATÓRIO
	Chonta		SELO
	Ma		RESERVATÓRIO
	Shinai		SELO
	Noi		RESERVATÓRIO
?	Ene		SELO
Cb -Pm			SELO
Si - Dv			ROCHA MÃE
Or			
PRE-C			

*Figura 4. Coluna Estratigráfica do campo San Martín mostrando as rochas mãe, selo e reservatório do Sistema Petrolífero. (Fora de escala, modificado de Disalvo et al. 2003).*

## 2.2 ROCHAS GERADORAS - ROCHA MÃE

Magoon & Dow (1994) afirmam que o tipo de petróleo gerado depende fundamentalmente do tipo de matéria orgânica. Matérias orgânicas derivadas de vegetais tendem a gerar gás, enquanto o material derivado de zooplâncton e fitoplâncton, marinho ou lacustre, tende a gerar óleo. Aproximadamente 90% de toda a matéria orgânica encontrada nos sedimentos é contida nas argilas.

Além da existência de matéria orgânica de qualidade adequada, é fundamental a falta de oxigênio para prevenir a decomposição dos restos orgânicos e a destruição da riqueza em C e H das partículas originais. A sedimentação contínua por um longo período de tempo causa o enterro do material orgânico.

Em geral, rochas sedimentares comuns apresentam teores de Carbono Orgânico Total (COT) inferior a 1%. Para uma rocha ser considerada como geradora seus teores devem ser superiores a este limite de 1% e, muito comumente, situados na faixa de 2%-8%, não sendo incomuns valores de até 14%; mais raramente até 24% (Jahn *et al.* 2003).

Segundo o Relatório da *Core Laboratories, Inc.* (1999) sobre a avaliação das rochas geradoras sub-andinas do Peru, o gás e condensado das diferentes bacias sub-andinas estão classificados em sete famílias genéticas: A, B, C, D, D-1, E, e E-1. As diferentes famílias de hidrocarbonetos se caracterizam pela variação das fácies orgânicas, condições deposicionais e tempo de maturação.

Os resultados geoquímicos dos poços em San Martín indicam que as duas únicas formações com capacidade de gerar grandes acumulações de gás e condensado são Ambo e Cabanillas. Os ensaios das amostras de Ambo revelaram que pertence a família D na classificação de hidrocarboneto com COT de 2.09%. O querogênio é de tipo III e em geral é considerado que tem maturidade alta. Por outra parte, a formação Cabanillas tem baixo conteúdo orgânico, aproximadamente entre 1 e 2 %, de tipos III e II-III, pertencendo a família de hidrocarbonetos E-1. As espessuras indicadas como potenciais geradores são de ordem de centenas de metros (Core Laboratories, Inc., 1999).

Outras formações como Shinaí, Ene ou Copacabana, têm níveis potenciais geradores esporádicos, mas o escasso volume que apresentam as descarta como responsável por gerar as acumulações de gás.



## 2.3 FLUIDOS DO RESERVATÓRIO

Não há uma definição única para categorizar os fluidos de um reservatório, eles podem se caracterizar por várias propriedades, como pela relação gás/óleo, pela sua gravidade expressada em APIs, ou pela sua composição segundo o arranjo interno dos átomos de H e C e o tipo de enlace entre eles.

As composições típicas usam o seguinte prefixo para as series alcalinas: C1, metano; C2 etano, C3 propano; C4 butano; C5 pentano; C6 hexano. O numero representa a quantidade de C em uma série alcalina. Os primeiros quatro membros são gases, e em quanto à cadeia de C aumenta numa serie, a densidade aumenta; é assim que a partir de C5 a C17 é liquido. Desde C18 o hidrocarboneto é considerado com uma consistência viscosa tipo breu (Jahn *et al*, 2003).

A partir do propano, o arranjo de C pode se ramificar em “braços”. Eles são chamados de *isomers* e apresentam uma leve mudança nas propriedades físicas. Coloca-se então uma “i” para denominar as series *isomers*, e uma “n” para as normais.

Nos campos de Camisea, o gás pertence a series de tipo C1, C2, C3 e C4, e menos comumente C5.

### ***Deteccão de Gás Nos Poços***

O seguinte quadro foi realizadas com os valores segundo os relatórios de Pluspetrol para os poços de SM-1001D e SM-1002D (Pluspetrol Peru Corporation, 2004a e b). A finalidade é apresentar as faixas de gás por reservatório, os picos máximos e mínimos alcançados e a composição alcalina típicas do hidrocarboneto no Campo de Camisea.

<b>Fm. VIVIAN</b>		
	<b>SM-1001D 2191 - 2310 mMD</b>	<b>SM-1002D 2367.8 - 2503.0 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	50-200 ppm (C1-C4).	70 - 200 ppm (C1-C2).
<b>Máximo Pico de Gás:</b>	714 ppm (C1-C4) a 2280 mMD.	428 ppm (C1-iC4) a 2486 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. CHONTA SUPERIOR</b>		
	<b>SM-1001D 2310 - 2480.4 mMD</b>	<b>SM-1002D 2503.0 - 2712.7 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	40-1200 ppm (C1-nC4)	30 - 1000 ppm (C1-C3)
<b>Máximo Pico de Gás :</b>	2682 ppm (C1-nC4) a 2474 mMD	2342 ppm (C1-iC4) a 2688 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. CHONTA INFERIOR</b>		
	<b>SM-1001D 2480.4 - 2631 mMD</b>	<b>SM-1002D 2712.7 - 2907.5 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	480-2200 ppm (C1-nC5)	400 - 2500 ppm (C1-C5)
<b>Máximo Pico de Gás:</b>	48616 ppm (C1-nC5) a 2622 mMD	50367 ppm (C1-C5) a 2893 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. CHONTA BASAL</b>		
	<b>SM-1001D 2631 - 2652 mMD</b>	<b>SM-1002D 2907.5 - 2934.5 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	2200-25,000 ppm (C1-nC5)	6500 – 30,000 ppm (C1-C5)
<b>Máximo Pico de Gás:</b>	333,026 ppm (C1-nC5) a 2644 mMD	72797 ppm (C1-C5) a 2927 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. NIA SUPERIOR</b>		
	<b>SM-1001D 2652 - 2727.5 mMD</b>	<b>SM-1002D 2934.5 - 3040.6 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	105,000-250,000 ppm (C1-nC5)	40,000 – 200,000 ppm (C1-C5)
<b>Máximo Pico de Gás :</b>	414,051 ppm (C1-nC5) a 2684 mMD	340000 ppm (C1-C5) a 3030 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. NIA INFERIOR</b>		
	<b>SM-1001D 2727.5 - 2787.6 mMD</b>	<b>SM-1002D 3040.6 - 3122.5 mMD</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	60,000-200,000 ppm (C1-nC5)	100,000 – 200,000 ppm (C1-C5)
<b>Máximo Pico de Gás:</b>	303,391 ppm (C1-nC5) a 2761 mMD	376000 ppm (C1-C5) at 3098 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

<b>Fm. NOI / ENE</b>		
	<b>SM-1001D 2866.2 - 2956.7 mMD</b>	<b>SM-1002D 3241.5 - 3312.3 (Log TD)</b>
<b>Faixa de gás constante:</b>	8000-100,000 ppm (C1-nC5)	100,000 – 200,000 ppm (C1-C5)
<b>Máximo Pico de Gás:</b>	334,336 ppm (C1-nC5) a 2897 mMD	138,000 ppm (C1-C5) at 3294 mMD
<b>Amostra de óleo:</b>	Nenhuma amostra de óleo observada.	Nenhuma amostra de óleo observada.

*Quadro 1. Faixa de valores de gás das Formações para os poços SM 1001D e SM 1002D. Valores obtidos do Relatório Final do poço (Pluspetrol Peru Corporation, 2004a e b).*

## 2.4 MATURAÇÃO

O fator mais importante para a maturação e para o tipo de petróleo gerado é a temperatura. O incremento da temperatura com a profundidade depende do gradiente geotermal que varia de bacia em bacia.

Segundo Jahn *et al.* (2003) e Magoon & Dow (1994), em condições normais, uma rocha geradora começa a transformar seu querogênio em petróleo em torno de 50°C. No início, forma-se um óleo de baixa maturidade, viscoso. À medida que a temperatura aumenta, o óleo gerado vai ficando mais fluido e quantidade de gás vai aumentando. Por volta de 130°C, as rochas atingem seu pico de geração, expelindo grandes quantidades de óleo e gás. Com o aumento da temperatura acima dos 130°C, o óleo fica cada vez mais fluido e mais rico em gás dissolvido. Por volta desta temperatura, a quantidade de gás é predominante e o óleo gerado já pode ser considerado um condensado. Entre 165 - 180°C, só gás é gerado.

A maturação dos hidrocarbonetos de Camisea não pode ser estimada devido à falta de marcadores biológicos e suas proporções. Porém, a baixa concentração dos elementos constituintes, sugerem uma muito alta maturidade termal (Core Laboratories, Inc., 1999).

## 2.5 MIGRAÇÃO

Uma vez gerado o petróleo, ele passa a ocupar um espaço/volume maior do que o original na rocha geradora. Esta torna-se supersaturada em hidrocarbonetos e a pressão excessiva dos mesmos faz com que a rocha-fonte se fracture intensamente, permitindo a expulsão dos fluidos para zonas de pressão mais baixa. Os hidrocarbonatos pesam menos que a água, e pelo mesmo se mobilizam a estratos superiores mais permeáveis (Magoon e Dow, 1994).

Logo após de chegar a esses estratos, os fluidos petrolíferos viajam através de rotas diversas pela subsuperfície, até à chegada em um local portador de espaço poroso, selado e aprisionado, apto para armazená-los. A migração pode acontecer por distâncias de várias dezenas de quilômetros (Janh *et al.* 2003).

No lote 88, os estudos geomecânicos realizados pela Pluspetrol demonstram que as rochas selantes em cada uma das acumulações são capazes de suportar a pressão dos hidrocarbonetos acumulados, minimizando a migração vertical. As falhas foram, então, as únicas vias de distribuição dos hidrocarbonetos. O esquema da FIG. 5 mostra as principais rotas de migração do campo Camisea.

## 2.6 ROCHAS RESERVATÓRIO

Rochas-reservatório são normalmente litologias compostas por material detrítico de granulometria fração areia a seixo, representantes de antigos ambientes sedimentares de alta energia, com espaço poroso onde o hidrocarboneto será armazenado e, posteriormente, extraído. As mais comuns são areias antigas, depositadas em dunas, rios, praias, planícies litorâneas sujeitas à influência de ondas/marés/tempestades.

Os valores de porosidade mais comuns variam de 5% - 35%, concentrando-se na faixa de 15% - 30%. As rochas porosas não servem apenas como armazenadores finais do petróleo acumulado. Elas servem igualmente como rotas de migração importantíssimas para os fluidos petrolíferos, atuando como *carrier beds*.

Segundo Pinillos *et al.* (2005), as rochas de reservatório de Camisea ocorrem nos arenitos das formações Noipatsite (Noi), Ene, Nia Kaatsirinkari (Nia), Chonta e Vivian que serão analisadas detalhadamente no Capítulo 3.

## 2.7 TRAPA OU ARMADILHA

Existem basicamente três tipos de trapas ou armadilhas, elas podem ser simples como o extremo superior de dobras anticlinais. Mais complexas como a superposição de dobras e falhas de natureza diversas. O último tipo é o trapeamento de caráter estratigráfico, em que a migração do petróleo é detida pelo acunhamento da camada transportadora, ou bloqueio da mesma por uma barreira diagenética ou de permeabilidade (Jahn *et al.* 2003).

No Lote 88 existem quatro grandes cadeias de anticlinais: Armihuari, Cashiriari, San Martín e Fitzcarraldo (FIG. 5). São do Tipo I na classificação de Sales

(Sales, 1997): trapas de gás cheias até o ponto de fuga, sem amostra residual de petróleo. Uma das características mais importantes é que em cada anticlinal existem duas ou mais acumulações sobrepostas e independentes entre elas.

A geometria das trapas é consequência da combinação de quatro fatores: (i) a trajetória do empurrão (*thrust*), que originou o anticlinal, (ii) a eventual sobreposição de dois ou mais empurrões, (iii) as falhas formadas depois da deformação principal que segmentam a crista dos anticlinais e agregam centenas de metros ao fechamento original, e (iv) os fatores estratigráficos sedimentares dos reservatórios basais, que geram um relevo de depressões e selas na crista dos anticlinais.

Até hoje, no bloco 88, somente foram encontradas acumulações comerciais de gás nos anticlinais de Cashiriari e San Martín.

### ***Anticlinal Cashiriari***

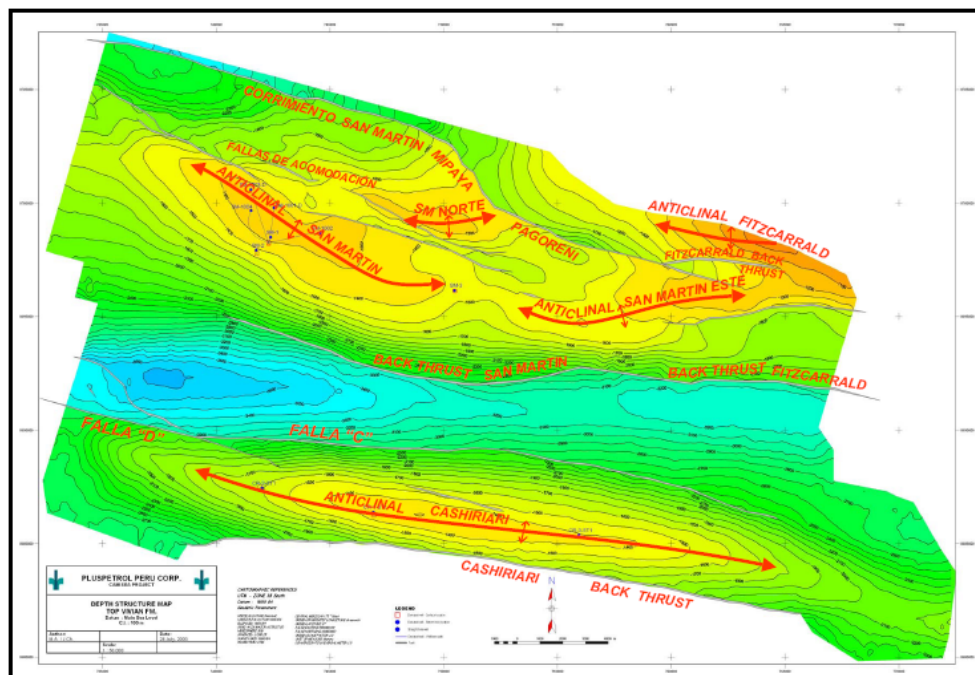
O eixo principal do anticlinal é E-W com 30 km de comprimento, por 4 km de largura e um relevo estrutural máximo de 2000 m para as estruturas cretácicas. Ele muda sua geometria e morfologia ao longo da estrutura; no oeste, é levemente vergente para o norte; no leste, é simétrico. Esta geometria é resultado da interação complexa de esforços que geraram a estrutura (FIG. 5 e 6), (Carrillo Barandirán, 2000, Disalvo *et al.* 2003)

O anticlinal é fechado em todas suas direções e tem três acumulações independentes e sobrepostas (Carrillo Barandirán, 2000). O ponto de fuga para as duas acumulações mais profundas relaciona-se com uma falha fora de seqüência que corta o flanco sul da estrutura (*Cashiriari Backthrust*) e tem uma rejeição vertical de algumas centenas de metros. O contato água-gás não está bem definido, assume-se que o ponto de fuga seja também o *backthrust*. Existem falhas menores na crista da estrutura que não tem importância na distribuição de hidrocarbonetos devido a que se encontram mineralizados os dois blocos de falha, originando somente o aumento do fechamento estrutural.

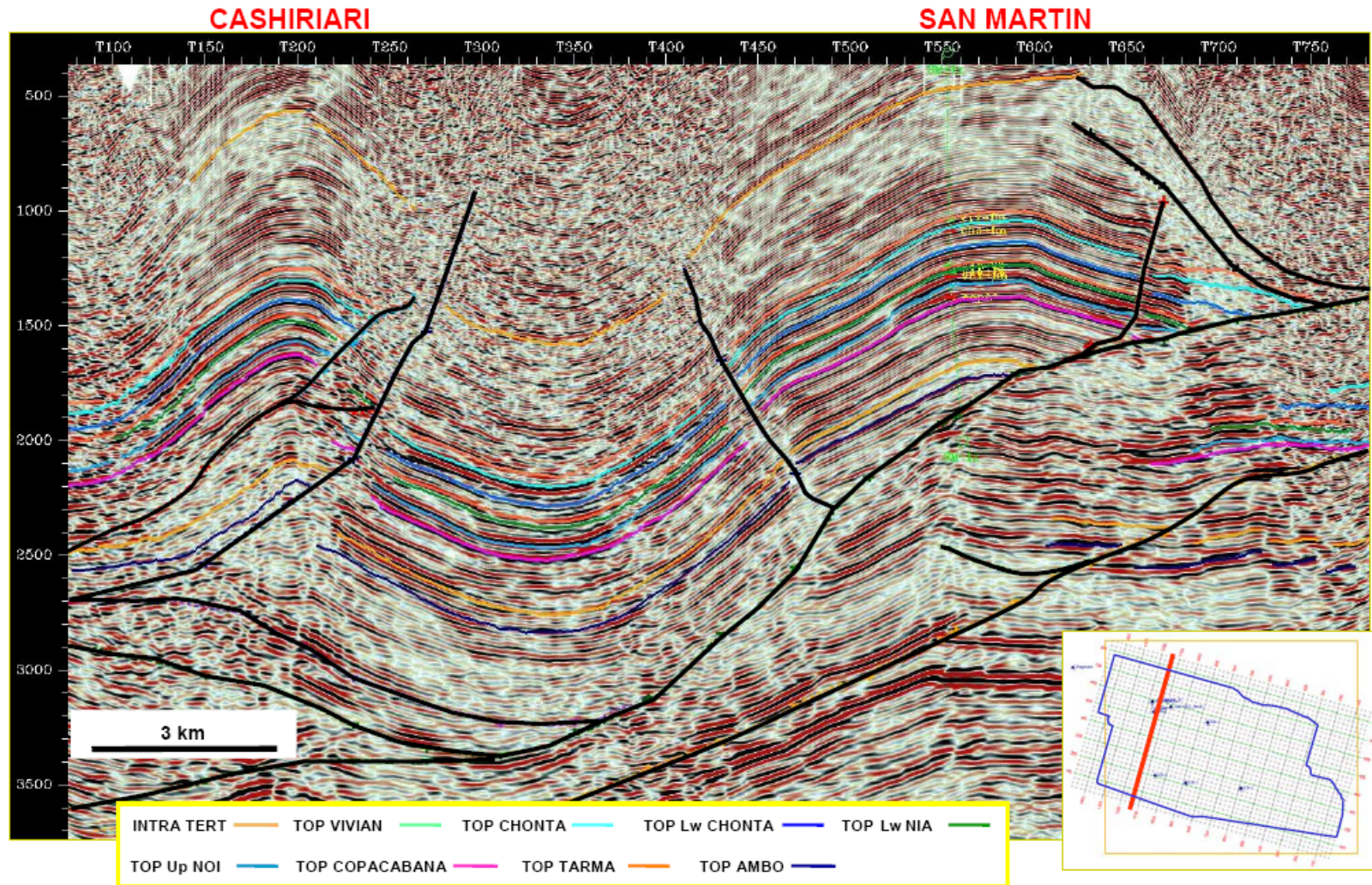
### *Anticlinal San Martín*

Carrillo Barandirán, (2000) descreve o anticlinal San Martín como fechado nas três direções, formando um alinhamento de sentido NO-SE que se estende por mais de 120 km de comprimento e 10 km de largura. Todo o conjunto é denominado Mipaya-Pagoreni-San Martín (FIG. 5). A estrutura é assimétrica apresentando fortes inclinações no flanco norte o qual é seccionado por falhas de acomodação com sentido paralelo ao eixo das dobras originadas logo após a deformação principal. O efeito combinado do sistema de empurrão e retroempurrão produz uma serie de terminações menores (anticlinais menores individualizados), ao longo do fechamento do anticlinal principal. As terminações ou anticlinais individualizados são, de nordeste para sudeste: Mipaya, Pagoreni, San Martín e San Martín Este, separadas por algumas centenas de metros de relevo. As geometrias deposicionais dos reservatórios basais produzem um relevo de selas e depressões com uma distribuição e frequência regular. (Disalvo *et al.* 2003).

Em San Martin existem pelo menos duas acumulações independentes em reservatórios diferentes (Pluspetrol, 2006).



**Figura 5.** Mapa Estrutural de Camisea do topo dos reservatórios do Cretáceo, mostrando os principais anticlinais: Cashiriari, Mipaya-Pagoreni-San Martín que conformam a estrutura principal do campo. (Lote 88 – Camisea).



**Figura 6.** Interpretação estrutural de linhas sísmicas (INLINE 1141) mostrando as falhas estruturais e a interpretação detalhada dos topos das formações. Orientação segundo o quadro inferior direito. (fonte: Pluspetrol Peru Corporation, 2004a)



## 2.8 ROCHAS SELANTES: Copacabana Carophytes e Shinaí

As rochas selantes, situadas acima das rochas reservatório, dão uma situação de impermeabilização que impedem o escape dos fluidos de hidrocarboneto, aprisionando-os e formando assim uma acumulação petrolífera.

Rochas selantes são normalmente de granulometria fina (folhelhos, siltitos, calcilutitos) ou qualquer rocha de baixa permeabilidade, cuja transmissibilidade a fluidos seja inferior à dos reservatórios a elas relacionados em várias ordens de grandeza. Eventualmente, mudanças faciológicas ou diagenéticas dentro da própria rocha reservatório, ou mesmo elementos estruturais tais como falhamentos, poderão servir de selo para o petróleo (Jahn, 2003).

Em Camisea, têm-se como selantes as litologias das formações Copacabana, Carophytes e Shinaí (FIG. 4).

### *Formação Copacabana*

O Grupo Copacabana constitui as fácies marinhas calcárias e fosilíferas que ocorrem na bacia de Ucayali, os quais são sobrepostos em discordância por cerca de 3000 m de espessura de lavas, estratos vermelhos do Grupo Mitu (Permiano Médio – Triássico). Pertence ao Carbonífero Superior – Permiano Inferior; contém abundantes calcários com fósseis, trilobitos e conodontes. A seção superior do Grupo Copacabana termina com evaporitos e estratos vermelhos com restos vegetais (Vásquez Flores, 2002).

### *Formação Charophytes*

Pertence ao Cretáceo podendo ser do Terciário. Os depósitos consistem em folhelhos com presença subordinada de siltitos argilosos marrom avermelhados acinzentados, os quais, na base gradam para argilitos com siltitos vermelhos. Na base têm-se finas capas de areias de quartzo com uma abundante matriz argilosa. As areias são de granulometria fina a muito fina, de forma subangular a subarredondadas, com uma matriz cimentada de argila branquicenta e sílix. São pouco consolidadas e tem uma baixa porosidade. A compactação da matéria argilosa com a profundidade induz reações de

material carbonático e anhidrítico. Alguns fósseis de Charophytes foram observados em amostras de cortes nos poços. (Vásquez Flores, 2002).

### ***Formação Shinaí***

Os pelitos e carbonatos da formação Shinaí são importantes para o sistema petrolífero porque divide unidades hidráulicas diferentes; isto é, Nia Inferior da seqüência de Noi-Ene (FIG. 4). É uma seqüência de aproximadamente 75 metros e tem uma espessura quase constante em toda a área. Na direção leste do lote 88, o intervalo está erodido devido à discordância da base do Cretáceo. Principalmente está reaperentado por uma sucessão de argilitos vermelhos e cinzas esverdeados, dolomitos de cor rosa com alguns intervalos de chert (Seminario, 2005a).

### 3. DESCRIÇÃO DA GEOLOGIA DE CAMISEA

#### 3.1. ESTRUTURA

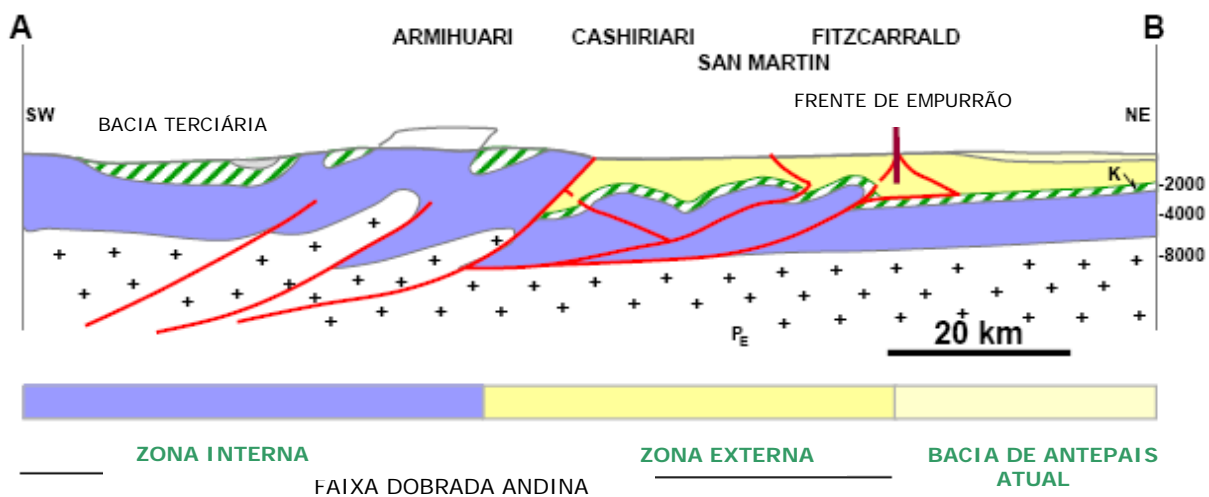
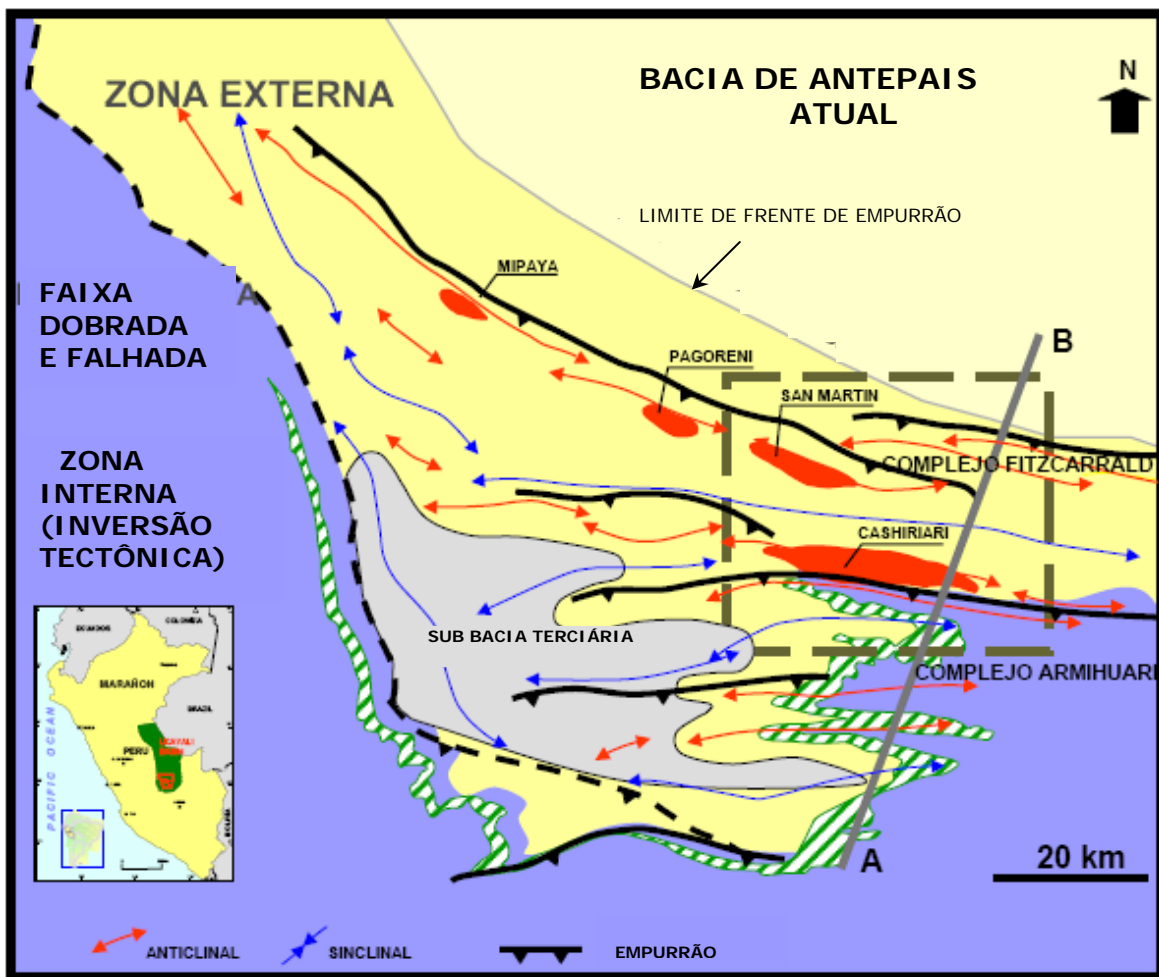
Em seus aspectos tectônicos, o Campo de Camisea consiste em uma faixa dobrada e falhada, cuja deformação vai evoluindo de SW para NE, da zona deformada em direção à zona não deformada (FIG. 7 e 8), (House *et al.* 1999 *apud* Carlotto *et al.* 2006). Distinguem-se três zonas:

Ao Norte e Nordeste, encontra-se a atual bacia de antepaís, que é uma faixa sem deformação andina. Somente afloram rochas quaternárias (Ascue Cuba, 1997, Disalvo *et al.* 2002).

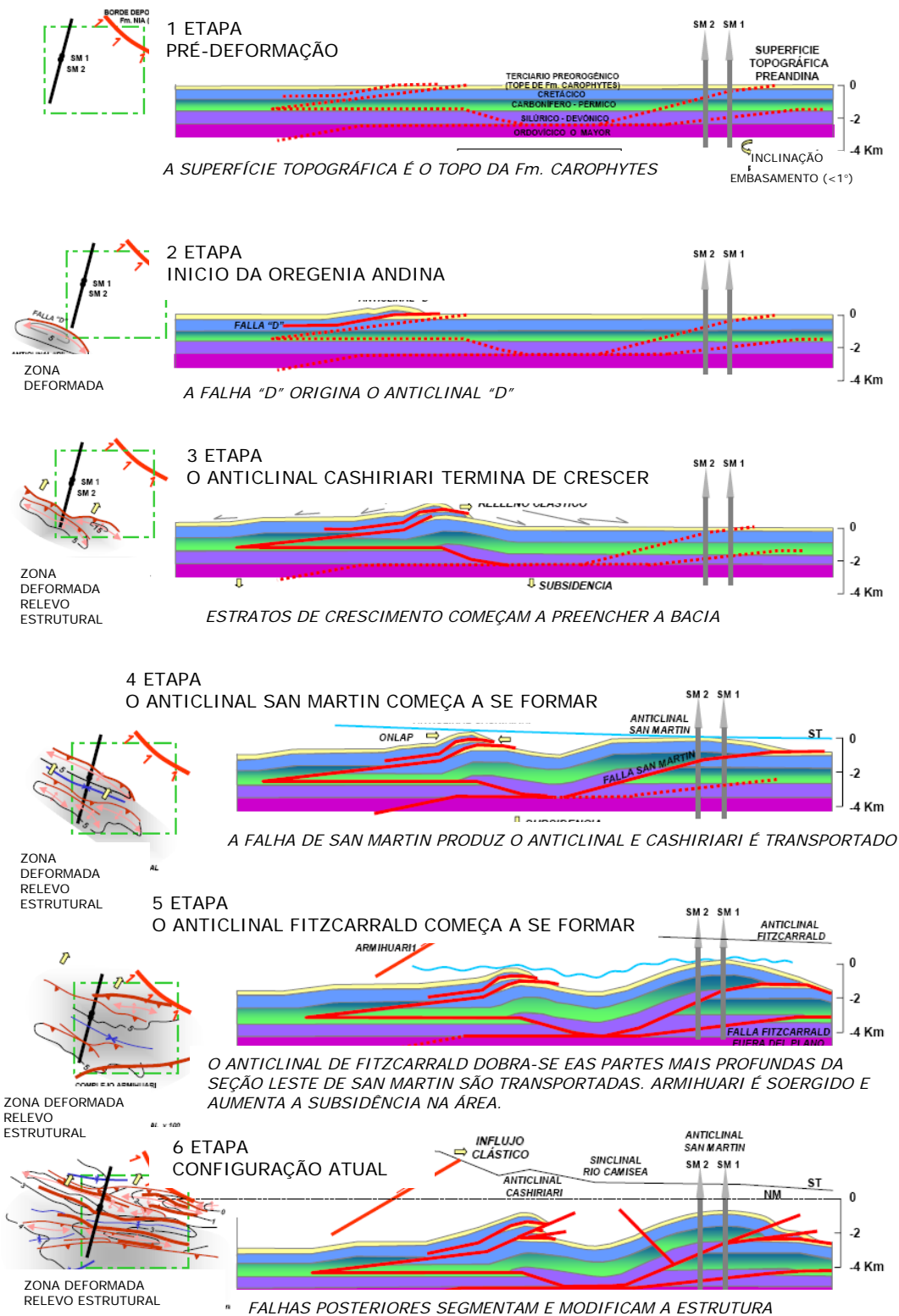
Logo tem-se uma zona intermédia, que é a zona externa da faixa dobrada subandina. A deformação é suave. Caracteriza-se por formar uma série de dobras anticlinais e sinclinais na direção SE-NW, dispostos em forma paralela. Essas estruturas em geral afetam somente as rochas paleozóicas mais jovens, constituindo uma faixa com dobras e falhas de escama fina (*thin-skinned tectonic*) desvinculada de um substrato mais antigo (Coward, M.P. 1983 *apud* Disalvo *et al.* 2003). Na superfície afloram principalmente rochas terciárias, quaternárias e ocasionalmente cretácicas, que sob o ponto de vista da indústria do petróleo, é a zona mais interessante do campo (Carlotto *et al.* 2006).

Na zona interna da faixa, a deformação é complexa e intensa, afetando todas as rochas da coluna estratigráfica desde o período Pré-Câmbriano ao Terciário, e por isso, o tipo da deformação é denominada de escama grossa (*thick-skinned tectonic*), (Disalvo *et al.* 2002). Existe uma inversão tectônica de um episódio mais antigo, produto da orogenia do local (Letouzey, J. 1990; Vásquez 2002). Na superfície afloram rochas desde o Paleozóico inferior até o Terciário e existe um forte controle da estrutura sobre a morfologia e a paisagem.

Os principais anticlinais da zona externa foram formados por flexão de falhas inversas de centenas de metros de deslocamento, empurrões. No Bloco 88 existem três desses alinhamentos: Cashiriari, Mipaya-Pagoreni-San Martín e Fitzcarrald apresentados nas FIG. 5, 6 e 7.



**Figura 7.** Marco Tectônico do Lote 88. (Modificado de A. Disalvo, M. Arteaga, J. Chung Ching, 2003)



**Figura 8.** Modelo de evolução tectônica para a região do Lote 88 ( Disalvo et al. 2003).

## 3.2. ESTRATIGRAFIA

### 3.2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Desde alguns anos, diversos autores descrevem as formações da área de estudo, dentro os quais destacam-se os estudos pioneiros de Shell e Chevron (1983-1996), Isaacson (1995), Mathalone (1995), Vásquez (2002), Pinillos *et al.*, (2005) entre outros, e mais recentemente estudos exploratórios de óleo e gás desenvolvidos pela Pluspetrol.

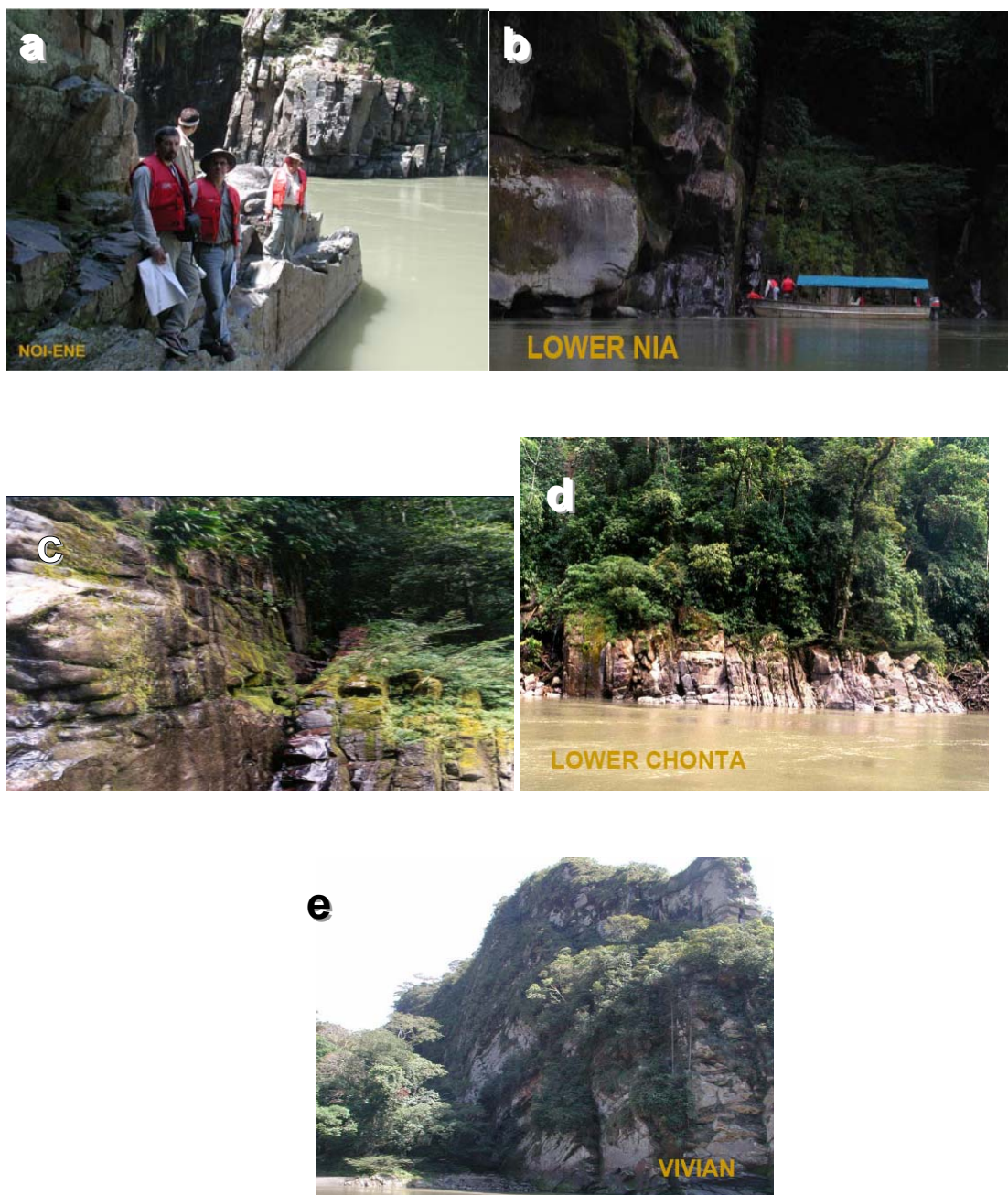
No presente capítulo se realiza uma descrição geológica dos reservatórios produtivos de gás e condensado do campo Camisea. As informações utilizadas têm como base os estudos efetuados durante a campanha de perfuração do campo San Martín e Cashiriari pela Pluspetrol, (Seminario *et al.* 2002; Viera *et al.* 2002a; Viera *et al.* 2002b; Viera *et al.* 2002c; Viera *et al.* 2003; Chung *et al.* 2004; Seminario *et al.* 2004; Pluspetrol Perú Corporation 2004a; Pluspetrol Perú Corporation 2004b; Seminario *et al.* 2005a).

Incluem-se dados das secções medidas nos rios Cashiriari, Mayapo e os afloramentos do Pongo de Mainique.

O Pongo de Mainique é um cânion que se localiza a ambos lados do Rio Urubamba no estado de Cuzco, em Peru. Tem 45 metros de largura e 3 quilômetros de comprimento e com penhascos de 900 m a 300 m de altura. Aflora a seqüência completa desde o Ordoviciano até o Terciário, com camadas com mergulho subvertical a vertical (FIG. 9).

É a única ruptura da Cordilheira Vilcabamba (parte da Cordilheira Central nos Andes). Divide também o rio de Urubamba que corta perpendicularmente à estratificação. Pode-se seguir por 3 km pela margem do rio.

Para Pluspetrol, a sísmica tem sido fundamental para definir as estruturas e para entender a distribuição dos distintos reservatórios. Toda a informação de sísmica, perfis de poço, testemunhos e afloramentos foram utilizados para entender e identificar os limites de seqüências e discordâncias e são incluídos aqui.



**Figura 9.** Fotografias dos afloramentos do Pongo de Mainique. (a) Afloramentos do conjunto Noi-Ene, mostrando os arenitos de ambiente eólico-fluvial. (b) Afloramentos da formação Nia Inferior, mostrando pacotes de areia dos depósitos de campos de dunas (draa). (c, d) Afloramentos de Chonta Inferior de depósitos de planície costeira e base de canal de maré com abundante flaser e ripples. (e) Afloramento da formação Vivian, mostrando pacotes de arenitos de ambiente de plataforma de maré. (Fotografias cortesia de Pluspetrol Peru Corporation)

### 3.2.2. COLUNA ESTRATIGRÁFICA

A coluna estratigráfica investigada no lote 88 abrange terrenos que abarcam desde o Pré-Câmbriano até o Recente (Ministério de Energia e Minas do Peru, 2007), (FIG. 10).

O intervalo estratigráfico compreende nove megasequências sedimentares com episódios distintos e diferentes comportamentos à deformação (Mathalone e Montoya 1995, Martinez Valladares e Monge Miguel, 1995), que representam os episódios na história geológica dos blocos deposicionais da bacia Ucayali. (Viera *et al.* 2002a). Essas sequências encontram-se sobre um embasamento cristalino, constituído por granitos de idade Pré-Câmbrianas.

A sedimentação paleozóica apresenta uma importante influência marinha em sua gênes e uma marcada estabilidade tectônica na sua evolução. (Isaacson *et al.* 1995a, Monge 1997). O ciclo sedimentar mais antigo, de provável idade Ordoviciano, são lamitos e arenitos muito finos de 900 metros de espessura, depositados sobre o embasamento granítico em não conformidade.

Imediatamente acima, tem-se um pacote constituído por arenitos castanhos vermelhos de até 1000 metros de espessura, que depositou-se também em um ciclo Pré-Siluriano, sobre o embasamento cristalino e as unidades ordovicianas mais antigas.

A cima ocorre o ciclo Siluro-Devoniano que está formado por aproximadamente mil metros de sedimentos finos. Em sua seção basal originou-se a maioria das falhas de empurrão.

O ciclo Carbonífero-Pérmico é composto por arenitos calcários pelíticos de aproximadamente 900 metros de espessura que se caracterizam por a sua competência à deformação.

O ciclo Triássico-Jurássico está pouco representado na área. Compõe-se principalmente por arenitos com uma espessura que não supera 150 m, com comportamento tectônico semelhante ao ciclo anterior (Carlotto *et al.* 1997).

O ciclo Cretácico é o intervalo mais importante por conter os reservatórios de gás de Camisea (Shell, 1996 *apud* Seminario *et al.* 2005a). São arenitos e pelitos, de aproximadamente 500 metros de espessura. Em geral são rochas com um nível plástico



próximo ao topo, onde a trajetória das falhas se modificou. Em este ciclo diferencia-se dois sub-ciclos limitados por uma discordância ligeiramente angular (Soler e Sempere, 1993; Rosas *et al.*, 1996 apud Viera *et al.*, 2003; Ascue Cuba, 1997).

O ciclo Terciário é formado por massas de rochas detríticas produzidas pelo levantamento da cordilheira dos Andes. Os sedimentos desse ciclo estão vinculados ao crescimento das estruturas tectônicas. Próximo à base existe um importante nível de desarmonia desde onde nascem os retroempurrões (Morley C.K., 1986 apud Viera *et al.*, 2003).

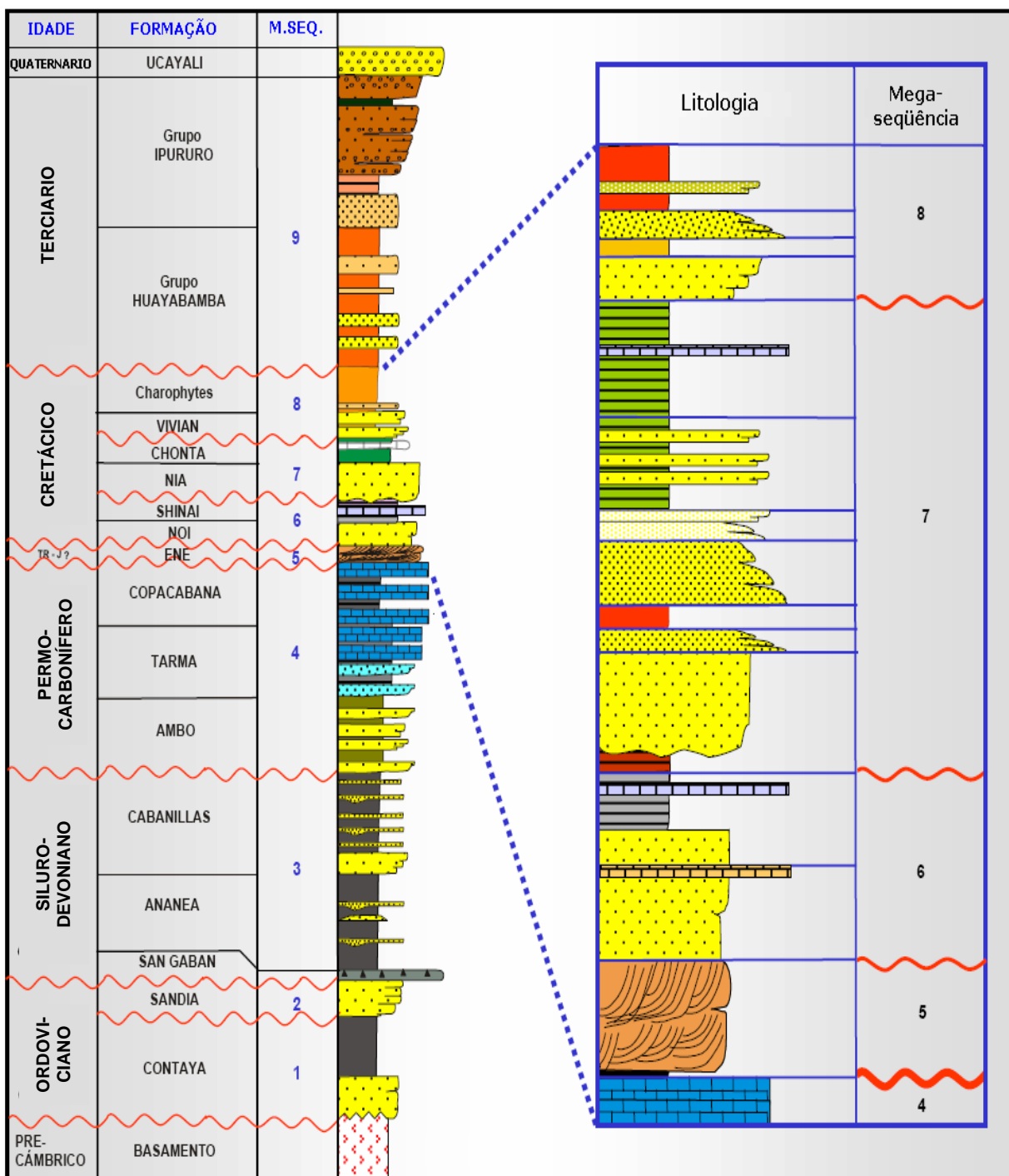
Geralmente, no lote 88, as rochas que constituem os dois primeiros ciclos sedimentares, o ciclo ordoviciano e siluro-devoniano, não estão deformadas pela orogenia andina, formando junto ao granito, o substrato ou embasamento estrutural.

### **3.2.3. INTERVALO PRODUTIVO**

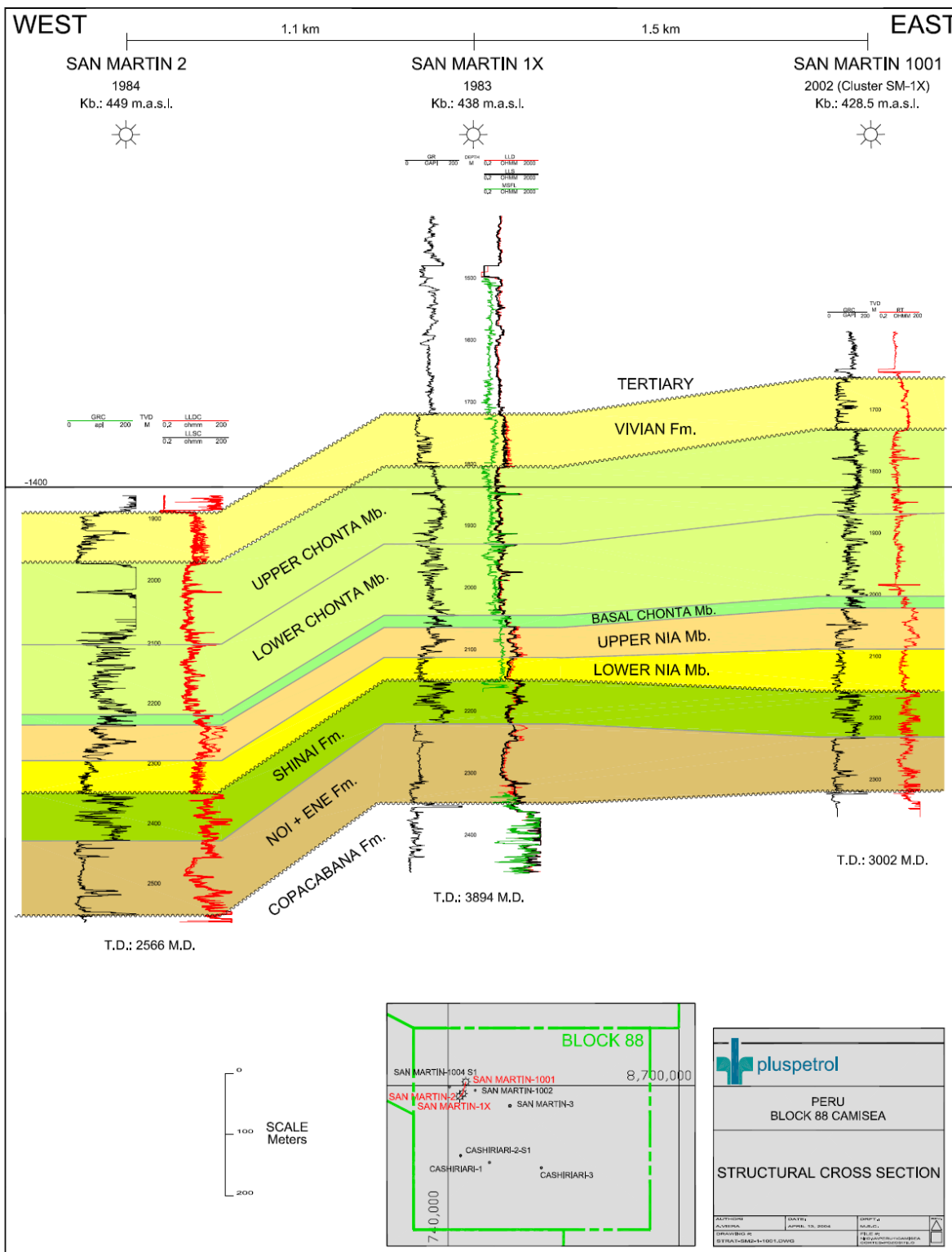
O presente trabalho analisa o intervalo do Cretáceo já que dentro dele estão os reservatórios de gás de Camisea (Pinillos *et al.*, 2005). Estes reservatórios correspondem ao intervalo das megasequências 5, 6, 7 e 8 (FIG. 11).

A formação Vivian, pertencente à megasequência 8, é um importante reservatório no campo de Cashiriari onde se encontra saturada com gás e condensados. Porém, em San Martín tem-se explorado e ensaiado a formação, mas só se tem encontrado água (Pluspetrol Peru Corporation, 2004a).

Uma seção de correlação regional das seqüências é apresentada na FIG. 12, composto pelos perfis dos poços San Martin 2, San Martin 1X e San Martin 1001, com orientação E-W.



**Figura 10.** Coluna estratigráfica generalizada da Bacia de Ucayali apresentando as Megaseqüências definidas. Detalhase o intervalo produtivo definido pelas Megaseqüências 5, 6, 7 e 8 (Modificado de Viera et al. 2003)



**Figura 11.** Seção de correlação regional das seqüências deposicionais correspondentes ao intervalo produtivo dentro do Lote 88. (fonte: Pluspetrol Peru Corporation, 2004a)

### 3.2.3.2. MEGASEQUÊNCIA 5: Formação Ene

Os depósitos pertencentes a essa megasequência encontram-se sobre os depósitos calcários da formação Copacabana, que forma uma das mais importantes discordâncias angulares. A espessura sedimentaria varia entre 30 e 40 m e é contínua em toda a área, cuja deposição ocorreu provavelmente no Juro-Triássico. (FIG.12)

#### **Formação Ene**

##### *Fácies*

Na base ocorrem siltitos escuros com alto conteúdo de matéria orgânica de 3 a 4 m de espessura. Acima são reconhecidas camadas de arenitos quartzo-feldspáticos com finas intercalações de pelitos de cor castanho avermelhado. Apresenta bioturbação local como nódulos possivelmente causados por raízes. Os arenitos são geralmente de granulação fina a média com alguns níveis de arenitos grossos, branquicentos a cinza rosado, de boa seleção com e estratificação cruzada de baixo ângulo.

##### *Associação de fácies*

As fácies são interpretada como uma associação de fácies de ambiente aluvial distal e praias lacustres evidenciado por depósitos fluviais efêmeros. Têm-se evidências de evaporitos. Assume-se que esse preenchimento arenoso possa corresponder a depósitos de corpos eólicos que terminam com o desenvolvimento de fácies de leques distal ou praia que cobrem toda a zona (Carlotto *et al.* 1997, Oller e Sempere 1990 *apud* Viera, 2003).

##### *Arquitetura Depositional*

A seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão progradacional. A base da seção é dominada por depósitos lacustre finos que são sobrepostos por estratos flúvio-eólicos, com raros níveis lacustres intercalados. Os dados de paleocorrentes dos estratos fluviais evidenciam um sentido de mergulho médio concordante com o sentido da progradação. Pertence a um trato de sistema de nível baixo.

### 3.2.3.2. MEGASEQUÊNCIA 6: Formação Noi e Shinaí

A Megasequência 6 está separada da megasequência anterior por um hiato interpretado pela grande diferença no grau de compactação (FIG. 12). Podem-se distinguir dois membros. O inferior pertencente a um período tectônico sutil que controlou o espaço para os depósitos, e corresponde à formação Noipatsite, “Noi”. O superior que se correlaciona com um período de estabilidade tectônica, e corresponde à formação Shinaí.

#### **Formação Noi**

##### ***Fácies***

As características litológicas mostram que Noi está composto por arenitos de cor vermelho claro a tons laranja de grão fino a médio, clastos subredondados e bem selecionados, formando localmente laminações individuais que variam de 1 mm a 6 cm. Têm-se: (i) arenitos finos com estratificação cruzada planar de alto ângulo (estratificação mais freqüente), que poderiam corresponder a complexos de dunas e interdunas; (ii) arenitos entrecruzados de baixo ângulo de grão fino e bem selecionados, associados a depósitos de correntes efêmeros; (iii) arenitos massivos bioturbados, muito finos a siltes, associados a lagos efêmeros e interdunas; (vi) e arenitos finos a médios associados a correntes efêmeras.

A composição da rocha é sub-feldspática e composta por clastos de quartzo (85%), feldspatos (10%) e líticos 5%. A matriz é composta por uma película argilosa que recobre os grãos, enquanto o cimento é dolomítico e tem sobrecrescimento de quartzo e feldspatos.

##### ***Associação de fácies***

A associação de fácies da formação Noi é interpretada como gerada num ambiente eólico com o desenvolvimento de um complexo de dunas, correntes efêmeras e depósitos de lagos efêmeros.

### ***Arquitetura Depositional***

Na base, em Noi Inferior, a seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão agradacional, pertencente a um trato de sistema de nível baixo. A seção é dominada por depósitos eólicos que posteriormente são sobrepostos por estratos de correntes efêmeras e depósitos de lagos efêmeros de Noi Superior. Noi Superior define o começo da transgressão.

### **Formação Shinaí**

A formação Shinaí não é reservatório, mas é muito importante porque constitui um selo regional que separa os reservatórios de Noi e Ene dos reservatórios de Nia, convertendo-os em unidades hidráulicas independentes (Seminário, 2004). Representa o período de calma tectônica e o início da subida do nível de mar.

### ***Fácies***

Está composta por pelitos massivos de cor cinza médio, dolomitos e arenitos calcários e níveis de chert na base. O intervalo arenoso apresenta uma espessura constante de aproximada de 70 e 80 metros em todos os poços perfurados na área, e pela continuidade regional dos refletores sísmicos de esses níveis. A base é fácil de correlacionar, mas seu topo carece de continuidade lateral. Ao leste do lote 88, o intervalo encontra-se erodido devido à uma importante discordância na base do Cretáceo.

### ***Associação de Fácies***

A litologia corresponde à máxima inundação da megaseqüência, gerada em um ambiente marinho.

### ***Arquitetura Depositional***

A seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão retrogradacional. Shinaí representa a máxima inundação da bacia.

### 3.2.3.2. MEGASEQUÊNCIA 7: Formação Nia e Chonta

A Megasequência 7 subdivide-se em uma sequência inferior e outra superior. A sequência inferior corresponde à formação Nia Kaatsirinkari, “Nia”. A sequência superior corresponde à formação Chonta (FIG. 13).

O início da megasequência é marcado por uma importante mudança no aporte sedimentar. Segundo a correlação estratigráfica e a interpretação sísmica, estes níveis representam uma mudança no paleoclima e no comportamento tectônico.

Os níveis apresentam um aumento de espessura na direção ocidental do campo. Esse aumento de espessura se verifica na base, porém a parte superior de megasequência fica praticamente constante.

A FIG. 13 apresenta a sísmica do corte regional no sentido leste – oeste dos campos de San Martín e Pagoreni. Ressaltou-se a espessura da sequência onde é possível ver a o topo praticamente constante e a base seguindo as características da sequência inferior.

#### **Formação Nia**

A formação Nia subdivide-se em três unidades. Cada uma delas representa um ambiente deposicional característico, a saber: na base, se distingue um ambiente eólico; no nível intermediário, ambiente fluvial; e no topo, ambiente de leque distal com correntes efêmeras.

#### **Nia Inferior: Sistema Eólico**

##### ***Fácies***

Nia Inferior está caracterizada pelo predomínio de arenitos finos a médios, bem selecionados. As fácies são definidas por: (i) fácies de duna com estratificação cruzada e com aspecto de avalanche; (ii) combinação de fácies de duna e interduna úmida com contacto abrupto; (iii) fácies de interduna com camadas irregulares e lentes de arenitos muito finos e argilosos, localmente bioturbados; (iv) depósitos de dunas com bandas de

deformação. Petrograficamente são arenitos subfeldspáticos de grão médio e muito fino. Os grãos de quartzo estão recobertos por cristais de dolomita e feldspato potássico.

### ***Associação de Fácies***

A associação de fácies indica um sistema deposicional eólico. O empilhamento de depósitos de duna de escala de dez em dez metros sugere o desenvolvimento de um complexo sistema de *draa*, lateralmente relacionado com uma ampla área de interduna.

### ***Arquitetura Depositional***

A presença significativa de estratos cruzados de dunas eólicas e sua ocorrência restrita nos campos estudados indicam variações paleogeográficas na distribuição das principais associações de fácies dentro da seqüência, com áreas de desenvolvimento de campos de dunas coexistindo lateralmente com regiões que dominam lençóis de areia eólicos e fluxos fluviais.

### ***Nia Médio: Sistema Aluvial Fluvial***

#### ***Fácies***

Segundo os testemunhos do poço SM 1002D (APÊNDICE C), as fácies são definidas por: conglomerados finos e arenitos conglomeráticos com alguns intraclastos de pelitos e cimento dolomítico. Em termos de estrutura sedimentar, predomina a estratificação cruzada de baixo ângulo que é interpretado como geradas em canais fluviais entrelaçados. Ocorrem também conglomerados massivos com vários intraclastos de pelitos devido a fluxos de detritos; arenitos finos a grossos de coloração avermelhada com estratificação entrecruzada planar e cruzada acanalada; capas de arenitos feldspáticos finos e muito finos com estratificação cruzada de baixo ângulo, ondulações e *climbing ripples*, com cimento é dolomítico e caolinítico com sobrecrecimento de quartzo e feldspatos.



### ***Associação de Fácies***

Interpreta-se um ambiente aluvial, com depósitos de rios entrelaçados “*braided*” associados com outros de correntes efêmeros e não confinadas, do tipo “*sheet flood*”, gerados em condições de clima árido a semi-árido com um regime de descarga fortemente intermitente.

Cada seqüência canalizada alcança um máximo de 20m de espessura. Regionalmente se podem definir três ciclos canalizados. A sucessão tem um padrão granodecrescente começando na base com um conglomerado que apresenta clastos pelíticos devido à erosão das fácies finas do topo da seqüência da cima. No final da seqüência os pelitos de argila representam um período de inundação.

### ***Arquitetura Depositional***

Apresenta uma sucessão vertical que define um padrão progradacional, consistente a um sistema de trato de nível baixo a transgressivo. O estrato de argilito esta associado um período de inundação.

### ***Nia Superior: Sistema Fluvial Efêmero***

#### ***Fácies***

Segundo os testemunhos de SM 1002D (APÊNDICE C), as fácies definidas dentro de este sistema são: (i) arenitos muito finos e siltitos com estratificação cruzada ondulada, interpretados como pertencentes a planície aluvial distal; (ii) arenitos finos a muito finos com laminação plano-paralela ou cruzada de baixo ângulo, que poderia corresponder a correntes não canalizadas de baixa energia. Petrográficamente os arenitos são feldspáticos com cimento calcítico e crescimento secundário de quartzo e feldspato; os pelitos são massivos e escuros, intercalados com delgados corpos de arenitos finos com *ripples*.

### ***Associação de Fácies***

Logo após da seqüência anterior de Nia Médio, têm-se evidências de uma inundação representada por um nível pelítico de pouca espessura e de grande extensão na área que separa os dois corpos.

As estruturas sedimentares permitem definir a estes níveis como correspondentes a depósitos de correntes fluviais efêmeras, gerados por superposição de estratos não canalizados, “*sheet floods*” Seminario *et al.* (2005a). Viera *et al.* (2003) sugerem a possibilidade de se tratar de depósitos aluviais de leques distais. Inferem-se condições de clima árido a semi-árido com um regime de descarga fortemente intermitente.

### ***Arquitetura Depositional***

A seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão progradacional, representando um sistema de trato de nível alto.

### **Formação Chonta**

Em geral, a formação Chonta representa um episódio de inundação regional. Chonta se subdivide em duas unidades: Chonta Basal, Chonta Inferior e Superior.

### **Formação Chonta Basal**

#### ***Fácies***

Segundo os testemunhos, as fácies definidas dentro de este sistema são: arenitos de laminação acanalada e arenitos com marcas onduladas que podem pertencer a cursos e/ou correntes distais em uma planície costeira enlameada. Há intercalações de arenitos e pelitos pertencentes à planície costeira de baixa energia com intensa bioturbação.

### ***Associação de Fácies***

A espessura média de Basal Chonta é de 15 e 20 m. A associação de fácies é interpretada como uma planície costeira de baixa energia. Esporadicamente tem-se

depósitos de alta energia com espessuras menores de 2m. Por este motivo, a conectividade vertical e a continuidade lateral dos níveis do reservatório variam em forma significativa.

A baixa diversidade da bioturbação e a presença de nódulos calcíticos são indicadores de condições de stress gerados por flutuação de salinidade. Por outro lado, a intercalação de arenitos e pelitos de contato abrupto entre eles sugere freqüentes e rápidas alterações na intensidade das correntes (Viera *et al.* 2002b).

### ***Arquitetura Depositional***

A seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão agradacional a progradacional. Representa um sistema de trato de nível baixo.

### **Formação Chonta Inferior e Superior**

A informação utilizada em Chonta Inferior e Superior é de três dos poços Cashiriari 2, 3 e San Martín 3 (dados de testemunhos, perfis geofísicos, e calha), além dos afloramentos do rio Cashiriari e do Pongo de Mainique.

### ***Fácies***

Em geral, nesta formação, as argilas estão distribuídas em forma laminar e estrutural como clastos e capas muito finas.

Dois intervalos podem ser definidos por suas características litológicas. O mais importante como reservatório corresponde a uma seção de aproximadamente 60 metros. É predominantemente arenoso com intercalações muito finas de siltitos de cor marrom avermelhado. Tem estratificação cruzada de baixo ângulo e cruzada planar. Em alguns casos tem-se clastos de argila dentro das areias e fácies mais finas de pequenos canais com influencia de maré e bioturbação. Segundo a composição, são arenitos feldspáticos e apresentam em alguns casos sobrecrescimento de quartzo e calcita preenchendo os poros.

Imediatamente acima, ocorre o segundo intervalo definido como uma fácies mais heterolítica de intercalações de arenitos e argilas de coloração acinzentada e

esverdeada, onduladas, e com intensa bioturbação. Em alguns casos, evidenciam-se contatos abruptos. A seção é mais abundante em material argiloso.

Na sísmica o refletor da seqüência é muito forte na área, o qual é utilizado como refletor guia para as correlações. Os refletores são subparalelos e regionalmente fazem *down-lap* para o oeste contra a seqüência de Nia Superior.

### ***Associação de Fácies***

A interpretação é de um ambiente de planície costeira afetado por processos diagenéticos durante os períodos de baixa taxa de sedimentação. Imediatamente acima tem-se o segundo intervalo que corresponderia a períodos de pouco aporte clástico e a máxima inundação da seção.

### ***Arquitetura Depositional***

Esta seqüência representa um sistema de planície costeira afetado por processos transgressivos com paleocorrentes consistentes em direção ao depocentro da bacia. Este primeiro intervalo apresenta uma sucessão vertical que define um padrão retrogradacional consistente a um sistema de trato de nível baixo a transgressivo. O segundo intervalo de arenitos com intercalações de argila é consistente com o período de inundação da bacia.

### 3.2.3.2. MEGASEQUÊNCIA 8: Formação Vivian

O começo da Megasequência 8 está marcado por uma importante caída do nível de base. Sobre os sedimentos da seqüência anterior se depositaram importantes pacotes arenosos da formação Vivian, os quais formam três corpos denominados Vivian Inferior, Médio e Superior.

A informação que se tem para avaliar essa formação inclui os afloramentos pertos do Pongo de Mainique, sísmica, perfis elétricos, de imagens e magnéticos, e também testemunhos tomadas nos poços de Cashiriari 2-S2-S3 e Cashiriari.

#### *Formação Vivian inferior*

##### *Fácies*

Está caracterizado por pacotes de arenitos com estratificação cruzada planar de escala média a grande, laminação tangencial na base, intercalado ciclicamente com partições heterolíticas. Localmente preservam-se “*mud drapes*” nas porções frontais e pacotes de pequena escala de estratificação sigmoidal. Nos níveis finos, apresenta escassa bioturbação. Petrográficamente corresponde a arenitos de quartzo com pouco crescimento secundário de quartzo e escassa caolinita.

##### *Associação de fácies*

Interpreta-se como corpos gerados e modificados por correntes de maré de alta energia.

#### *Formação Vivian Médio*

##### *Fácies*

É um intervalo granodecrescente de 35 a 40 metros de espessura de areias finas a muito finas intercaladas ritmicamente com capas finas de argilas, sendo arenoso na base e argiloso ao topo. Nos afloramentos do Pongo de Mainique e nos testemunhos observam-se ondulações e bioturbação, além de impressões de vertebrados (*footprints*).

### ***Associação de Fácies***

Interpreta-se como depósitos marinhos de baixa energia, gerados predominantemente por decantação e correntes de maré.

#### ***i. Formação Vivian Superior***

##### ***Fácies***

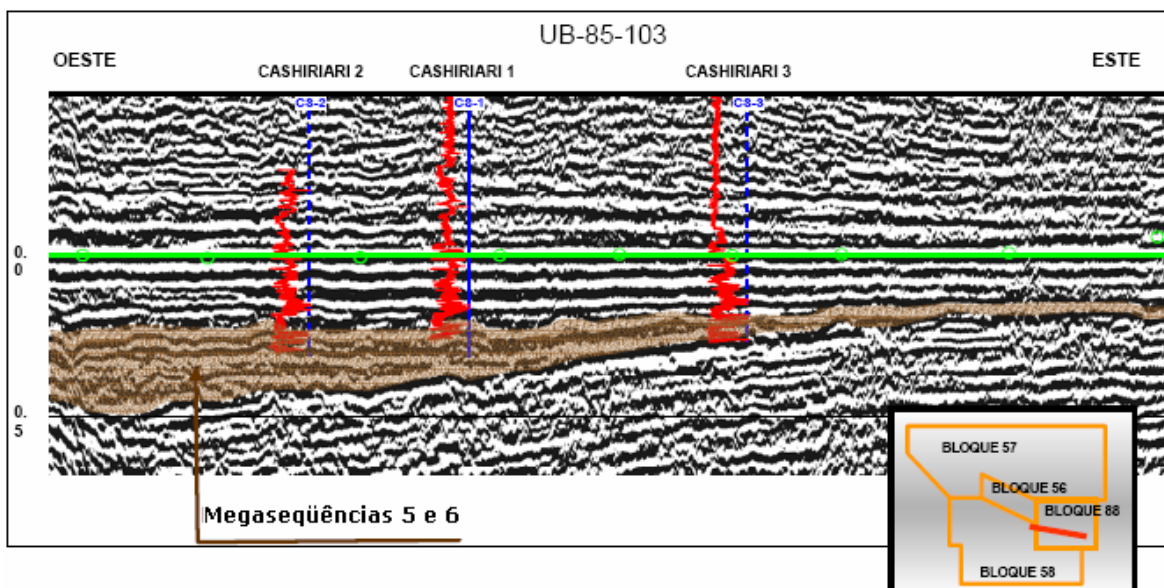
Tem uma espessura que varia entre 35 a 40 metros. Está composto por arenitos de quartzo com estratificação cruzada, localmente com evidências de ação de marés com freqüentes níveis com deformação sedimentar e intercalação de níveis argilosos. A formação tem pacotes arenosos superpostos com tendência geral suavemente granodecrescente e com pouca bioturbação

##### ***Associação de Fácies***

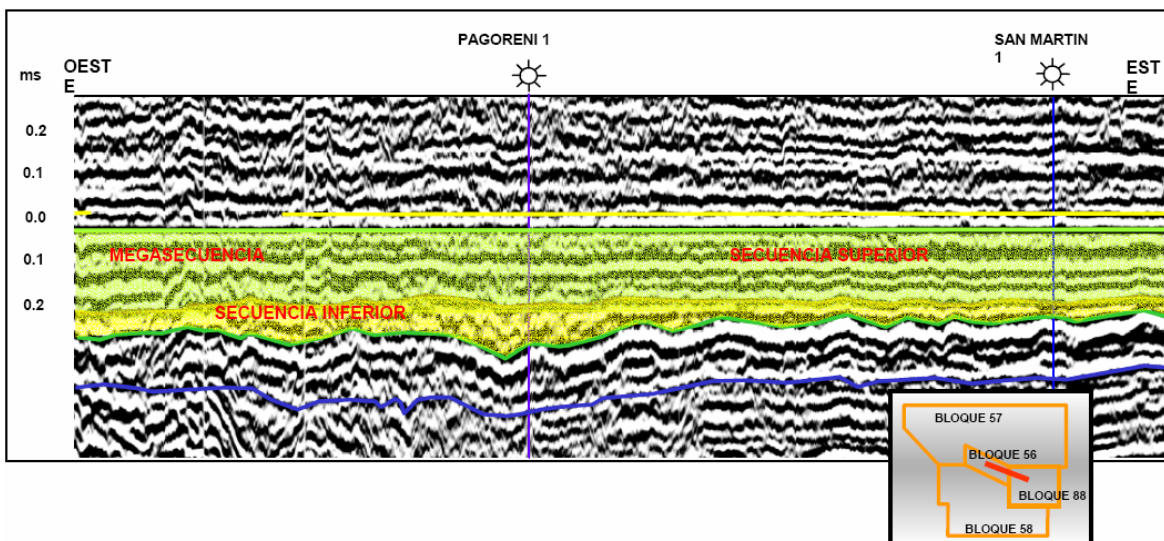
Interpretam-se como corpos afetados por correntes de maré de alta energia.

##### ***Arquitetura Depositional***

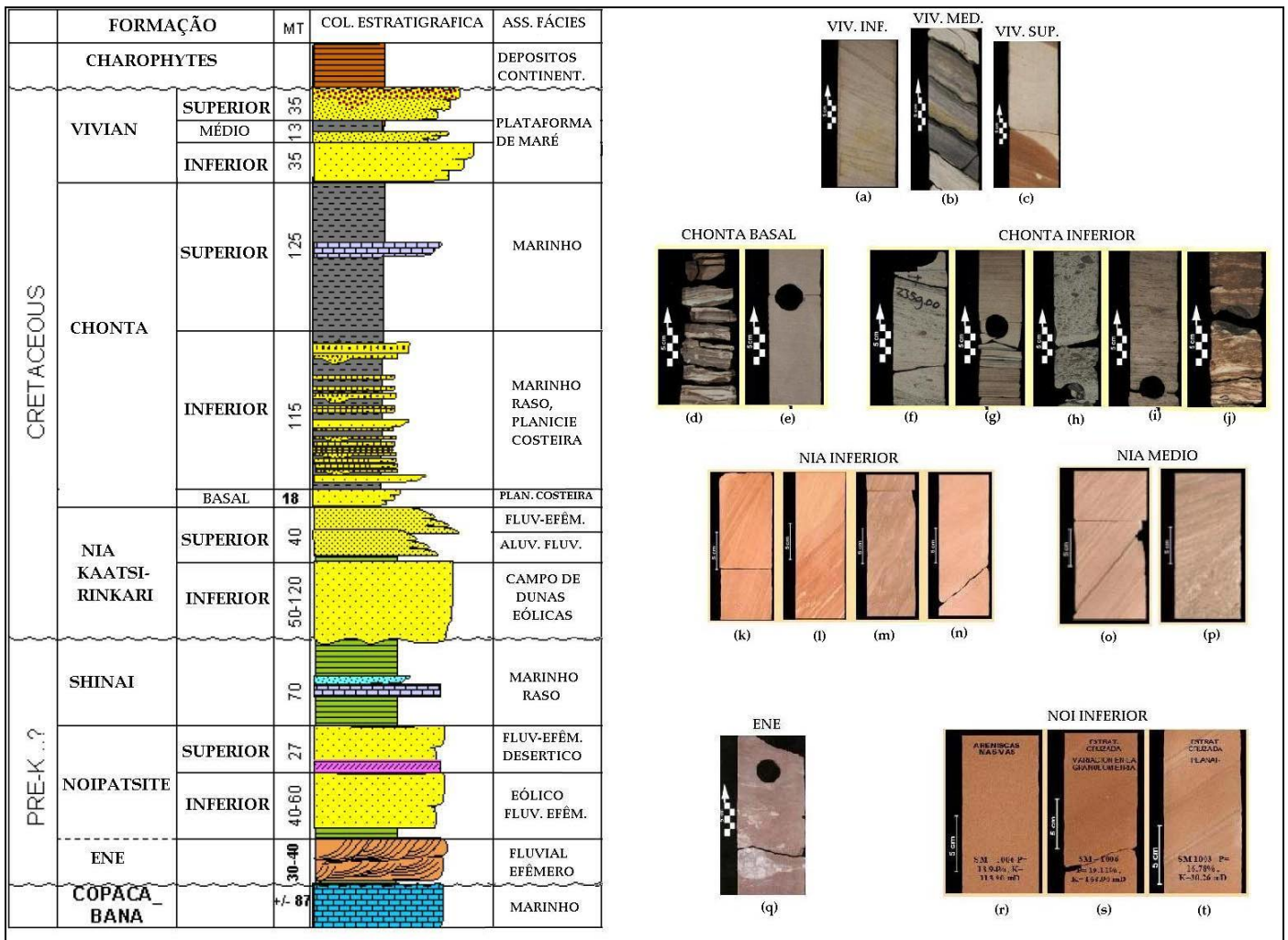
A seqüência apresenta uma sucessão vertical de associações de fácies que define um padrão agradacional, pertencente a um trato de sistema de nível baixo. A seção é dominada por depósitos afetados por correntes de maré que posteriormente são sobrepostos por estratos marinhos transgressivos da formação superior.



**Figura 12.** Megasequência 5 e 6. Seção sísmica Leste-Oeste. Zona Cashiriari. Em base ao interpretado na sísmica, a geometria regional das Megasequência 6 e 5 conformam uma delgada cunha sedimentar que vai perdendo espessura ao leste e nordeste, em que se sustenta sucessivamente sobre terrenos cada vez mais antigos.



**Figura 13.** Seção sísmica levantada sobre depósitos da Megasequência 7; de amarelo a formação Nia de ambiente eólico, canais aluvial- fluviais e fluviais efêmeros. De verde, a formação Chonta, terminando no afogamento. Observe-se a espessura da megasequência, praticamente constante no topo, e a base seguindo as características da sequência inferior. A seção sísmica tem uma direção Oeste-Leste, sobre os campos de Pagoreni e San Martin.



**Figura 14.** Coluna estratigráfica do intervalo produtivo mostrando a associação de fácies para cada formação segundo as interpretações de Seminario (2005). O desenho apresenta fotografias de testemunhos das litofácies. Para Vivian: Fotografias de testemunhos no poço Cashiriari 2-S2 mostra as cores vermelhas produto da infiltração de argilas provenientes das capas vermelhas de cima. (a) V. Inferior, (b) V. Médio, (c) V. Superior. Para Chonta: Testemunhos dos poços Cashiriari 2, 3 e SM 3; (d, e) planície costeira depósitos de baixa energia, depósito aluvial distal. Chonta Inferior: (f) canal de maré; (g) planície costeira, (h) base de canal de maré, (i) abundante flaser e ripples, canais distributários menores; (j) marisma. Para Nia: Testemunhos dos poços SM 1004; (k) fácies de duna com estratificação cruzada e mostras de avalanche. (l) Mistura de fácies de duna em interduna úmida mostrando contato abrupto. (m) testemunho de SM 1002D; fácies de interduna úmida com capas irregulares e lentes de arenitos muito finos e argilosos. (n) depósitos de dunas com bandas de deformação. Núcleo do poço SM 1002, reservatório Nia Médio, (o) pertence a depósitos fluviais efêmeros não canalizados. (p) a cursos fluviais tipo "braided". Para Noi-Ene: fotos de testemunhos dos arenitos eólicos de Noi Inferior tomados dos poços SM 1003 e SM 1006 (r, s, t). Nota: a inclinação das capas nas fotos é aparente devido à inclinação do poço.



## 4. INTERPRETAÇÃO DE PERFIS WIRELINE

### 4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

#### *Informação Geral*

Os seguintes perfis a serem analisados são do poço SM-1001D (PP-SM-88-5-1001-D) em San Martin. A perfilagem iniciou-se a uma profundidade de 2609,1 m até chegar a 3004,0 m (TD, *Total Depth*), medidas a partir da plataforma do equipamento de perfuração.

O conjunto de ferramentas utilizadas pela Schlumberger para a perfilagem foi: CMR\_HRLA\_TLD\_HGNS\_MCFL. As curvas utilizadas dos perfis foram:

DEPT (m): Profundidade relativa ao poço

SP (mv): Potencial Espontâneo

GR (Gapi): Raios Gama

HCAL (in): *Caliper*

RHOZ (G/C3): Densidade da Formação

RXOZ (ohmm): Resistividade da Zona Invadida

TNPH (v/v): Porosidade de Nêutron

PEFZ: Fator Fotoelétrico da Formação

RT\_HRLT (ohmm): Resistividade Verdadeira da Formação

HTEM (degC): Temperatura da Formação

#### *Método de Interpretação - QuickLook Interpretation*

O seguinte trabalho de interpretação de perfis segue as técnicas reunidas pela Schlumberger no seu manual *Log Interpretation Principles/Applications* (1989). As diferentes técnicas apresentadas são do tipo de interpretação rápida que envolve Cartas de Interpretação e análises quantitativas usados amplamente por vários autores, (Wyllie, 1963; Dewan 1983; Serra O, 1984; Schlumberger 1989; Bassiouni, 1994; Hearst *et al.*, 2000 *apud* Krygowsky, 2003; Baker, 2001; Kansas Geological Survey, 2007; WELLOG, 2007).

Devido ao caráter rápido das técnicas, nesse trabalho far-se-á a referência à interpretação como feitas pelos métodos de *QuickLook Interpretation*.

### *Formações*

Os topos das formações estão apresentados no QUADRO 2. MD são as profundidades medidas com relação ao poço desviado e com referência zero na plataforma do equipamento de perfuração. TVSS são as profundidades projetadas na vertical e com referência ao nível do mar. TVD são as profundidades MD projetadas na vertical.

<i>FORMAÇÃO</i>	<b>Perfis Wireline</b>			Espessura. (mMD)
	MD (mbgl)	TVSS (mrsl)	TVD (mbgl)	
<b>IPURURO</b>				811,5
<b>HUAYABAMBA</b>	893,0	-382,9	811,5	726,5
<b>CHAROPHYTES</b>	2028,0	-1109,4	1538,0	108,9
<b>VIVIAN</b>	2191,0	-1218,3	1646,9	84,5
<b>CHONTA SUPERIOR</b>	2310,0	-1302,6	1731,2	136,1
<b>CHONTA INFERIOR</b>	2480,4	-1438,7	1867,3	133,4
<b>CHONTA BASAL</b>	2631,0	-1572,1	2000,7	19,7
<b>NIA SUPERIOR</b>	2652,0	-1591,8	2020,4	73,7
<b>NIA INFERIOR</b>	2727,5	-1665,5	2094,1	59,5
<b>SHINAÍ</b>	2787,6	-1725,0	2153,6	78,3
<b>NOI + ENE</b>	2866,2	-1803,3	2231,9	90,4
<b>COPACABANA</b>	2956,7	-1893,7	2322,3	45,2 até o TD
<b>(TD)</b>	3002,0	-1938,9	2367,5	

*Quadro 2. Topos das Formações para o Poço SM 1001D. Valores obtidos do Relatório Final do poço (Pluspetrol Peru Corporation, 2004).*

#### 4.1.1. CÁLCULO DE VOLUME ARGILOSO, $V_{sh}$

Em muitos dos métodos propostos para avaliação rápida de perfis, as formações são supostas limpas de conteúdo argiloso. É por esse motivo que é preciso conhecer o volume de argila  $V_{sh}$  para fazer as correções nos resultados dos parâmetros interpretados.

Em geral,  $V_{sh} = V_{silt} + V_{clay}$ . Antigamente, a literatura não fazia diferença entre lutito (*shale*) e argila (*clay*), e calculava um volume genérico que chamava  $V_{sh}$  (Krygowski, D. 2003). Atualmente existem técnicas adicionais que consideram as propriedades elétricas das argilas nas respostas das interpretações.

Para obter os valores de  $V_{sh}$ , no presente trabalho, primeiro calculou-se o indicador de lutito  $Ish_x$  da curva de GR. Posteriormente, utilizando a fórmula de Clavier, calculou-se  $V_{sh}$  (Wyllie, 1963; Clavier, C. 1977 *apud* Schlumberger, 1999; Krygowski, D. 2003).

$$Ish_x = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{Shale} - GR_{clean}}, \text{ Indicador de Lutito}$$

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Ish_x + 0.7)^2}, \text{ Fórmula de Clavier.}$$

#### 4.1.2. DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E LITOLOGIA

De acordo com os intervalos das formações definidos no QUADRO 2 e os *crossplots* anexados a este documento (ANEXO 1), a litologia e porosidades efetivas e totais foram determinadas.

##### *Determinação da Litologia*

A mesma análise feita para as porosidades é um método conveniente, relativamente simples, para avaliar a litologia.

Na Carta CP-1, as linhas de litologia foram modificadas para que seja equivalente com o registro que foi perfilado em base arenito “*sandstone*” (usando o valor da densidade de arenitos para os cálculos de porosidade). É assim que na linha de litologia “*Sandstone*”, a porosidade zero coincide com uma densidade de 2,65 g/cm<sup>3</sup>.

Entrou-se com os valores das porosidades de densidade e nêutron na Carta CP-1. De acordo com a localização dos pontos, avaliou-se a litologia predominante de cada intervalo. Com ajuda das informações dos testemunhos, foi possível precisar as respostas para aqueles pontos que caíram entre duas linhas de litologia, isto é, caso se trate de uma composição complexa de areia com calcita, calcita com dolomita ou um arenito dolomítico. Outro ponto que se considerou é o efeito do gás que move os pontos acima e a esquerda da linha de litologia.

Para uma avaliação mais específica, se utilizou a Carta M N. Essa técnica é conhecida como a técnica dos três minerais. Primeiramente, a carta CP-14m é usada para determinar os valores de matriz aparente,  $\rho_{maa}$ , de cada formação. Conhecendo  $\rho_b$ ,  $\phi_{ta}$  e  $P_{ef}$  o volume aparente da matriz  $U_{maa}$  é obtido da carta CP-20. Finalmente, a litologia é avaliada da carta CP-21 (APÊNDICE A).

	VALORES DOS PERFIS					DPHI	Litologia
	DEPT	SP	GR	TNPH	PEFZ		
<b>CHONTA BASAL</b>	2635,50	-24,56	119,40	0,16	3,28	0,06	Arenito com Lutite e argilito
	2642,55	33,06	126,58	0,20	3,03	0,14	Arenito com Lutite e argilito
	2648,50	62,35	140,91	0,19	3,33	0,10	Arenito com Lutite e argilito
<b>NIA SUP</b>	2662,75	61,98	95,90	0,14	2,80	0,23	Arenito feldspático
	2674,85	78,26	131,60	0,22	3,67	0,11	Arenito feldspático
	2677,55	78,90	135,90	0,19	3,22	0,22	Arenito feldspático
	2679,70	79,24	257,57	0,26	3,58	0,09	Camada argilito
<b>NIA MED</b>	2683,05	74,10	127,17	0,17	3,02	0,21	Arenito
	2686,50	80,74	152,65	0,18	3,48	0,22	Arenito dolomítico
	2695,70	67,86	60,96	0,14	3,00	0,15	Arenito dolomítico
	2705,70	60,54	119,24	0,18	2,89	0,16	Arenitos, argilitos, carbonatos
	2712,95	67,37	68,69	0,15	2,89	0,18	Arenitos, argilitos, carbonatos
	2721,15	63,39	61,80	0,12	2,44	0,21	Arenitos, argilitos, carbonatos
	2725,70	62,86	81,98	0,15	2,45	0,12	Arenitos, argilitos, carbonatos
<b>NIA INF</b>	2731,25	57,88	65,35	0,12	2,52	0,17	Arenito feldspático
	2740,05	58,85	71,20	0,12	2,48	0,15	Arenito feldspático
	2750,05	53,84	73,04	0,14	2,44	0,15	Arenito feldspático
	2760,05	46,73	65,25	0,13	2,47	0,16	Arenito feldspático
	2770,05	39,92	55,61	0,12	2,44	0,15	Arenito feldspático
	2780,05	28,57	51,07	0,13	2,52	0,17	Arenito feldspático
	2786,30	18,76	42,94	0,12	2,70	0,15	Arenito feldspático
<b>SHINAI</b>	2787,6	16,00	44,53	0,08	2,36	0,10	Argilito
	2866	-4,35	173,34	0,23	2,78	0,20	Argilito
<b>NOI SUP</b>	2870,55	-22,82	42,28	0,10	2,50	0,10	Arenito
	2880,50	-28,79	36,38	0,11	2,51	0,13	Arenito
<b>NOI INF</b>	2888,50	-26,81	64,25	0,11	2,63	0,05	Arenito
	2895,55	-43,55	54,36	0,12	2,63	0,13	Arenito
	2907,05	-60,33	49,03	0,15	2,46	0,16	Arenito
	2916,30	-75,79	43,57	0,07	2,63	0,02	Arenito
<b>ENE</b>	2919,80	-61,83	100,12	0,09	2,93	0,00	Arenito feldspático dolomítico
	2923,05	-66,67	65,71	0,09	2,76	0,06	Arenito feldspático dolomítico
	2926,65	-69,15	110,38	0,14	2,94	0,04	Camada argilito
	2934,20	-70,04	41,23	0,09	2,42	0,16	Arenito feldspático dolomítico

*Quadro 3. Apresenta intervalos representativos por formação para mostrar a determinação da litologia.*

### Determinação da Porosidade Efetiva

No diagrama de densidade vs. porosidade na Carta CP-1, ingressaram-se os valores de  $\phi_N$  e  $\phi_D$ , onde se obteve um novo valor para a porosidade. Esse valor foi posteriormente corrigido por Vsh e pelo efeito do gás nas leituras das ferramentas.

A correção por Vsh efetuou-se usando as seguintes equações (Schlumberger, 1989; WELLEval, 2007):

$$\phi_{Ncorr} = \phi_N - (Vsh \times \phi_{Nsh}) \quad \text{e} \quad \phi_{Dcorr} = \phi_D - (Vsh \times \phi_{Dsh})$$

Um cálculo bastante aproximado da porosidade efetiva vem dado pela média de ambas as porosidades corrigidas. Se existe gás na formação, a equação que mais se ajusta a das proporções 3/5/8 (Schlumberger, 1999).

$$\phi_{eff} = \frac{\phi_{Ncorr} + \phi_{Dcorr}}{2}, \text{ zonas sem gás, e } \phi_{eff} = \frac{3\phi_{Ncorr} + 5\phi_{Dcorr}}{8}, \text{ zonas com gás.}$$

	VALORES DOS PERFIS							Vsh		POROSIDADE			
	DEPT	SP	GR	RHOZ	TNPH	PEFZ	DPHI	Ish	Ysh	$\phi_{Ncorr}$	$\phi_{Dcorr}$	$\phi_{eff}$	$\phi_{eff}$
								Corr por Vsh		Corr por Gas			
CHONTA	2635,50	-24,56	119,40	2,55	0,16	3,28	0,06	0,71	0,54	0,07	0,02	0,05	0,05
	2642,55	33,06	126,58	2,42	0,20	3,03	0,14	0,77	0,61	0,07	0,07	0,07	0,07
BASAL	2648,50	62,35	140,91	2,49	0,19	3,33	0,10	0,89	0,73	0,04	0,03	0,03	0,03
NIA SUP	2662,75	61,98	95,90	2,27	0,14	2,80	0,23	0,53	0,34	0,09	0,15	0,12	0,13
	2674,85	78,26	131,60	2,47	0,22	3,67	0,11	0,81	0,68	0,06	0,03	0,05	0,05
	2677,55	78,90	135,90	2,29	0,19	3,22	0,22	0,85	0,71	0,05	0,06	0,06	0,06
	2679,70	79,24	257,57	2,50	0,26	3,58	0,09	1,82	0,94	0,00	0,00	0,00	0,00
NIA MED	2683,05	74,10	127,17	2,31	0,17	3,02	0,21	0,78	0,61	0,06	0,09	0,08	0,08
	2686,50	80,74	152,65	2,29	0,18	3,48	0,22	0,98	0,83	0,03	0,04	0,04	0,04
	2695,70	67,86	60,96	2,40	0,14	3,00	0,15	0,25	0,13	0,11	0,12	0,12	0,12
	2705,70	60,54	119,24	2,39	0,18	2,89	0,16	0,71	0,54	0,08	0,08	0,08	0,08
	2712,95	67,37	68,69	2,36	0,15	2,89	0,18	0,31	0,19	0,12	0,15	0,13	0,14
	2721,15	63,39	61,80	2,30	0,12	2,44	0,21	0,25	0,13	0,11	0,19	0,15	0,16
	2725,70	62,86	81,98	2,45	0,15	2,45	0,12	0,41	0,24	0,11	0,09	0,10	0,10
NIA INF	2731,25	57,88	65,35	2,37	0,12	2,52	0,17	0,28	0,15	0,10	0,14	0,12	0,13
	2740,05	58,85	71,20	2,40	0,12	2,48	0,15	0,33	0,18	0,10	0,12	0,11	0,12
	2750,05	53,84	73,04	2,40	0,14	2,44	0,15	0,34	0,19	0,11	0,12	0,12	0,12
	2760,05	46,73	65,25	2,38	0,13	2,47	0,16	0,28	0,15	0,11	0,14	0,13	0,13
	2770,05	39,92	55,61	2,40	0,12	2,44	0,15	0,20	0,10	0,11	0,14	0,12	0,13
	2780,05	28,57	51,07	2,38	0,13	2,52	0,17	0,17	0,08	0,12	0,15	0,14	0,14
SHINAI	2786,30	18,76	42,94	2,40	0,12	2,70	0,15	0,10	0,22	0,11	0,14	0,13	0,13
	2787,6	16,00	44,53	2,50	0,08	2,36	0,10	0,89	0,90	0,08	0,05	0,05	0,03
NOI SUP	2866	-4,35	173,34	2,62	0,23	2,78	0,20	0,90	0,95	0,07	0,05	0,03	0,03
	2870,55	-22,82	42,28	2,49	0,10	2,50	0,10	0,10	0,05	0,09	0,10	0,09	0,09
NOI INF	2880,50	-28,79	36,38	2,43	0,11	2,51	0,13	0,05	0,02	0,11	0,13	0,12	0,12
	2888,50	-26,81	64,25	2,57	0,11	2,63	0,05	0,27	0,15	0,09	0,04	0,07	0,07
	2895,55	-43,55	54,36	2,43	0,12	2,63	0,13	0,19	0,09	0,11	0,12	0,12	0,12
	2907,05	-60,33	49,03	2,38	0,15	2,46	0,16	0,15	0,07	0,14	0,15	0,15	0,15
ENE	2916,30	-75,79	43,57	2,61	0,07	2,63	0,02	0,11	0,05	0,06	0,02	0,04	0,04
	2919,80	-61,83	100,12	2,65	0,09	2,93	0,00	0,56	0,38	0,05	0,00	0,03	0,03
	2923,05	-66,67	65,71	2,56	0,09	2,76	0,06	0,28	0,15	0,08	0,05	0,06	0,06
	2926,65	-68,15	110,38	2,58	0,14	2,94	0,04	0,64	0,47	0,07	0,03	0,05	0,05
	2934,20	-70,04	41,23	2,38	0,09	2,42	0,16	0,09	0,04	0,09	0,16	0,12	0,13

**Quadro 4.** Apresenta intervalos representativos por formação para mostrar a determinação da porosidade efetiva corrigida Vsh, e por efeito de gás.

#### 4.1.3. CÁLCULO DE RESISTIVIDADE DA AGUA, $R_w$

Existem várias técnicas para calcular  $R_w$ . O registro do SP é um dos métodos utilizados. Primeiramente, a carta SP-2 é usada para determinar  $R_{mf}$  (resistividade equivalente do fluido da formação). Mais tarde,  $R_{mf}/R_w$  é obtida da carta SP-1, utilizando os valores de SP estático do registro. Então,  $R_w$  é calculado da carta SP-2.

A segunda técnica trata-se da comparação dos valores  $R_{wa}$  ( $R_w$  aparente) calculados entre intervalos, assumindo que a formação só contém água ( $S_w=100\%$ ). Para essa situação, tem-se que:

$$R_{w_a} = \phi^2 R_t$$

A suposição é que o menor valor de  $R_{wa}$  é a aproximação mais exata de  $R_w$ , pertencente a aquela porção da formação que efetivamente só está saturada com água.

O primeiro método, foi descartado devido a que a curva de SP está comprometida por não existir uma diferença iônica suficiente de NaCl entre o lodo da perfuração e a formação.

#### 4.1.4. CÁLCULO DE SATURAÇÃO DE AGUA, $S_w$

A saturação de água da formação não invadida,  $S_w$ , foi calculada utilizando diversos métodos com finalidade de comparação. A equação mais conhecida é a de Archie (1942):

$$S_w = \left( \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Onde  $a$  é o fator de tortuosidade,  $m$  é o expoente de cimentação e  $n$  é o expoente de saturação. Na prática, é usual assumir os seguintes valores:  $a=1$ ,  $m$  e  $n = 2$ .

Humble propôs valores diferentes para  $a$ ,  $m$ , e  $n$  para formações de arenitos limpos, sendo  $a = 0,62$ ,  $m = 2,15$  e,  $n = 2$ . Da Carta Sw-1a, (Schlumberger, 1972).

Ambas propostas, a de Archie e Humble, foram utilizadas para serem comparadas.

Para considerar o efeito da argilosidade, existem diversas variações das fórmulas em que se incluem os valores de  $V_{sh}$ . Para os cálculos, utilizou-se a proposta da equação de Indonésia (Schlumberger, 2000). A equação tem dois componentes, o primeiro que representa o efeito da argilosidade, e o segundo, a equação de Archie ou Humble, seja ou caso.

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[ \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aRw}} \right] S_w^{\frac{n}{2}}$$

VALORES DOS PERFIS					SW DE ARCHIE e HUMBL para CLEAN SAND e INDONESIA							
DEPT	TNPH	RT	HRLT	Vsh	ARCHIE				HUMBLE			
					Rwa (Sw=100%)	Rw (Rwa min)	Sw Clean	Sw Indonesia	Rwa (Sw=100%)	Rw (Rwa min)	Sw Clean	Sw Indonesia
CHONTA	2635,50	0,16	17,71	0,54	0,0961	0,0456	0,93	0,87	0,1057	0,0487	0,93	0,87
	2642,55	0,20	17,49	0,61	0,3852		0,88	0,86	0,4624		0,87	0,87
BASAL	2648,50	0,19	17,48	0,73	0,0865		0,96	0,95	0,0947		0,96	0,95
NIA SUP	2662,75	0,14	76,23	0,34	1,5203	0,0688	0,29	0,26	1,8270	0,0745	0,28	0,26
	2674,95	0,22	22,27	0,68	0,2269		0,91	0,87	0,2537		0,91	0,87
	2677,55	0,19	17,49	0,71			1,00	1,00			1,00	1,00
	2679,70	0,26	15,17	0,94			1,00	1,00			1,00	1,00
NIA MED	2683,05	0,17	38,86	0,61	0,6505	0,0880	0,71	0,66	0,7637	0,0975	0,71	0,67
	2686,50	0,18	40,13	0,83	0,9535		0,97	0,96	1,1364		0,97	0,96
	2695,70	0,14	95,13	0,13	1,8870		0,39	0,36	2,2928		0,39	0,37
	2705,70	0,18	18,63	0,54	0,2531		0,83	0,77	0,2952		0,83	0,78
	2712,95	0,15	58,53	0,19	1,3665		0,36	0,33	1,6602		0,35	0,34
	2721,15	0,12	23,06	0,13	0,6001		0,41	0,39	0,7379		0,40	0,41
	2725,70	0,15	11,25	0,24	0,1138		0,89	0,74	0,1304		0,87	0,77
NIA INF	2731,25	0,12	14,31	0,15	0,2396	0,0475	0,47	0,42	0,2852	0,0533	0,46	0,44
	2740,05	0,12	11,15	0,18	0,1552		0,60	0,51	0,1820		0,59	0,54
	2750,05	0,14	9,71	0,19	0,1387		0,64	0,54	0,1628		0,63	0,57
	2760,05	0,13	11,17	0,15	0,2036		0,54	0,48	0,2440		0,53	0,50
	2770,05	0,12	15,77	0,10	0,2925		0,46	0,62	0,3526		0,45	0,65
	2780,05	0,13	12,98	0,08	0,2744		0,45	0,30	0,3328		0,44	0,35
	2786,30	0,12	17,44	0,22	0,3067		0,41	0,40	0,3659		0,40	0,42
SHINAI	2787,6	0,08	9,75	0,90		0,0405	1,00	1,00		0,0431	1,00	1,00
	2866	0,23	8,92	0,95			1,00	1,00			1,00	1,00
NOI SUP	2870,55	0,10	43,74	0,05	0,4340	0,0611	0,50	0,38	0,4967	0,0658	0,49	0,37
	2880,50	0,11	38,43	0,02	0,5659		0,36	0,38	0,6670		0,35	0,37
NOI INF	2888,50	0,11	26,62	0,15	0,1693	0,0463	0,79	0,77	0,1896	0,0492	0,78	0,75
	2895,55	0,12	13,15	0,09	0,1865		0,55	0,53	0,2205		0,53	0,54
	2907,05	0,15	7,62	0,07	0,1618		0,56	0,55	0,1963		0,53	0,56
	2916,30	0,07	45,99	0,05	0,1247		0,96	0,96	0,1362		0,96	0,96
ENE	2919,80	0,09	46,28	0,38		0,0251	1,00	1,00		0,0267	1,00	1,00
	2923,05	0,09	74,99	0,15	0,2600		0,63	0,62	0,2957		0,63	0,62
	2926,65	0,14	40,71	0,47	0,1781		0,90	0,90	0,1958		0,90	0,90
	2934,20	0,09	32,44	0,04	0,5364		0,24	0,39	0,6384		0,22	0,37

**Quadro 5.** Intervalos representativos por formação para mostrar a determinação da saturação de água. Primeiro se determina  $R_w$  a partir de um  $R_{wa}$  (aparente) assumindo que a formação está 100% saturada de água. O menor valor de  $R_{wa}$  será o verdadeiro  $R_w$ . Para  $S_w$ , os cálculos foram feitos utilizando a equação de Archie e a equação de Humble com propósito comparativo. Ambas as metodologias foram corrigidas por efeito de argilosidade (formula de Indonésia).

## 4.2. DESCRIÇÃO POR FORMAÇÃO

### 4.2.1. ENE

Tem uma espessura aproximada de 38 m. Na base apresenta um lutito de 3 a 4 m de espessura e logo aparece um arenito, que segundo os *crossplots* de litologia (APÊNDICE A), são de composição quartzo-feldspático e cimentado com dolomita. Correlaciona muito bem com a litologia dos estudos da Pluspetrol. Possui também lodolitas e nódulos de anidrita. Em geral a seção é bastante cimentada.

O reservatório encontra-se saturado com gás e apresenta porosidades efetivas de 13%.

Outros atributos extraídos nesse intervalo têm mostrado a presença de hidrocarbonetos que sugere o contato gás/água em San Martín. No poço SM 1001, o contato fica a 2936 m e está assinalado pela linha azul que corta todo o perfil (APÊNDICE B).

### 4.2.2. NOI INFERIOR

A unidade corresponde a um ambiente eólico desértico, formando um complexo de dunas. Segundo o *Crossplot* de interpretação, a unidade corresponde a uma litologia de arenitos bastante limpos (APÊNDICE A), Concorda com a identificação de fácies eólico desértico feito pelos estudos estratigráficos. Nas testemunhas extraídas não se reconhecem depósitos de interduna. As porosidades médias variam entre 13%.

A avaliação de perfis feita para essa formação encontra alguns problemas que se manifestam no valor de *Net Pay* do reservatório (SEÇÃO 5.3.1.b). Segundo os estudos da Pluspetrol, o efeito nos perfis nessa formação é devido à alteração da leitura das curvas resistivas. Por meio da informação de testemunhos e os estudos com o microscópio eletrônico, Pluspetrol descobriu que a causa é a água aderida em uma película muito fina de argilas que recobre cada grão com uma espessura média de 6,5 a 13  $\mu\text{m}$ . A composição de este *coating* argiloso é principalmente de illita-esmectita, e em menor quantidade de hematita (Pluspetrol, 2004a; Seminario *et al.*, 2004).



### 4.2.3. NOI SUPERIOR

Pelos estudos estratigráficos, foi interpretado um ambiente desértico marginal, com cursos fluviais efêmeros. Da análise de perfis, tem-se que é um intervalo arenoso com uma espessura de 20 metros, formado principalmente por arenitos de composição quartzo-feldspato, como apresenta os *crossplots* no APÊNDICE A. Os estudos de testemunhos indicam que há também cimento com proporções variáveis de hematita possuindo sobrecrecimento de quartzo.

Nos registros elétricos, a curva de raios gama não apresenta maiores desvios e é um bom indicador de Vsh (APÊNDICE B). A areia neta tem uma porosidade média de 11% em San Martín que coincidem perfeitamente segundo as análises de testemunhas para esse intervalo.

### 4.2.4. SHINAI

É um corpo de pelitos, dolomitos e calcarenitos com uma espessura entre 70 a 80 metros, constituindo um importante selo para os reservatórios de Noi-Ene. No perfil, o GR tem valores muito altos, chegando à linha base de argila. O Vsh concorda mostrando valores próximos a 1. A saturação de água, Sw, é de 100%, e as medidas são da água aderida nas argilas.

### 4.2.5. NIA INFERIOR

É um corpo arenoso com espessuras entre 30 a 80 metros em média. Nesse perfil, Nia Inferior tem uma espessura de aproximadamente 60 metros. Regionalmente as espessuras variam; a oeste, nos poços dos campos Pagoreni e Mipaya, chegam a ter 130 metros, a leste a espessura decresce até encontrar o limite da discordância na base do Cretáceo.

A variação do GR indica que se trata de arenito com intercalações argilosas. Os *crossplot* de litologia no APÊNDICE A e as interpretações de testemunhos indicaram que se trata de arenitos de composição quartzo fedelspática, com cimento de dolomita e hematita e pouco siltito e argilas intercaladas. Estes minerais afetaram as

curvas de resistividade, diminuindo-a devido à distribuição da hematita que é condutiva, e o cálculo de saturação de água. É assim que as resistividades têm valores um pouco baixos, entre 6 a 25 ohmm.

O cálculo de saturação da água é de ordem de 45%, ainda em cima da zona de transição (entre Shinaí e Nia). Esta resposta é anômala devido ao cimento argiloso que recobre os grãos que retém água aderida, “*bound water*”, gerando uma expressiva superfície condutiva o que resulta em uma resposta anômala. Estudos especiais de pressão capilar sobre os testemunhos apresentam, porém, uma saturação irredutível de 15-30% (Seminario *et al* 2005a).

Por outro lado, o cruzamento das curvas de porosidade e densidade indica a presença constante de hidrocarbonetos em quase todo o intervalo. A porosidade é boa, em torno de 13% (APÊNDICE B).

#### 4.2.6. NIA MÉDIO

Um selo parcial de 1 a 5 metros, conhecida como Nia Médio Argiloso, divide os reservatórios de Nia Inferior do reservatório de Nia Médio, que no perfil está entre 2723 a 2727,5 m.

O corpo de Nia Médio tem aproximadamente 45 metros de espessura. A formação encontra-se por toda a área e é facilmente identificável porque nas correlações de poço com registros elétricos se empilham corpos tabulares e em formas sinuosas correspondentes a três tipos de depósitos (APÊNDICE B).

Esses três ambientes se têm reconhecido também nos testemunhos, (ver descrição das testemunhas do poço SM 1002 no APÊNDICE C).

Interpreta-se um ambiente aluvial, com depósitos de rios entrelaçados “*braided*” associados com outros de correntes efêmeras e não confinadas, do tipo “*sheet flood*”.

Nos depósitos das correntes efêmeras (no perfil no APÊNDICE B entre 2680 e 2685 m) têm-se valores altos de GR e as porosidades são da ordem de 13-15%. Há pouca presença de matriz e cimento, quando presente, o cimento é caolinítico. Identifica-se também sobrecrecimento de quartzo e feldspatos, algumas impregnações de hematita e baixo conteúdo de dolomita.

Nos depósitos arenosos não canalizados “*sandy sheets floods*”, de 2685 a 2702 m, os arenitos possuem cimento dolomítico e caolinítico. As porosidades são muito boas, na ordem de 20%. Nesses depósitos toma-se cuidado na avaliação da argilosidade porque os raios gama apresentam valores altos pela abundância de feldspatos.

Os depósitos de rios entrelaçados, entre de 2702 a 2727,5 m, correspondem a corpos granocrescentes de arenitos conglomeráticos com clastos de arenitos, argilas e carbonatos e cimento dolomítico. O primeiro que se nota nos perfis elétricos é corpos bem definidos como nos raios gama e resistividade. A porosidade é de 12 %, e o cruzamento das curvas de densidade e nêutron não é tão marcado como nas outras fácies.

Em geral, o reservatório de Nia Médio está saturado com gás e possui muito boas reservas segundo ensaios de produção.

#### **4.2.7. NIA SUPERIOR**

É apresentado por um pacote de areia com uma espessura de 25 metros. Corresponde a um ambiente fluvial arenoso de canais efêmeros. Observa-se no GR um padrão granocrescente (APÊNDICE B). A formação tem baixo conteúdo de argila e a curva de GR é fortemente influenciada pela presença de feldspato, conforme dados obtidos nos testemunhos e no *crossplot* de litologia (APÊNDICE A). A parte inferior apresenta areias radioativas com valores de GR de 100 Gapi em média e na parte superior, as areias tem menos feldspato e o GR fica em torno a 80 Gapi. Por esse motivo, o cálculo de Vsh é impreciso.

Alem do feldspato, há um cimento calcítico de hematita e dolomita, com clastos isolados de argila, e crescimento secundário de quartzo e feldspato, visto em estudos de testemunhos.

Está separado de Nia Médio por um argilito de 1 a 4 metros de espessura, que no perfil se vê entre 2673 e 2682 m.

O cruzamento das curvas de porosidade e nêutron indica a presença de hidrocarbonetos, que é constante em todo o corpo arenoso entre 2651 e 2673 m. A petrofísica do reservatório é boa com porosidades de 18% em San Martín.

#### **4.2.8. CHONTA BASAL**

Tem uma espessura de quase 20 metros, tendo uma média de 17 metros considerando todo o campo. Está composto por uma intercalação de camadas muito finas de arenitos e pelitos. Nos testemunhos vê-se um arenito fino, feldspático, com presença de mica (muscovita) e hematita.

Está saturado com gás e condensado o que é confirmado pelo cruzamento das curvas de porosidade e densidade, no pequeno intervalo a 2635 m, em que ambas as curvas chegam a se tocar; e a 2644 m se cruzam (APÊNDICE B). Esta unidade apresenta na maior parte, pobres condições petrofísicas, baixa porosidade e uma baixa relação areia - lutito. Em geral, a parte inferior de Chonta Basal apresenta melhores características de reservatório que a parte superior.

### 4.3. AVALIAÇÃO DE RESULTADOS

#### 4.3.1. ANÁLISE PETROFÍSICA DOS PERFIS

Na avaliação de reservatórios de hidrocarboneto, há duas questões importantes a serem resolvidas, a saber: (i) primeiramente a quantidade de hidrocarboneto contido no reservatório, e (ii) segundo, a quantidade de hidrocarboneto que pode ser recuperado. Os parâmetros petrofísicos básicos para a descrição do reservatório são então: a espessura do reservatório líquido (*Net Reservoir*), a porosidade, a saturação de hidrocarboneto e a sua permeabilidade.

##### 4.3.1.1 *Análise de Reservatório Líquido e a Relação N/G*

Em todos os reservatórios de hidrocarboneto, existem camadas que não contém fluido. A sua porosidade e permeabilidade são baixas, é são geralmente definidos como intervalos não-reservatório.

O reservatório líquido está definido por aquelas camadas capazes de produzir fluidos de reservatório (*Net Reservoir*), dentro da espessura total da formação (*Gross*) (Jahn *et. al* 2003; Etris *et. al* 2007). A relação entre a espessura do reservatório líquido e a espessura total da formação, é denominada N/G (em inglês conhecida como *net-to-gross ratio*).

O método mais comum para determinar o N/G é utilizando as curvas de GR pelo fácil reconhecimento das camadas argilosas daquelas arenosas (TAB. 1).

**Tabela 1.** Intervalo de Reservatório Líquido e a relação N/G de cada Formação da área de estudo.

Form.	Topo	Prof	Esp. Total (G)	PLUSPETROL			QuickLook Int.		
				Res. Líq. (N)	N/G	Φ média	Res. Líq. (N)	N/G	Φ média
	m	M	m	M		Dec	m		Dec
BL CH	2631,0	2651,9	20,9	5,7	0,273	0,119	5,5	0,263	0,085
NIA	2652,0	2787,6	135,6	128,5	0,948	0,149	120,0	0,885	0,130
NIA SUP	2652,0	2680,4	28,4	23,6	0,831	0,186	20,4	0,718	0,134
NIA MED	2680,4	2727,5	47,1	44,8	0,951	0,149	39,5	0,839	0,132
NIA INF	2727,5	2787,6	60,1	60,1	1,000	0,135	60,1	1,000	0,126
NOI-ENE	2866,2	2956,7	90,5	63,9	0,706	0,122	65,8	0,727	0,120
NOI SUP	2866,2	2886,4	20,2	19,3	0,955	0,108	19,1	0,946	0,111
NOI INF	2886,5	2918,7	32,2	25,5	0,792	0,136	25,9	0,804	0,129
ENE	2918,7	2956,7	38,0	19,1	0,503	0,117	20,8	0,547	0,119
<b>Subtotal</b>			<b>247,0</b>	<b>198,1</b>	<b>0,802</b>	<b>0,139</b>	<b>191,3</b>	<b>0,774</b>	<b>0,125</b>

### 4.3.1.2 Análise de Net Pay

O *Net Pay* é a espessura da coluna de areia que é saturada por hidrocarboneto no reservatório como um todo, que é a espessura produtiva do reservatório (Jahn *et. al* 2003; Etris *et. al* 2007). Para a determinação do *Net Pay* de cada formação no campo de San Martín, considerou-se uma saturação mínima de gás de 40% e uma porosidade maior a 6%.

Os valores obtidos de *Net Pay* para as formações, em relação a os valores da Pluspetrol, têm uma diferença justificada no fato de serem utilizados os dois parâmetros (porosidade e saturação de gás) obtidos previamente através das interpretações (veja item anterior). Tais parâmetros são independentemente sensíveis a diversos fatores que afetaram a sua interpretação.

A formação Nia, que apresentou os maiores valores de *Net Pay* em torno de 100 m, é, de fato, o reservatório mais importante de todo o lote 88. O conjunto Noi-Ene tem um *Net Pay* de aproximadamente 45 m e a formação Chonta em torno de 2 m, são portanto, de menor produção.

**Tabela 2.** Intervalo produtivo do reservatório (*Net Pay*) de cada formação na área de estudo.

Formação	PLUSPETROL	METODO DE <i>QuickLook Int.</i>			
	<i>Net Pay</i>	<i>Net Pay</i> (MD) (m)			
	M	CLEAN SANDS		INDONESIA	
		ARCHIE	HUMBLE	ARCHIE	HUMBLE
<b>BL CH</b>	<b>2,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,2</b>	<b>2,7</b>	<b>2,7</b>
<b>NIA</b>	<b>112,4</b>	<b>95,7</b>	<b>96,7</b>	<b>111,2</b>	<b>107,9</b>
NIA SUP	23,3	20,3	20,3	20,4	20,4
NIA MED	39,4	32,9	32,9	35,6	35,2
NIA INF	49,7	42,5	43,5	55,2	52,3
<b>NOI-ENE</b>	<b>36,0</b>	<b>46,5</b>	<b>48,3</b>	<b>49,5</b>	<b>47,2</b>
NOI SUP	14,6	17,8	18,1	18,3	18,0
NOI INF	11,8	18,7	20,2	20,8	18,9
ENE	9,6	10,0	10,0	10,4	10,3
<b>Subtotal</b>	<b>150,4</b>	<b>143,2</b>	<b>146,2</b>	<b>163,4</b>	<b>157,8</b>

#### 4.3.1.3 Análise de Porosidade no Intervalo de Net Pay

A porosidade também é utilizada para determinar o *Net Pay* de cada reservatório. No campo de San Martín foram consideradas como *Net Pay* aquelas formações com porosidades maiores que 6%.

As porosidades médias obtidas a partir das interpretações, variam segundo a metodologia aplicada. Em geral, os arenitos de Chonta Basal e da formação Nia apresentam as melhores porosidades do campo, em torno de 13-16%. A porosidade média do conjunto Noi-Ene varia em torno de 12-13% (TAB. 3).

Em termos de métodos, as respostas para as formações de Nia e Noi-Ene mantiveram-se praticamente iguais entre os métodos. Porém, a formação Chonta apresentou maiores variações, o que faz sentido devido a ser o reservatório com maior conteúdo relativo de material argiloso; e no fato de ter um *Net Pay* na ordem de 1,5% do total, o que torna qualquer variação mais sensível.

*Tabela 3.  $\Phi$  média no intervalo de Net Pay*

Formação	PLUSPETROL	METODO DE QuickLook Int.			
	$\Phi$ média	$\Phi$ média (Dec)			
	Dec	CLEAN SANDS		INDONESIA	
		ARCHIE	HUMBLE	ARCHIE	HUMBLE
<b>BL CH</b>	<b>0,166</b>	<b>0,135</b>	<b>0,128</b>	<b>0,096</b>	<b>0,096</b>
<b>NIA</b>	<b>0,154</b>	<b>0,135</b>	<b>0,135</b>	<b>0,132</b>	<b>0,133</b>
NIA SUP	0,187	0,134	0,134	0,134	0,134
NIA MED	0,155	0,138	0,138	0,135	0,136
NIA INF	0,139	0,132	0,132	0,128	0,129
<b>NOI-ENE</b>	<b>0,132</b>	<b>0,127</b>	<b>0,127</b>	<b>0,125</b>	<b>0,126</b>
NOI SUP	0,112	0,112	0,111	0,111	0,111
NOI INF	0,158	0,139	0,138	0,136	0,137
ENE	0,128	0,131	0,131	0,129	0,130
<b>Subtotal</b>	<b>0,149</b>	<b>0,132</b>	<b>0,132</b>	<b>0,130</b>	<b>0,130</b>

#### 4.3.1.4 Análise de Saturação de Água no Intervalo de Net Pay

A saturação de água,  $S_w$ , é a fração volumétrica da água contida nos poros da formação. Por meio do dado de  $S_w$ , infere-se o conteúdo de hidrocarboneto no reservatório pela relação de  $S_w + S_h = 1$ .

A formação com menor  $S_w$ , porém maior  $S_h$ , é Nia, mais especificamente Nia Superior, em que as saturações ficaram em torno de 15%. Essas respostas são coerentes com as respostas obtidos nos ensaios de avaliação de gás nos reservatórios, como foi apresentado anteriormente (veja item 2.3), em que Nia Superior apresenta maior quantidade de gás em ppm.

**Tabela 4.**  $S_w$  média no intervalo de Net Pay

Formação	PLUSPETROL	METODO DE QuickLook Int.			
	Sw Média	Sw Média (Dec)			
	Dec	CLEAN SANDS		INDONESIA	
		ARCHIE	HUMBLE	ARCHIE	HUMBLE
<b>BL CH</b>	<b>0,444</b>	<b>0,353</b>	<b>0,377</b>	<b>0,364</b>	<b>0,372</b>
<b>NIA</b>	<b>0,305</b>	<b>0,305</b>	<b>0,295</b>	<b>0,292</b>	<b>0,301</b>
NIA SUP	0,129	0,157	0,146	0,139	0,140
NIA MED	0,253	0,310	0,299	0,295	0,305
NIA INF	0,464	0,450	0,440	0,443	0,458
<b>NOI-ENE</b>	<b>0,408</b>	<b>0,421</b>	<b>0,405</b>	<b>0,415</b>	<b>0,424</b>
NOI SUP	0,377	0,375	0,365	0,370	0,379
NOI INF	0,457	0,498	0,478	0,494	0,499
ENE	0,375	0,390	0,373	0,382	0,395
<b>Subtotal</b>	<b>0,332</b>	<b>0,343</b>	<b>0,332</b>	<b>0,331</b>	<b>0,339</b>



### 4.3.2. ANÁLISE ESTATÍSTICA DE COMPARAÇÃO DE MÉTODOS

O método usado com a fórmula de Humble para formações de arenitos foi o que apresentou menor desvio, ainda que os demais fossem muito próximos. É compatível com o esperado, já que o poço estudado, em termos absolutos, contém arenito como 80% do total das litologias perfiladas.

*Tabela 5. Avaliação do desempenho do método QuickLook Interpretation.*

<b>Método QuickLook Int.</b>	<b>Média dos módulos dos desvios (em relação às formações)</b>
Clean Sands – Humble	16,24%
Clean Sands – Archie	16,95%
Indonesia – Humble	16,88%
Indonesia – Archie	17,64%

A formação que apresentou menores desvios foi a formação Nia, cujos desvios não passaram de 10%. Além de ser composta por arenitos em sua maioria, Nia é a formação que possui o maior reservatório do campo (~128 m), e representa aproximadamente o 65% do total de reservatórios no campo.

Chonta Basal foi a formação que apresentou maiores desvios. Isso deve-se provavelmente a dois motivos: ao alto conteúdo de argila na formação, e, além disso, ao fato de que o *Net Pay* da formação, em termos absolutos, é relativamente pequeno (no caso, 2m), o que torna qualquer variação mais sensível.

*Tabela 6. Avaliação de desempenho da formação.*

<b>Método QuickLook Int.</b>	<b>Médias dos módulos dos desvios nas Formações</b>		
	<b>CHONTA BL</b>	<b>NIA</b>	<b>NOI-ENE</b>
Clean Sands - Archie	29,76%	9,12%	11,97%
Clean Sands - Humble	25,93%	9,89%	12,91%
Indonesia - Archie	31,71%	6,42%	14,78%
Indonesia - Humble	31,10%	6,33%	13,21%

O parâmetro petrofísico que apresentou maiores desvios foi a porosidade da formação,  $\Phi$ . A explicação está na sensibilidade das ferramentas neutrônicas em presença de gás na formação, e na presença de argila, Vsh. O baixo conteúdo de átomos de H no gás faz que a ferramenta “leia” menos porosidade que a verdadeira. Pelo contrário, as argilas contêm água aderida em suas partículas, portanto, um alto conteúdo de átomos de H, o que resulta em leituras errôneas de altas porosidades.

Correções aproximadas foram aplicadas para cada intervalo com gás e conteúdo de argila Vsh.

O parâmetro petrofísico que apresentou menores desvios foi Sw.

**Tabela 7.** Avaliação de desempenho dos parâmetros petrofísicos em relação ao subtotal.

Método <i>QuickLook Int.</i>	Desvios nos Parâmetros (em função do sub-total)		
	Net Pay Int (MD) (m)	Avg Net Sw (Dec)	Avg $\Phi$ (Dec)
Clean Sands - Archie	-4,79%	3,51%	-11,08%
Clean Sands - Humble	-2,79%	0,23%	-11,28%
Indonesias - Archie	8,64%	-0,20%	-12,95%
Indonesias - Humble	4,92%	2,36%	-12,59%

## 5. CONCLUSÕES

Tendo em vista os dados apresentados anteriormente, pode-se concluir que:

### (i) A Respeito da Qualidade dos Reservatórios

Os principais reservatórios na zona de San Martín no campo de Camisea foram perfilados e testados com um *set* de alta qualidade de ferramentas de aquisição de dados, confirmando a capacidade de desenvolvimento de produção de gás e condensados do campo.

A formação Nia mostrou excelentes características de reservatório e saturação de hidrocarbonetos como foi indicado pela avaliação petrofísica e confirmado pelos testes realizados diretamente no reservatório. Possui uma porosidade de entorno a 14 % e uma saturação de água de 30 %. Esta formação tem uma espessuras de 135.6 mMD com um *Net Pay* de 112.4 mMD.

De acordo com as informações petrofísicas dos perfis e os resultados dos testes efetuados na formação, a seqüência Noi-Ene mostrou boas características de reservatório com boa saturação de hidrocarboneto. A porosidade média do conjunto varia em torno de 12-13%, e apresenta uma saturação de água na ordem de 40%. Encontrou-se nessa seqüência uma espessura de aproximadamente 90.5 m MD, com um *Net Pay* de 36 m MD no poço SM 1001D.

O menor reservatório de campo pertence à formação Chonta, com um *Net Pay* de 2 m MD no poço de SM-1001D, uma porosidade média em torno de 16% e uma saturação de água na ordem de 44%.

### (ii) A Respeito do Método e Técnicas do Tipo *QuickLook Interpretation*

O método de *QuickLook Interpretation* aqui apresentado, dá a informação petrofísica mínima e necessária (reservatório líquido, *Net Pay*, saturação de água e porosidade), que permitem a decisão do tipo sim/não para uma avaliação mais detalhada posterior do reservatório.

Os valores obtidos na comparação do método com o método detalhado da Pluspetrol, apresentam desvios semelhantes e compatíveis com o esperado (desvios ~20%), o que fazem dele um guia de técnicas relativamente simples e rápidas para uma primeira avaliação e fornecendo a primeira impressão da qualidade de um reservatório.

O método inclui uma determinação rápida bastante aproximada da litologia das formações do subsolo usando Cartas e diagramas *crossplots*.

A interpretação realizada com uso da fórmula de Humble para formações de arenitos foi a que apresentou menor desvio, ainda que os demais fossem muito próximos. É compatível com o esperado, já que o poço apresenta arenito em 80% do total das formações perfiladas.

Da mesma forma, a formação que apresentou menores desvios foi NIA, que está conformada principalmente por arenitos, além de ter um *Net Pay* em torno de 100 m.

O parâmetro petrofísico que apresentou menores desvios foi Sw, e o que apresentou maiores desvios foi  $\Phi$ .

Chonta Basal foi a formação que apresentou maiores desvios. Isso pode se dever principalmente a dois motivos; ao alto conteúdo de argila na formação, e, além disso, ao fato de que o *NetPay* da formação, em termos absolutos, é relativamente pequeno (no caso, 2m), o que torna qualquer variação mais sensível.

### **(iii) Possíveis causas dos desvios dos resultados:**

- *Gás*

A presença do gás na formação afeta opostamente as porosidades aparentes da densidade e do nêutron. Correções aproximadas foram aplicadas para cada intervalo com gás.

O gás afeta as respostas resistivas pelo que pode ter comprometido a determinação de  $R_w$ .

- *Argila e lutito*

As respostas dos perfis são afetadas pela argilosidade da formação. Como resultado, as interpretações para formações com alto conteúdo de argila, como no caso de Chona Basal, tornam-se mais imprecisas que para as formações de arenitos limpos, como no caso de Nia.

O indicador usado pela Pluspetrol foi Vclay, determinado em base a estudos feitos em laboratório e *softwares* mais especializados. No presente trabalho, o indicador utilizado foi Vshale (Vsh), usando unicamente como referência a curva de GR.

Em alguns intervalos, a curva de GR é afetada por minerais radioativos presentes, alterando seu comportamento, e também, o cálculo de Vsh.

- *Análise do Crossplot*

Feito em base a quatro litologias possíveis, arenito ( $\rho_{ma}= 2,65$ ), calcário ( $\rho_{ma}= 2,71$ ), dolomita ( $\rho_{ma}= 2,87$ ), e anidrita ( $\rho_{ma}= 2,98$ ). Porém, cada ponto pode indicar uma combinação aproximada de litologias podendo ser estimadas às proporções segundo a distância a cada linha litológica.

Os dados de porosidade e densidade ingressados no *crossplot* são afetados por Vsh e gás.

**(iv) Correlação de dados de subsuperfície e superfície**

A correlação com testemunhos serviu para afinar a determinação das litologias e interpretação estratigráfica dos ambientes sedimentares das formações. É evidente que para uma primeira compreensão litológica e estratigráfica de um campo, é fundamental integração de dados de subsolo, obtidos de forma direta e indiretamente (ex.: testemunhos, sísmica, etc.), com estudos dos afloramentos da área estudada.

## REFÊRENCIAS

Adams, M.; Bedford, J.; Fuller, J.; Roestenburg, J. **Beating the Exploration Schedule with Integrated Data interpretation: Cam Oil's Experience**, Oilfield Riview, Julho 1994. Disponível em:

<<http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/index.asp?>>. Acesso em: Maio 2007.

Ascue Cuba J. **Posible evolución tectónica de la deflexión de Abancay e implicancias Neotectónicas en la región Sur Oriental del Perú**. In: IX Cong. Peruano de Geología, 1997

Baker, R., 2001, **A Primer of Oilwell Drilling**. Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, 192 p.

Bassiouni, Z. **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. Richardson, Texas, 1994, SPE Textbook Series, Vol. 4.

Camisea, **Proyecto Camisea**, Disponível em:

<<http://www.camisea.com.pe/esp/project.asp>> Acesso em: Junho 2007.

Carlotto V.; Cárdenas J.; Romero D.; Valdivia W.; Vega M.; Cerpa L.; Meza P.; Hermoza W. **Los depósitos continentales de probable edad Triásica-Jurásica de la región de Cusco-Sicuni**. In: IX Congreso. Peruano de Geología, 1997

Carlotto, V.; Cárdenas J; Tintaya, D.; Rodríguez, R.; Valdivia, W. **Altos Estructurales En El Control de la Evolución Andina: La Deflexión de Abancay y el Arco Del Manu**, In: XIII Congreso Peruano de Geología, 17-20 Outubro 2006

Carrillo Barandiarán, L. **Yacimientos de Camisea: Estimado de las reservas para reservorios naturalmente fracturados de gas condensado retrógrado**. In: 2º Congreso Latinoamericano Y Del Caribe De Gas Y Electricidad, Punta del Este – Uruguay, 27 - 29 Março 2000

Chung J.; Arteaga M. **Impacto De La Sísmica 3D En La Interpretación de los Yacimientos de Camisea – Bloque 88 - Cuenca Ucayali – Perú**, XII Congreso Peruano de Geología, 2004

Clavier, C.; Coates, G.; Dumanoir, J. **“The Theoretical and Experimental Bases for the ‘Dual Water’ Model for the Interpretation of Shaly Sands”** In: 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of petroleum Engineers of AIME, Denver, SPE Paper 6859. Octubre 1977

Core Laboratories, Inc. **Rocks and Oil-Source Rock Correlations, Sub-Andean Basins, Peru**, Final Report, Maio 1999, Volume 1, Interpretation and Synthesis, (Core Lab Job No. 98302)

Coward, M.P. **Thrust Tectonics, thin skinned or thick skinned and the continuation of thrust to deep in the crust**. Journal of Structural Geology. Vol 2, 1983. p.113-123.

- Dewan, J.; **Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation**. Tulsa, 1983, PennWell Books.
- Disalvo, A.; Arteaga, M.; Chung, J. **Geometría de las trampas y análisis estructural en el área de Camisea y sus alrededores, Cuenca de Ucayali, Oriente de Perú**. In: IV International Seminar- Exploration and Exploitation of Petroleum and Gas. INGEPET. 2002, (EXPR-3-AD-34)
- Disalvo, A.; Arteaga, M.; Chung, J. **Lote 88 “CAMISEA”. Geometría y Origen de las trampas de gas, Cuenca de Ucayali. Este de Perú**, Buenos Aires, 2003.
- ETRIS, Ned; STEWART, Bruce. **Technical Terms Of The Month: Net-To-Gross**, CSEG Recorder, Canada, Noviembre, 2002. Disponible em: <[http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2002/11nov/nov02\\_07.pdf](http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2002/11nov/nov02_07.pdf)> Acceso em: 15 Setembro 2007.
- Hearst, J.; Nelson, P.; Paillet, F. **Well Logging for Physical Properties**, Second Edition: Chichester, 2000, John Wiley & Sons, Ltd.
- House, N. J.; Carpenter, D. G.; Cunningham, P. S.; Berumen, M.. **Influence of Paleozoic arches on structural style and stratigraphy in the Madre de Dios basin in Southern Peru and Northern Bolivia**. In: Exploration and Exploitation of Petroleum & Gas. INGEPET 1999.
- Isaacson, P.;Díaz Martínez, E. **Evidence for a Middle-Late Paleozoic Foreland Basin and Significant Paleolatitudinal Shift, Central Andes**. AAPG 1995a. Memoir 62, p. 231-249.
- Jahn F., Cook M., Graham M. **Hydrocarbon Exploration and Production**, Elsevier,2003.
- Kansas Geological Survey, **Reading the Rocks from Wireline Logs**, Noviembre, 2003. Disponible em: <[HTTP://www.kgs.ku.edu/PRS/ReadRocks/GRLLog.html](http://www.kgs.ku.edu/PRS/ReadRocks/GRLLog.html)> Acceso em: 23 Outubro 2007.
- Krygowski, D. **Guide to Petrophysical Interpretation**, Austin Texas, 2003
- Letouzey, J. **Fault reactivation, inversion, and fold-thrust belt**. In: Letouzey, J (ed). Petroleum and Tectonics in Mobile Belts. Technip. Paris, 1990 p.101-128.
- Luquez, J. **Proyecto Gas de Camisea, Peru - Incertidumbres & Tecnologías Aplicadas**, In: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 16 Noviembre de 2005
- Magoon, L. B.; Dow, W. G., **The Petroleum System - From Source to Trap**, In: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60, Tulsa, Okla, 1994.
- Martinez Valladares, W.; Monge Miguel, R., **Estratigrafía del Paleozoico de la Cordillera Oriental al Sureste del Perú, Frontera Perú Bolivia**. 1995.

Mathalone J.; Montoya M. **Petroleum Geology of the Subandean basin of Perú.** AAPG 1995. Memoir 62, 423,444.

Monge Miguel, R. **Características de la Secuencia Paleozoica Expuesta al NE de Crucero-Depto de Puno.** In: IX Congreso Peruano de Geología - Resúmenes extendidos. Sociedad Geológica del Perú. Vol. Esp. 1 Lima, 1997. p. 357-364.

Morley C.K.. **Out of Sequences thrust. Tectonics.** Vol 7, 1988. p. 539-561

Neal, J.; Risch, D.; Vail, P. **Sequence Stratigraphy - A Global Theory for Local Success,** Oilfield Riview, Janeiro 1993. Disponível em: <<http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/index.asp?>>. Acesso em: Maio 2007.

Oller J. and Sempere T. **A fluvio-eolian sequence probable middle Triassic-Jurassic age in both Andean and Subandean Bolivia.** In: 1st International Symposium on Andean Geodynamics-ISAG, 1990. Grenoble,237-240, Orstom ed., París.

PeruPetro, **Proyecto Camisea,** Disponível em: <<http://www.perupetro.com.pe/camisea01-s.asp>> Acesso em: Junho 2007

Pinillos, C.; Cáceres, J.; Seminario, F. **Metodología Para La Determinacion de Regiones de Roca en la Caracterización De Reservorios del Yacimiento San Martín – Proyecto Camisea – Peru,** In:V International Seminar- Exploration and Explotation of Petroleum and Gas, INGEPET 2005, (EXPL-4-CP-207).

Pluspetrol Peru Corporation S. A. **San Martin 1001(PLU-SM-88-5-1001-D) Final Well Report,** Camisea – Block 88, **2004a.**

Pluspetrol Peru Corporation S. A. **San Martin 1002(PLU-SM-88-5-1002-D) Final Well Report,** Camisea – Block 88, **2004b.**

Pluspetrol Perú Corporation S. A. **Los Campos de Gas de Camisea.,** Lima, Perú, 2006

República del Peru, Ministério de Energia y Minas. **Columna Estratigráfica y Litológica de la Cuenca Ucayali.** Disponível em: <[http://www.minem.gob.pe/archivos/ogp/publicaciones/atlasmineriaenergia2001/hidrocarburos/2001\\_tabla03\\_ucayali.pdf](http://www.minem.gob.pe/archivos/ogp/publicaciones/atlasmineriaenergia2001/hidrocarburos/2001_tabla03_ucayali.pdf)>. Acesso em: Abril 2007

Rosas, S.; Fontbote, L.; Morche, W. **Within-Plate volcanism in Upper Triassic to lower Jurassic Pucará Group carbonates (Central Perú).** ISAG-1996, Saint Malo-Francia: 641-644.

Sales, J. **Seal Strength vs trap closure-a fundamental control on the distributions of oil & gas:** in Surdan, R. ed, Seals, traps, and the petroleum system: AAPG, 1997. Memoir 67 p 57-83.

Schlumberger. **Log interpretation V.1. principles.** New York: Schlumberger Limited, 1972a



- Schlumberger. **Log interpretation V.2. applications**. New York: Schlumberger Limited, 1972b
- Schlumberger. **Log Interpretation Principle/Applications**, Schlumberger Educational Services 1989, 241p.
- Schlumberger. **Field Interpretation Examples - The complete manual, Platform Express: Field Interpretation Examples**, Schlumberger Limited, 2000. 82 p.
- Schlumberger. **Log Interpretation Charts**, Houston, Texas: Schlumberger Limited, 2005
- Schlumberger. **Products and Services**, Disponible em:<www.slb.com> Acceso em: 15 Setembro 2007
- Seminario, F.; Sánchez de Bustamante, A.; Blanco, S., Aguirre, C. **Identificación de Litofácies con Datos de Pozo Aplicando el Método de Redes Neuronales en los Yacimientos de Camisea, Cuenca Ucayali, Perú**, In: INGEPET 2002, EXPL-1-FS, 2002.
- Seminario F; Chung J,. **Conocimientos, Identificación y Potencial de los Depósitos Eólicos de Megadunas En La Formación Lower Noi, Área De Camisea: Cuenca Ucayali, Perú**, XII Congreso Peruano de geología, 2004
- Seminario F.; Luquez, J.; Blanco, S. **Las Rocas Reservorio Productivas del Gran Camisea, Cuenca Ucayali-Perú**, INGEPET 2005a , en Prensa.
- Seminario, F. **Registros En Tiempo Real “Lwd” Versus Registros a Cable “WI”. Un Balance Positivo En El Proyecto De Gas Camisea Peru**, Lima, 2005b.
- Serra, O. **Fundamentals of well log interpretation**, vol. 1: The Acquisition of Logging Data. Amsterdam: Elsevier, 1984.
- Serra, O. **Fundamentals of well log interpretation**, vol. 1: The Interpretation of Logging Data. Amsterdam: Elsevier, 1984.
- Shell Exploradora y Productora del Perú B.V., **Palynostratigraphy of Blocks 38/42, Ucayali Basin**, Perú.
- Shell Exploradora y Productora del Perú B.V. **Geological Fieldwork Report: Ucayali Basin**, Setembro, 1996.
- Soler, P.; Sempere, T. **Stratigraphie, geochimie et significations paleotectoniques des roches volcaniques basiques mesozoiques des Andes boliviennes**. C. R. Acad. Sci. París, 1993 (II), 316, 777-784.
- Vásquez Flores, M., **Faja subandina en la Cuenca de Ucayali - Perú**. In: BIP. Boletín de Informaciones Petroleras. Año 18, no. 69, Março 2002, p. 40-52

Viera A.; Disalvo A.; Luquez J.; Blanco S. Gutierrez Pleimling A. **Estratigrafía y Sedimentología de los reservorios de Camisea – Cuenca Ucayali – Perú.** In: IV International Seminar- Exploration and Exploitation of Petroleum and Gas. INGEPET. Lima, 2002a.

Viera A., Chung J., Luquez J. **Análisis estratigráfico secuencial del sector sur de la Cuenca Ucayali – Perú.** In: XI Congreso Geológico Peruano. Lima, 2002b.

Viera, A.; Disalvo, A.; Luquez, J.; Blanco Ibáñez, S.; Gutiérrez Plembing, A. 2002. **Estratigrafía Secuencial y sistemas depositacionales de los principales reservorios del área de Camisea y sus alrededores:** Cuenca de Ucayali. Oriente de Perú. INGEPET 2002. EXPR-3-AD-12, Lima, 2002c.

Viera, A.; Chung, J.; Blanco Ibáñez, S. 2003, **Evolución Tectosedimentaria y Arquitectura Estratigráfica de los Principales Reservorios del Área Camisea:** Cuenca de Ucayali, Oriente del Perú. AAPG Bolivariano, Bogota, 2003.

WELLOG. **Geophysical Considerations**, Setembro 2007.

Disponível em: <[http://www.wellog.com/webinar/interp\\_p1\\_p1.htm](http://www.wellog.com/webinar/interp_p1_p1.htm)> Acesso em: 23 Outubro 2007.

WELLEval. **Porosity: Total vs Effective.** Disponível

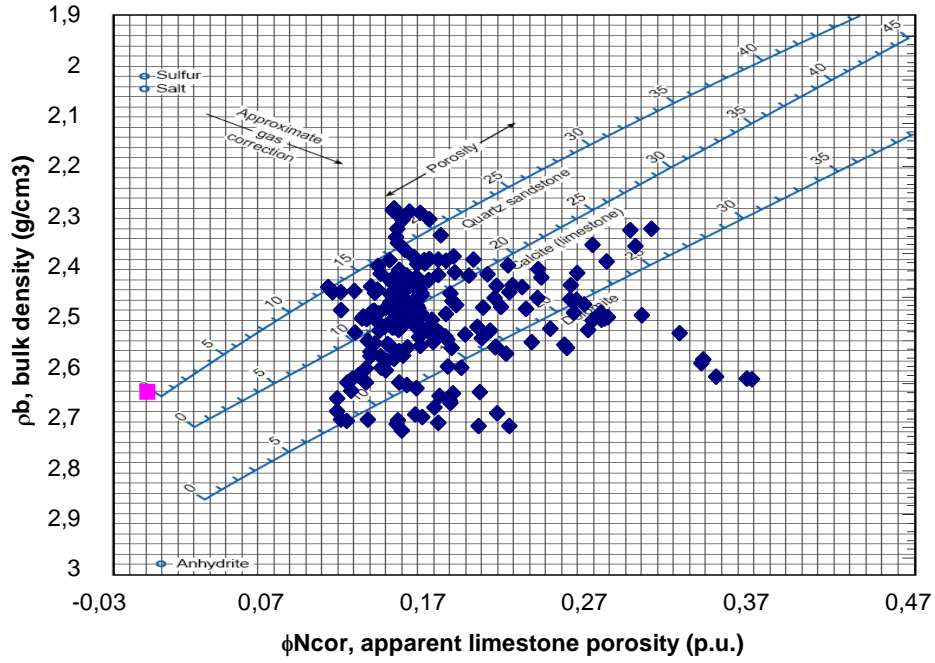
em: <<http://welleval.com/briefs/porosity.html>>. Acesso em: 15 Setembro 2007.

Wyllie, M.R.J. **The fundamentals of well log interpretation**, 3rd.ed.rev. New York : Academic Press, 1963. 238 p

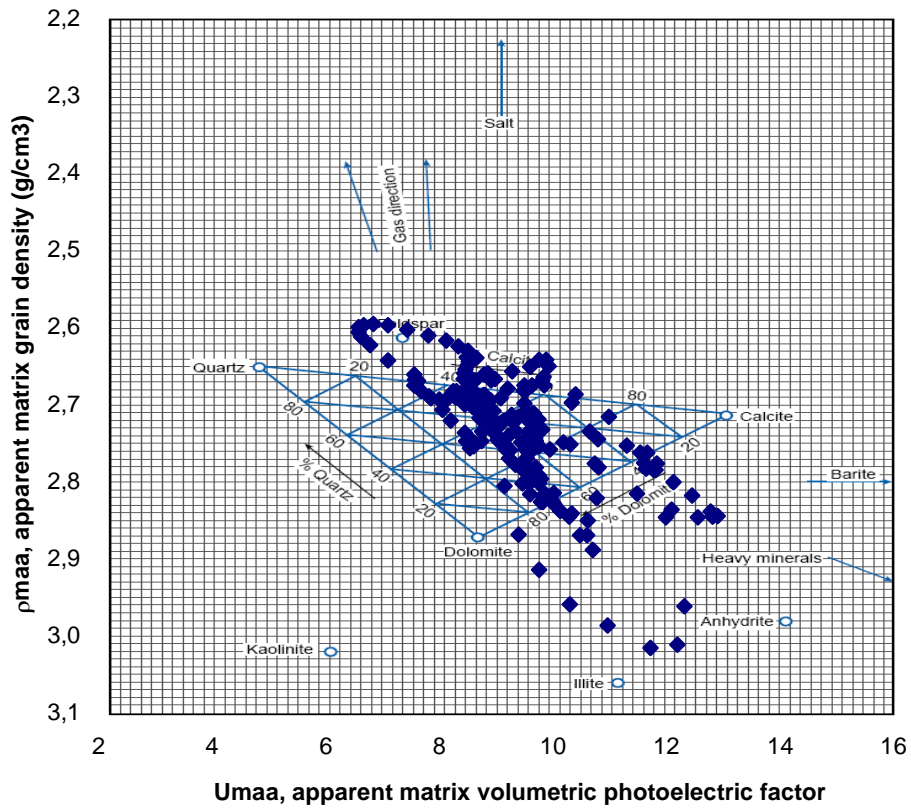
# APÊNDICE A

## CHONTA BASAL

Carta CP-1

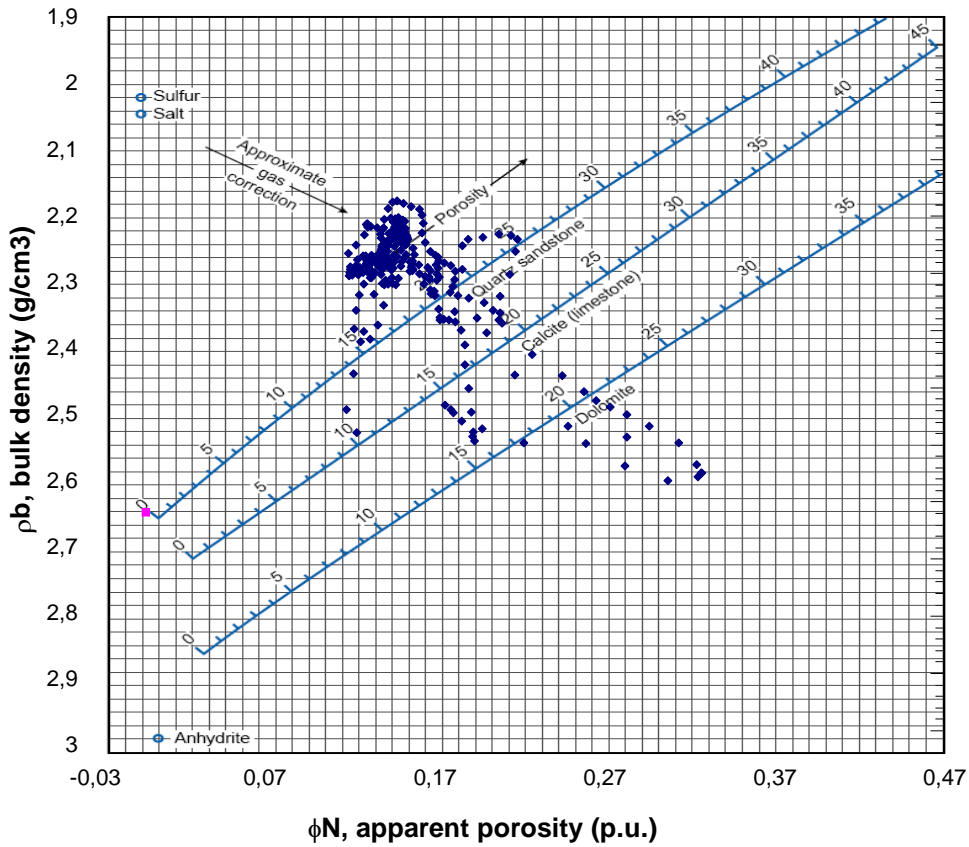


Carta CP-21

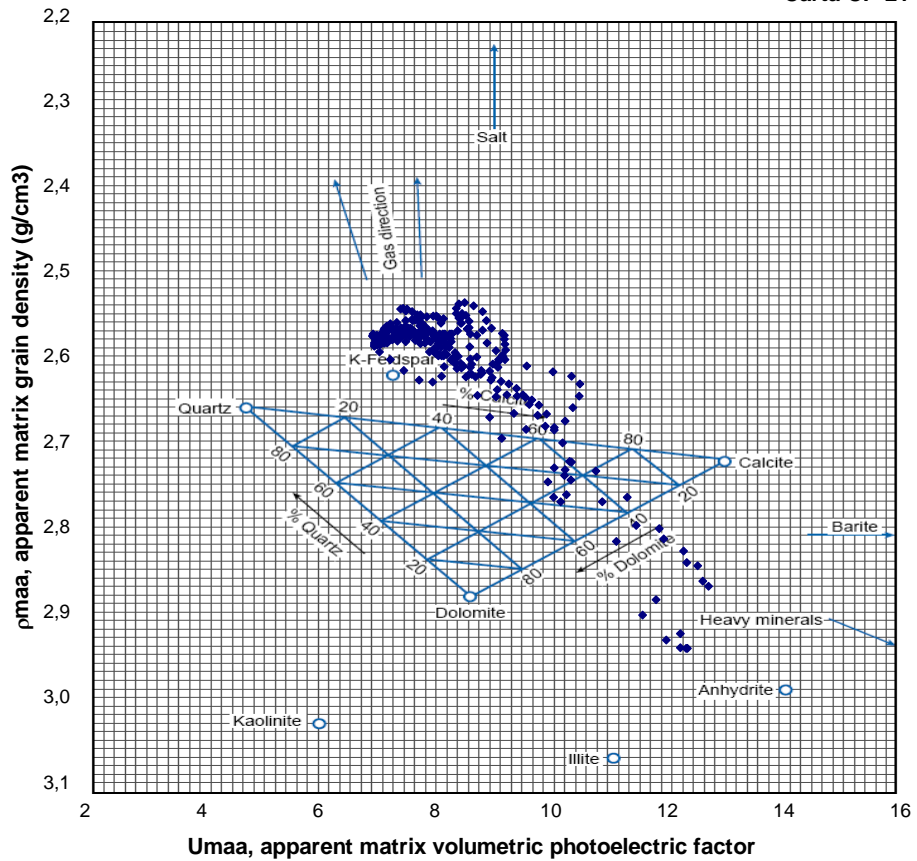


# NIA SUPERIOR

Carta CP-1

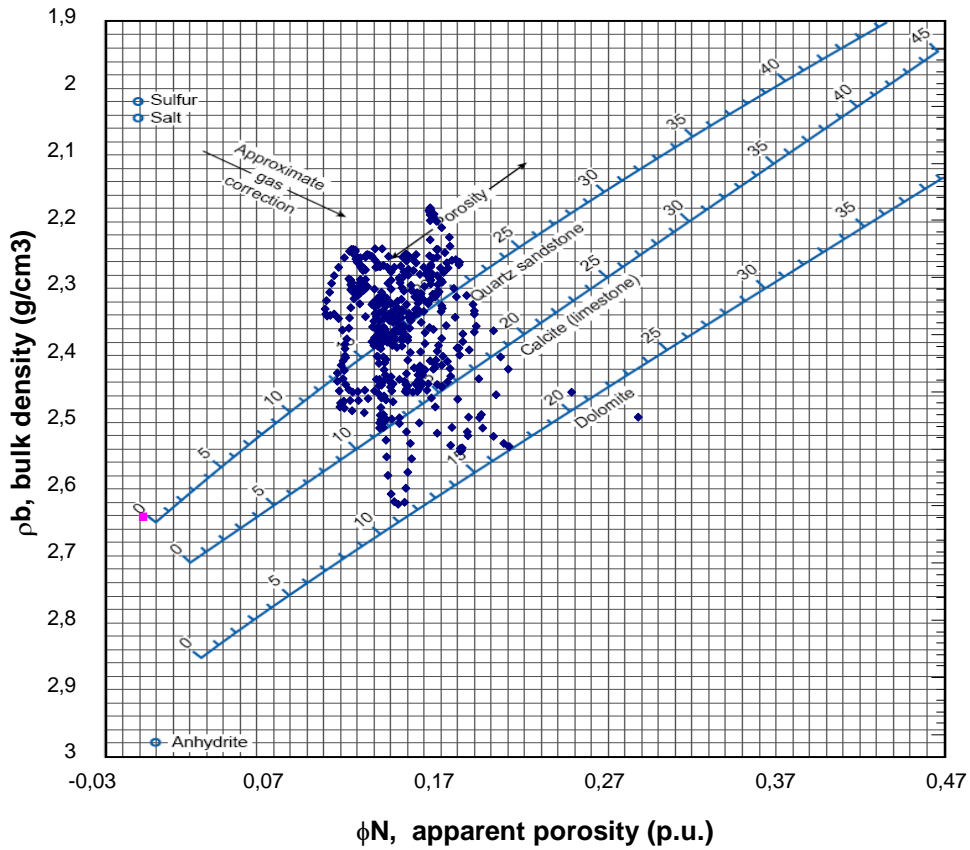


Carta CP-21

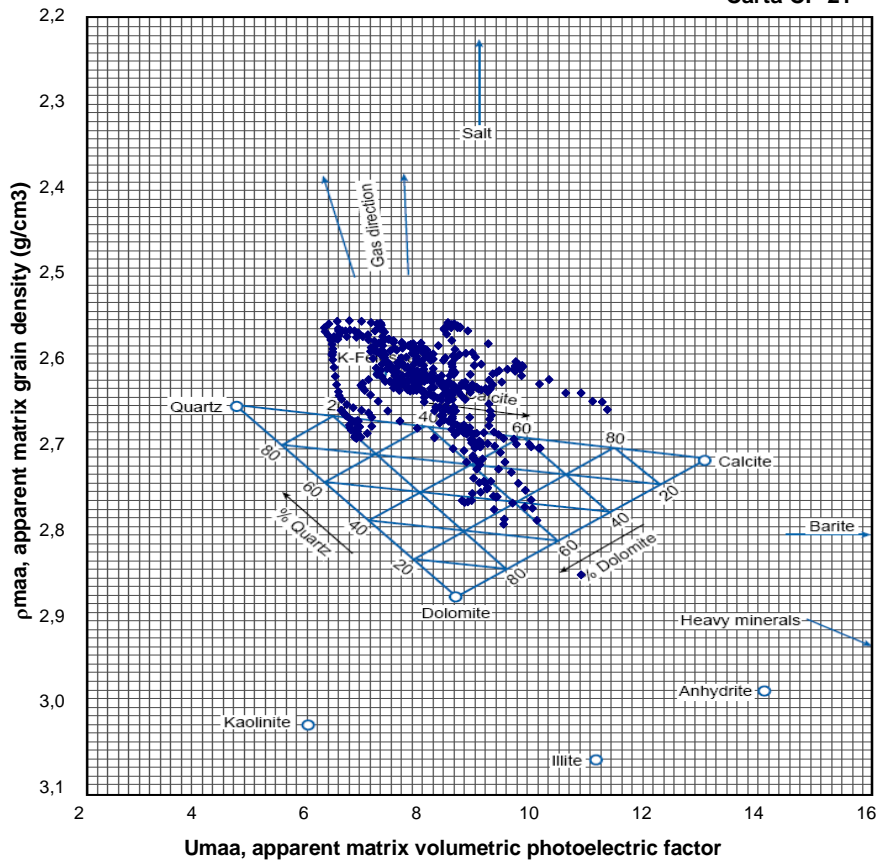


# NIA MÉDIO

Carta CP-1

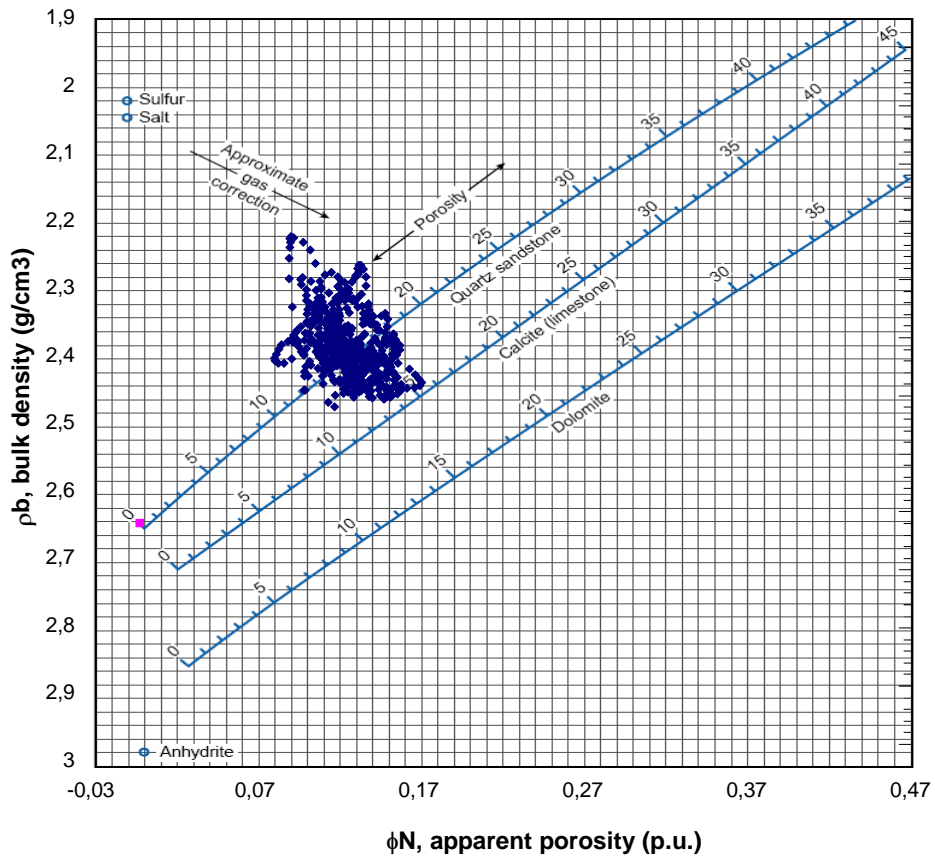


Carta CP-21

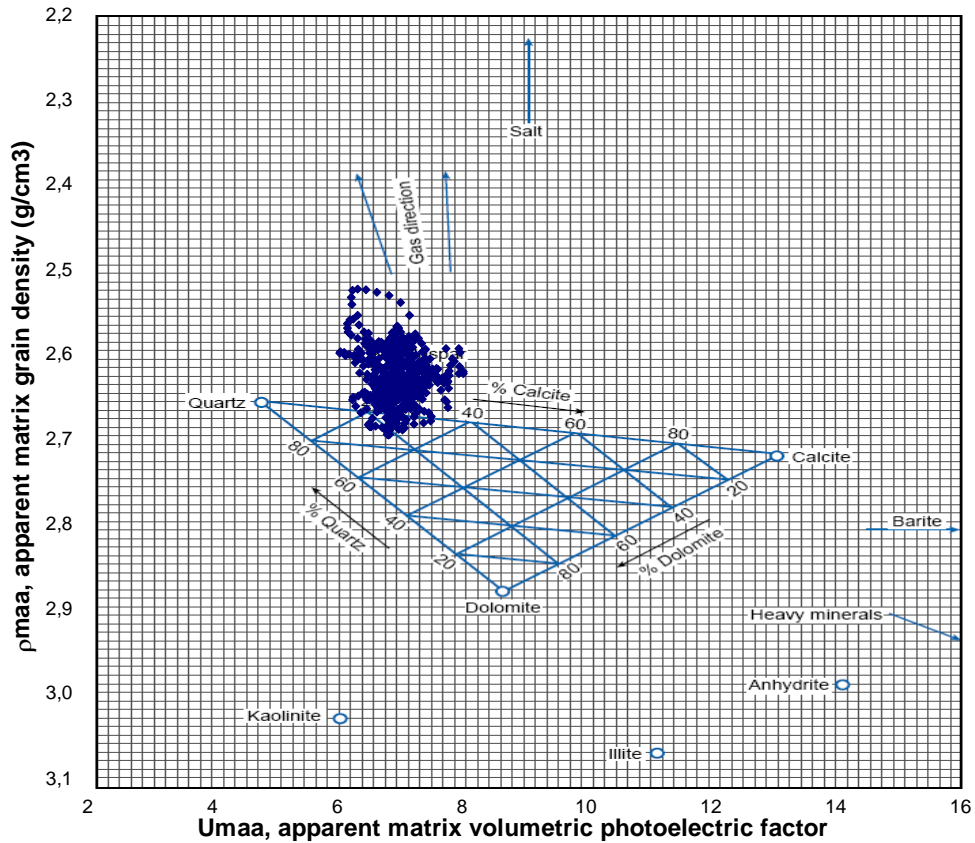


# NIA INFERIOR

Carta CP-1

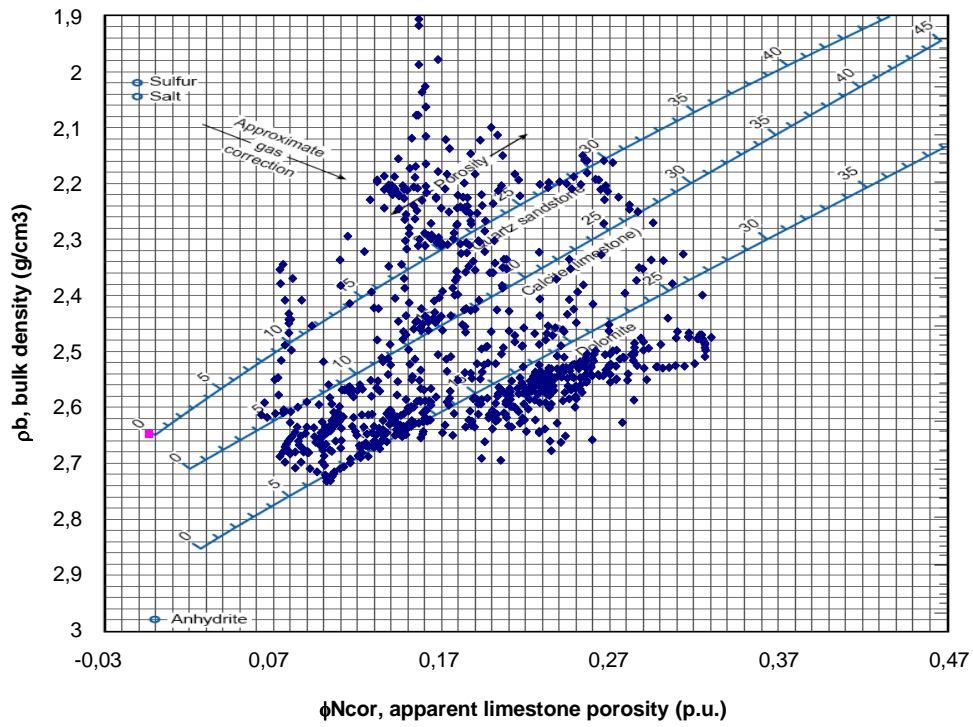


Carta CP-2i

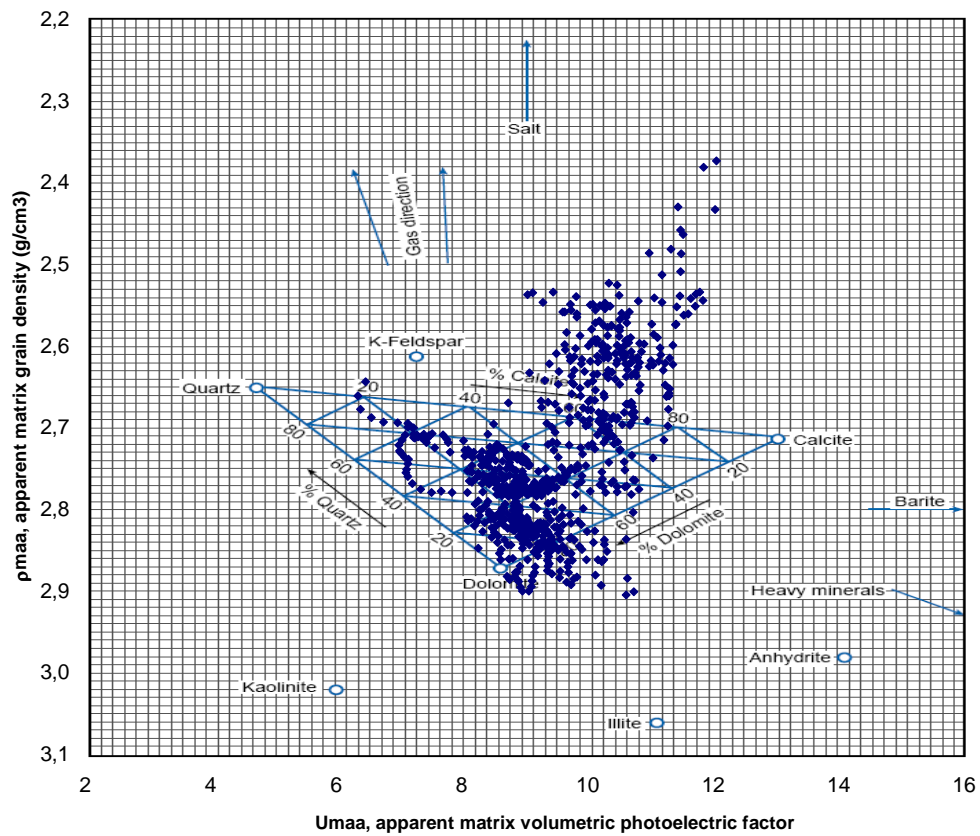


# SHINAI

Carta CP-1

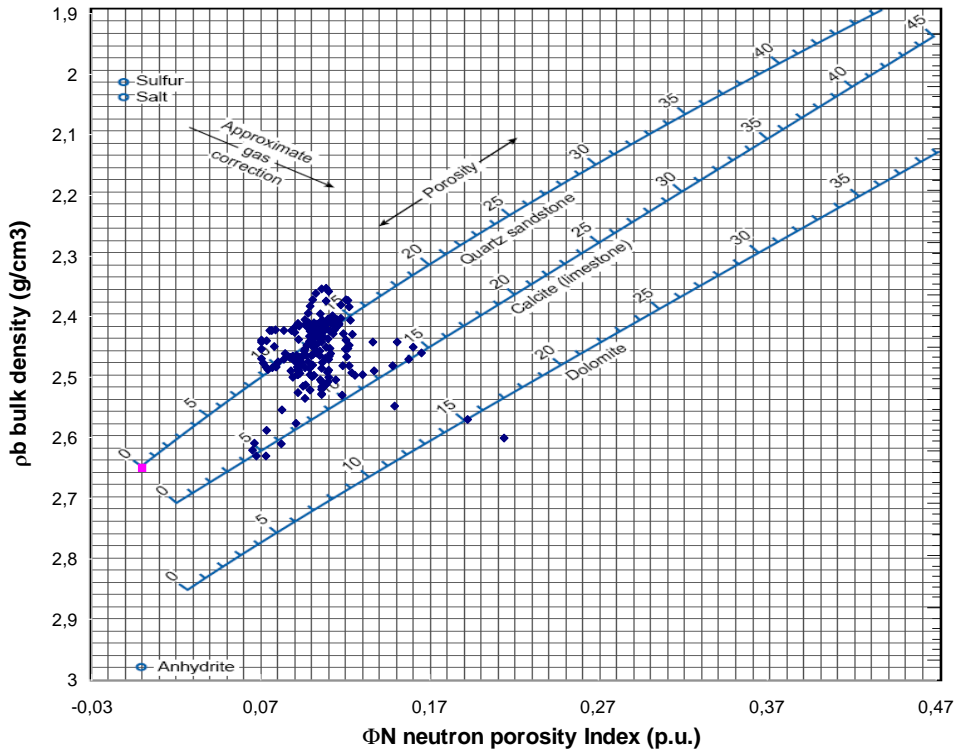


Carta CP-21

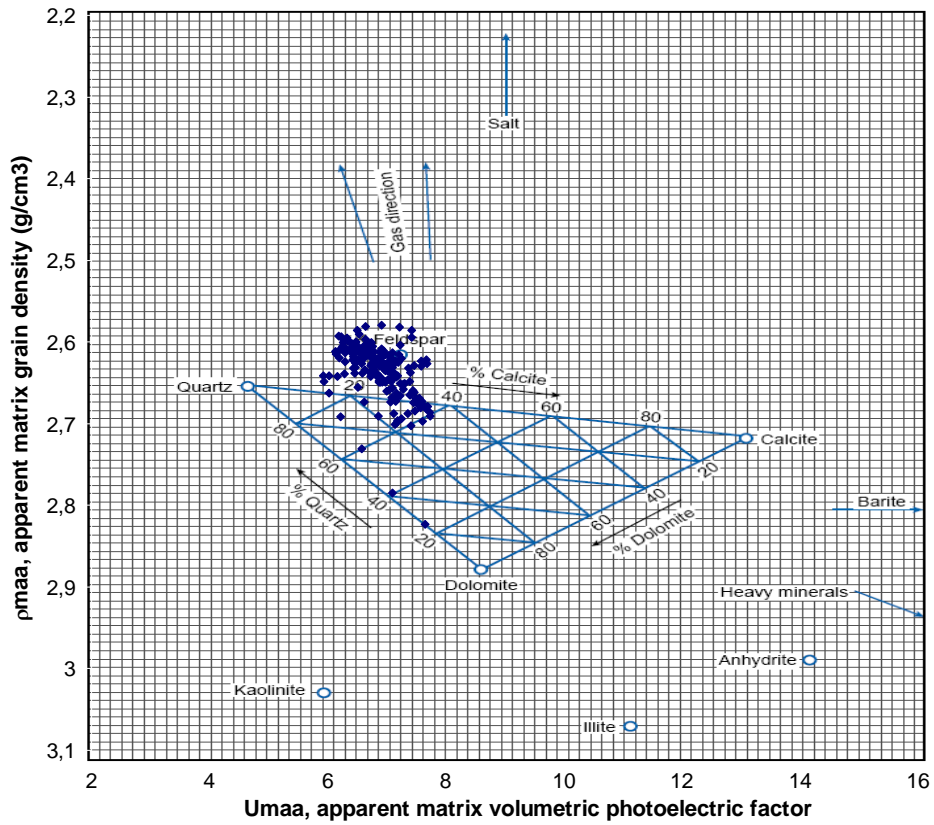


# NOI SUPERIOR

Carta CP-1



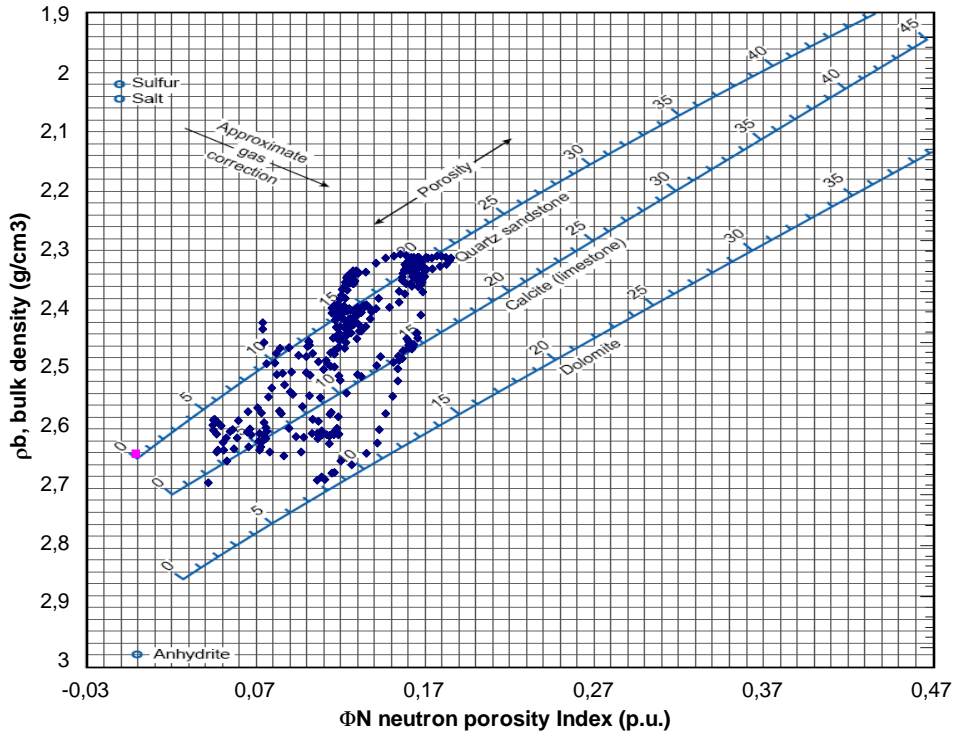
Carta CP-21



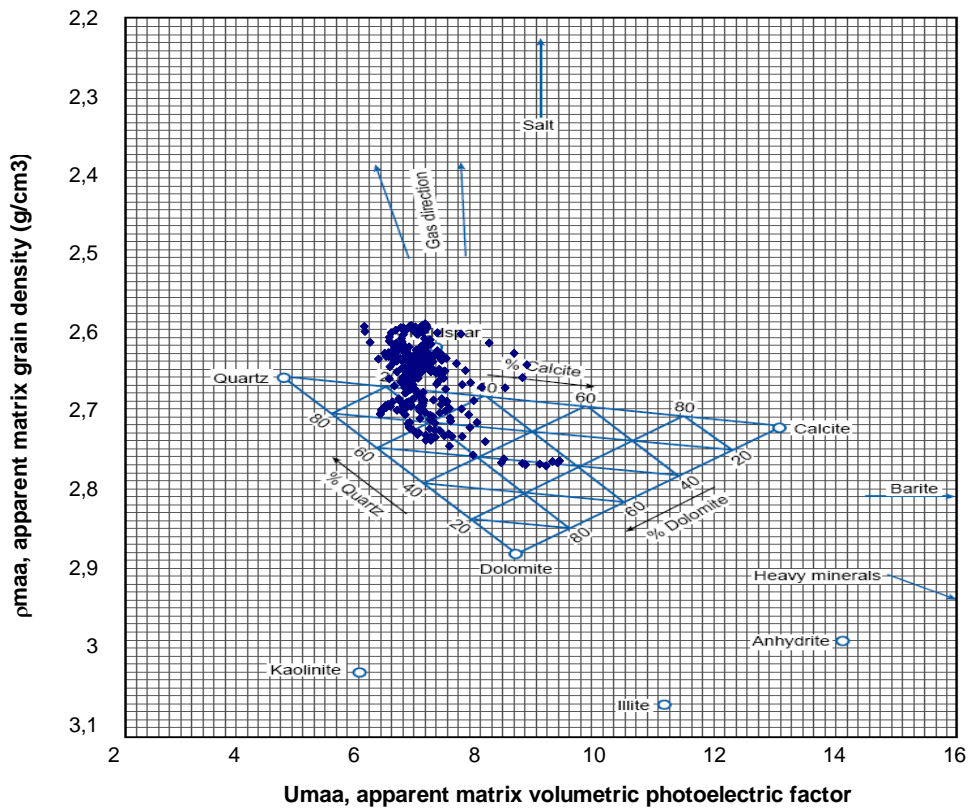


# NOI INFERIOR

Carta CP-1

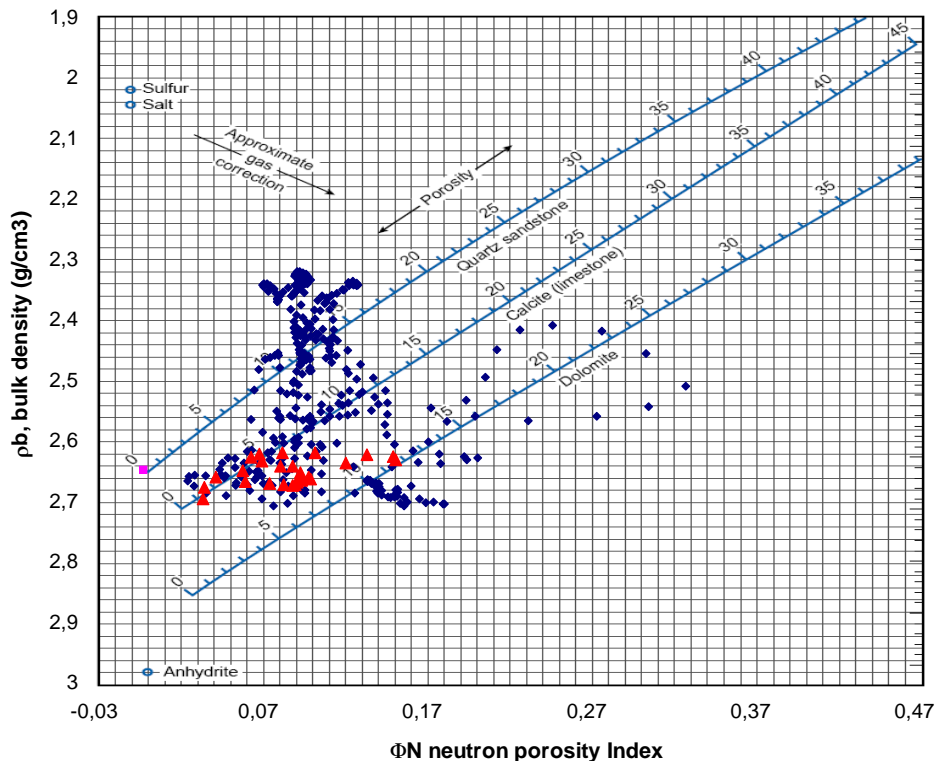


Carta CP-21

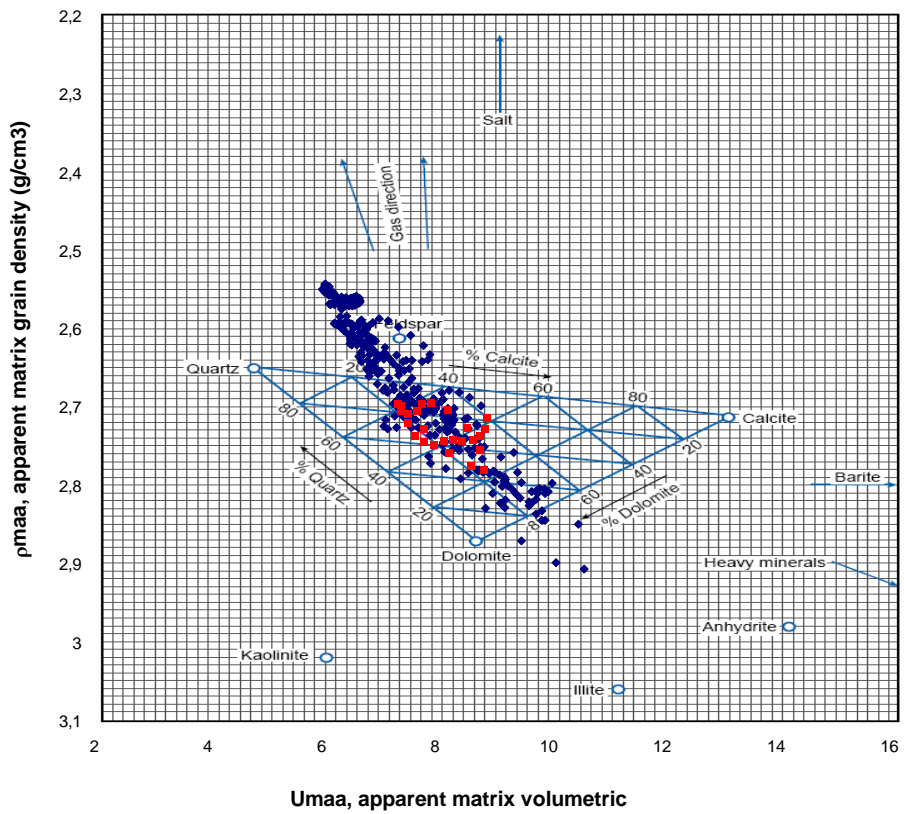


# ENE

Carta CP-1

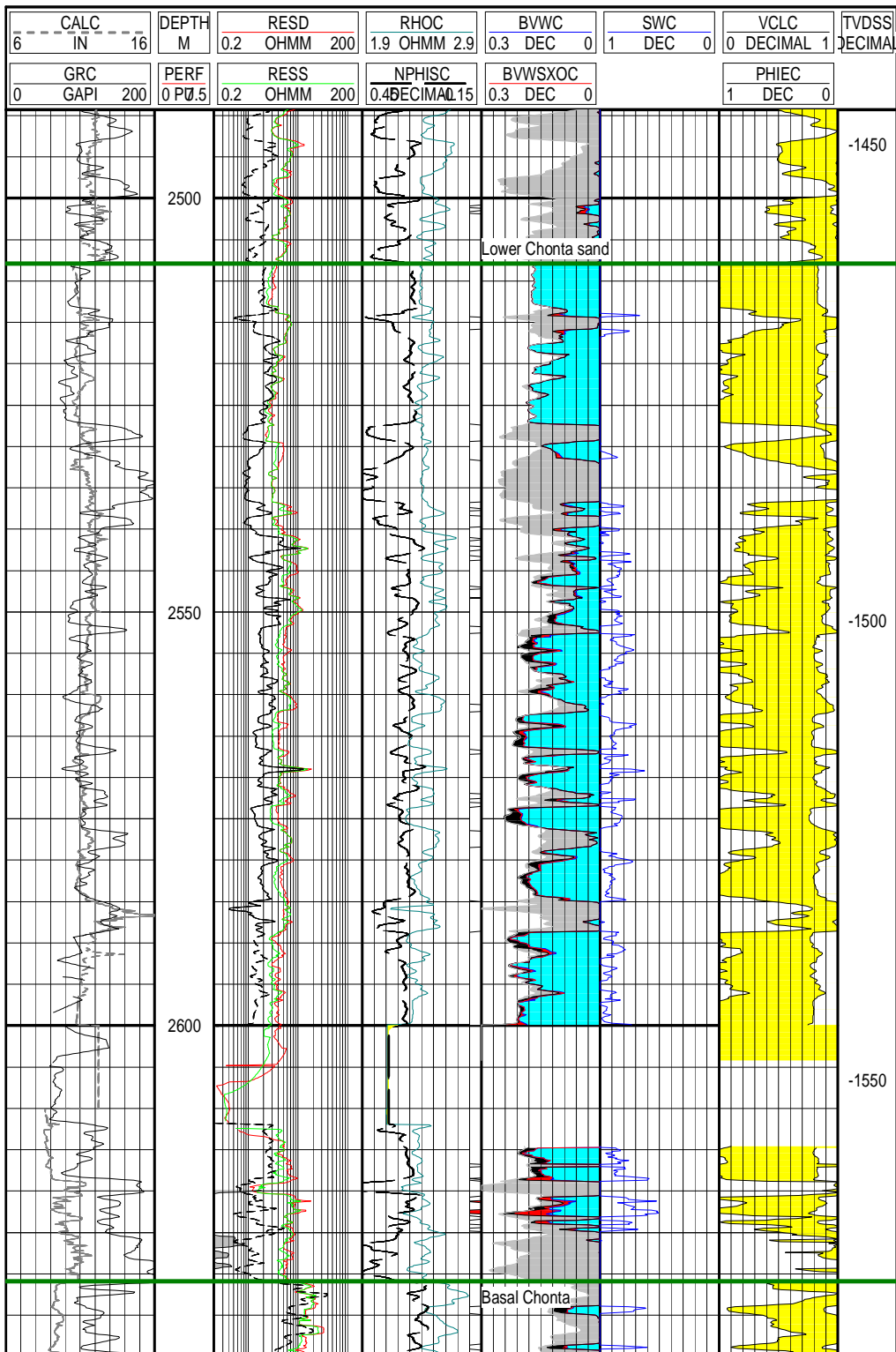


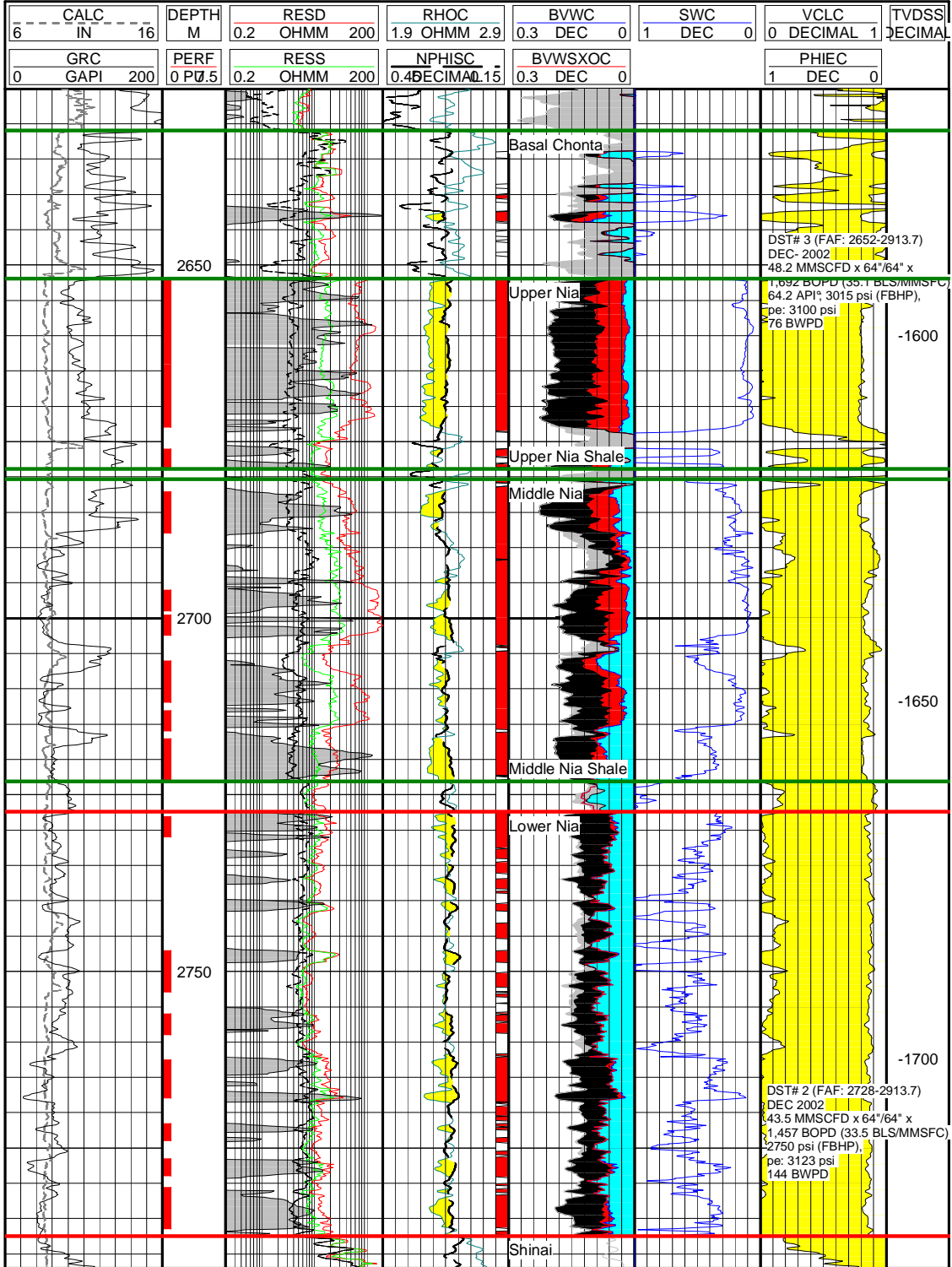
Carta CP-21

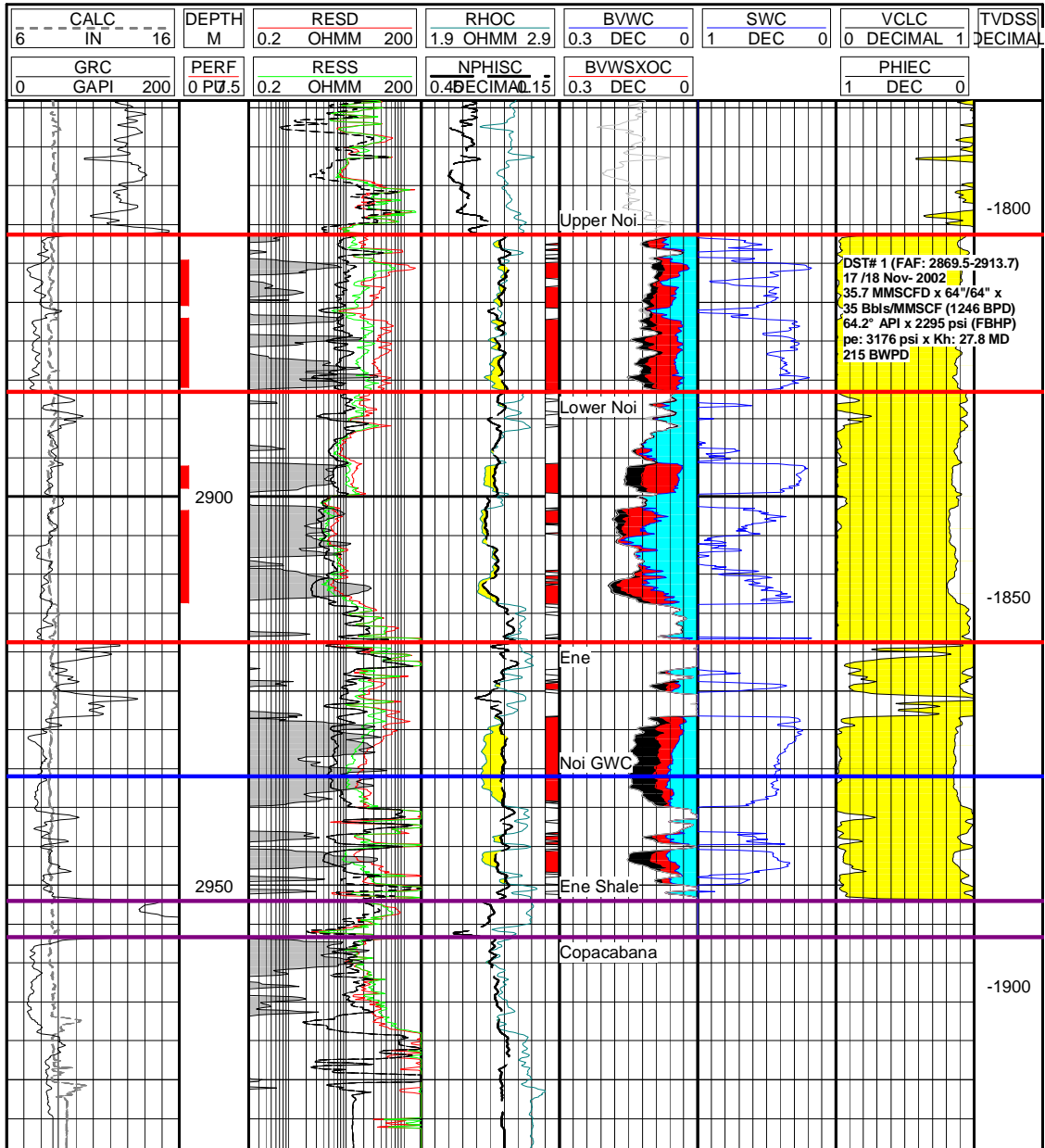


# APÊNDICE B

## Perfis Wireline







## APÊNDICE C

### ANALISE DE TESTEMUNHOS

O Poço San Martin 1002-D foi perfurado no flanco leste do anticlinal San Martin a profundidades de reservatório. Dois testemunhos de 18 metros cada um foram extraídas e 100% recuperados nos membros de Nia Superior (Fluvial) e Nia Inferior (Eólico).

Os topos das formações para SM-1002-D, estão apresentados no seguinte quadro. MD são as profundidades medidas com relação ao poço desviado e com referencia zero na mesa do equipo de perfuração. TVSS são as profundidades projetadas na vertical e com referencia ao nível do mar. TVD são as profundidades MD projetadas na vertical.

Formação	Perfis Wireline			Espessura (mMD)
	MD (mbgl)	TVSS (mrsl)	TVD (mbgl)	
IPURURO				874.7
HUAYABAMBA	972.0	-446.1	874.7	702.2
CHAROPHYTES	2184.5	-1148.3	1576.9	109.9
VIVIAN	2367.8	-1258.2	1686.8	79.3
CHONTA SUPERIOR	2503.0	-1337.3	1765.9	129.3
CHONTA INFERIOR	2712.7	-1466.5	1895.1	116.8
CHONTA BASAL	2907.5	-1583.3	2011.9	16.5
NIA SUPERIOR	2934.5	-1599.8	2028.4	62.3
NIA INFERIOR	3040.6	-1662.1	2090.7	49.1
SHINAI	3122.5	-1711.2	2139.8	71.0
NOI	3241.5	-1782.2	2210.8	41.8
ENE	3312.3	-1824.0	2252.6	41.8 a TD
(TD)	3381.0	-1865.8		

**Quadro 6.** *Topos das Formações para o Poço SM 1002D. Valores obtidos do Reporte Final do poço (Pluspetrol Peru Corporation, 2004).*

## Reporte de Testemunhos

### Testemunho #1

Formação:	Fm NIA Superior (Fluvial)
Intervalo:	2977 - 2995 mMD (18 m)
Fator de Recuperação:	100 %
Inclinação do poço:	54.5°

### TESTEMUNHO # 1 CHIPS DESCRIÇÃO

O testemunho foi cortado em 18 pedaços de um metro cada um e chips amostrados do topo de cada pedaço.

Profundidade (mMD)	Chip #	Descrição Litológica
2977	1	<b>Arenitos Argilosos:</b> coloração marrom acinzentada, muito finos a grossos, pobremente selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (revestimento marrom), e mais raramente lítico, abundante matriz argilosa marrom acinzentada, cimento calcários, localmente abundantes minerais pesados escuros, consolidado, duro, pobre porosidade visual, apertados. Gradando a Pelitos arenosos. Nenhuma amostra de óleo. Apresenta camadas internas de <b>Pelitos:</b> marrom acinzentado, terroso, localmente arenoso, duro, quebradiço, finamente intercalados com arenitos muito finos.
2978	2	<b>Arenitos:</b> coloração marrom pálida avermelhada, empacotados, com laminação plano paralelas e laminação cruzada escura (revestimento de minerais pesados escuros), muito finos a finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (revestimento marrom claro a médio, hialino, e mais raramente amarelados), matriz argilosa irregular e cimento branco caolinítico, escasso cimento sílico calcário (sobrecrescimento de quartzo), abundantes minerais máficos muito finos (laminação obscura), consolidado to friável, pouca porosidade intergranular visual, pouco permeável a apertados. Nenhuma amostra de óleo.
2979	3	<b>Arenitos:</b> coloração marrom pálida avermelhada, dispostos em sets como acima. Nenhuma amostra de óleo.
2980	4	<b>Arenitos:</b> coloração marrom pálida avermelhada, empacotados como os de acima, em contato com <b>Arenitos:</b> vermelho acinzentado, finos a médios, e

mais raramente muito finos e grossos, moderadamente selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo, raramente líticos, matriz argilosa irregular espalhada, escasso cimento sílico calcário, minerais pesados muito finos disseminados, levemente consolidado, friável, razoável a boa porosidade intergranular visual, levemente permeável a permeável. Nenhuma amostra de óleo.

- 2981 5 **Arenitos:** coloração marrom muito obscura, empacotados por partes, muito finos, e mais raramente finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo, escasso cimento sílico calcário, minerais máficos disseminados e laminados muito finos, consolidado, duro, pobre porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 2982 6 **Arenitos:** coloração marrom acinzentada, ocasionalmente empacotado, fino a muito finos, bem selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido, localmente com revestimento marrom), escassa matriz argilosa irregular, escasso cimento sílico calcário, laminação de minerais pesados escuros, levemente consolidado, friável, boa porosidade intergranular visual, permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2983 7 **Arenitos:** coloração marrom acinzentada, finos a muito finos, bem selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido), matriz argilosa raramente lítica, irregular, escasso cimento sílico calcário, laminação de minerais pesados escuros, levemente consolidado, friável, boa porosidade intergranular visual, permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2984 8 **Arenitos:** coloração moderadamente marrom, muito fino a finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (translúcido, revestimento marrom), escassa matriz argilosa, cimento raramente sílico (sobrecrescimento de quartzo), ocasionalmente laminação de minerais pesados escuros, levemente consolidado, friável, boa porosidade intergranular visual, permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2985 9 **Arenitos:** coloração moderadamente marrom, finos, bem selecionados, subarredondados, e mais raramente subangulosos, quartzo (translúcido, revestimento marrom, hialino), escassa matriz argilosa, cimento raramente sílico (sobrecrescimento de quartzo), ocasionalmente laminação de minerais pesados escuros, levemente consolidado, friável, boa porosidade intergranular visual, permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2986 10 **Arenitos:** moderadamente marrom, finos a muito finos, e mais raramente médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (revestimento marrom, hialino), matriz argilosa raramente lítica, irregular e cimento branco argiloso, em parte cimento sílico calcário, minerais pesados muito finos e pretos (como laminação plano paralela escura), moderadamente consolidado, e mais raramente friável, pobre a razoável porosidade intergranular visual, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2987 11 **Arenitos:** moderadamente marrom, finos a médios, e mais raramente grosso e muito grosso, moderadamente selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (hialino, translúcido, revestimento marrom), matriz argilosa raramente lítica, irregular e cimento branco argiloso, em parte cimento sílico calcário,



minerais pesados muito finos e pretos (como uma laminação plano paralela escura), moderadamente consolidado to consolidado, razoável to boa porosidade intergranular visual, levemente permeável a permeável. Nenhuma amostra de óleo.

- 2988 12 **Arenitos:** vermelho acinzentado, finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (translúcido, revestimento marrom), matriz argilosa raramente lítica, escasso cimento sílico, escassos minerais pesados muito finos e pretos (como uma laminação plano paralela escura), moderadamente consolidado, friável, boa porosidade intergranular visual, permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2989 13 **Arenitos Conglomeráticos:** coloração marrom pálida, grosso a muito grosso e conglomerático (seixos), e mais raramente médios a finos, gradando a conglomerados, pobremente selecionados (caótico), angular a arredondados, quartzo (hialino, translúcido, amarelados), lítico (intraclastos de arenitos e pelitos), matriz argilosa marrom claro irregular, cimento sílico calcário, consolidado, pobre porosidade visual, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2990 14 **Arenitos Conglomeráticos:** coloração marrom pálida, grosso a muito grosso e conglomerático (seixos), também médios a finos, gradando a conglomerados, pobremente selecionados (caótico), subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido, amarelados), lítico (intraclastos de arenitos e pelitos), matriz argilosa marrom claro irregular, localmente matriz muito fina arenosa, cimento sílico calcário em parte, consolidado, pobre porosidade visual (sparse large pores), apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2991 15 **Arenitos Conglomeráticos:** coloração marrom pálida, grosso a muito grosso ocasionalmente conglomerático (seixos), e mais raramente médios a finos, gradando a conglomerado, moderadamente a pobremente selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido, amarelados), matriz lítica argilosa marrom claro irregular, cimento sílico calcário em parte, consolidado, pobre porosidade visual (escassos poros largos), apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 2992 16 **Arenitos Conglomeráticos:** coloração marrom pálida, grosso a muito grosso ocasionalmente conglomerático (seixos), também médios a finos, gradando a conglomerado, pobremente selecionados (caótico), angular a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido, amarelados), lítico (intraclastos de arenitos e pelitos), matriz argilosa marrom claro irregular, localmente matriz arenosa muito fina, cimento sílico calcário, consolidado, pobre porosidade visual, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2993 17 **Arenitos Conglomeráticos:** coloração marrom pálida e moderadamente marrom, médio a muito grosso, e mais raramente conglomerático, também médios a finos, gradando a conglomerados, pobremente selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido), e mais raramente líticos, matriz argilosa irregular marrom claro e branca, também matriz muito fina arenosa e marrom, cimento sílico calcário em parte, consolidado, duro, pobre porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.

- 2994 18 **Arenitos:** coloração marrom acinzentada, moderadamente marrom, médios a grosso, e mais raramente arenitos muito grossos e conglomeráticos, moderadamente selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido), escassamente lítico, matriz argilosa branca, cimento sílico (sobrecrescimento de quartzo) e localmente calcário, consolidado, pobre a ocasionalmente leve porosidade visual, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 2995 19 **Arenitos:** coloração marrom pálida e moderadamente marrom, médios a grosso, e mais raramente arenitos muito grossos e conglomeráticos, moderadamente selecionados, subangulosos a subarredondados, quartzo (hialino, translúcido), escassamente lítico, matriz argilosa branca, sílico (sobrecrescimento de quartzo) e localmente calcário cimento, consolidado, pobre a ocasionalmente leve porosidade visual, apertados to levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.

#### Testemunha #2

Formação:	Fm NIA Inferior (Eólico)
Intervalo:	3054 - 3072 mMD (18 m)
Fator de Recuperação:	100 %
Inclinação do poço:	53.5°

#### TESTEMUNHO # 2 CHIPS DESCRIÇÃO

O testemunho foi cortado em 18 pedaços de um metro cada um e chips amostrados do topo de cada pedaço.

Profundidade (mMD)	Chip #	Descrição Litológica
3054	1	<b>Arenitos:</b> coloração marrom pálida avermelhada a escura, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos, finos e médios, quartzo hialino, bem selecionados, subarredondados, e mais raramente subangulosos, quartzo (translúcido, hialino, amarelados), cimento silix escassamente lítico, matriz argilosa, escassos minerais pesados escuros e finos, consolidados, pobre porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.

- 3055 2 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, fino, e mais raramente muito finos, muito bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (translúcido, hialino, amarelados), escassa matriz argilosa, cimento sílico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos disseminados, consolidados, leve porosidade intergranular, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3056 3 **Arenitos:** marrom claro avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (amarelados, translúcido), pouco cimento lítico marrom e sílico (branco, microcristalino), escassa matriz argilosa, minerais pesados escuros e finos, consolidados, pobre a razoável porosidade visual, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3057 4 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos, e mais raramente finos a médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, translúcido), cimento sílico (branco, microcristalino), pobre matriz argilosa, minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre porosidade intergranular, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3058 5 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a finos, e mais raramente médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, translúcido), cimento sílico e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos, consolidados, pobre porosidade intergranular, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3059 6 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (amarelados, translúcido), cimento calcário e dolomítico, raramente lítico, sílico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos, consolidados, pobre a ocasionalmente razoável porosidade intergranular visual, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3060 7 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a muito finos, muito bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (amarelados, translúcido), cimento sílico e dolomítico raramente lítico, minerais pesados escuros muito finos disseminados, consolidados, pobre porosidade visual, apertados a levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3061 8 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a muito finos e médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, quartzo (amarelados, translúcido, hialino), cimento sílico e dolomítico, muito raramente lítico, minerais pesados escuros muito finos disseminados, consolidados, razoável a ocasionalmente boa porosidade intergranular visual, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.

- 3062 9 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a médios, e mais raramente muito finos, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, translúcido, hialino), cimento sílico e dolomítico, pouco lítico, minerais pesados escuros muito finos disseminados, consolidados, pobre a razoável porosidade intergranular visual, levemente permeável to apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 3063 10 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a médios, e mais raramente muito finos, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, translúcido, hialino), cimento sílico e dolomítico, pouco lítico, minerais pesados escuros disseminados muito finos, consolidados, razoável a ocasionalmente boa porosidade intergranular visual, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3064 11 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a médios, e mais raramente muito finos, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), cimento pouco lítico, sílico, calcário e dolomítico, minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre a razoável porosidade intergranular visual, apertados to levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3065 12 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a médios, gradando a muito finos em parte, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), cimento pouco lítico, sílico, calcário e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados to levemente consolidados, razoável to localmente boa porosidade intergranular visual, levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3066 13 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, fino, e mais raramente muito finos, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), cimento pouco lítico, sílico, calcário e dolomítico, minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, razoável to localmente boa porosidade intergranular visual, moderadamente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3067 14 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, fino, e mais raramente muito finos, ocasionalmente médios, bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), pouco lítico, cimento sílico e dolomítico, minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, razoável to localmente boa porosidade intergranular visual, moderadamente permeável. Nenhuma amostra de óleo.
- 3068 15 **Arenitos:** marrom pálido avermelhado, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a subangulosos, ocasionalmente arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), cimento escassamente lítico, sílico e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito

finos espalhados, consolidados, pobre a razoável porosidade intergranular visual, apertados to levemente permeável. Nenhuma amostra de óleo.

- 3069 16 **Arenitos:** coloração marrom avermelhada pálida a escura, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), cimento escassamente lítico, sílico e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 3070 17 **Arenitos:** coloração marrom avermelhada pálida a escura, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a muito finos, bem selecionados, subarredondados a arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), escassamente lítico, cimento sílico e dolomítico, minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 3071 18 **Arenitos:** coloração marrom avermelhada pálida a escura, moderadamente laranja avermelhada quando seco, finos a muito finos, ocasionalmente médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), escassamente lítico, cimento sílico e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre a ocasionalmente razoável porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.
- 3072 19 **Arenitos:** coloração marrom avermelhada pálida a escura, moderadamente laranja avermelhada quando seco, muito finos a médios, moderadamente bem selecionados, subarredondados a arredondados, quartzo (amarelados, e mais raramente marrom claro), escassamente lítico, cimento sílico e dolomítico (branco, microcristalino), minerais pesados escuros muito finos espalhados, consolidados, pobre a ocasionalmente razoável porosidade visual, apertados. Nenhuma amostra de óleo.

## ANEXO 1

### INFORMAÇÃO DOS POÇOS ESCOLHIDOS

#### **Poço San Martin 1001-D**

O Poço San Martin 1001-D foi perfurado no flanco norte do anticlinal San Martin a profundidades de reservatório, alcançando 3002 m MD (*Measure Depth*, profundidade medida com relação ao poço desviado).

#### **Informação Geral do Poço**

O nome oficial do poço é SM-1001 (PLU-SM-88-5-1001-D), localizado no Lote 88 (Camisea), campo de San Martin, Província La Convención, estado de Cuzco em Peru. No sistema de coordenadas UTM Zone18S - WGS84, em metros o poço localiza-se em N: 8,698,247.45, E: 742,300.31, GL: 428.6 mrs1.

O Tipo de Poço é de produção, chegando ao final da perfuração à formação Copacabana.

#### **Objetivo do Poço**

O Objetivo principal deste poço foi investigar o flanco norte da estrutura, colocando em produção os reservatórios de Nia Kaatsirinkari (Nia) e Noi Patsite (Noi/Ene) de gás e condensados.

O objetivo secundário era investigar a formação de Vivian que já tinha sido previamente definida como saturada com água nos campos de San Martin. Porém, se tinham algumas expectativas por se localizar esse poço em uma posição estrutural mais alta à comparação dos outros poços. Essa formação é produtora de gás e condensados nos campos de Cashiriari (Pluspetrol, 2004a).

### **San Martin 1002-D**

O Poço San Martin 1002-D foi perfurado no flanco leste do anticlinal San Martin a profundidades de reservatório, alcançando uma profundidade final de 3381 mMD (Profundidade de registro).

Dois testemunhos de 18 metros cada um foram extraídos e 100% recuperados nos membros de Nia Superior (Fluvial) e Nia Inferior (Eólico).

A análise dos testemunhos se encontra no APÊNDICE C.

### **Informação General do Poço**

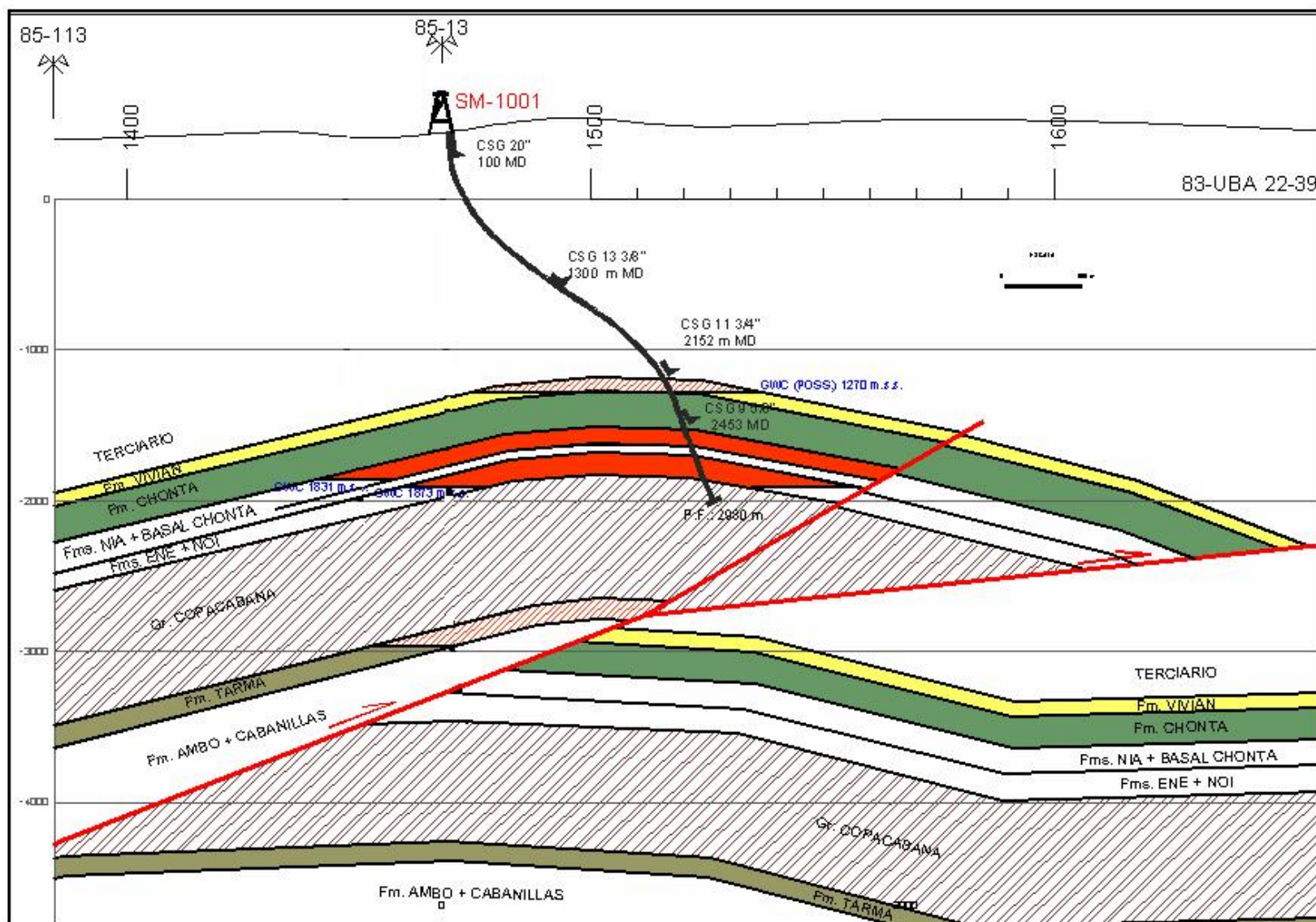
O nome oficial do poço é SM-1002 (PLU-SM-88-5-1002-D), localizado no Lote 88 (Camisea), campo de San Martin, Província La Convención, estado de Cuzco em Peru. No sistema de coordenadas UTM Zone18S - WGS84, em metros o poço localiza-se em N: 8,698,253.93, E: 742,297.67, GL: 428.6 mrsl.

O Tipo de Poço é de produção, chegando ao final da perfuração à formação Ene.

### **Objetivo do Poço**

O objetivo principal deste poço foi investigar o flanco sul leste da estrutura San Martin, colocando em produção os reservatórios de Nia Kaatsirinkari (Nia) e Noi Patsite (Noi/Ene) de gás e condensados.

As FIG. 15 e 16 apresentam o corte de perfuração dos poços SM-1001D e SM-1002D.



*Figura 15. Corte do poço SM-1001D, extraído do Relatório Final do Poço Pluspetrol (2004a)*



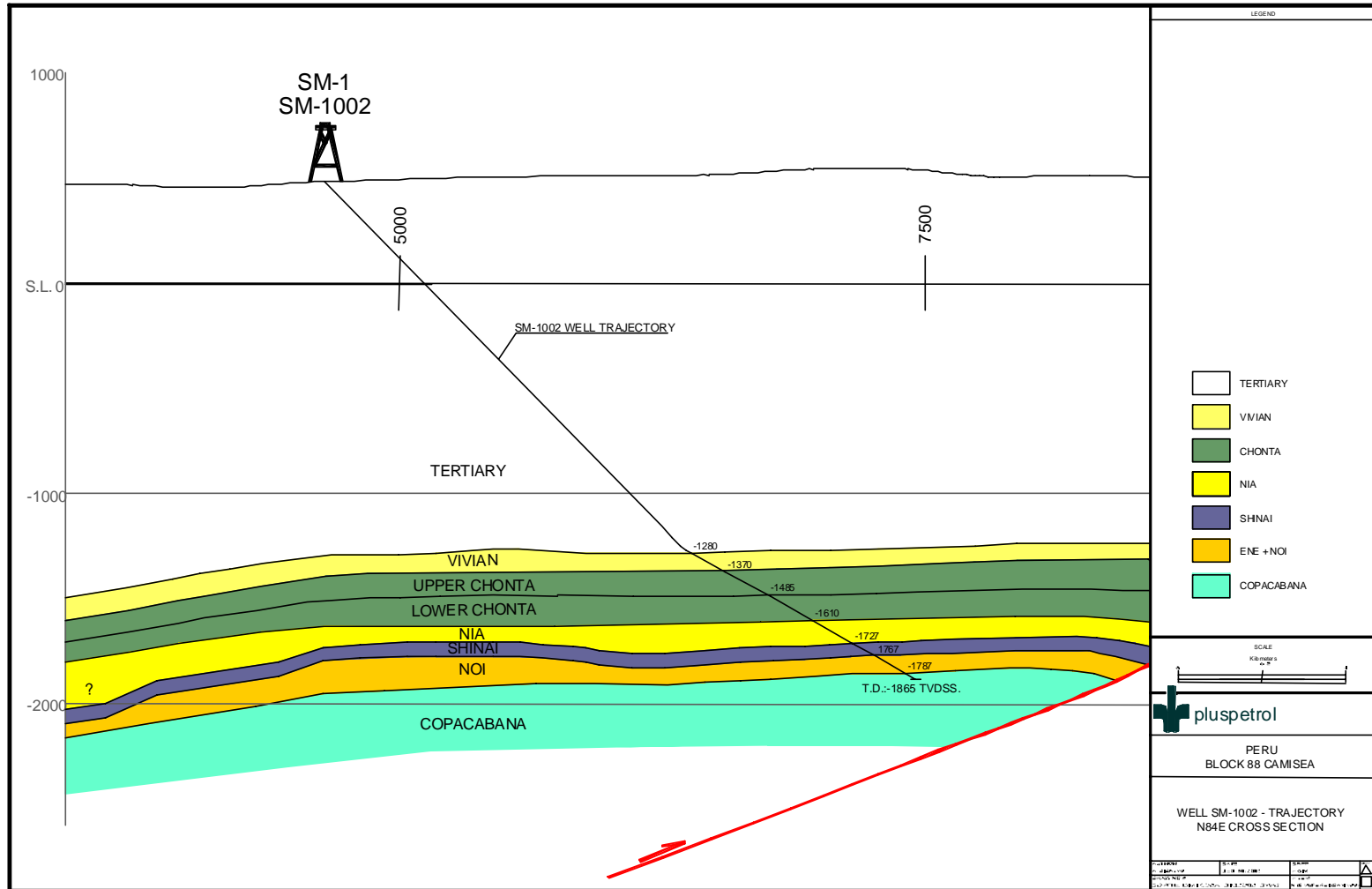


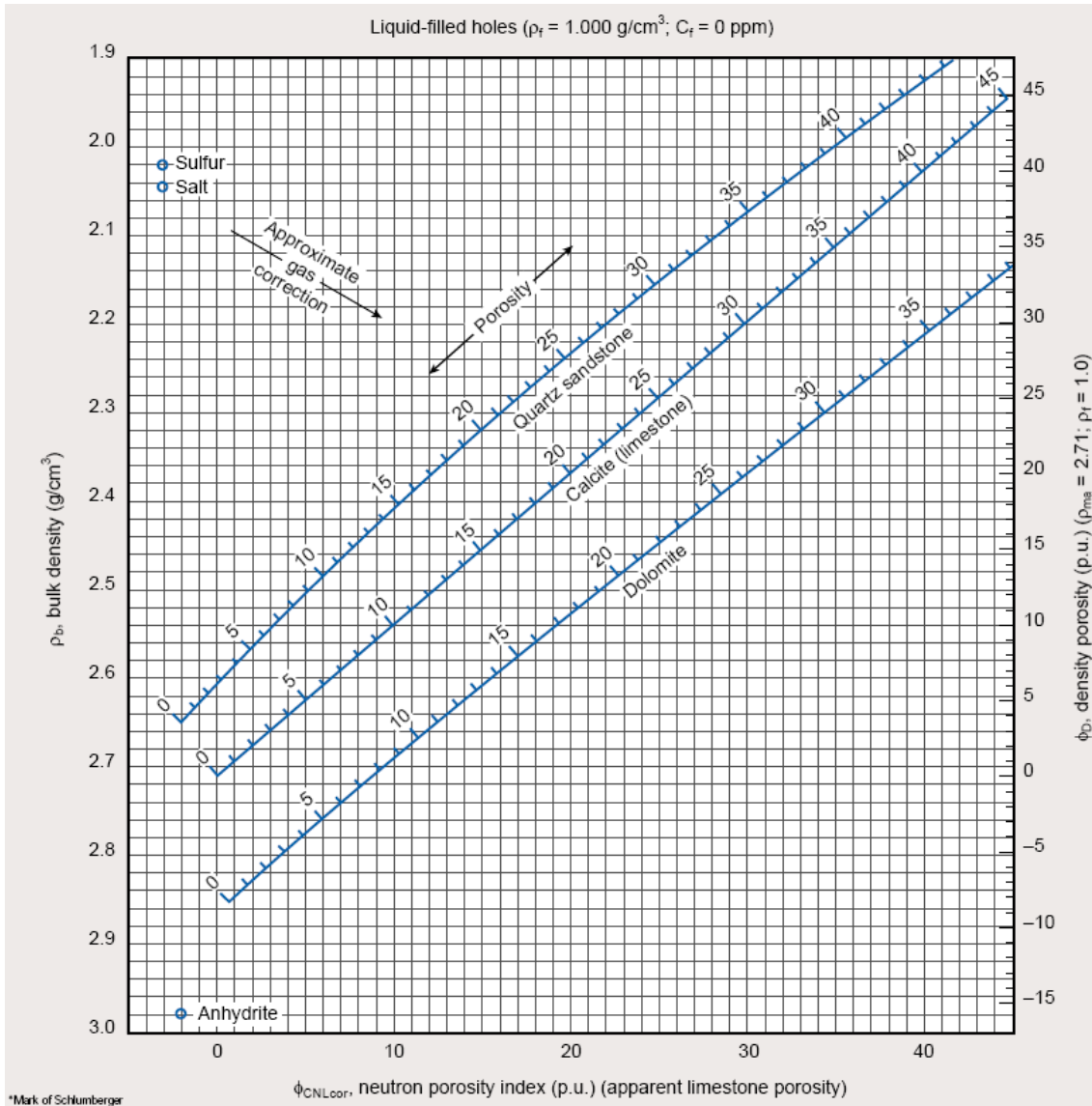
Figura 16. Corte do poço SM-1002D, extraído do Relatório Final do Poço Pluspetrol (2004b)

## ANEXO 2

### CARTAS PETROFÍSICAS DA SCHLUMBERGER

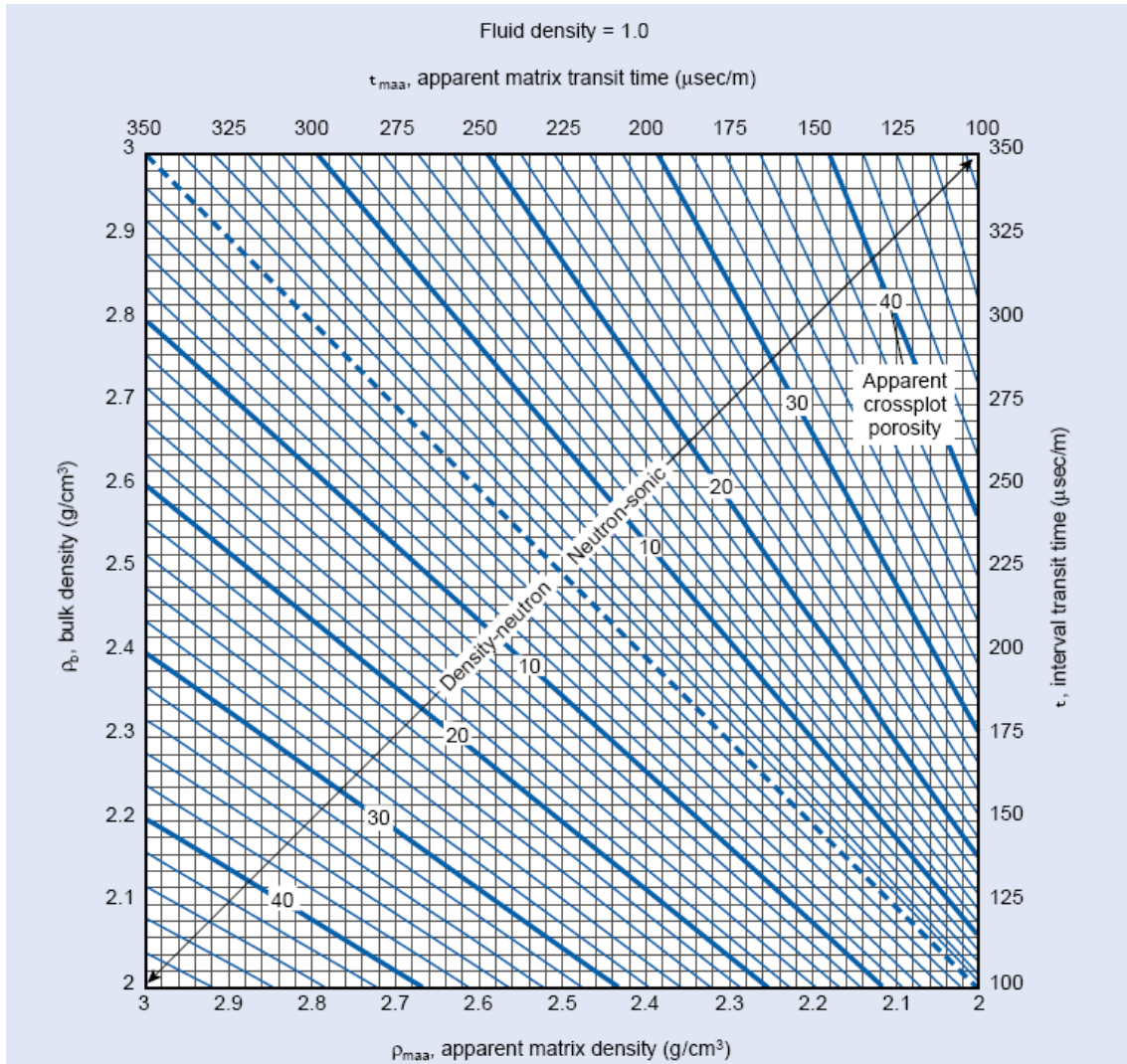
#### Determinação da Porosidade e Litologia De perfis de Densidade – Nêutron.

CP-1



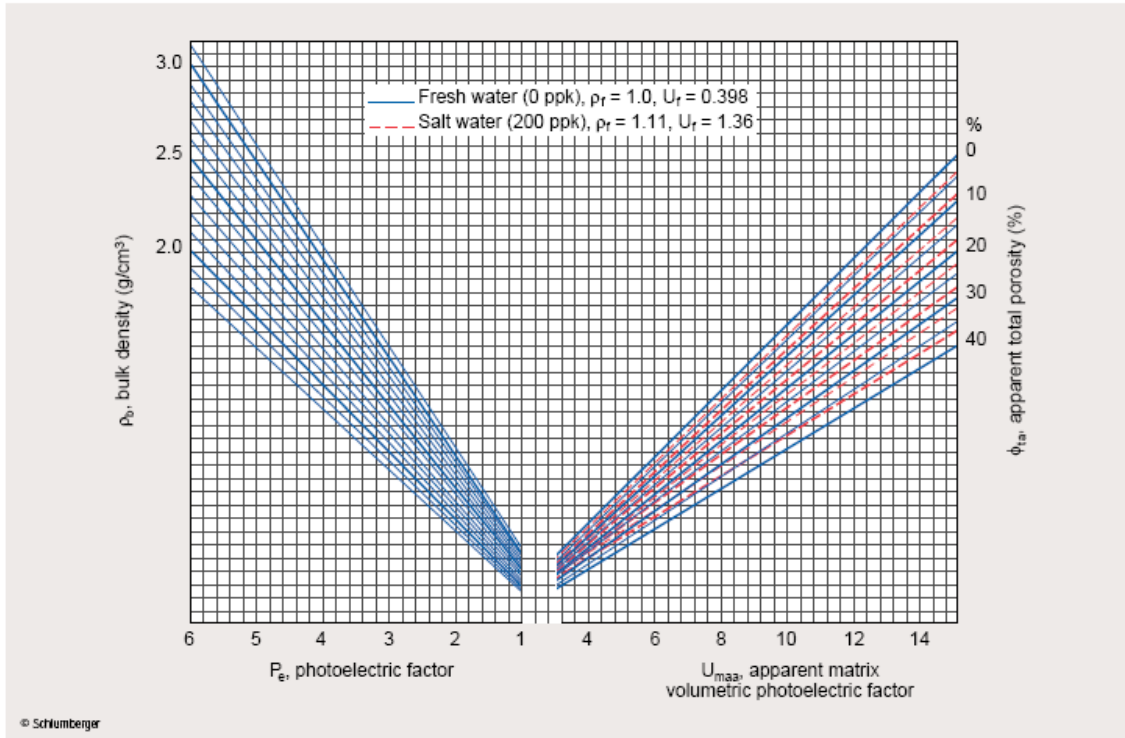
**Determinação da Matriz Aparente  
De Densidade de Formação e a Porosidade Aparente Total**

**CP-14m  
(Métrica)**



## Determinação Factor Fotoelectrico Volumetrico Da Matriz Aparente

CP-20



Carta de Identificação de Litologia

CP-21

