

**Universidade Federal Fluminense  
Instituto de Ciências Humanas e Filosofia  
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra**

Dissertação de Mestrado

IRAÍMA SILVA MENDES

**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PERFIS: ESTUDO DE CASO DO  
RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DO CAMPO DE MARIMBÁ -  
BACIA DE CAMPOS**

**Niterói  
2017**

**Universidade Federal Fluminense  
Instituto de Ciências Humanas e Filosofia  
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da  
Terra**

**IRAÍMA SILVA MENDES**

**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PERFIS: ESTUDO DE CASO DO  
RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DO CAMPO DE MARIMBÁ -  
BACIA DE CAMPOS**

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

Orientador: **Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva**  
Orientadora: **Prof. Dr<sup>a</sup>. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro**

**Niterói  
2017**

**Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do Gragoatá**

S587 Silva Mendes, Iraíma.

Título ANÁLISE PETROFÍSICA DE PERFIS: ESTUDO DE CASO DO RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DO CAMPO DE MARIMBÁ - / Iraíma Silva Mendes. – [2017].

[69 páginas] f.

Orientador: Cleverson Guizan Silva, D.Sc.

Orientadora: Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro, D.Sc

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense  
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra

Bibliografia: f. [68-69].

1 Petrofísica básica; 2 Reservatórios turbidito;3 perfilagem de poços.

**Universidade Federal Fluminense  
Instituto de Ciências Humanas e Filosofia  
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da  
Terra**

**IRAÍMA SILVA MENDES**

**ANÁLISE PETROFÍSICA DE PERFIS: ESTUDO DE CASO DO  
RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO DO CAMPO DE MARIMBÁ -  
BACIA DE CAMPOS**

**BANCA EXAMINADORA**

.....  
Prof. Cleverson, da Silva Guizan, D.Sc. (Orientador)  
Universidade Federal Fluminense

.....  
Prof<sup>ª</sup>. Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro, D.Sc. (Orientadora)  
Universidade Federal do Rio de Janeiro – LAGEP/PRH-PB 234

.....  
Prof. Alfredo Moisés Vallejos Carrasco, D.Sc.  
Universidade Federal Fluminense

.....  
Prof. Fábio André Perosi, D.Sc.  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por ter me dado coragem e forças de sempre seguir em frente mostrando o valor de cada obstáculo encontrado.

Agradeço aos meus pais que me educaram sempre ensinando a respeitar o próximo me dando apoio para realizar meus sonhos e objetivos nunca medindo esforços para minha educação.

Ao meu marido Laurent Moulin, com quem compartilho a vida, por renovar as minhas energias, pela compreensão nas minhas ausências e por todo amor e carinho além da contribuição financeira para que eu pudesse seguir este projeto.

Ao professor Cleverson por ter me aceitado e pela sua paciência me dando à oportunidade de realizar esta pesquisa no Lagemar-UFF.

A professora e amiga Mariléa da PRH-PB/LAGEP-UFRJ, pelas longas horas de paciência, me ajudado na execução desta pesquisa.

Ao Bruno Menchio por ter me dado as direções iniciais. Aos meus chefes Flávio Barros e André Arabe, pela compreensão.

Ao Júlio Kosaka de oliveira (Schlumberger) pela consultoria e esclarecimento de dúvida do programa *TechLog*®.

Ao professor Rodrigo bagueira por ceder o UFFLAR para utilizar o programa *TechLog*®.

Ao professor Fábio André Perosi, pelo apoio cedendo o Techlog no LAGEP-UFRJ.

Ao professor Sérgio Bergamischi - UERJ pela gentileza de ceder o laboratório par finalizar correções com o programa *TechLog*®.

As minhas amigas Josenilda Lonardelli, Karina Favacho, Luciana Brelaz e Maira Lima, pelas conversas, troca de idéias, risadas e alegrias durante esses anos, pelos conselhos e companheirismo nas horas difíceis. E a todos aqueles que de alguma forma contribuíram seja com gestos e atitudes para concluir este trabalho.

Aos meus pais: Nicanor Pereira Mendes (*in memorian*) e Carolina Amaral da Silva Mendes, com amor e carinho. Sem eles eu hoje nada seria, se desejei sempre subir a montanha, foi por eles me mostraram o valor de cada passo dado o amor e carinho que me proporcionaram ao longo de minha vida.

Iraíma Silva Mendes

## RESUMO

O uso dos perfis geofísicos de poços na identificação de reservatórios de hidrocarbonetos tem sido uma grande ferramenta, principalmente durante a perfuração, porém a interpretação destes perfis deve ser criteriosa no caso de reservatórios complexos turbidito. A análise desses perfis em conjunto com descrições de amostra da rocha reservatório (calha, testemunhos e plugues) tem se mostrado um método eficaz. Seu uso vai além da identificação de hidrocarbonetos, sendo também utilizados nos cálculos petrofísicos com o uso da suíte básica de raios gama, porosidade neutrônica, densidade, resistividade, sônico e caliper. Ainda na fase exploratória é possível realizar cálculos, como o de volume de argila, porosidade, saturação, permeabilidade e *net pay*, possibilitando que se obtenha um melhor conhecimento do potencial do reservatório. Garantindo uma análise criteriosa na interpretação dos perfis e considerando a presença dos minerais radioativos ou condutores (ex.: feldspatos, glauconita, pirita) o ambiente de poço (tipo de fluido de perfuração e seus aditivos do fluido) os problemas de instabilidade do poço seja por desmoronamentos ou fechamento das paredes do poço causam alterações nas leituras registradas pelo perfil. Reconhecendo estas interferências, que levam a incertezas, é preciso ter cautela para não se fazer uma interpretação superestimada ou subestimada das propriedades petrofísicas dos reservatórios. Quando os reservatórios turbidíticos apresentam consideradas intercalações argilosas se estas forem negligenciadas tem-se então outra fonte de incerteza. Como lidar com estes casos é uma habilidade importante na rotina da análise petrofísica. Os cálculos petrofísicos dos reservatórios dos dois poços (A e B) do Campo de Marimbá realizados pela análise quantitativa dos perfis geofísicos de poços, obteve-se valores respectivamente aos poços A e B valores de 12,5 a 16,5% de argila; porosidade efetiva média e 28 e 27%; saturação médio de água 15 e 26,7%; permeabilidade variando de 25 a 700 mD e 35 a 1000 mD; as espessuras de *net pay* foram de 27 m para o poço A e 24,8 m para o poço B. Os resultados foram considerados válidos e confirmando os indícios encontrados em campo, mostrando como reservatórios argilosos possuem alto potencial de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Petrofísica básica; Reservatórios turbidito; perfilagem de poços.

## ABSTRACT

Geophysical profiles of wells to identify hydrocarbon reservoirs has established itself as a useful tool, especially during drilling, however, its critical interpretation is essential for complex reservoirs such as turbidite systems. Analysis of these profiles in conjunction with reservoir rock sample descriptions (gutter, core and plug) has been shown to be an effective method. Its use goes beyond hydrocarbon identification and is also used in the petrophysical calculations using a basic suite of gamma rays, neutron porosity, density, resistivity, sonic and caliper logs. Also in the exploratory phase, it is possible to make calculations, such as clay volume, porosity, saturation, permeability and net pay, enabling better knowledge of the reservoir potential. By assuring a careful analysis in the profile interpretations and considering the presence of radioactive or conductive minerals (e.g. feldspar, glauconite, pyrite), the well environment (type of drilling fluid and its fluid additives) and likewise well instability problems either by collapsing or closing the well walls can cause changes in the readings recorded in the profile. Recognizing these interferences, which create uncertainties, it is necessary to be careful not to make an over or underestimated interpretation of the reservoir petrophysical properties. When turbidite reservoirs have clay intercalations, if they are neglected, then this causes another source of uncertainty. How to deal with these cases is an important skill in routine petrophysical analysis. The reservoir petrophysical calculations of the two Marimbá Field wells (A and B) carried out by the geophysical profile quantitative analyses respectively obtained these values for wells A and B: 12.5 to 16.5% clay; Average effective porosity is 28 and 27%; Mean water saturation 15 and 26.7%; Permeability ranging from 25 to 700m D and 35 to 1000 mD; The net pay thicknesses were 27 m for well A and 24.8 m for well B. The results were considered valid and confirmed the field evidence, showing how clayey reservoirs have high hydrocarbon potential.

Keywords: Basic Petrophysics; Turbidite reservoirs; Well profiling.

## ÍNDICES

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1	Caracterização do Problema .....	19
1.2	Objetivo .....	19
<b>2</b>	<b>CONTEXTO GEOLÓGICO</b> .....	<b>20</b>
2.1	Bacia de Campos .....	20
2.2	Campo de Marimbá .....	21
<b>3</b>	<b>MATERIAL E METODOLOGIA</b> .....	<b>22</b>
3.1	Volume de Argila ( $V_{sh}$ ) .....	22
3.2	Porosidade ( $\phi$ ) .....	23
3.3	Saturação de água ( $S_w$ ) .....	23
3.4	Permeabilidade (K).....	25
3.5	<i>Net Pay</i> .....	25
<b>4</b>	<b>Ambiente de perfilagem</b> .....	<b>26</b>
4.1	Perfis Geofísicos.....	27
4.1.1	Perfil de <i>Caliper</i> (CAL).....	28
4.1.2	Perfil de Raios Gama (GR).....	28
4.1.3	Perfil de Porosidade Neutrônica (NPHI) .....	28
4.1.4	Perfil de Densidade (RHOB) .....	29
4.1.5	Perfil Sônico (Dt) .....	29
4.1.6	Perfil de Resistividade (ILD/SFLU) .....	30
<b>5</b>	<b>ZONEAMENTO E CORRELAÇÃO DOS POÇOS</b> .....	<b>31</b>
5.1	Zoneamento dos poços A e B.....	31
5.2	CORRELAÇÃO DOS POÇOS A e B .....	32
<b>6</b>	<b>CÁLCULOS PETROFÍSICOS</b> .....	<b>35</b>
6.1	POÇO A .....	35
6.1.1	Histograma e Crossplot do Poço A .....	35
6.1.2	Cálculo do Volume de Argila .....	36
6.1.3	Cálculo das Porosidades Total e Efetiva .....	37
6.1.4	Cálculo da Saturação de Água.....	41
6.1.5	Cálculo da Permeabilidade .....	44
6.1.6	<i>Net Pay</i> .....	47
6.2	Poço B .....	49
6.2.1	Histograma e Crossplot do Poço B .....	49
6.2.2	Cálculo do Volume de Argila .....	50
6.2.3	Cálculo das Porosidades Total e efetiva .....	52
6.2.4	Cálculo de Saturação de Água.....	55
6.2.5	Cálculo da Permeabilidade .....	59
6.2.6	<i>Net Pay</i> .....	62
<b>7</b>	<b>COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PETROFÍSICOS DOS POÇOS A com B E COM OUTROS ANÁLOGOS</b> .....	<b>64</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>75</b>
<b>9</b>	<b>Referências bibliográficas</b> .....	<b>76</b>

## TABELAS

Tabela 1. Resumo descrições realizadas em campo dos poços A (calha) e B (testemunho).....	31
Tabela 2. Comparação dos resultados de <i>net pay</i> calculados pelo método de análises de <i>crossplots</i> Contreras et al (2012) e o praticado nos reservatórios cretáceo da formação Carapebus utilizados para a Formação Carapebus na Bacia de Campos.....	73

## Figuras

Figura 1. A seqüência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos Ta a Te para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (figura modificada de Pickering et al., 1986, incorporando conceitos de Lower, 1982 e Mutti, 1992) apud d'Avila et al, 2008. _____	13
Figura 2. Esquema de classificação preditiva de fácies turbidíticas; B) principais processos de erosão e deposição de uma corrente de turbidez com sua evolução talude abaixo (Mutti et al.,1992). Apud Mutti et al, 2009. _____	17
Figura 3. Localização da Bacia de Campos (Bruhn, 2003). _____	20
Figura 4. Localização do Campo de Marimba (Milani, 2000). _____	21
Figura 5. Ambiente de perfilagem Log interpretation - Schlumberger, 2009. _____	27
Figura 6. Zoneamento dos poços A e B. TechLog® v 2014.3- Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	32
Figura 7. Perfil de correlação entre os poços A e B com as curvas de raios gama (GR). TechLog® v2014.3 - Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	34
Figura 8. Histograma de raios gama do poço A. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	35
Figura 9. Crossplot de litologia do poço A. Os pontos fora da linha do arenito são influência de argilas dispersas. TechLog® v 2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	36
Figura 10. Perfil do cálculo de Volume de argila no reservatório do poço A. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper(CAL), 4 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico, 6 – resistividade profunda9 (ILD), 7 – densidade da matriz (RHOMAA). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	37
Figura 11. Perfil do cálculo de porosidades total e efetiva. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico; 6 – resistividade profunda9 (ILD); 7 – densidade da matriz (RHOMA); 8 – cálculo das porosidades total (PHIt) e efetiva (PHIe). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	39
Figura 12. Histograma de porosidade efetiva do poço A. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	40
Figura 13. Crossplot de densidade da matriz (RHOMA) e porosidade efetiva (PHIe) do poço A. A concentração de pontos no círculo verde são das camadas de arenito com porosidade média entre 23-30%, Na elipse vermelha são referentes a camadas desmoronadas. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	41
Figura 14. Perfil composto. Tracks: 1- raios gama (GR) e caliper (CAL), 2 litologia, 3 - curvas de resistividade profunda (ILD) e rasa (SFLU). A linha vermelha tracejada em 2764m marca a divisão das zonas saturada em hidrocarboneto e saturada em água. Cedido pela ANP. _____	42
Figura 15. Perfil do cálculo de saturação. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 – densidade, neutrão (NPHI) e sônico (DT), 5 – volume argila ( $V_{sh}$ ), (RHOB), 6 – porosidade efetiva (PHIe), 7 - saturação de água ( $s_w$ ), 8 – saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ), 9 – resistividade profunda (ILD). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	43
Figura 16. Crossplot de saturação de água ( $S_w$ ) versus porosidade efetiva (PHIe) os intervalos 1, 2 e 3 (pontos verdes) são as camadas portadoras de hidrocarboneto e 4 é a camada onde ocorre o colapso das paredes do poço (pontos vermelhos), sendo a porosidade e saturação superestimados neste intervalo. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	44
Figura 17. Perfil do cálculo de permeabilidade. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 – volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), 6 – resistividade (ILD), 7 – saturação de água ( $S_w$ ), 8 – saturação de água irreduzível (BVWS), 9 porosidades total (PHIt) e efetiva (PHIe) e 10 - permeabilidade. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. _____	45

Figura 18. Crossplot de permeabilidade versus porosidade efetiva. A zona saturada em hidrocarboneto (Pontos em verde) está bem definida da zona saturada com água (Pontos amarelo) e folhelho (pontos em azul) e as camadas desmornadas (Pontos vermelhos). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	46
Figura 19. Crossplot de saturação versus permeabilidade. As zonas saturadas em hidrocarboneto com permeabilidades de 10 a 13000mD. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	47
Figura 20. Perfil com net pay do reservatório do poço B. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper, 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade total (PHIt) 6 – Saturação de água ( $S_w$ ), 7/8 - net gross (Verde) e 8/9 – Net pay (Vermelho). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	48
Figura 21. Histograma de raios gama do poço B. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	49
Figura 22. Crossplot de litologia do poço B. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	50
Figura 23. Perfil do cálculo de volume de argila. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico, 5 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 6 – resistividade profunda (ILD). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	51
Figura 24. Perfil do cálculo de porosidade. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama e caliper (CAL), 4 – Volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico, 6 – resistividade profunda (ILD) e rasa (LL), 7 - densidade da matriz (RHOMA), 7 – porosidade total (PHIt) e efetiva (PHIe). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	53
Figura 25. Crossplot de densidade da matriz versus porosidade efetiva do reservatório do poço B. A intercalação das litologias de arenito arcossiano, siltito/arenito fino-muito fino e folhelho. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	54
Figura 26. Histograma de porosidade efetiva do reservatório do poço B. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	55
Figura 27. Perfil composto. Tracks: 1- raios gama (GR) e caliper (CAL), 2 litologia, 3 - curvas de resistividade profunda (ILD) e rasa (SFLU). A elipse azul e seta azul marcam uma camada delgada onde a curva rasa esta com leitura maior que a profunda, mas em uma camada de folhelho. Perfil cedido pela ANP.	56
Figura 28. Perfil do cálculo de saturação de água. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade neutrônica (NPHI), densidade (RHOB) e sônico (DT), 6 – porosidade efetiva (PHIe) e total (PHIt), 7 – saturação água ( $S_w$ ), 8 – saturação de água ( $S_w$ ) e saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ), 9 - resistividade profunda (ILD) e rasa (LL). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	58
Figura 29. Crossplot de Saturação água ( $S_w$ ) versus Porosidade efetiva (PHIe). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	59
Figura 30. Perfil do cálculo de permeabilidade (k). Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade neutrônica (NPHI), densidade (RHOB) e sônico (DT), 6 – resistividade profunda (ILD) e rasa (LL), 7 – permeabilidade (k), 8 - porosidade efetiva (PHIe) e total (PHIt), 9 – saturação de água ( $S_w$ ), 10 – saturação de água irreduzível (BVW). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	60
Figura 31. Crossplot de permeabilidade (K) versus porosidade efetiva (PHIe). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	61
Figura 32. Crossplot de saturação água ( $S_w$ ) versus permeabilidade (K). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	62
Figura 33. Perfil com net pay do reservatório do poço B. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – Caliper e raios gama, 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – Porosidade total (PHIt), 6 – Saturação água ( $S_w$ ), 7/8 - Net Trackss (Verde) e 9/10 – Net Gross e net pay (Vermelho). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	63
Figura 34. Comparação dos perfis calculados de argila dos poços A e B com o volume de argila calculado para o poço do Campo Socororo pela mesmo método (equação 1).	65
Figura 35. Crossplot de resistividade (ILD) versus saturação de água( $S_w$ ).	67
Figura 36. Crossplot de saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ) versus resistividade (ILD) do poço A. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	68
Figura 37. Crossplot de saturação e água irreduzível ( $S_{wirr}$ ) versus resistividade (ILD) do poço B. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.	68

- Figura 38. Crossplot saturação de água ( $S_w$ ) versus volume de argila ( $V_{sh}$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. \_\_\_\_\_ 70
- Figura 39. Crossplot porosidade efetiva ( $PHI_e$ ) versus volume de argila ( $V_{sh}$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. \_\_\_\_\_ 72
- Figura 40. Comparação dos dois perfis net pay do reservatório do poço A. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (GR) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade efetiva ( $PHI_e$ ), 6 – saturação água ( $S_w$ ), 7/8 - net Gross (Verde) e 9/10 - net pay (Vermelho). cut offs: a) mais usado regionalmente na Bacia de Campos ( $\phi > 12\%$ ;  $S_w < 60\%$ ;  $V_{sh} < 50\%$ ), b) método de crossplots (Contreras et al., 2012) ( $\phi > 12\%$ ;  $S_w < 50\%$ ;  $V_{sh} < 30\%$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. \_\_\_\_\_ 74
- Figura 41. Comparação dos dois perfis net pay do reservatório do poço B. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (GR) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade efetiva ( $PHI_e$ ), 6 – saturação água ( $S_w$ ), 7/8 – net Gross (Verde) e 9/10- net pay (Vermelho). cut offs: a) mais usado regionalmente na Bacia de Campos ( $\phi > 12\%$ ,  $S_w < 60\%$ ;  $V_{sh} < 50\%$ ), b) (Contreras et al., 2012) ( $\phi > 12\%$ ;  $S_w < 45\%$ ,  $V_{sh} < 30\%$ ) . TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense. \_\_\_\_\_ 74

## 1 INTRODUÇÃO

Em 1846 foi descoberto no Azerbaijão na cidade de Baku o primeiro reservatório de óleo, que levou as grandes companhias a investir em tecnologias que fossem capazes de identificar reservatórios econômicos em locais nunca antes explorados, um exemplo seria os ambientes de águas profundas, que neste caso requer grandes pesquisas.

A perfuração é uma etapa das mais caras, pois envolve fases de grande valor econômico, desde o aluguel de uma sonda até sua fase final, visando também a necessidade de obter o máximo de informação possível do poço (amostragem) que constata a presença de hidrocarbonetos. Para se ter conhecimento da viabilidade econômica de um reservatório. Para a petrofísica determinar parâmetros que irão definir o índice de produtividade da reserva. Os perfis geofísicos de poços fornecem qualitativamente informações litológicas do reservatório e dos estratos sotopostos.

Segundo Kuenen *et al.*, (1950), as sequências turbidíticas constituem importantes reservatórios de hidrocarbonetos no mundo sendo depósitos de sedimentos e possuindo uma série de eventos erosivos e deposicionais e geneticamente relacionados formado pelas correntes de turbidez aplicado a rochas de diferentes idades e em diversas regiões.

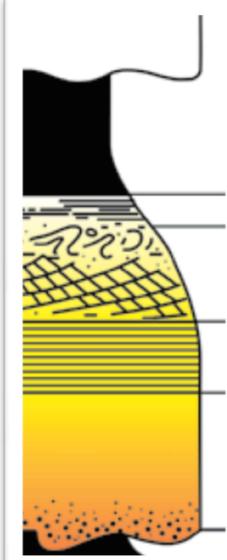
Estudos de laboratoriais realizados concluíram que as camadas com gradação normal, depositadas em contexto marinho profundo seriam o produto da deposição de correntes de turbidez. A partir deste estudo, as correntes de turbidez passaram a ser consideradas como os agentes mais prováveis para escavar os cânions submarinos transportando grandes volumes de sedimento para o mar profundo.

Kuenen (1957) definiu o termo "turbidito", para as camadas de arenitos depositadas em ambiente profundo marinho por correntes de turbidez vem a simplificar o termo "Arenito tipo *flysch*", a partir daí uma série de fatores sedimentológicos começaram a ser associados com os turbidito.

Após décadas de observações, Bouma 1962 (Figura 1) publicou a primeira generalização a respeito de turbiditos, que ficou conhecida como "sequência de Bouma" onde os depósitos turbidíticos possuem características diferenciadas segundo a sua deposição, podendo ser proximal ou distal, e ainda descreveu a

estrutura interna de um turbidito individual, que de forma geral, é representada por um pacote de rochas com granulometria decrescente para o topo e espessura variando entre 0,5 e 1 metro, esta sequência está descrita a seguir:

- A) Areia compacta, com base bem definida e topo passando gradualmente ao nível seguinte;
- B) Areia estruturada em lâminas paralelas;
- C) Areia afetada por estruturas sedimentares onduladas;
- D) Silte e argila depositados em lâminas paralelas; e
- E) Argilas correspondentes a acumulação calma e lenta.



Divisão de Bouma	Tamanho do grão	Interpretação atual Lowe (1982) e Mutti (1992)
Te Lama pelágica/hemipelágica laminada	Lama	Corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante: decantação pelágica / hemipelágica
Td Silte laminado	Silte	Tração + decantação
Tc Ripples de corrente e cavalgantes, lâminas convolutas	Areia	-sob regime de fluxo inferior
Td Laminação plano-paralela		-sob regime de fluxo superior
Ta Maciço ou com gradação normal	Areia grossa a grânulos	Corrente de turbidez de alta densidade desacelerante: deposição em masse dos grãos ( <i>frictional freezing</i> )
-	-	Carga e erosão

Figura 1. A sequência de Bouma e os mecanismos de deposição inferidos para os intervalos Ta a Te para uma corrente de turbidez de baixa densidade desacelerante (figura modificada de Pickering *et al.*, 1986, incorporando conceitos de Lower, 1982 e Mutti, 1992) *apud* d'Avila *et al.*, 2008.

Mutti *et al.* (1972) observando afloramentos de turbiditos nos Apeninos no sul dos Pirineus e em alguns turbiditos na Grécia, nos quais foram realizadas as primeiras classificações para as fácies turbidíticas em ambiente de águas profundas. Os autores visualizaram os turbiditos se formando em leques submarinos no sopé de taludes conduzido por cânions, onde os leques foram divididos em duas regiões principais: um sistema distributário e uma região de depósito (receptor). O sistema distributário é formado por canais entrelaçados separados por regiões intercanais. As variações destas fácies permitiam o mapeamento e delimitação do modelo de leques submarinos. Esta classificação foi reformulada por Mutti (1992) que classificou nove fácies diferentes de estágios de um fluxo gravitacional durante a sua

descida em um talude. As 9 fácies de Mutti (1992) (Figura 2) são ainda inseridas em 3 tipos de fácies principais subdivididos em três grupos principais descritos abaixo:

- A) fácies de grão muito grosso,
- B) fácies de grão grosso,
- C) fácies de grão fino

A) Fácies de grão muito grosso, muitas vezes podem ser distinguidas três fácies principais:

#### **- Fácies F1**

Os depósitos são produtos de fluxos de detritos coesivos. As feições que os caracterizam são:

- A ausência de significantes escavações basais.
- Grandes clastos flotantes na matriz, que relacionados aos depósitos F2 de mesmo trato de fácies, são mais lamosos e devem mostrar feições relacionados a fluxos plásticos.
- A tendência de concentrar grandes clastos em direção ao topo e projetá-los para o topo das camadas.

#### **- Fácies F2**

são depósitos interpretados como produtos de fluxos hiperconcentrados produto da transformação de fluxos coesivos em direção ao talude com progressiva mistura de fluidos. Estes depósitos são muito comuns em sistemas turbidíticos de grãos grossos. Em relação a F1, as feições que os caracterizam são as seguintes:

- Ocorrência de pronunciadas escavações basais e grandes clastos tabulares de mudstone.
- Clastos largos aparecem flotantes na matriz homogênea ou com gradação, composta de lama, areia e grânulos.
- Largos clastos mostram clara tendência a ocorrer na parte basal das camadas.

#### **- Fácies F3**

os depósitos consistem de conglomerados com arcabouço suportados por clastos formando camadas que geralmente apresentam limites basais como superfícies erosivas basais. A organização interna desta fácies é variável e mais comumente representado por um depósito não estratificado e depósitos de gradação inversa (grãos grossos em direção ao topo da camada). A organização destes

depende do cisalhamento destas camadas de grânulos a partir do fluxo residual sotoposto abaixo.

## B) Fácies de grãos grossos

Este grupo inclui, em direção a bacia, sedimentos WF, F4, F5 e F6, que são interpretados como produto de correntes de turbidez de alta densidade com grânulos.

- Sedimentos WF

Consiste de divisões relativamente delgadas, usualmente entre 5-20 cm de espessura, de areias muito grossas pobremente selecionadas e camadas de grânulos com laminação ondulada difusa. O comprimento de onda é geralmente inferior a 50 cm e lâminas individuais tem espessura maior que 1cm. Este sedimentos tem sido interpretados como regime de fluxo superior, que é consequência da transformação de um fluxo hiperconcentrado para fluxo mais fluidos (pois entra mais água no sistema), altamente densos e de correntes de turbidez supercríticas.

### - Fácies F4 e F5

são os sedimentos mais comuns encontrados dentro deste grupo de fácies. Relativamente espessos e carpetes de tração de sedimentos grossos caracterizam os depósitos F4.

Os depósitos F5 são desprovidos de estratificação interna e estruturas de escapes de fluidos são comuns. A menos que o fluxo parental original consista de sedimentos bem selecionados, camadas de F5 são pobremente selecionados se comparados a depósitos F8.

### - Fácies F6

Depósitos grossos e internamente estratificados representam os sedimentos F6. Estas camadas são relativamente bem selecionadas e caracterizadas pela ausência de gradação. Estes sedimentos são considerados como produto de um salto hidráulico que transforma uma corrente de turbidez de alta densidade supercrítica em uma corrente subcrítica (de baixa densidade, onde há mais água que sedimentos em suspensão).

## C) Fácies de grãos finos

Este grupo inclui depósitos F7, F8 e F9, ou seja, aqueles sedimentos que são considerados como produtos de correntes de turbidez de baixa densidade (subcríticas). Estas correntes começam sua deposição após o salto hidráulico ou por

transformação de gravidade, em que os depósitos de F5 são sobrepostos ou substituídos por um depósito F7 em direção ao talude / fundo de bacia. O final desta deposição é atingida onde a carga lamosa em suspensão pode se acomodar quase como um fluxo quase-estático. Estas fácies de grãos finos são geralmente considerados os melhores sedimentos turbidíticos desde que inclua a sequência clássica de Bouma e a clássica sequência de turbiditos de Walker.

#### **- Fácies F7**

Depósitos das fácies F7 são comuns em muitos sistemas turbidíticos e são caracterizados por laminações horizontais delgadas e relativamente de grãos grossos que podem ser facilmente confundidas por tapetes de tração de depósitos F4 ou a subdivisão de Bouma de camadas F9.

#### **- Fácies F8**

Os sedimentos de F8 são considerados como uma divisão genuína da sequência de Bouma e consistem de areias finas a médias sem estruturação (maciças). Gradações podem ou não estar presentes. Dentro do mesmo trato de fácies, uma divisão F8 é sempre de grãos mais finos e considerados bem selecionados se comparados aos depósitos F5, portanto permitindo uma fácil distinção entre estes dois tipos de fácies.

#### **- Fácies F9**

Depósitos F9 são formados por divisões de laminações de corrente de areia muito fina a siltito grosso recobertas por uma divisão de mudstone. Estes sedimentos, comumente referido na literatura como sequência de Bouma 'sem base' (sequências Tb-e, Tc-e, Td-e and Te), constituem os componentes do sistema turbidíticos mais importantes de turbiditos antigos de preenchimento de bacias.

Estratos F9 podem ser simplesmente definidos como camadas de turbiditos, depositados por processos de tração – decantação, associada com vários estágios de sedimentação de desaceleração de correntes de turbidez.

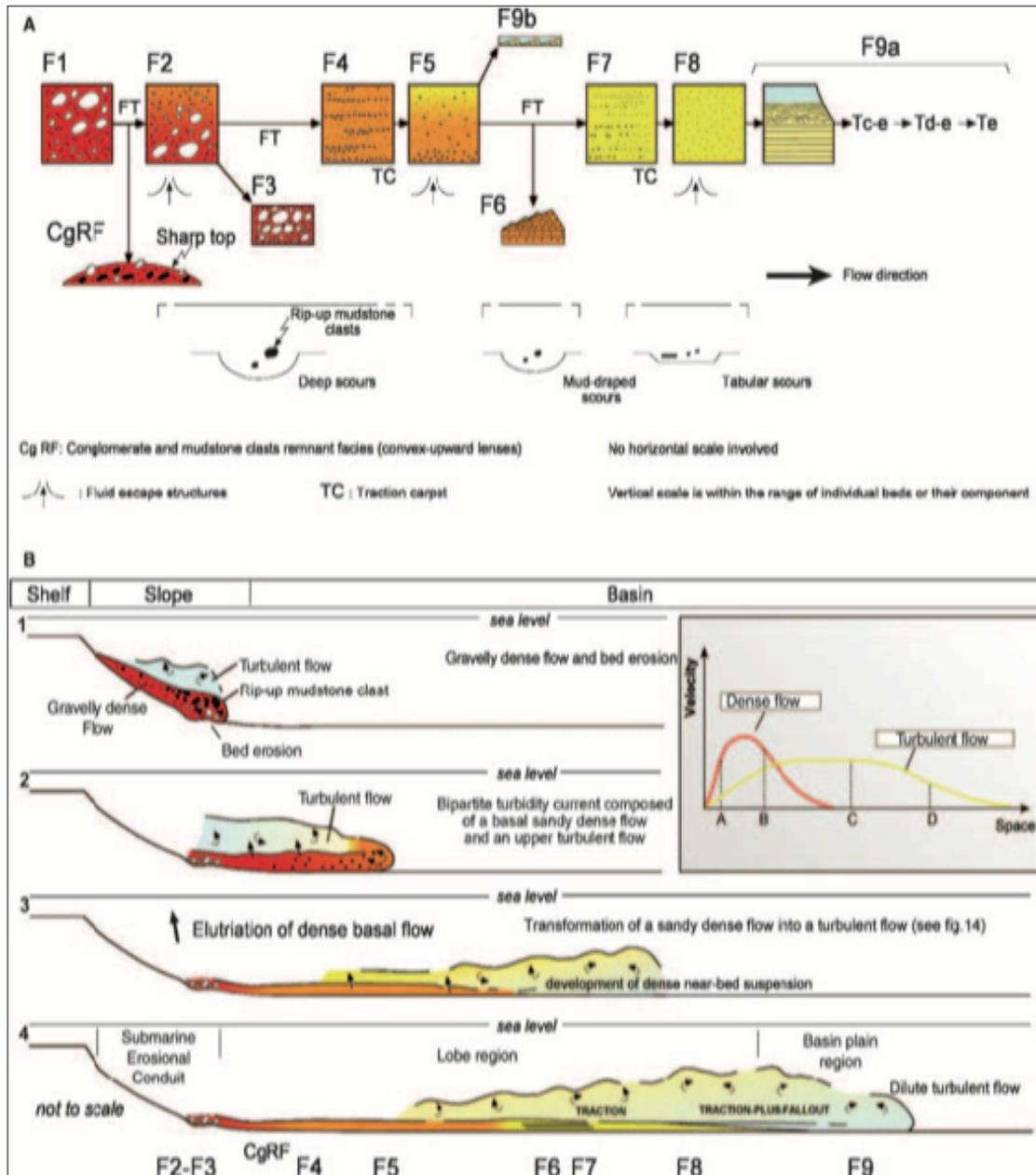


Figura 2. Esquema de classificação preditiva de fácies turbidíticas; B) principais processos de erosão e deposição de uma corrente de turbidez com sua evolução talude abaixo (Mutti et al., 1992). Apud Mutti et al, 2009.

Os sistemas turbidíticos despertam um grande interesse dentre os pesquisadores da indústria do petróleo devido a seu potencial como rocha reservatório, uma vez que as areias e conglomerados são levados a deposição em ambientes de plataformas marinhas apresentando grande potencial para acumulação dos hidrocarbonetos (Walker, 1978).

Segundo Mutti (1992) os clásticos grossos de águas profundas provem de grandes fluxos, desde fluxos de detritos (*debris flows*), passando pelos fluxos

turbidíticos de alta densidade até as correntes de turbidez diluídas. Os turbiditos chamados clássicos, representam a sequência de Bouma (1962) *apud* Della Fávera.

Della Fávera (2001), afirma que os turbiditos são depósitos de sedimentação episódica por excelência, no qual um pulso de corrente de turbidez transportando expressivo volume de sedimentos pode levar minutos ou horas para percorrer longos trechos da bacia e depositar sua carga, estes pulsos se sucedem a intervalos de centenas de anos.

No Brasil, os turbiditos ocorrem durante a fase *rift* em condições lacustres profundas e seção marinha a partir do Neo-cretáceo responsáveis pela formação de importantes reservatórios de hidrocarbonetos com quase 90% da reserva de petróleo conhecida (Della Fávera, 2001).

Os turbiditos da Bacia de Campos apresentam normalmente a disposição clássica dos leques de assoalho de bacia. Esta disposição é em geral assumida pelas bacias de margens passivas. Em cada um desses leques há um acúmulo de areia em torno de 200 m. As fácies dominantes são de arenito maciço, com sutis gradações em unidades de 1-1,5 m de espessura, neste sentido a sequência de Bouma é rara (Della Fávera, 2001).

Em 2002 a produção de petróleo chegou a 1,2 milhões de barris por dia na Bacia de Campos que corresponde a 88% destes reservatórios turbidíticos de águas profundas com idades Cretácea a Terciária (Bruhn, 2003).

Cerca de 90% da produção de petróleo do Brasil, descobertas feitas pela Petrobras estão em turbiditos e fácies associadas com um valor de mercado de muitas centenas de bilhões de dólares (Gomes *et al.*, 2008).

Bruhn (2008) fizeram estudos mostrando que reservatórios turbidíticos compreendem diferentes tipos podendo ser complexos e heterogêneos e ainda serem discriminados principalmente com base no tamanho dos grãos, razão *net-to-gross*, geometria externa, processos deposicionais e *setting* deposicional. Os autores definem para a Bacia de Campos quatro principais tipos de reservatórios:

- 1- Canais complexos ricos em areia/cascalho;
- 2- Calha-confinada que são lobos ricos em areia/cascalho;
- 3- Lobos não confinados ricos em areia;
- 4- Lobos ricos em areia e lama.

Os turbiditos da Bacia de Campos apresentam normalmente a disposição clássica dos leques de assoalho de bacia. Esta disposição é em geral assumida

pelas bacias de margens passivas. Em cada um desses leques há um acúmulo de areia em torno de 200m. As fácies dominantes são de arenito maciço, com sutis gradações em unidades de 1-1,5 m de espessura, sequência de Bouma é rara (Della Fávera, 2001).

### **1.1 Caracterização do Problema**

O primeiro obstáculo de um reservatório turbidítico é definir os limites das camadas arenosas portadoras de hidrocarbonetos intercaladas à camadas de folhelhos em que sua composição deve ser considerada. Esses folhelhos são em sua maioria constituídos por quartzo, feldspato, argilas dispersas, laminar e estrutural (micas) e intercalações de folhelhos; sua granulometria é variada (desde conglomerado até areia fina) e podem ir de friáveis a compactos; a sua geometria em geral são camadas tabulares, amalgamadas, espessas ou delgadas e interdigitadas a siltitos e folhelhos. Não é fácil definir os parâmetros para os cálculos petrofísicos de volume de argila, saturação da água, porosidade, permeabilidade e *net pay*. É necessário considerar todos os fatores que influenciam os cálculos petrofísicos e em grande parte deles estão as camadas de folhelhos adjacentes e interdigitadas ao reservatório e o tipo de argila que impactam na avaliação do reservatório e a longo prazo na produção.

### **1.2 Objetivos**

O objetivo deste trabalho é identificar zonas portadoras de hidrocarbonetos nas camadas de arenito turbidítico utilizando as curvas básicas dos perfis geofísicos de dois poços do campo de Marimbá na Bacia de Campos. Utilizando os cálculos petrofísicos para a porosidade, saturação de água, permeabilidade e o *net pay* dentro dos reservatórios, considerando fatores que impactam nas avaliações de reservatórios turbidíticas: camadas de folhelho adjacentes, argilas dispersas, laminar e estrutural nas camadas arenosas, geometria das camadas, além da influência do fluido de perfuração.

Correlacionar os resultados petrofísicos dos poços estudados com dados físicos de rocha descritos em campo.

Demonstrar a eficácia dos perfis geofísicos em identificar estas zonas econômicas de hidrocarbonetos.

## 2 CONTEXTO GEOLÓGICO

### 2.1 Bacia de Campos

A Bacia de Campos é uma das doze bacias orientais marginais brasileiras, que se estende sobre a planície costeira e talude continental da parte oriental do Oceano Atlântico Sul, localizada a sudeste do Brasil, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo, limitada ao sul pelo Arco de Cabo Frio e ao Norte pelo Arco Vitória, possui uma área aproximada de 100.000 Km<sup>2</sup> dos quais 500 km<sup>2</sup> são em área emersa; Bruhn (2003) (Figura 3). A bacia é do tipo *pull apart* e sua origem está relacionada com a ruptura do Super continente *Gondwana* no Eo-Cretáceo, sua evolução tectônica e sedimentar está ligada ao fim Neocomiano do *Gondwana* e posterior abertura do Oceano Atlântico Sul. A sua evolução tectônica está caracterizada por 3 fases distintas, da base para o topo: 1- Fase *Rift* 2- Fase de quiescência tectônica e 3- Pós *Rift* ou *Drift*. O embasamento cristalino da Bacia de Campos é caracterizado por gnaisses de idade pré-Cambriana pertencente à Província Proterozóica da Ribeira.

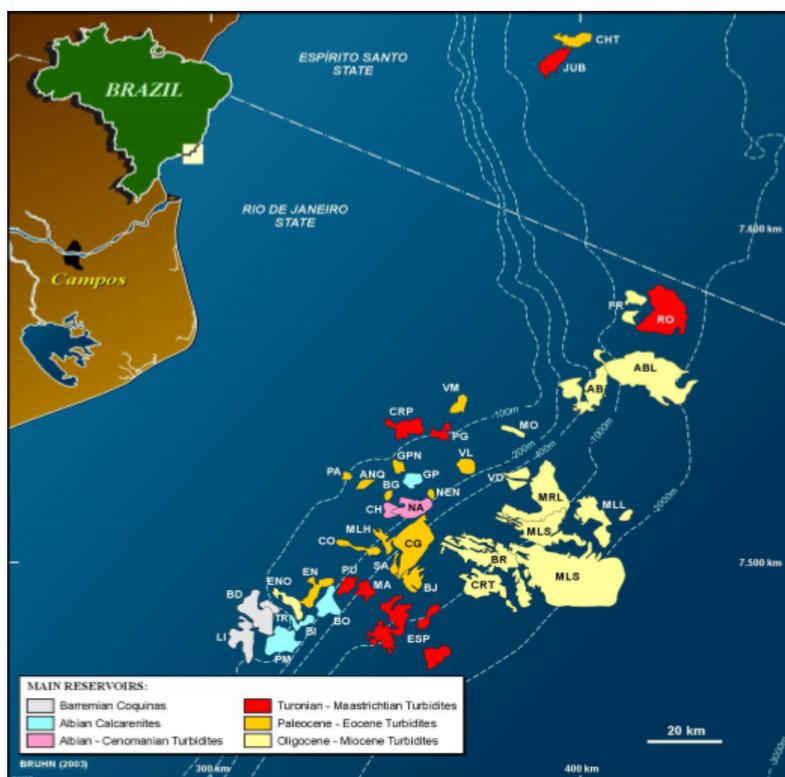


Figura 3. Localização da Bacia de Campos (Bruhn, 2003).

## 2.2 Campo de Marimbá

O Campo de Marimbá foi descoberto em março de 1984 com poço 1-RJS-284 em lâmina d'água de 420 m é considerado o primeiro óleo de água profunda, teve um volume estimado de 174.18 milhões de barris de óleo de boa qualidade e alta permeabilidade. Situado na porção sul da Bacia de Campo (Figura 3), possui uma área de 19 km<sup>2</sup>, e está localizada aproximadamente 80 km do Cabo de São Tomé, em profundidade de águas de 320 a 780 m na parte sul do principal *trend* de acumulações da Bacia de Campos entre os campos de Línguado, Carapeba e Vermelho (Horschutz *et al.*, 1992).

Essa unidade sedimentar é formado por arenito arcossiano grosso a fino, com múltiplos corpos amalgamados com elevada proporção de arenitos/folhelhos. Secundariamente ocorrem arenitos com estratificação cruzada ou horizontal e arenitos argilosos bioturbados intercalados a folhelhos e siltitos são as principais diferenças no reservatório (Horschutz *et al.*, 1992).

Porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro) é intercalada com margas e folhelhos da sequência hemipelágica. Sua origem se dá pela deposição de um sistema de canais amalgamados depositados sobre uma discordância.

O arenito é pobremente cimentado por calcita, seleção moderada a pobre, friável a semi-friável, com características de permeabilidade e porosidade excelentes. A porosidade e permeabilidade media apresentam valores de 27% e 1700 mD, respectivamente (Horschutz *et al.*, 1992).

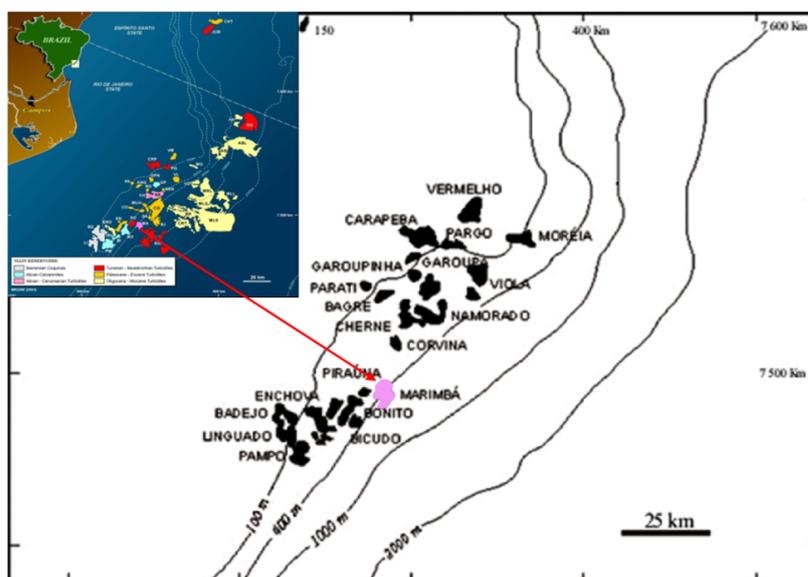


Figura 4. Localização do Campo de Marimba (Milani, 2000).

### 3 MATERIAL E METODOLOGIA

O método de estudo utiliza os perfis básicos, raios gama (GR), resistividade (ILD e SFLU), porosidade (NPHI), densidade (RHOB), sônico (DT) e *caliper* (CAL) no formato LAS, ainda conta com os perfis compostos e descrições de campo (amostras de calha e testemunhos). A pesquisa é aplicada a 2 poços do Campo de Marimbá na Bacia de Campos. Os dados foram cedidos pelo BEDEP/ANP.

Primeiro carregou-se os dados de perfis no *software TechLog®* v2014.3 *Schlumberger*, cedido gratuitamente à Universidade Federal Fluminense para fins de estudos acadêmicos. A análise da qualidade e confiabilidade dos perfis foi realizada tendo como referência o perfil de *caliper*.

Elaborou-se o *crossplots* com as curvas dos perfis de densidade (RHOB) e porosidade neutrônica (NPHI), identificando as litologias em correlação com descrições de amostras de calha e testemunho. Em um passo seguinte foi realizado os cálculos petrofísicos para determinar o volume de argila, porosidade efetiva, porosidade total e saturação. Por meio da análise petrofísica estima-se os parâmetros de *net pay*, que viabilizaram a interpretação dos resultados petrofísicos obtidos e a correlação destes resultados para os 2 poços. Para melhor entendimento, um detalhamento das definições e medidas de cada parâmetro foi realizado, assim como para as fórmulas utilizadas pelo programa *TechLog®*.

#### 3.1 Volume de Argila ( $V_{sh}$ )

O cálculo de volume de argila é realizado a partir do valor mínimo da curva de raios gama (no arenito) e o valor máximo de raios gama (no folhelho), com algumas exceções, como a presença de minerais radioativos. Os valores são obtidos a partir do perfil de raios gama corrigido e segundo a Equação 1.

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (1)$$

Onde:

$V_{sh}$  = Volume de argila

GR= Raio gama do perfil

$GR_{\max}$  = máximo (Folhelho)

$GR_{\min}$  = mínimo (Arenito)

### 3.2 Porosidade ( $\phi$ )

A porosidade é a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha. Ela pode ser classificada como porosidade total e porosidade efetiva. A porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados que é a porosidade de produção e o volume total da rocha, excluindo inclusive a água adsorvida das argilas. A porosidade foi calculada a partir das curvas de densidade (RHOB) e neutrão (NPHI), do volume de argila ( $V_{sh}$ ), densidade do filtrado de fluido de perfuração ( $\text{g/cm}^3$ ) e temperatura, considerando as correções das curvas de densidade e porosidade neutrônica. Para estimar a porosidade efetiva utilizou-se a Equação 2 e para a porosidade efetiva e para a porosidade total a Equação 3.

$$\phi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bcor} - V_{sh}(\rho_{ma} - DEN_{sh})}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2)$$

$$\phi_t = \phi_e + V_{sh} \cdot \phi_{sh} \quad (3)$$

Onde:

$\phi_e$  = porosidade efetiva

$\phi_t$  = porosidade total

$\phi_{sh}$  = porosidade do folhelho

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz

$\rho_{bcor}$  = densidade corrigida para hidrocarbonetos

$V_{sh}$  = volume calculado de argila

$DEN_{sh}$  = densidade do folhelho

$\rho_{fl}$  = densidade do filtrado da lama

### 3.3 Saturação de água ( $S_w$ )

A saturação de um fluido em um meio poroso é a porcentagem do volume de poros ocupado pelo fluido (gás, óleo ou água). O modelo de saturação utilizado depende do conteúdo de argila no reservatório (Contreras *et al.*, 2012).

A saturação de água foi calculada no programa *TechLog*®, com as curvas do perfil de resistividade profunda (ILD), curva de volume de argila ( $V_{sh}$ ), resistividade mínima na zona saturada em água e temperatura, por se tratar de um reservatório com presença de argila e não dispormos de amostras de rocha para

testes laboratoriais e sem distinção do tipo de argilosidade, adotamos a equação Simandoux (1963) (Eq. 4) porque o reservatório é argiloso e a equação representa um tipo estrutural, laminar e disperso de distribuição de folhelho  $V_{sh} > 0$ ;  $n = 2$ . Como desconhecemos os valores dos parâmetros  $a$  e  $m$ , então estimamos os segundo a equação de Humble *Oil Company* onde  $m = 1,81$  e  $a = 0,81$  para arenitos inconsolidados e utilizamos o volume de argila calculado para substituir o BQv ( $B = \text{equivalent conductance of Clay cation (mS/m)}$  e  $Q_v = \text{counter ion concentration (meq/gm)}$ ) que indicam a capacidade de troca catiônica das argilas. A saturação de água irreductível foi calculada pela equação 5 com as curvas de saturação de água e porosidade efetiva.

A saturação por Dual Water, de Waxman & Smits introduziram para  $m$  novo conceito na avaliação das formações considerando a influência de argilominerais na condutividade de reservatórios turbidíticos. Esses modelos são ideais para avaliar reservatórios argilosos como o caso dos turbiditos intercalados com folhelho, mas são necessárias amostras de rocha do reservatório (testemunho, plugues laterais) para estimar os valores “ $m$ ” e “ $a$ ”, o tipo de argila para se obter os valores de BQv de análises laboratoriais, que quantifica o aumento na concentração dos íons adsorvidos a medida que o volume do eletrólito diminui em função do número fixo deste íon.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n \cdot \phi_e^m}{a \cdot R_w} + \frac{S_w \cdot V_{sh}}{R_{sh}} \quad (4)$$

$$\phi_t = \phi_e + V_{sh} \cdot \phi_{sh} \quad (5)$$

Onde

$S_w$  = Saturação de água

$R_w$  = resistividade da água = (0.05 ohm.m) retirado do perfil na zona saturada com água.

$R_t$  = resistividade do perfil

$\phi_e$  = Porosidade Efetiva

$a = 0,81$

$n = \text{expoente de saturação} = 2$

$m = \text{expoente de cimentação} = 1.81$

$V_{sh}$  = Volume de argila = (BQv)

$R_{sh}$  = resistividade do folhelho

$S_{wirr}$  = Saturação de água irreductível

### 3.4 Permeabilidade (K)

Permeabilidade é a propriedade petrofísica de uma rocha permitir o fluxo de Fluidos (Gás, óleo ou água). A unidade de permeabilidade é o Darcy (D) ou mais comumente usado o mili-Darcy (mD). A permeabilidade é um parâmetro que pode ir modificando à medida que a produção no reservatório vai se desenvolvendo.

A permeabilidade foi calculada no *TechLog*®, segundo a equação de Coates (1982) (Eq. 6) onde a curva de porosidade efetiva, porosidade total e saturação de água irreductível são consideradas.

$$K = K_c \cdot \phi_e^4 \cdot \left( \frac{\phi_t - \phi_e - S_{wirr}}{\phi_e \cdot S_{wirr}} \right)^2 \quad (6)$$

Onde:

$K_c = 70$ , constante de correção definida em experimentos laboratoriais

$\phi_e$  = porosidade efetiva

$\phi_t$  = porosidade total

$S_{wirr}$  = saturação de água irreductível

### 3.5 Net Pay

Distingue-se da espessura total (*Net gross*) do reservatório que corresponde a distância vertical entre o topo do reservatório e o contato óleo-água, e a espessura “líquida” (*net pay*) equivalente a espessura de reservatório de onde o petróleo pode efetivamente ser produzido, ou seja, “*Net Pay*” espessura efetiva de Hidrocarbonetos presente em um intervalo que deverá proporcionar o retorno do investimento na pesquisa exploratória e o lucro de quem investiu no projeto (Girão, 2013).

Para determinar o potencial econômico que justifique a produção de hidrocarboneto é importante definirmos os parâmetros de *Cutt Offs*. Os parâmetros definidos nos dois poços analisados neste trabalho, são valores mais praticados nos reservatórios da Formação Carapebus na Bacia de Campos.

#### 4 Ambiente de perfilagem

Para realizar a perfuração de um poço exploratório de petróleo é necessário a utilização de fluidos de perfuração, que permitem carrear os fragmentos de rocha até a superfície, sustentam as paredes do poço e evitar a produção de fluidos das rochas (gás, óleo ou água), a interação do fluido e as rochas é constante.

Esta interação é responsável, muitas vezes, por respostas em perfis diferentes do esperado. O tipo de fluido utilizado e a interação entre fluido, rocha e ferramenta de perfilagem é muito importante. A utilização de um determinado fluido pode limitar o uso de uma ferramenta ou mesmo comprometer as condições mecânicas do poço.

Uma das principais funções do fluido de perfuração é evitar a produção de fluidos das rochas perfuradas. Por isso, o fluido de perfuração é geralmente elaborado com argila e outros componentes químicos em suspensão na água, com densidade apropriada, produzindo uma pressão hidrostática maior que a pressão estática da formação. Como resultado deste diferencial de pressão, haverá a invasão da fração líquida do fluido de perfuração (filtrado de lama) nos intervalos permoporosos, em direção ao meio de menor pressão. Esta filtração provoca, após determinado tempo, a formação do reboco, que é uma camada constituída pelos componentes sólidos da lama (argila, barita, etc.), com espessura variando de milímetros a poucos centímetros, que impede a continuidade da invasão. A profundidade de invasão é diretamente proporcional ao diferencial de pressão e às mobilidades dos fluidos da formação e do filtrado e inversamente proporcional à porosidade da rocha (Figura 5).

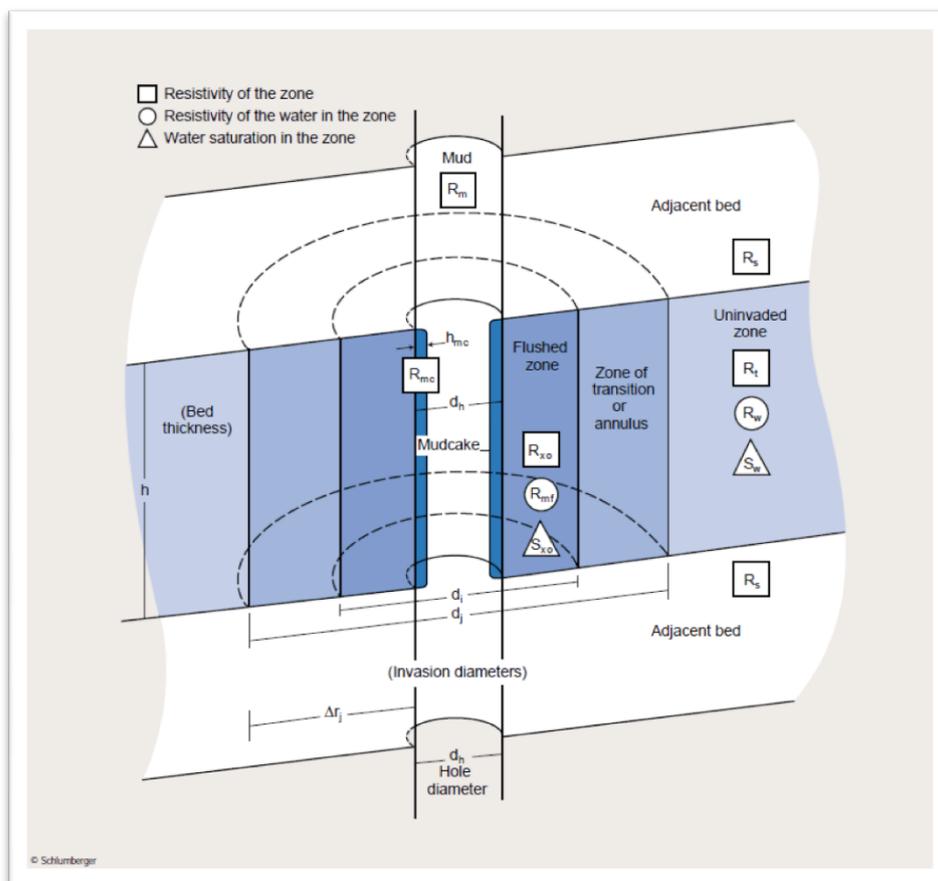


Figura 5. Ambiente de perfilagem *Log interpretation* - Schlumberger, 2009.

As zonas concêntricas são conhecidas como:

Lama: resistividade  $R_m$

Reboco: resistividade  $R_{mc}$

Zona lavada: resistividade  $R_{xo}$

Zona de transição: interface entre a zona lavada e a zona invadida.

Zona não invadida: resistividade  $R_t$

#### 4.1 Perfis Geofísicos

A representação gráfica entre as profundidades e as propriedades petrofísicas é denominada Perfil Geofísico. Para tanto, o cabo das unidades de perfilagem, por meio do qual são descidos nos poços os mais variados tipos de sensores, são calibrados e monitorados para um limite máximo de erro da ordem de 1m para cada 1.000m de poço. Deste modo, o intérprete de perfis tem a certeza de que seus cálculos quantitativos, necessários para a avaliação da potencialidade comercial do poço.

#### **4.1.1 Perfil de Caliper (CAL)**

O *caliper* é uma ferramenta que registra o diâmetro do poço e fornece indicações das condições do poço em um determinado intervalo. Também é aplicado no cálculo do volume de cimento para tampões ou cimentação do revestimento, apoio a operações de teste de formação, sendo o principal controle de qualidade dos perfis. Alguns perfis possuem uma espécie de centralizador ou patins que ficam em contato com a parede do poço. O diâmetro do poço dependerá do diâmetro da broca e da litologia atravessada (interação do fluido de perfuração e a rocha). Problemas de instabilidade sejam por desmoronamentos ou fechamento da parede do poço. A presença de fraturas que aliadas ao estresse tectônico podem criar desabamentos pela queda de fragmentos da parede (Serra, 2004) *apud* Bayão, 2004.

#### **4.1.2 Perfil de Raios Gama (GR)**

Perfil que mede a radioatividade natural das rochas com base no decaimento dos átomos entre isótopos acompanhada por emissão de partículas  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ . São ondas eletromagnéticas de alta energia emitidas por elementos radioativos:  $^{232}\text{U}$ ,  $^{40}\text{K}$  e  $^{238}\text{Th}$ . O perfil de raios gama é utilizado para cálculo de volume de argila ou argilosidade, identificação de litologias, a correlação poços, identificação de minerais radioativos, correlação para intervenção e completação de um poço, correlação de poços vizinhos e identificação de discordâncias geológicas, e arenitos ricos em glauconita, arenitos arcóseos com feldspatos potássicos e sais potássicos.

#### **4.1.3 Perfil de Porosidade Neutrônica (NPHI)**

A ferramenta faz a leitura primária da quantidade de hidrogênio ou índice de hidrogênio na formação. O princípio de funcionamento consiste no bombardeio contínuo da formação por nêutrons de alta energia com o auxílio de uma fonte radioativa, estes nêutrons quando se chocam com os núcleos dos átomos da formação perdem energia resultando em choque inelástico, choque elástico e absorção, o perfil fornece uma estimativa indireta da porosidade das rochas. Devido à presença de hidrocarbonetos leves ou gás por sua expansividade diminuindo a presença de hidrogênio nas camadas. Devido à proximidade de índices de

hidrogênio óleo e água são difíceis de diferenciar nesse perfil. Perfil importante para a detecção de porosidade, litologia, detecção de hidrocarbonetos leves ou gás e geomecânica. É importante ressaltar que este perfil pode superestimar a porosidade de rochas argilosa ou micáceas; o índice de hidrogênio também é influenciado por elementos químicos de cloro, boro e lítio porque funcionam como absorvedores de nêutrons, sendo que o cloro contido em águas salgadas, além de atuar como absorvedor de nêutrons, ocupa o espaço do hidrogênio reduzindo o índice de hidrogênio. A porosidade neutrônica também pode ser influenciada pelo diâmetro do poço, espessura do reboco, salinidade, peso do fluido de perfuração, pressão e temperatura do poço.

#### **4.1.4 Perfil de Densidade (RHOB)**

Este perfil possui uma fonte radioativa de césio-137 que emite para a formação uma radiação gama de energia, esta energia interage com os elétrons orbitais dos átomos resultando em radiações. As radiações são captadas por 2 detectores denominados cintilômetros que montado sobre um patim de tungstênio que minimiza os efeitos do poço. Possui 3 modos distintos de interação: 1) produção de par: um raio gama de alta energia interage com o átomo produzindo um par de elétrons (*negatron* e *positron*); 2) efeito *compton*: os Raios gama desalojam elétrons e são defletidos em relação as trajetórias de colisão proporcionando um espalhamento dos raios gama na formação; 3) fotoelétrico: o fóton incidente de baixa energia, transfere toda a sua energia para o elétron atingido. O fóton incidente desaparece e o elétron é ejetado. Este perfil fornece a densidade das camadas, permite o cálculo da porosidade que se baseia na detecção de raios gama emitido e a identificação das zonas com gás (neste caso, combinado com o perfil de nêutrons ocorre o efeito espelho), identificação de litologias e correlação estratigráfica.

#### **4.1.5 Perfil Sônico (Dt)**

O princípio da ferramenta constituída de material magneto estritivo emite pulsos de ondas acústicas com frequência de 20 a 40 KHz com repetições de períodos curtos. As ondas sísmicas geradas se propagam esfericamente pela lama e pelas rochas até atingirem dois receptores piezoelétricos de cerâmica, que transformam as ondas sísmicas em pulsos elásticos. O  $\Delta t$  medido correspondente ao tempo transcorrido entre a detecção do primeiro sinal nos dois receptores.

O perfil sônico é um dos mais utilizados na pesquisa de hidrocarbonetos, mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através da rocha, ou seja, tempo de trânsito ( $\Delta t$ ). O perfil sônico possibilita: determinar a porosidade da formação, checar seção sísmica e correlação com outros poços, identificar fraturas permeáveis, associando a outros perfis, identifica a presença de fluido; anisotropia elástica, permeabilidade.

#### **4.1.6 Perfil de Resistividade (ILD/SFLU)**

O perfil de ILD (resistividade profunda) quantifica a resistividade da formação após emitir um campo magnético na rocha que por sua vez induz uma corrente elétrica nos fluidos e esta, por fim, desenvolve um campo magnético secundário. A relação entre a intensidade dos campos magnéticos primário e secundário dá informações sobre a condutividade elétrica da rocha portadora do fluido: quanto menor a condutividade da rocha, menor o campo secundário.

A resistividade mostrada no perfil de indução, medida em ohm.m, é utilizado para identificar os fluidos presentes na rocha e calcular a saturação.

Os macroperfis de resistividades visam investigar grandes volumes de rocha para a obtenção da resistividade das zonas virgens das camadas ( $R_t$ ), investiga apenas as zonas próximas às paredes do poço ( $R_{mc}$  e  $R_{xo}$ ). Existe uma total analogia entre os princípios físicos, configurações e medições das macro e micro-ferramentas. O principal micro perfil de resistividade é esférico focalizado (MSFL), denominado perfil de  $R_{xo}$ , (Ribeiro, 2015 - notas de aula UFRJ).

O perfil de SFLU (resistividade rasa) adquirida por ferramenta do tipo *laterolog*, mostra o valor de resistividade rasa, com uso de equipamento de baixa penetração que mede a diferença de corrente elétrica emitida e recebida após passar pela formação. Ao confrontar esta curva, com outra de diferente profundidade de investigação, pode se ter uma rápida interpretação qualitativa sobre a água de formação: se um intervalo exhibe separação contínua, pode-se atribuir a diferença de resistividade à invasão de fluido (resistivo ou condutivo) e conseqüentemente indica um intervalo com rocha porosa e permeável. (Bayão, 2014).

## 5 ZONEAMENTO E CORRELAÇÃO DOS POÇO

### 5.1 Zoneamento dos poços A e B

Carregado as curvas de raios gama (GR) *caliper* (Cal) e sônico no *TechLog®*, fez-se a análise conjunta dos perfis com as descrições litológicas de campo no perfil composto e delimitou-se as zonas com base nos registros de raios gama e sônico que caracterizam bem as mudanças litológicas. Foram definidas 5 zonas distintas: A, B, C, D e E (Figura 6), para os dois poços (A e B) alvo desse estudo.

A zona A pertence a M. Jeribá da F. Ubatuba, apresenta intensa intercalação de folhelhos, margas, arenitos, calcilutitos e calcarenitos, como podemos observar no padrão serrilhado do perfil, neste intervalo as litologias estão com forte influência carbonática. Na zona B o *trend* de raios gama tem aumento significativo em função da presença de folhelhos mais radioativos intercalados a camadas mais delgadas de arenitos e siltitos, tornando-se mais carbonática ao fim desta sequência com diminuição gradativa da curva de raios gama, esta zona pertence ao Membro Tamoios da F. Ubatuba. A zona C é formada por camadas de arenito espessos a delgados, com intercalações de camadas de folhelho; esta zona apresenta características que a classifica como reservatório. Em D temos os folhelhos do Membro Tamoios com camadas mais delgadas que da zona B. Por fim a zona E é composta por uma intercalação de margas, calcilutitos e calcarenitos da formação Quissamã. A Tabela apresenta um resumo das litologias descritas nos dois poços.

Tabela 1. Resumo descrições realizadas em campo dos poços A (calha) e B (testemunho).

Zonas	Poço A (calha)	Poço B (testemunho)
<b>A</b>	Folhelho carbonático intercalado a marga, arenito, calcilutito e calcarenito.	Folhelho siltoso, carbonático intercalado a marga, arenito, calcilutito e calcarenito.
<b>B</b>	Predominância de folhelhos intercalado a marga e algumas camadas delgadas de arenitos.	Predominância de folhelho muito micáceo e carbonático com delgadas camadas de arenito.
<b>C</b>	Arenito arcossiano intercalado a delgadas camadas de folhelho e marga.	Arenito arcossiano intercalado a siltito e folhelho.
<b>D</b>	Folhelho com intercalações delgadas de arenito.	Folhelho com arenito, fino a grosso e margas cinza claro.
<b>E</b>	Intercalações de marga e calcilutito.	Intercalações de marga e calcilutito.

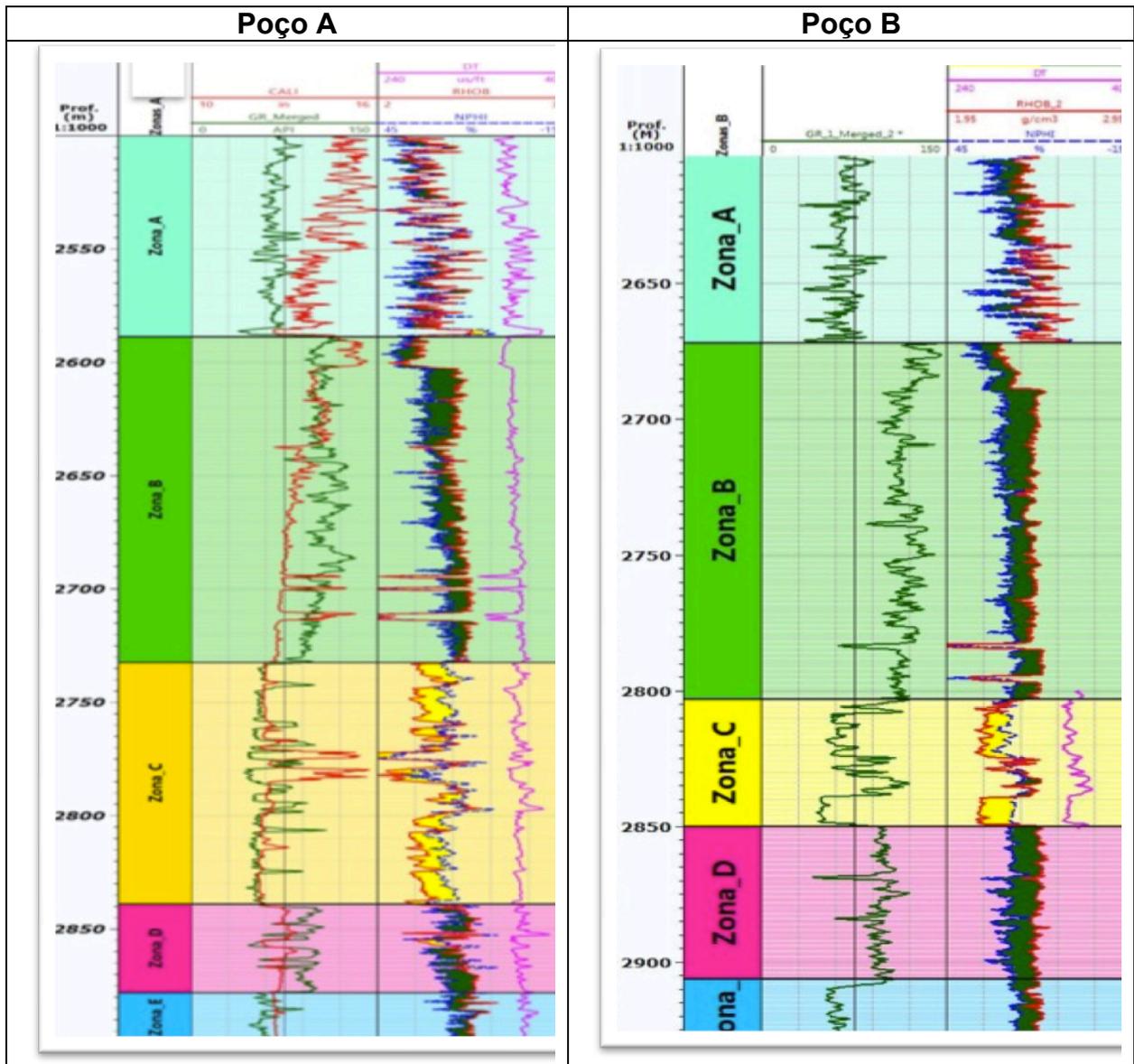


Figura 6. Zoneamento dos poços A e B. TechLog® v 2014.3- Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

## 5.2 CORRELAÇÃO DOS POÇOS A e B

A correlação de perfis permite observar as variações litofaciológicas dos corpos sedimentares, facilitando a interpretação geológica dos tipos de ambientes sedimentares em camadas de possíveis reservatórios (Contreras *et al.*, 2012).

Da correlação dos perfis de raios gama dos poços A e B em conjunto com as descrições litológicas realizadas em campo (Tabela 1), pode-se dizer que o topo do reservatório Carapebus de idade Cretáceo no poço A está na profundidade de

2732,5m e o reservatório do poço B na profundidade de 2804,8m (Figura 7) estando assim a 72,3m abaixo do reservatório do poço A.

Os Registros de raios gama podem ser interpretadas como tendências de tamanho de grão, por sedimento e associados a ciclos. Uma diminuição no valor de raios gama irá indicar o aumento do tamanho de grão visto que os grãos menores correspondem a valores mais altos de raios gama. Os sedimentos levam a uma correlação direta entre as formas de fácies e o perfil de raios gama (Omoboriowo *et al*, 2012).

O reservatório do poço A apresenta um padrão do perfil de raios gama (GR) de cilindro serrilhado, as camadas de arenito são espessas e tabulares intercaladas a folhelho/marga. Em amostras de calha foi descrito de 2732,5 m a 2772 m mais ao topo do reservatório um arenito fino a grosso, quartzoso, desagregado, micáceo, piritoso, granatífero, desagregado; fragmentos de arenito cinza claro, fino a grosso, quartzoso, micáceo calcífero e semi friável. No intervalo de 2772 m a 2796 m ocorre um arenito médio também fino a muito grosso, quartzoso, feldspático, piritoso, granatífero, desagregado; fragmentos de arenito cinza claro fino a médio, micáceo, calcífero, compacto a semi friável. De 2796 m a 2817 m ocorre arenito grosso, também fino a conglomerático quartzoso, feldspático, granatífero, piritoso, desagregado; fragmento arenito cinza claro, fino a médio, quartzoso, micáceo, calcífero, compacto a semi friável. No intervalo 2817 a 2826m o arenito é médio, também fino a grosso, quartzoso, feldspático, granatífero, piritoso, desagregado; fragmentos de arenito cinza claro, fino a médio, quartzoso, micáceo, calcífero, compacto a semi friável. No último intervalo do reservatório (ao topo) o arenito é grosso, também fino a conglomerático, piritoso, granatífero, desagregado; fragmentos de arenito cinza claro, fino a médio, quartzoso, micáceo, calcífero, compacto a semi friável.

O reservatório do poço B é mais delgado e o padrão da curva de raios gama na camada 2 é em forma de funil serrilhado que indica a diminuição de argila com camadas delgadas de arenito com a tendência para camadas tabulares mais delgadas, na camada 4 na base do reservatório passa a ser em forma de caixote, a forma de funil indica uma tendência ascendente *coarsening*.

Nos testemunhos foram descritos dentro dos ciclos estrutura gradacional com o desenvolvimento da sequência: Ta – ciclos maiores com arenito maciço com areia grossa, média a fina com gradação em *coarse tail*, domínio de quartzo e

feldspato e subordinadamente mica, provavelmente depósitos de canais divergentes; Tb - marcado pelos minerais micáceos, formando estruturas planares ; Tc – mais ao topo de alguns ciclos ocorrem *climbing ripples* e estruturas de escapes de fluidos; e Td – laminações de siltito/arenito argiloso muito fino a fino. Os indícios foram descritos em todo intervalo do reservatório, mesmo nas camadas mais argilosas. Identifica-se fácies de arenito castanho escuro (saturado em óleo) muito grosso a fino, com gronodecrescência para o topo com bioturbações e laminações cruzadas indistintas na parte inferior.

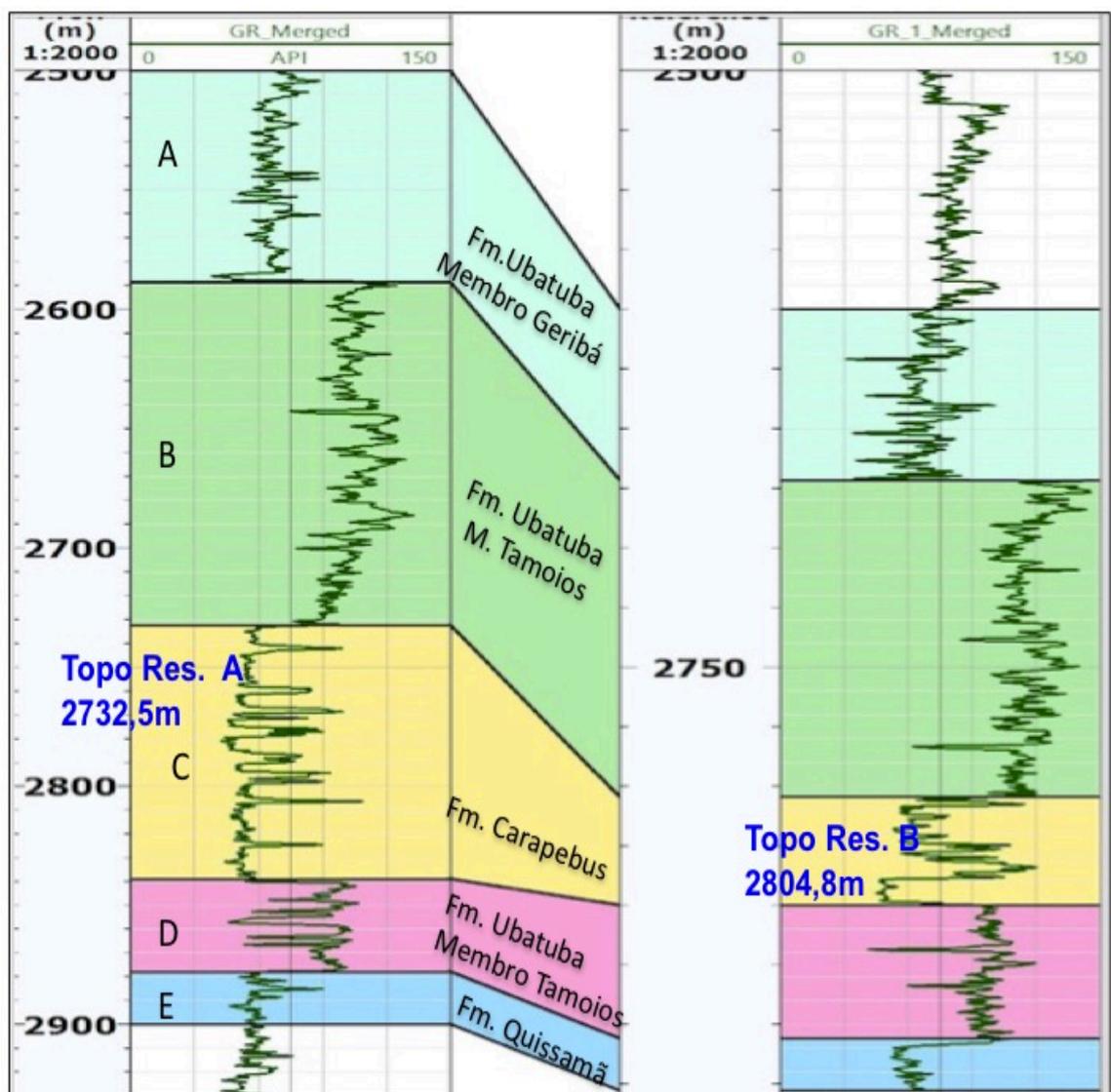


Figura 7. Perfil de correlação entre os poços A e B com as curvas de raios gama (GR). TechLog® v2014.3 - Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

## 6 CÁLCULOS PETROFÍSICOS

### 6.1 POÇO A

#### 6.1.1 Histograma e Crossplot do Poço A

Pela análise do *crossplot* e do histograma foi possível identificar as litologias e a ocorrência de duas modas nos dados. O histograma do poço A (Figura 8), mostra as frequências para o arenito entre 40-85° API (colunas amarelas) e para o folhelho 70-110° API (colunas azuis). O *trend* mais elevado de raios gama no arenito é em função de sua composição quartzo-feldspática, além de argilas dispersas.

Já o *crossplot* mostra (Figura 9) que existe uma dispersão dos pontos amarelos fora da linha do arenito que é devido a presença de argilas dispersas. Os pontos próximos da linha do calcário ocorrem devido o cimento calcífero em alguns níveis do arenito; os pontos em azul são as camadas de folhelho com matriz carbonática. O *trend* de porosidade nas camadas de arenito, no *crossplot*, apresentam valores de 10 a 45% e nas camadas argilosas, uma variação entre 15 a 30% em função da água irreduzível das argilas e laminações de arenito interdigitadas a estas litologias. Efeitos de gás não são observados neste *crossplot*.

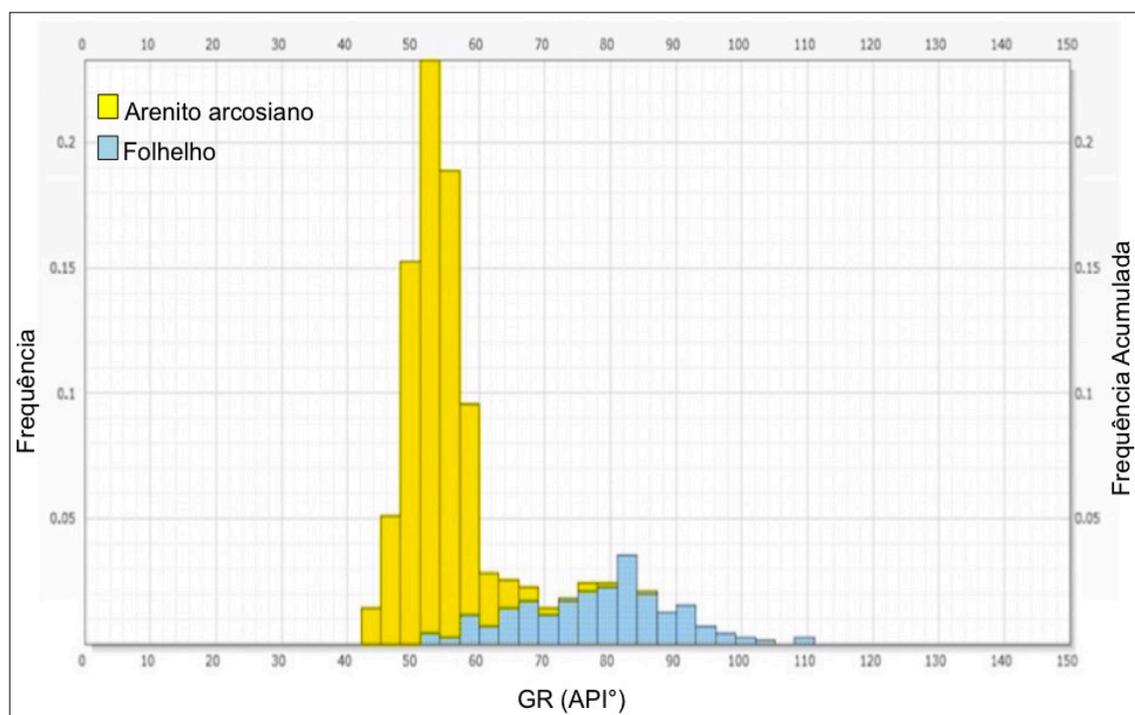


Figura 8. Histograma de raios gama do poço A. *TechLog*® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

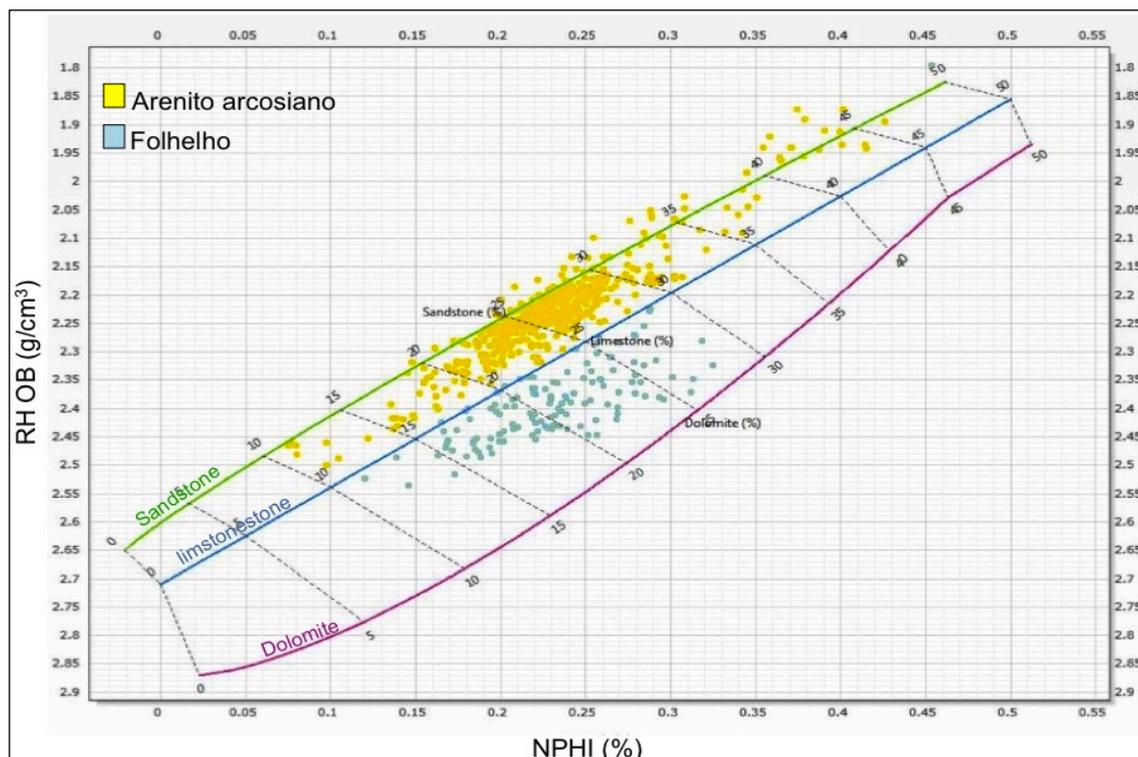


Figura 9. Crossplot de litologia do poço A. Os pontos fora da linha do arenito são influência de argilas dispersas. TechLog® v 2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.1.2 Cálculo do Volume de Argila

O cálculo de volume de argila no reservatório foi realizado conforme a equação 1. O perfil com volume de argila (Figura 10) nas camadas do reservatório do poço A, ficou em torno de 10 a 15 % de argila, que é um efeito das argilas dispersas que pode ser observado no crossplot (Figura 9) e argila laminar e estrutural devido a presença de mica.

As camadas de folhelho interdigitado às camadas arenosas do reservatório são bem definidas na curva de raios gama e volume de argila, podemos comparar inclusive com o volume de argila da zona B (folhelho carbonático) e zona D (folhelho siltoso menos carbonático).

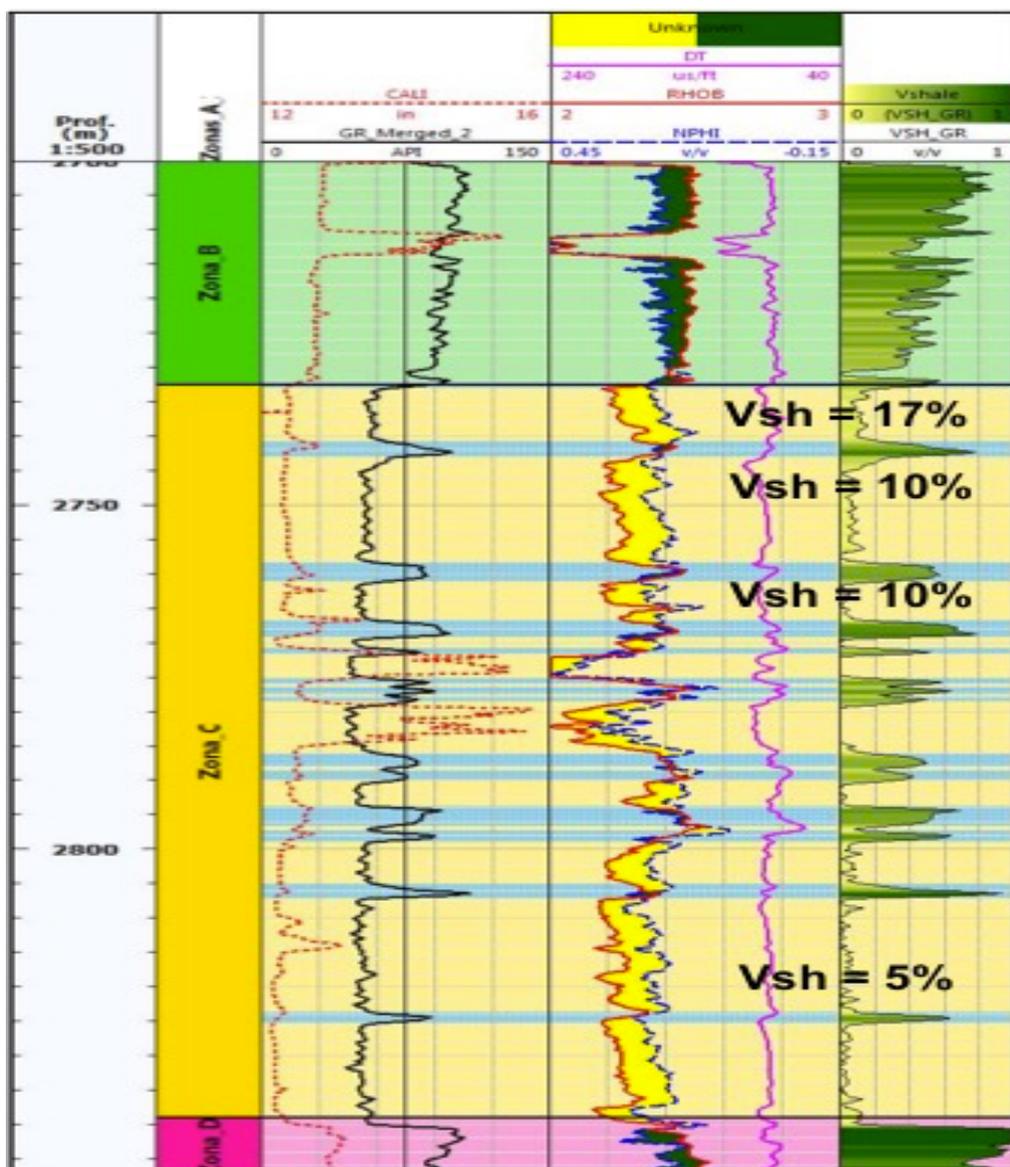


Figura 10. Perfil do cálculo de Volume de argila no reservatório do poço A. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper(CAL), 4 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico, 6 – resistividade profunda (ILD), 7 – densidade da matriz (RHOMAA). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.1.3 Cálculo das Porosidades Total e Efetiva

Calculou-se as porosidades efetivas e total com as curvas de densidade (RHOB), neutrão (NPHI), volume de argila ( $V_{sh}$ ) e peso do filtrado de lama com  $1,18 \text{ g/cm}^3$ . O cálculo das porosidades efetiva foi realizado pela equação 2 e porosidade total pela equação 3. No perfil com os cálculos das porosidades (Figura 11) o arenito tem uma média de 28%, sendo que a porosidade efetiva está próxima da porosidade total (30%) indicando que os poros são interconectados.

Os intervalos de 2769,4 m a 2785 m onde ocorrem camadas de arenito com alta porosidade efetiva em torno de 45% não foram consideradas para efeito de cálculo, porque o poço com diâmetro de 12 ¼” teve severos desmoronamentos, em particular nas camadas de folhelho e intercalações delgadas de folhelho/arenito, como pode ser observado no aumento do *caliper* (círculo vermelho na Figura 11), que afetou os registros dos perfis porque a ferramenta fica em contato com o fluido de perfuração e não com a rocha, influenciando sobretudo as leituras das ferramentas de porosidade neutrônica (NPHI) e densidade (RHOB) e conseqüentemente nos cálculos de porosidade.

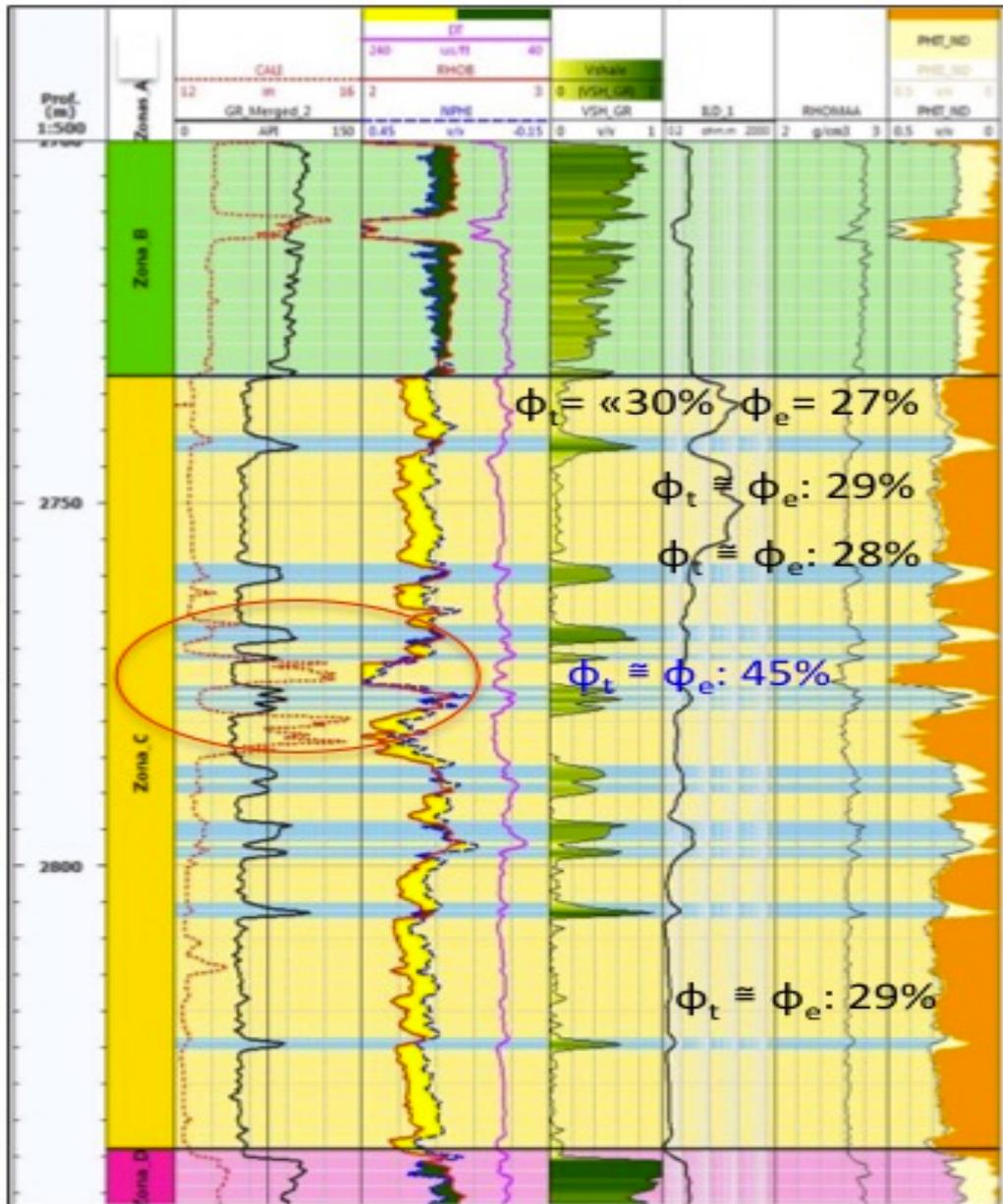


Figura 11. Perfil do cálculo de porosidades total e efetiva. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e *caliper* (CAL), 4 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico; 6 – resistividade profunda (ILD); 7 – densidade da matriz (RHOMA); 8 – cálculo das porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

O histograma apresentado na Figura 12 mostra a distribuição da porosidade no folhelho (colunas em azul) e no arenito (colunas em amarelo). O folhelho com uma frequência média de 10% de porosidade chegando a 20%, isto devido ao efeito das argilas no perfil de porosidade neutrônica (água irreduzível das argilas) e, já o arenito apresenta porosidade efetiva que varia em torno de 23 a 30%.

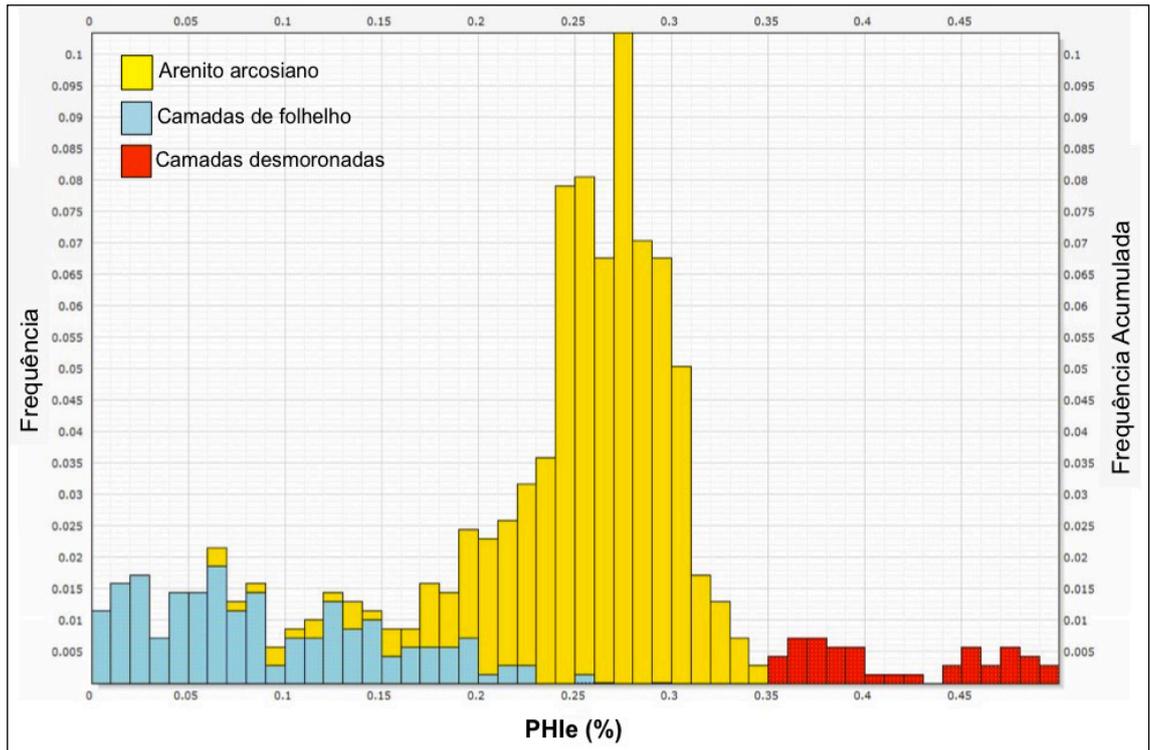


Figura 12. Histograma de porosidade efetiva do poço A. *TechLog®* v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

O *crossplot* de densidade da matriz (RHOMA) *versus* porosidade efetiva (Figura 13) mostra a distribuição de pontos (círculo verde) das duas primeiras camadas de arenito (pontos amarelo) do reservatório com porosidade média de 25% e densidade da matriz de  $2.67 \text{ g/cm}^3$ ; os pontos dentro da elipse em vermelho são das camadas onde ocorreram colapsos da parede do poço, como observado no *caliper* (Figura 11), os pontos dispersos entre folhelho (pontos azuis) são as camadas de arenito com cimento calcífero. No caso do folhelho apresenta forte influência carbonática com densidade da matriz variando de  $2.7$  a  $2.8 \text{ g/cm}^3$  compatível com densidade de carbonato.

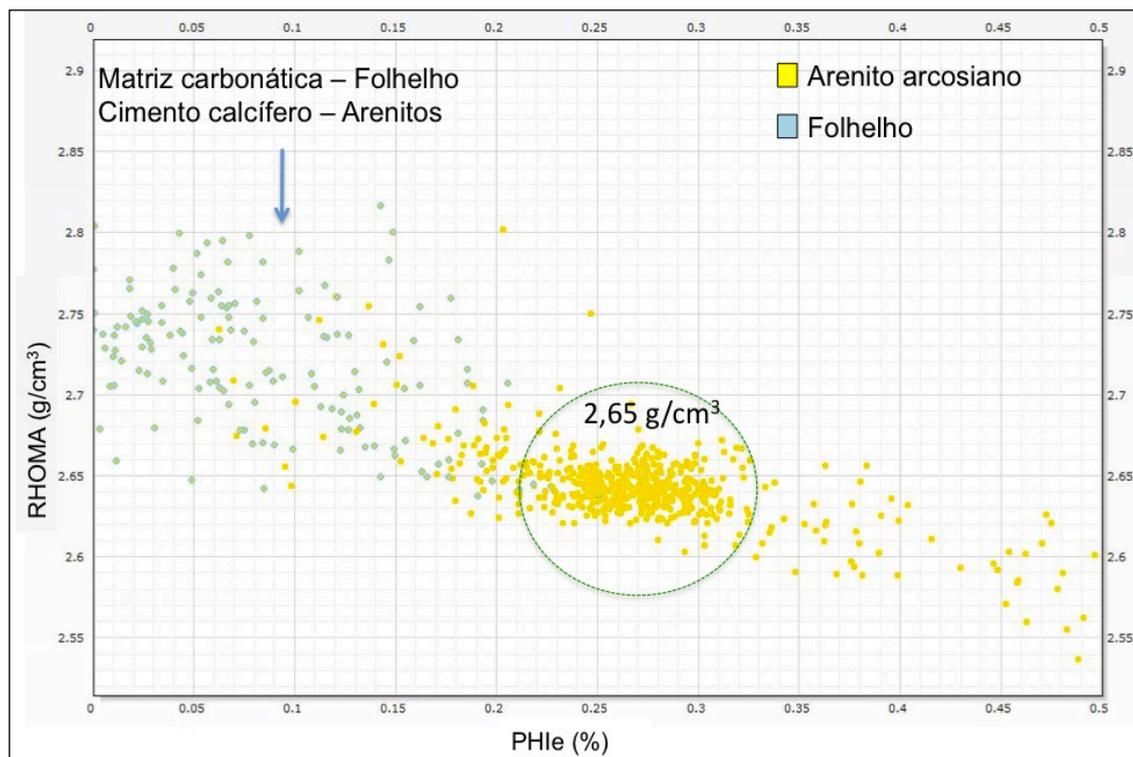


Figura 13. *Crossplot* de densidade da matriz (RHOMA) e porosidade efetiva (PHle) do poço A. A concentração de pontos no círculo verde são das camadas de arenito com porosidade média entre 23-30%, Na elipse vermelha são referentes a camadas desmoronadas. *TechLog® v2014.3 Schlumberger* cedido à Universidade Federal Fluminense.

#### 6.1.4 Cálculo da Saturação de Água

A saturação de água foi calculada segundo a equação de Simandoux (Equação 4) por ser um reservatório argiloso, utilizando como *inputs* 0.05 ohms.m (2820m), temperatura de 172° F, resistividade dos folhelhos de 1,8 ohm.m,  $V_{sh} > 0$ ;  $n = 2$ ,  $m = 1,81$  e  $a = 0.81$  (arenitos inconsolidados), e por não dispormos de amostras de rocha para testes laboratoriais e sem distinção do tipo de argilosidade a saturação foi calculada pela equação de Simandoux(1963) foi a mais adequada porque utiliza o volume de argila ( $V_{sh}$ ) no cálculo como substituição do BQv ( $B = \text{equivalent conductance of clay cation}$  (mS/m) e  $Q_v = \text{counter ion concentration}$  (meq/gm) das argilas. No cálculo a equação de Archie variou pouco nas camadas mais limpas em relação à Simandoux, porém nas camadas argilosas foram superestimadas.

O gradiente geotérmico e salinidade da formação medidos durante a perfilagem a cabo foram de 34.5° F e 150.000 ppm respectivamente na zona saturada com água. O perfil composto (dado cedido pela ANP) mostra a zona de saturação de água e hidrocarbonetos bem definidos pelas duas curvas de

resistividade rasa e profunda (Figura 14). As camadas de arenito saturadas com óleo são apresentadas pela curva de resistividade profunda (ILD) que apresentam valores maiores que a curva rasa (SFLU) indicando a presença de hidrocarbonetos no intervalo abaixo da profundidade de 2764 m. Estas curvas de resistividade apresenta uma inversão onde a rasa (SFLU) passa a valores mais elevados que a profunda (ILD) indicando zona saturada em água considerando que o fluido de perfuração é a base água.

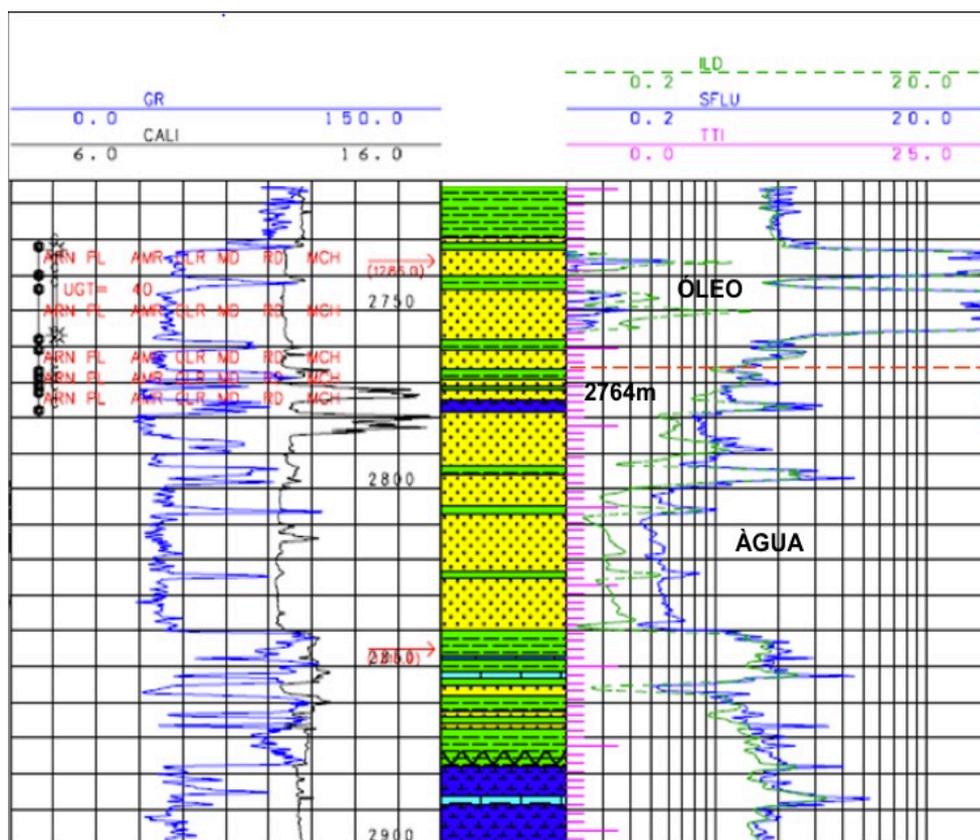


Figura 14. Perfil composto. Tracks: 1- raios gama (GR) e caliper (CAL), 2 litologia, 3 - curvas de resistividade profunda (ILD) e rasa (SFLU). A linha vermelha tracejada em 2764m marca a divisão das zonas saturada em hidrocarboneto e saturada em água. Cedido pela ANP.

Pode-se observar na Figura 15 que as camadas saturadas em óleo são: camada -1 (2732,6 a 2741 m), camada - 2 (2743 a 2758,6 m) e camada - 3 (2761 a 2764 m) que é uma zona de transição. As zonas saturadas em água estão entre as profundidades de 2769 m e 2859 m, o contato de óleo e água ocorre na profundidade de 2764m.

A saturação de água ( $S_w$ ) média obtida nas camadas 1 e 2 foi de 15% com uma saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ) média de 10% e na camada 3, 40% e 15%, respectivamente. Os cálculos de saturação para o poço A mostraram, para as camadas portadoras de hidrocarbonetos, excelentes resultados.

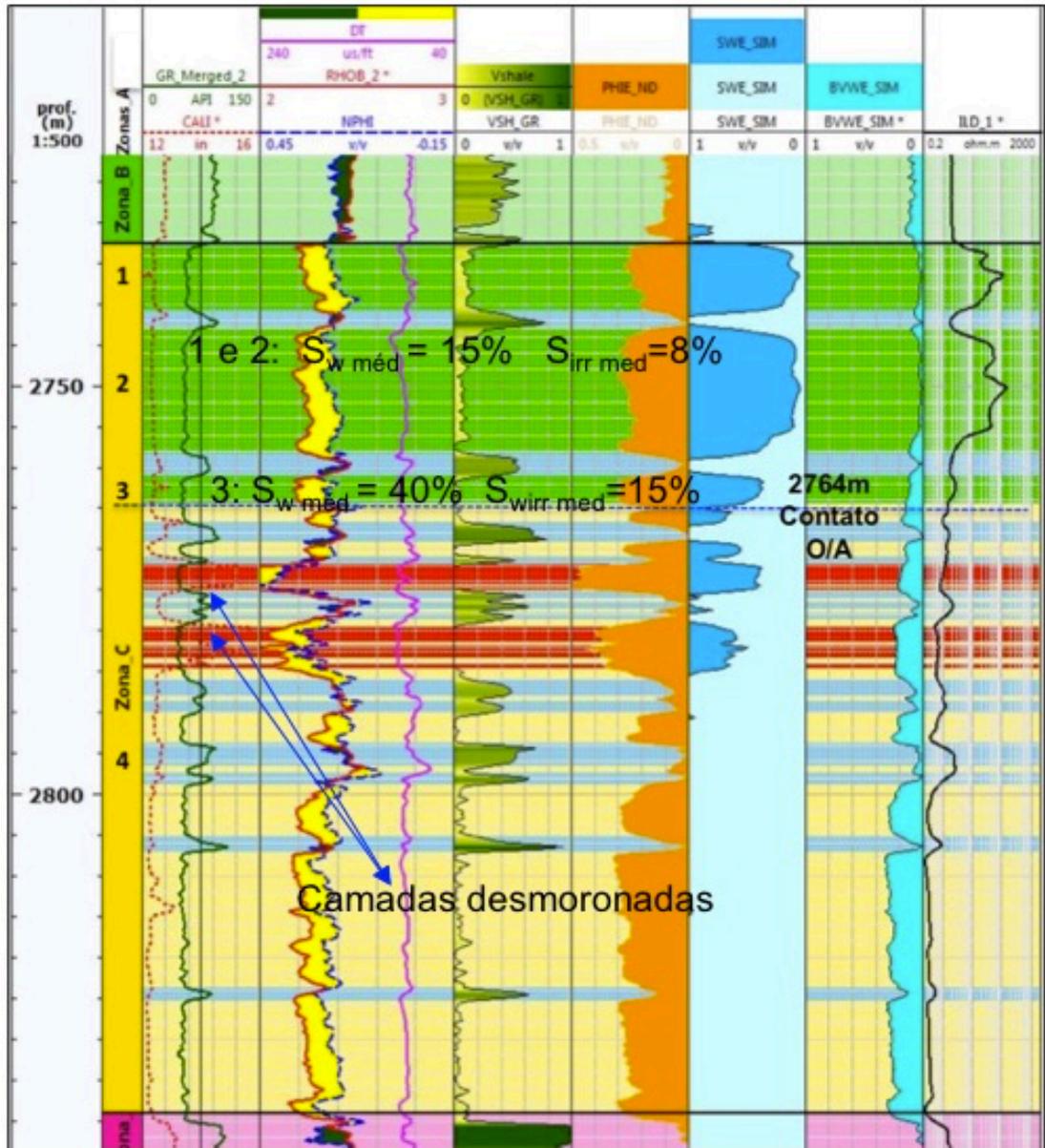


Figura 15. Perfil do cálculo de saturação. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e *caliper* (CAL), 4 – densidade, neutrão (NPHI) e sônico (DT), 5 – volume argila ( $V_{sh}$ ), (RHOB), 6 – porosidade efetiva (PHIE), 7 - saturação de água ( $S_w$ ), 8 – saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ), 9 – resistividade profunda (ILD). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

O *crossplot* da Figura 16, mostra o comportamento da saturação *versus* porosidade efetiva. Podemos visualizar as camadas 1, 2 e 3 do arenito saturadas com hidrocarboneto que vai até o contato dos fluidos óleo e água.

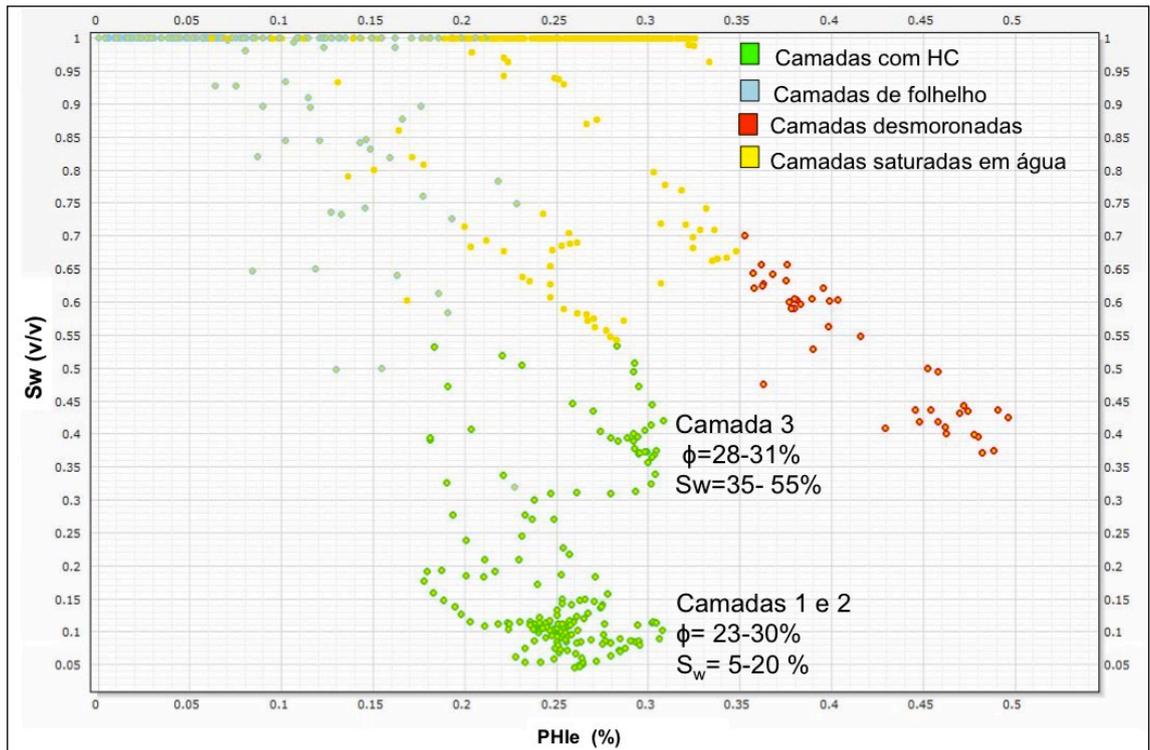


Figura 16. Crossplot de saturação de água ( $S_w$ ) versus porosidade efetiva (PHle) os intervalos 1, 2 e 3 (pontos verdes) são as camadas portadoras de hidrocarboneto e 4 é a camada onde ocorre o colapso das paredes do poço (pontos vermelhos), sendo a porosidade e saturação superestimados neste intervalo. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.1.5 Cálculo da Permeabilidade

A permeabilidade foi calculada segundo a equação de Coates (1982) (Equação 6) onde utilizou-se como *input* a porosidade efetiva, porosidade total e saturação de água irreduzível. A permeabilidade média encontrada no poço A foi de 450 mD. O perfil da Figura 17 com o cálculo da permeabilidade é mostrado ao longo das camadas saturadas em hidrocarbonetos marcadas em verde no perfil.

Na Figura 18 a permeabilidade versus porosidade efetiva observamos que as camadas portadoras de hidrocarbonetos também apresentam porosidade entre 23 e 30% e a permeabilidade entre 10 a 1500 mD.

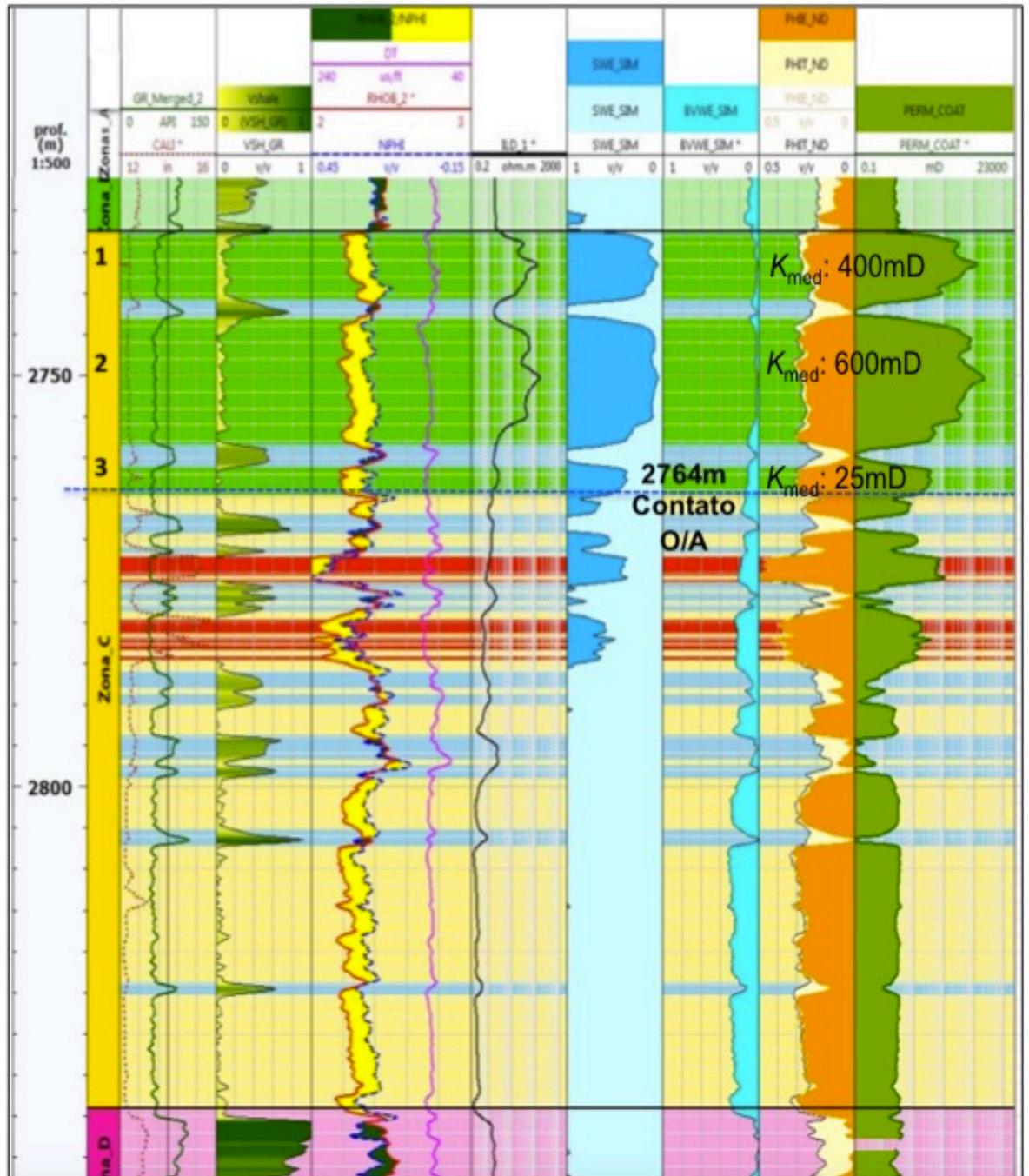


Figura 17. Perfil do cálculo de permeabilidade. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e *caliper* (CAL), 4 – volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI), 6 – resistividade (ILD), 7 – saturação de água ( $S_w$ ), 8 – saturação de água irreduzível (BVWS), 9 porosidades total (PHIt) e efetiva (PHIE) e 10 - permeabilidade. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

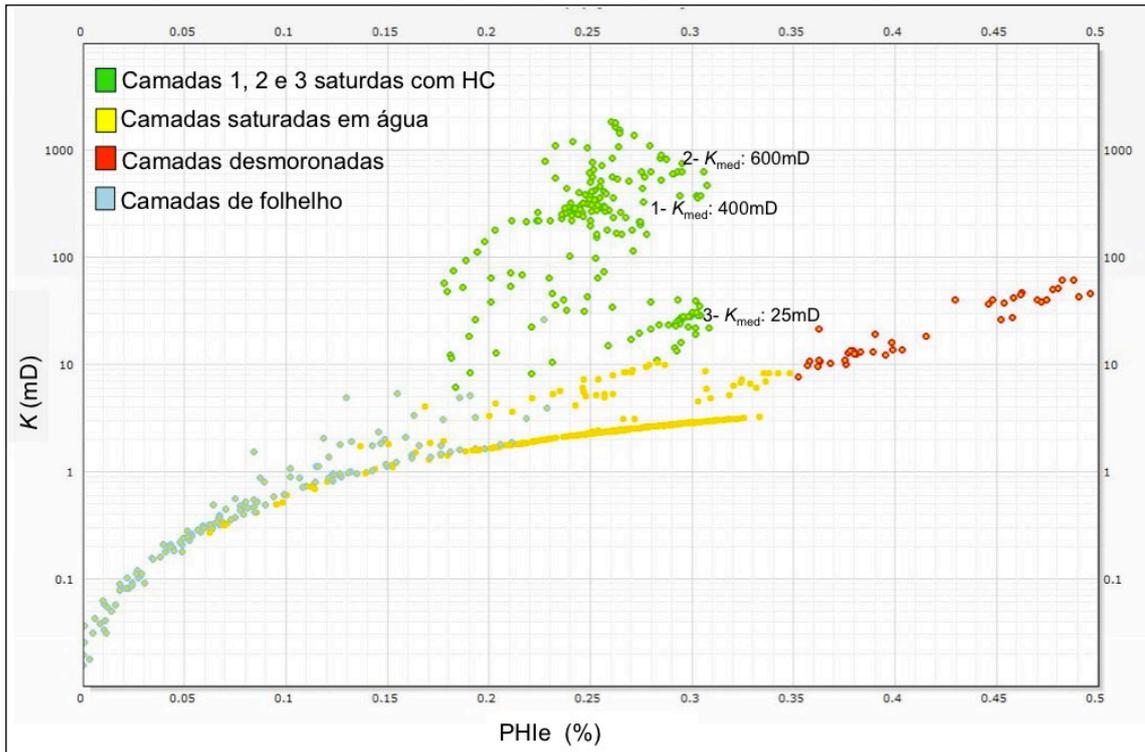


Figura 18. *Crossplot* de permeabilidade versus porosidade efetiva. A zona saturada em hidrocarboneto (Pontos em verde) está bem definida da zona saturada com água (Pontos amarelo) e folhelho (pontos em azul) e as camadas desmoronadas (Pontos vermelhos). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

No *crossplot* de saturação versus permeabilidade (Figura 19) observamos que nas camadas saturadas por hidrocarbonetos a permeabilidade é maior que nas camadas saturadas em água, isto porque a zona saturada em água possui camadas cimentadas (calcita).

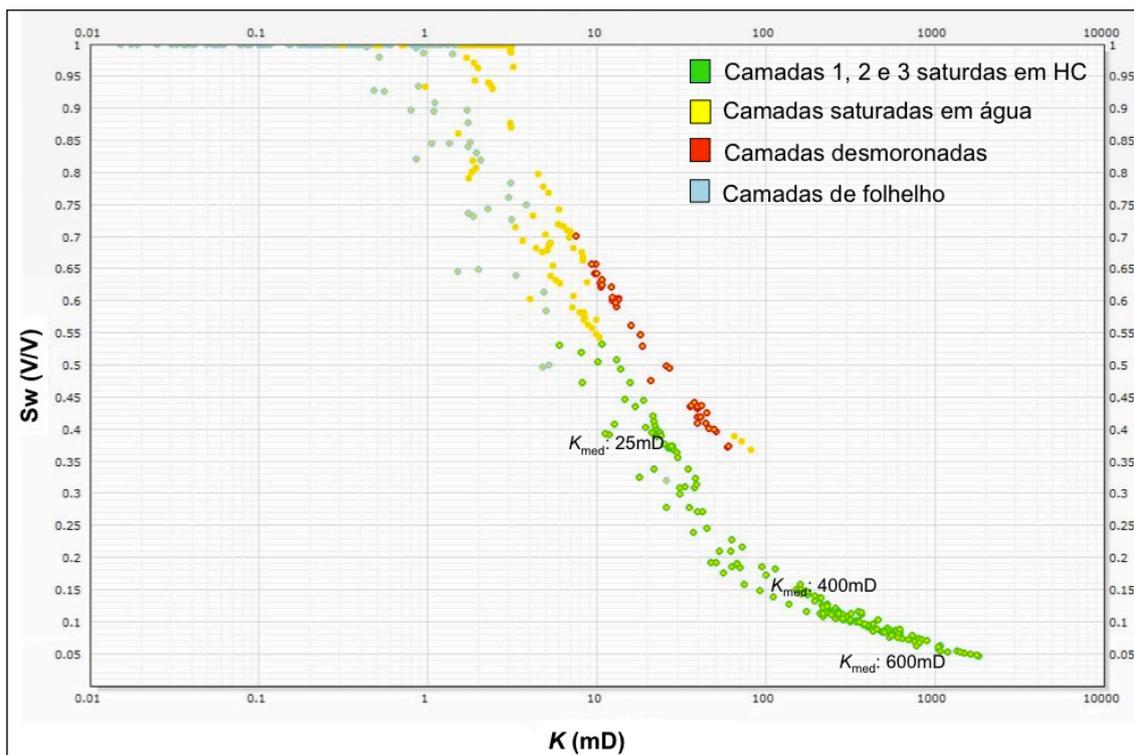


Figura 19. *Crossplot* de saturação versus permeabilidade. As zonas saturadas em hidrocarboneto com permeabilidades de 10 a 13000mD. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.1.6 Net Pay

Dos valores obtidos para o volume de argila, porosidade total e saturação de água, calculou-se a espessura econômica do reservatório do poço A. O programa Techlog® utiliza um método aritmético pegando dos valores acima calculados e registrados como perfis e os *Cutt Offs* que são previamente determinados e inseridos para realizar os cálculos e determinar esta espessura. Utilizamos os *Cutt Offs* de:  $\phi > 12\%$ ;  $Sw < 60\%$ ;  $Vsh < 50\%$ , estes valores são usados para os arenitos da Formação Carapebus na Bacia de Campos.

O cálculo da espessura econômica foi concordante com os cálculos de porosidade e saturação identificadas nas camadas do arenito turbidítico da formação Carapebus como mostrado na Figura 20. As camadas (1, 2 e 3) saturadas com hidrocarbonetos apresentam respectivamente 8,4 m, 15,3 m e 3,30 m. A camada 3 mais delgada, assim como a camada 1 sofre forte influência das camadas de folhelho adjacente o que pode-se observar na curva. O reservatório do poço A tem um *net pay* de 27 m, apesar de observarmos camadas contabilizada *net pay* na zona

saturada em água, isto devido a influência dos desabamentos que ocorreram nestes intervalos que podemos observar no perfil *caliper*.

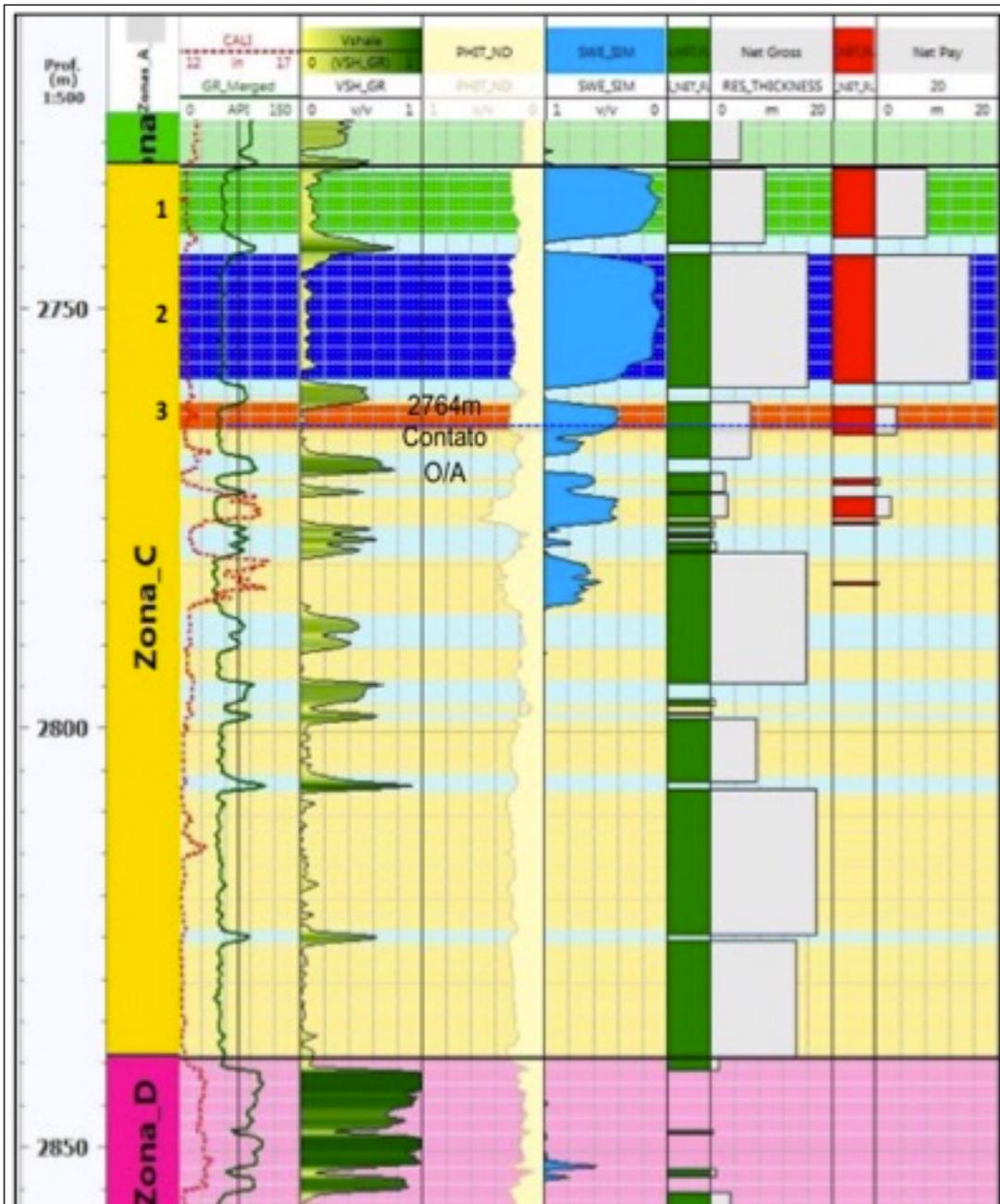


Figura 20. Perfil com *net pay* do reservatório do poço B. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e *caliper*, 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade total (PHIt) 6 – Saturação de água ( $S_w$ ), 7/8 - *net gross* (Verde) e 8/9 – *Net pay* (Vermelho). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

## 6.2 Poço B

### 6.2.1 Histograma e *Crossplot* do Poço B

O histograma do poço B (Figura 21) apresentou maior frequência para o arenito arcossiano entre 40 e 120° API (colunas amarelas) em função de sua composição quartzo-feldspática. As intercalações de arenito argiloso fino a muito fino (colunas em marrom) apresentaram valores de 55 a 120° API em função da argilosidade, as camadas de folhelho entre 90-122° API (colunas azuis).

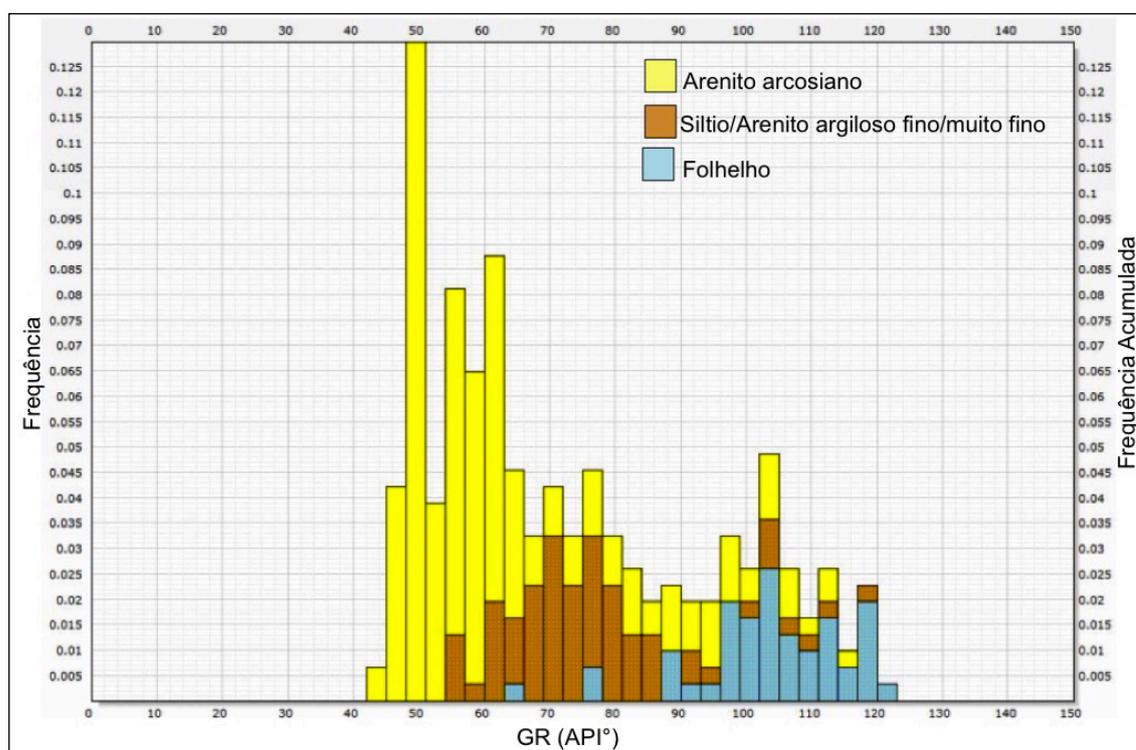


Figura 21. Histograma de raios gama do poço B. *TechLog®* v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

As camadas de arenito (arcossiano pontos amarelo) no *crossplot* (Figura 22) apresentam grande concentração de pontos fora da linha do arenito indicando a presença de argilas dispersas e a porosidade média nestas camadas varia de 22 a 27% com densidade entre 2.1 e 2.2 g/cm<sup>3</sup>, deve-se observar os pontos do arenito entre as linhas do calcário e dolomito, devido ao cimento calcífero. As intercalações de arenito argiloso fino a muito fino e siltito estão presentes fora da linha do arenito até próximo da linha do dolomito, mostrando a influência de argila dispersa, estrutural e laminar (micas), de densidade entre 2.15 a 2.45 g/cm<sup>3</sup> o que indica que a matriz carbonática no siltito, a argilosidade e cimento calcífero nos arenitos.

A porosidade nestes intervalos variam muito em função das intercalações variando de 17 a 30%; por fim as camadas de folhelho pelo *crossplot* apresenta influência da matriz carbonática entre o calcário e o dolomito e também os níveis arenosos dentro do folhelho (dispersão de pontos próximos da linha do arenito), com porosidade variando de 17 a 25%, sendo a porosidade neutrônica influenciada pelas argilas (dispersa, estrutural ou laminar) em função da presença de água retida na superfície de argilominerais ou nas estruturas dos minerais de argila.

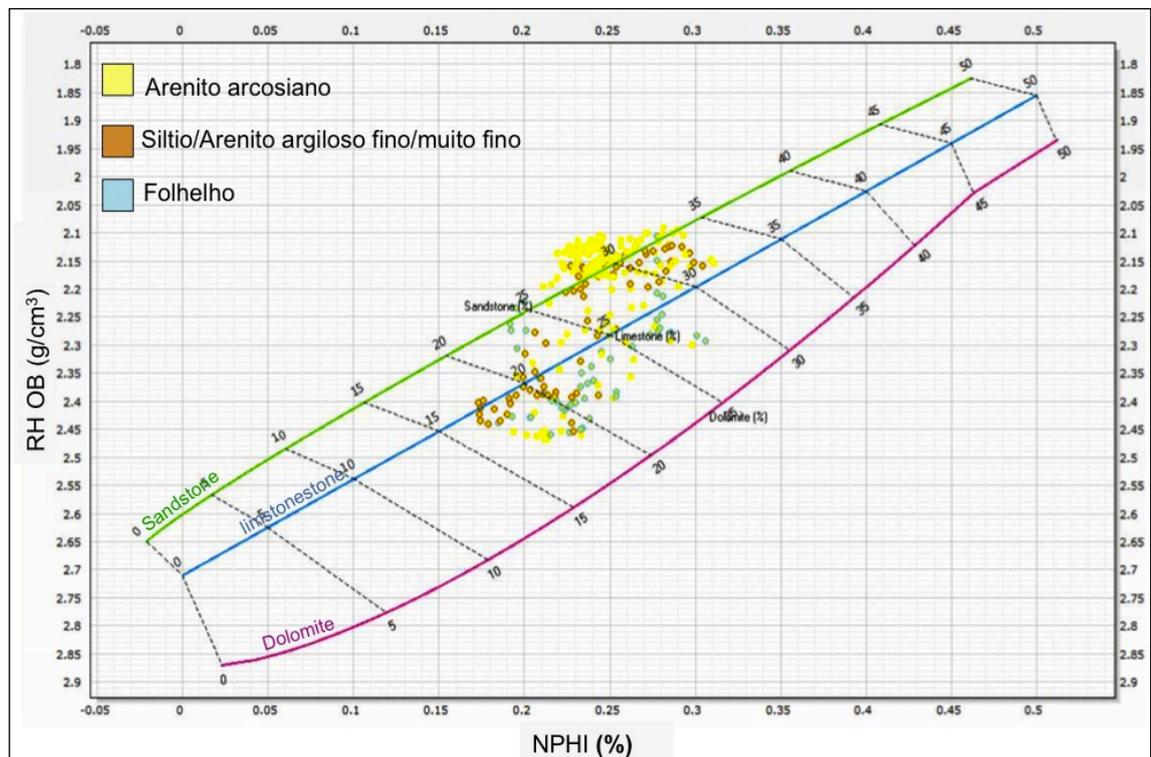


Figura 22. *Crossplot* de litologia do poço B. *TechLog*® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.2.2 Cálculo do Volume de Argila

O cálculo do volume de argila calculado para o reservatório do poço B (Figura 23) apresentou valores maiores nas camadas delgadas de arenito argiloso fino a muito fino (em marrom) interdigitadas a camadas de folhelho (em azul), que mostra a influência de minerais de argila dispersos e laminar e estrutural, pode-se perceber a presença de minerais micáceos que ocorrem não somente nos folhelhos mas também nas camadas de arenito argiloso intercado ao folhelho. A camada 4 de arenito arcossiano mais espessa na base do reservatório apresentou volume de argila, praticamente 0, embora o *trend* de raios gama apresente valor de 40° API,

este valor é devido a presença de feldspato potássico. Nas camadas da parte superior os valores variaram de 0 a 15%. Na descrição de testemunho (dados cedidos pela ANP) foi identificado um arenito arcossiano maciço com laminações composto por quartzo e feldspato com camadas argilosas e delgadas no topo das camadas.

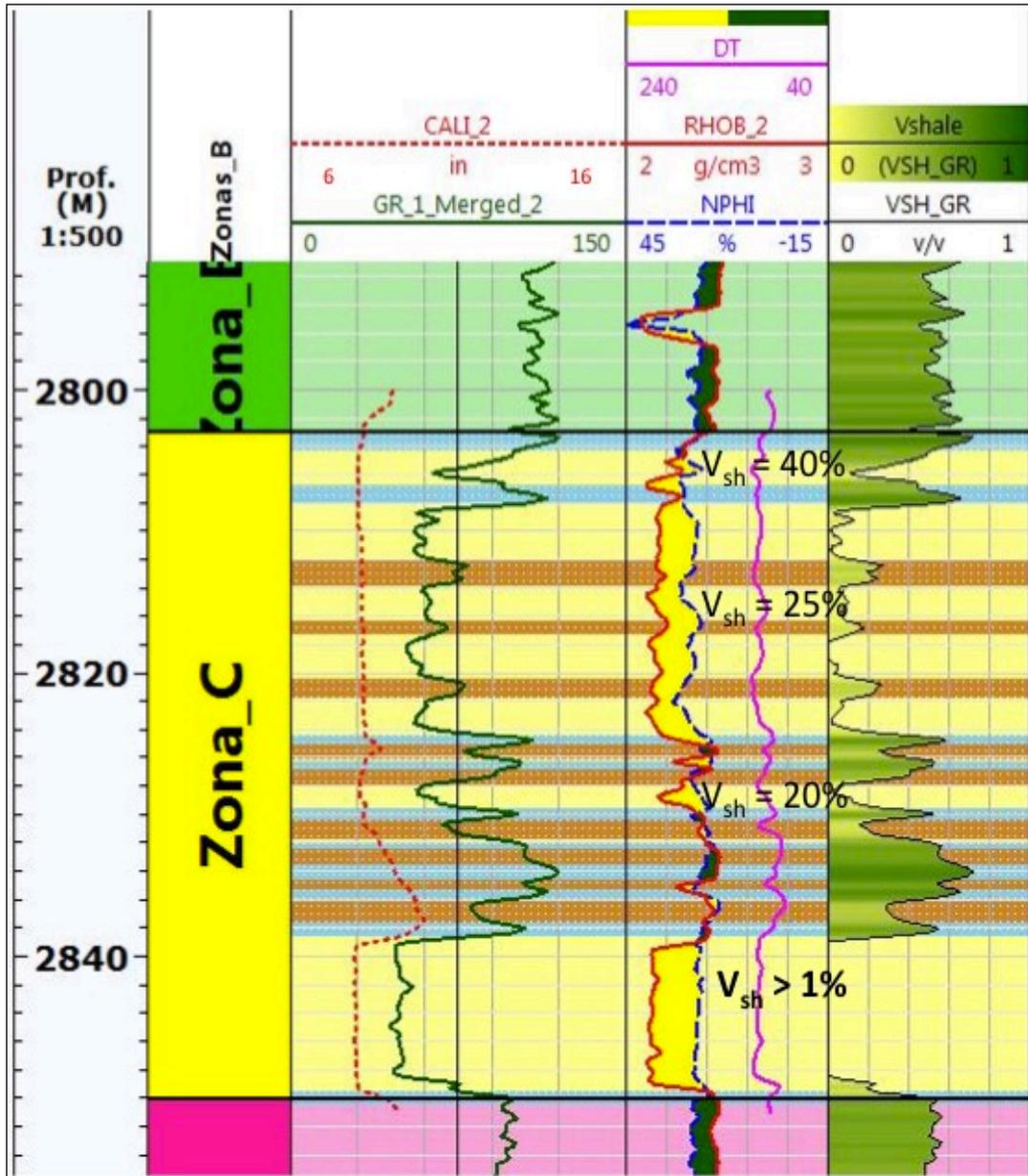


Figura 23. Perfil do cálculo de volume de argila. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 – densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico, 5 – volume argila ( $V_{sh}$ ), 6 – resistividade profunda (ILD). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.2.3 Cálculo das Porosidades Total e efetiva

O Cálculo das porosidades efetiva e total foi realizado a partir das curvas de densidade (RHOB), neutrão (NPHI), volume de argila (Vsh) e peso do filtrado de lama com 1,2 g/cm<sup>3</sup>. Na Figura 24 observa-se os valores das porosidade efetiva e total onde na camada mais espessa do arenito arcossiano na base do reservatório, a porosidade efetiva está próxima da porosidade total com variação de 30 a 35%; já as camadas mais delgadas de arenito intercaladas com arenito argiloso fino/siltito a variação ocorre entre 15 a 28% entre os intervalos das profundidades 2825-2826 m e 2831-2837 m (camadas em rosa) em zona de desmoronamentos como observado no perfil de *caliper* (Figura 24). Nestes intervalos as curvas de porosidade neutrônica (NPHI) e densidade (RHOB) foram afetadas em função do aumento do diâmetro do poço, como visto anteriormente, apresentando valores elevados de porosidade. A densidade da matriz (RHOMA) versus porosidade efetiva (PHIe) na Figura 25 observamos a distribuição da porosidade ao longo das camadas. A densidade da matriz para as camadas de arenito arcossiano foi de 2.6 g/cm<sup>3</sup> compatível com o quartzo, nas intercalações de arenito e siltito/arenito fino a muito fino varia de 2.68 a 2.75 g/cm<sup>3</sup> o que mostra a influência do cimento calcífero no arenito e matriz carbonatica nas camadas de siltito e folhelho. Os indícios de hidrocarbonetos ocorrem em todas as camadas de arenosas do reservatório descritos em testemunho (dados cedidos pela ANP). O *crossplot* não apresentou efeitos de gás na distribuição dos pontos.

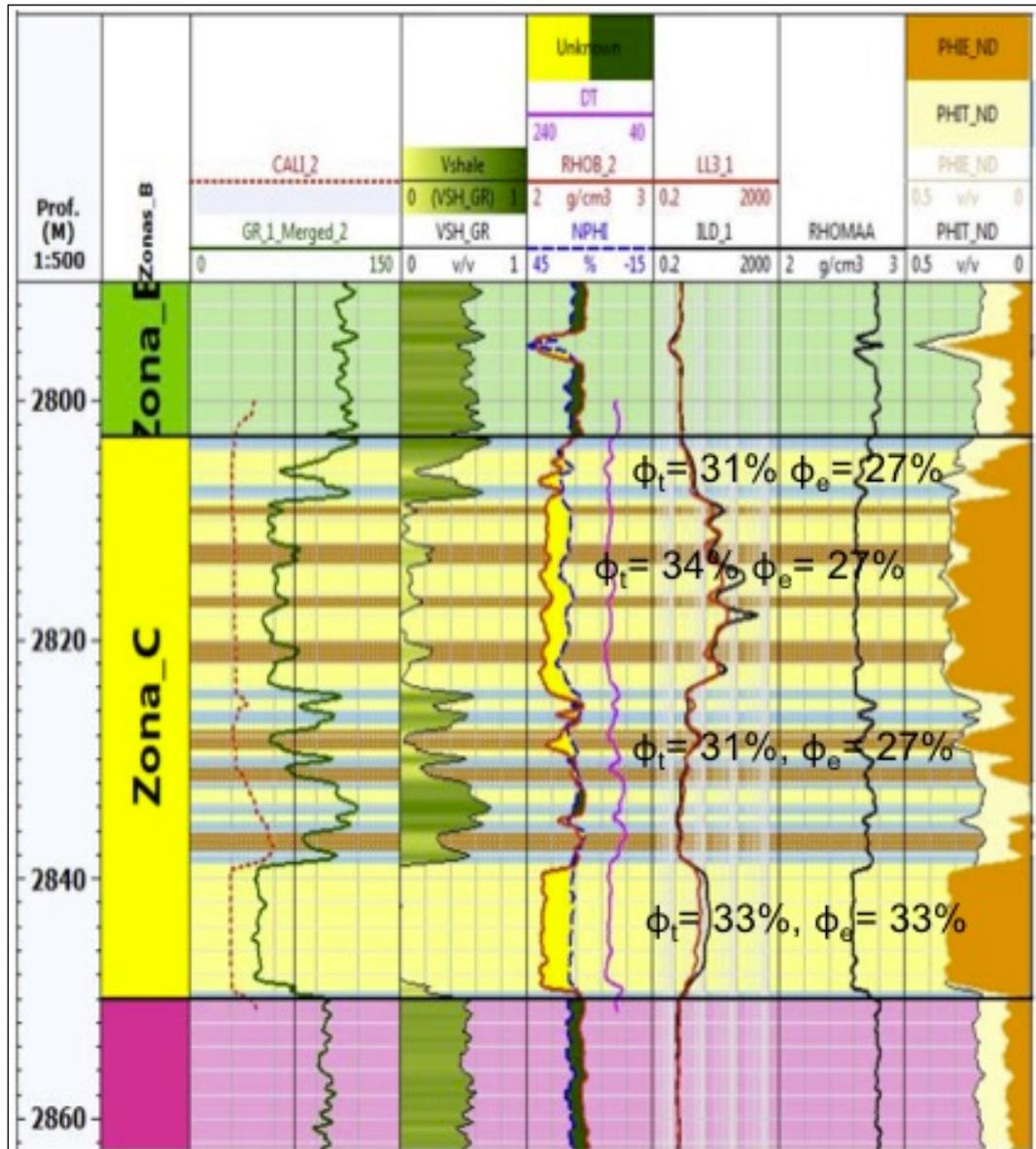


Figura 24. Perfil do cálculo de porosidade. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama e *caliper* (CAL), 4 – Volume argila ( $V_{sh}$ ), 5 – densidade (RHOB), neutrão (NPHE) e sônico, 6 – resistividade profunda (ILD) e rasa (LL), 7 - densidade da matriz (RHOMA), 7 – porosidade total (PHIt) e efetiva (PHIe). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

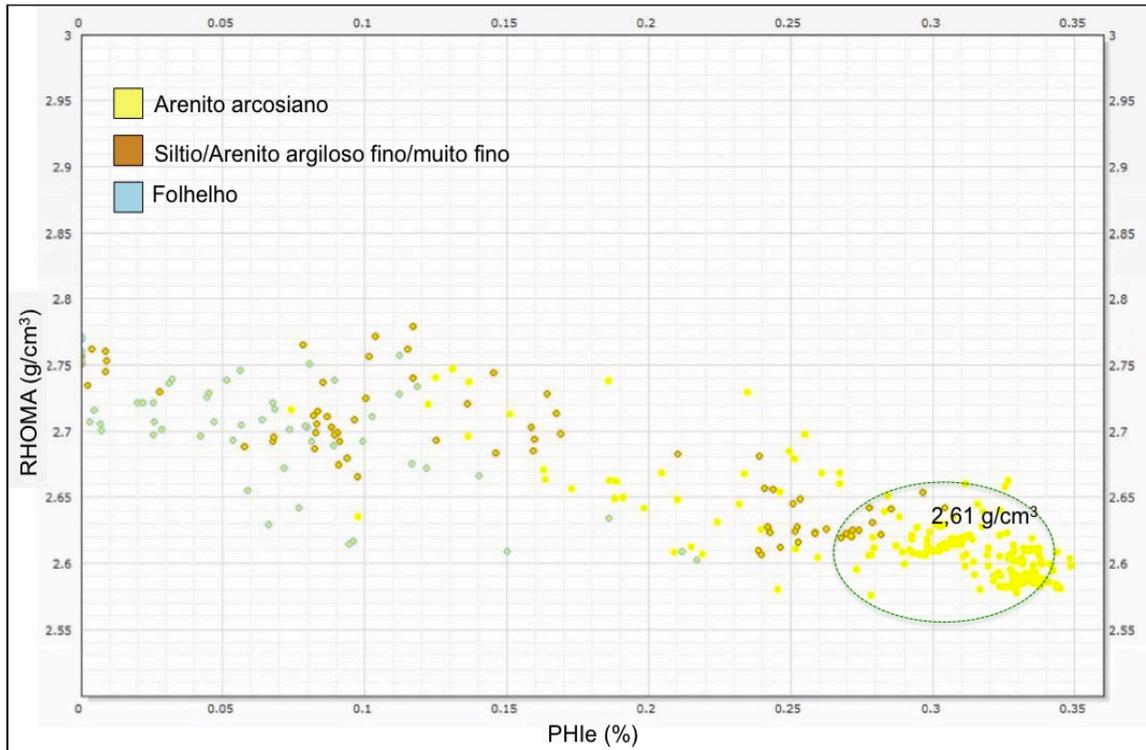


Figura 25. *Crossplot* de densidade da matriz *versus* porosidade efetiva do reservatório do poço B. A intercalação das litologias de arenito arcossiano, siltito/arenito fino-muito fino e folhelho. *TechLog*® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

No histograma de porosidade (Figura 26) pode-se observar os valores de 25 a 35% de porosidades nas camadas de arenito. No intervalo mais intercalado de siltito/Arenito fino a muito fino e folhelho a porosidade máxima chegou a 20% e, no intervalo com intercalações de siltito/arenito fino a muito fino obteve-se uma porosidade variando de 25 a 30%.

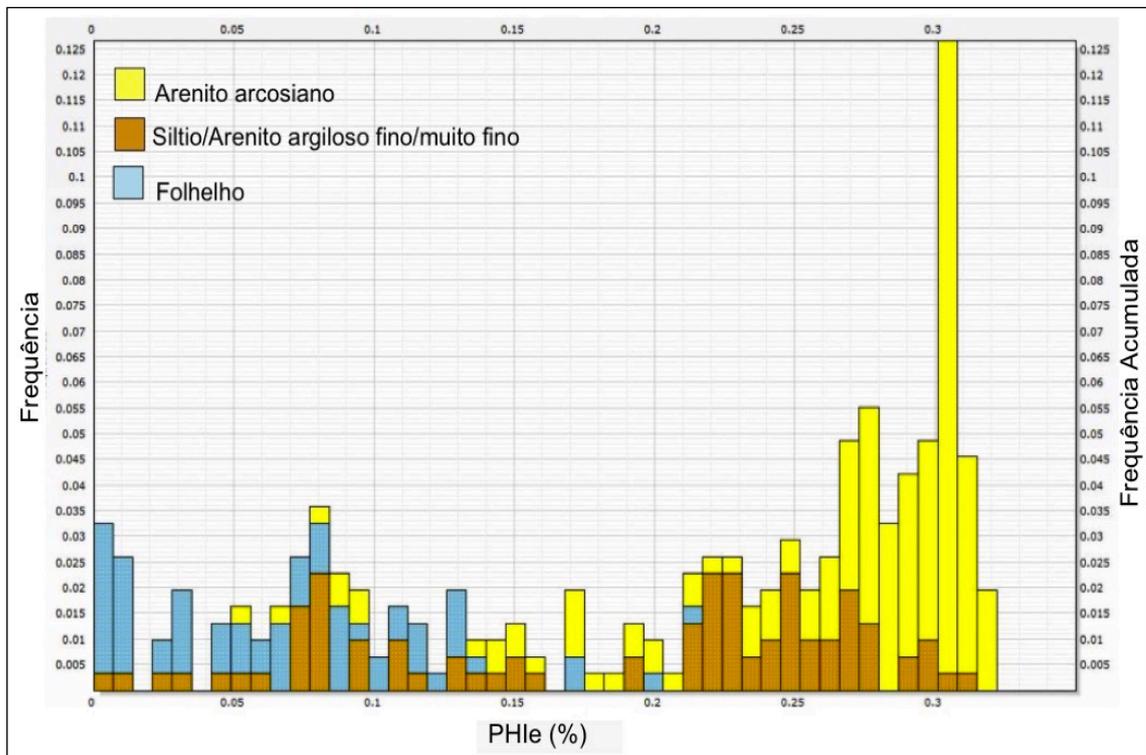


Figura 26. Histograma de porosidade efetiva do reservatório do poço B. *TechLog®* v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

#### 6.2.4 Cálculo de Saturação de Água

A saturação de água calculada pela equação Simandoux (1963), também utilizamos o cálculo de volume de argila substituindo o BQv das argilas como no cálculo do poço A por não dispormos de dados laboratoriais com valores de BQv. No perfil composto (cedido pela ANP) observamos o afastamento das curvas de resistividade profunda (ILD) e rasa (LL) onde a curva profunda apresenta maior valor de leitura em relação a curva rasa o que é um grande indicativo de zona de saturação de hidrocarboneto (Figura 27) em todas as camadas arenosas não ocorrendo uma camada espessa de arenito saturado com água, não foi possível determinar a resistividade mínima da água pelo perfil de resistividade, sendo assim, utilizou-se a resistividade do poço de correlação mais próximo, no caso do poço A que foi de 0,05 ohm.m, a temperatura registrada de perfilagem foi de 168°F, a resistividade do folhelho adjacente ao reservatório foi de 1,6 ohm.m,  $V_{sh} > 0$ ;  $n = 2$ ;  $m = 1,81$  e  $a = 0,81$ . O fluido de perfuração foi a base de água com salinidade de 90.000ppm.

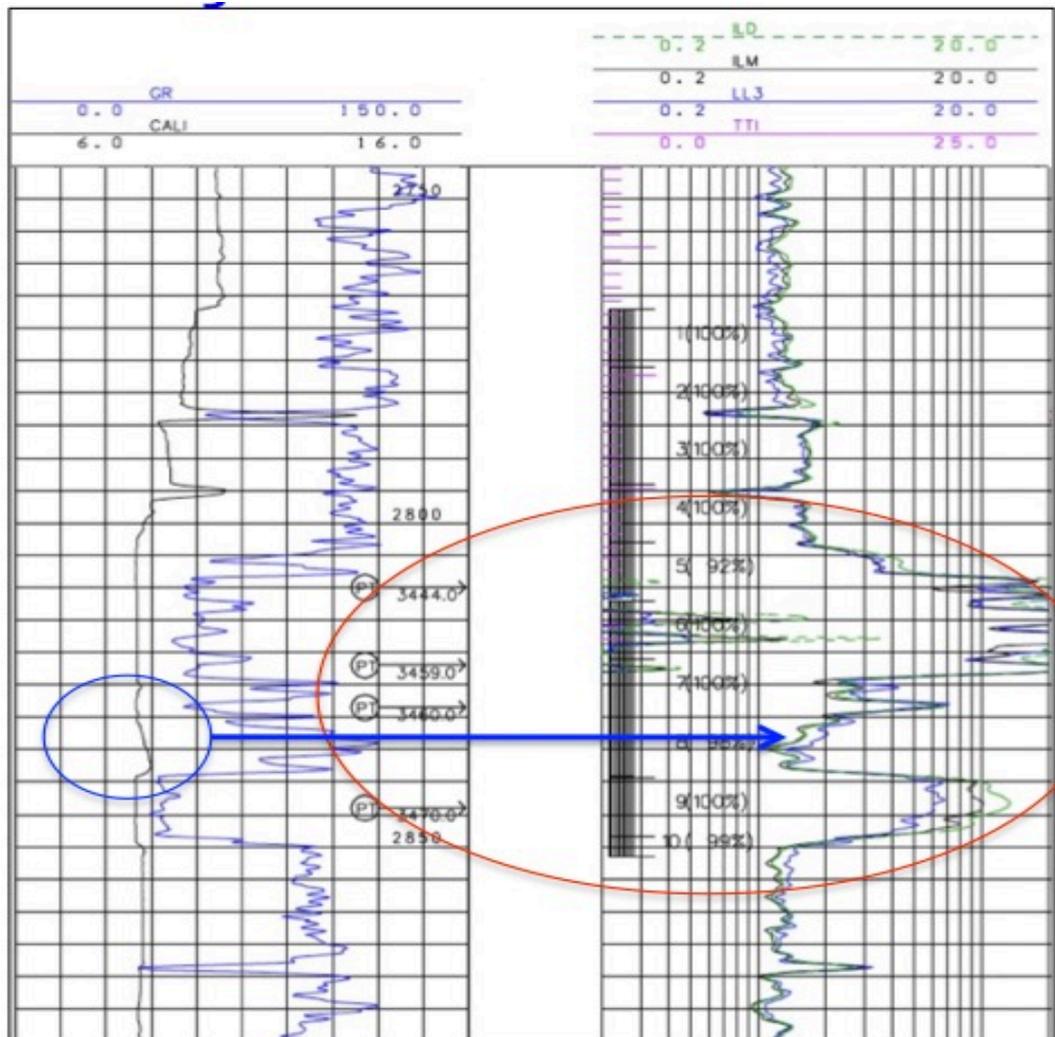


Figura 27. Perfil composto. *Tracks*: 1- raios gama (GR) e *caliper* (CAL), 2 litologia, 3 - curvas de resistividade profunda (ILD) e rasa (SFLU). A elipse azul e seta azul marcam uma camada delgada onde a curva rasa esta com leitura maior que a profunda, mas em uma camada de folhelho. Perfil cedido pela ANP.

Analisando as curvas de resistividades profunda (ILD) e rasa (LL) no perfil de cálculo de saturação de água (Figura 28), identificamos para o poço B quatro intervalos saturados de hidrocarbonetos nas profundidades: 1- ( 2804.6 – 2807.2 m verde claro); 2- (2808 – 2824.5 m em verde musgo); 3- (2827.3 – 2829.6 m em lilás) e 4- (2838.7 – 2849.3 m em azul). Em todos os intervalos a porosidade é intergranular (descritos no testemunho– dados cedidos pela ANP).

O intervalo (1) no topo do reservatório apresenta as curvas de resistividade profunda e rasa muito próximas, porém a curva profunda ainda é um pouco maior

que a curva rasa indicando à presença de hidrocarbonetos. A saturação de água varia de 30 a 50% onde identificou-se arenito friável a semi friável, com matriz argilosa e concentração de minerais micáceos (descrições de testemunho) além da presença de folhelho adjacente e que influenciam o perfil de resistividade, devido a capacidade de troca catiônica (CEC) das argilas e minerais de argila (micas) produzindo o efeito de diminuir os registros elétricos e aumentando a condutividade afetando assim os registros no perfil de resistividade uma vez que, os argilominerais e argilas dispersas retém água tanto na superfície do mineral como dentro de sua estrutura cristalina, diminuindo assim a resistividade.

O intervalo (2) tem o predomínio de camadas arenosas com granulometria de areia fina a média intercaladas com arenito fino argiloso, a saturação neste intervalo foi em média 15%, as curvas de resistividade rasa e profunda estão próximas mas nas camadas com pouca ou nenhuma argila o afastamentos das curvas formaram picos num padrão serrilhado, a curva profunda apresenta leitura maior que a rasa.

No intervalo (3) pouco espesso onde se observa uma intercalação maior de camadas argilosas de arenito muito fino/siltito e folhelho com uma saturação de água de 20% no entanto, as curvas de resistividade rasa e profunda se unem sugerindo uma zona pouco permeável. Esta camada esta entre camadas de folhelho, que influencia o perfil de resistividade devido a capacidade de troca catiônica (CEC) das argilas e minerais de argila como explicado acima.

O intervalo (4) de arenito arcossiano maciço apresenta um afastamento bem definido das curvas de resistividade rasa e profunda, com a curva profunda apresentando leituras maiores que a rasa indicando zona saturada em hidrocarbonetos, com saturação média de água de 18%. Não foi possível definir um contato óleo/água ou zona de transição da zona saturada em hidrocarbonetos em nenhum dos intervalos.

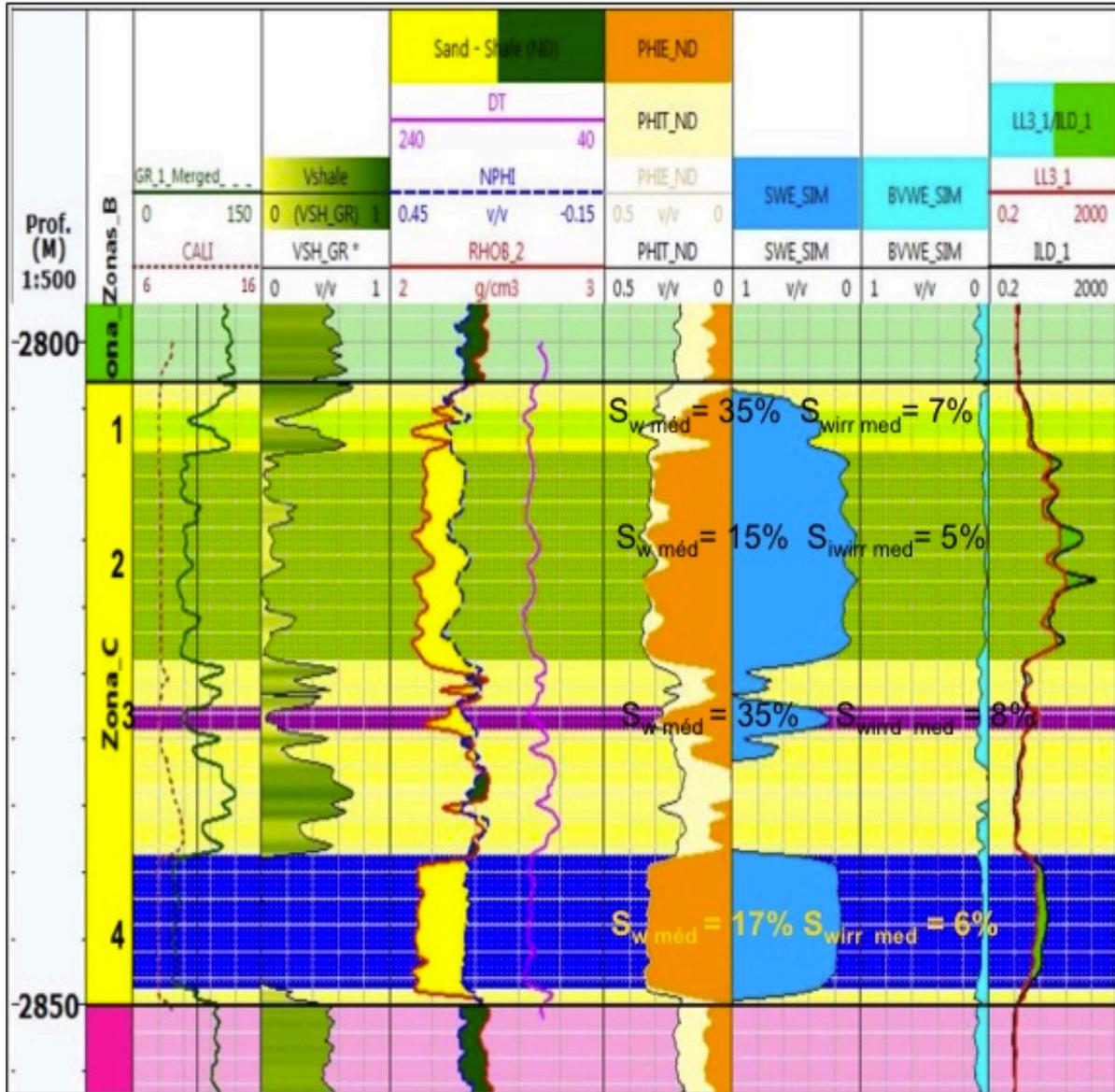


Figura 28. Perfil do cálculo de saturação de água. Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade neutrônica (NPHI), densidade (RHO<sub>B</sub>) e sônico (DT), 6 – porosidade efetiva (PHIE) e total (PHIT), 7 – saturação água ( $S_w$ ), 8 – saturação de água ( $S_w$ ) e saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ), 9 - resistividade profunda (ILD) e rasa (LL). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

No *crossplot* de saturação versus porosidade efetiva (Figura 29) tem-se as camadas 2 e 4 com saturações baixas em torno de 20% e altas porosidades variando de 25 a 35%, a saturação de água irreduzível foi de 15%. As camadas 1 e 3 com uma maior saturação entre 25 a 35% e porosidades de 12 a 35% possivelmente isto é devido a influência das argilas dispersas, laminar e estrutural, mesmo assim a saturação de água irreduzível não passou de 5%.

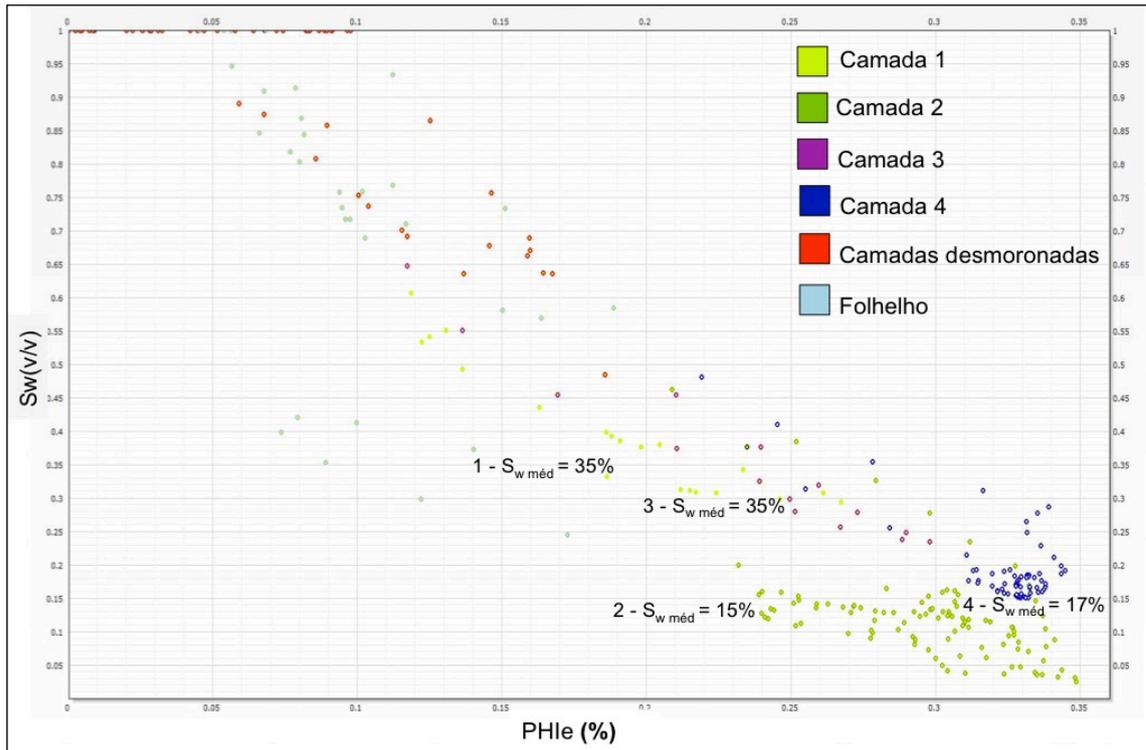


Figura 29. Crossplot de Saturação água ( $S_w$ ) versus Porosidade efetiva (PHle). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.2.5 Cálculo da Permeabilidade

A permeabilidade foi calculada segundo a equação de Coates (1982) (Equação 6) no qual utilizou-se dados das curvas calculadas de porosidade efetiva, porosidade total e saturação de água irreduzível. A permeabilidade no poço B (Figura 30) variou de 10 a 13000 mD.

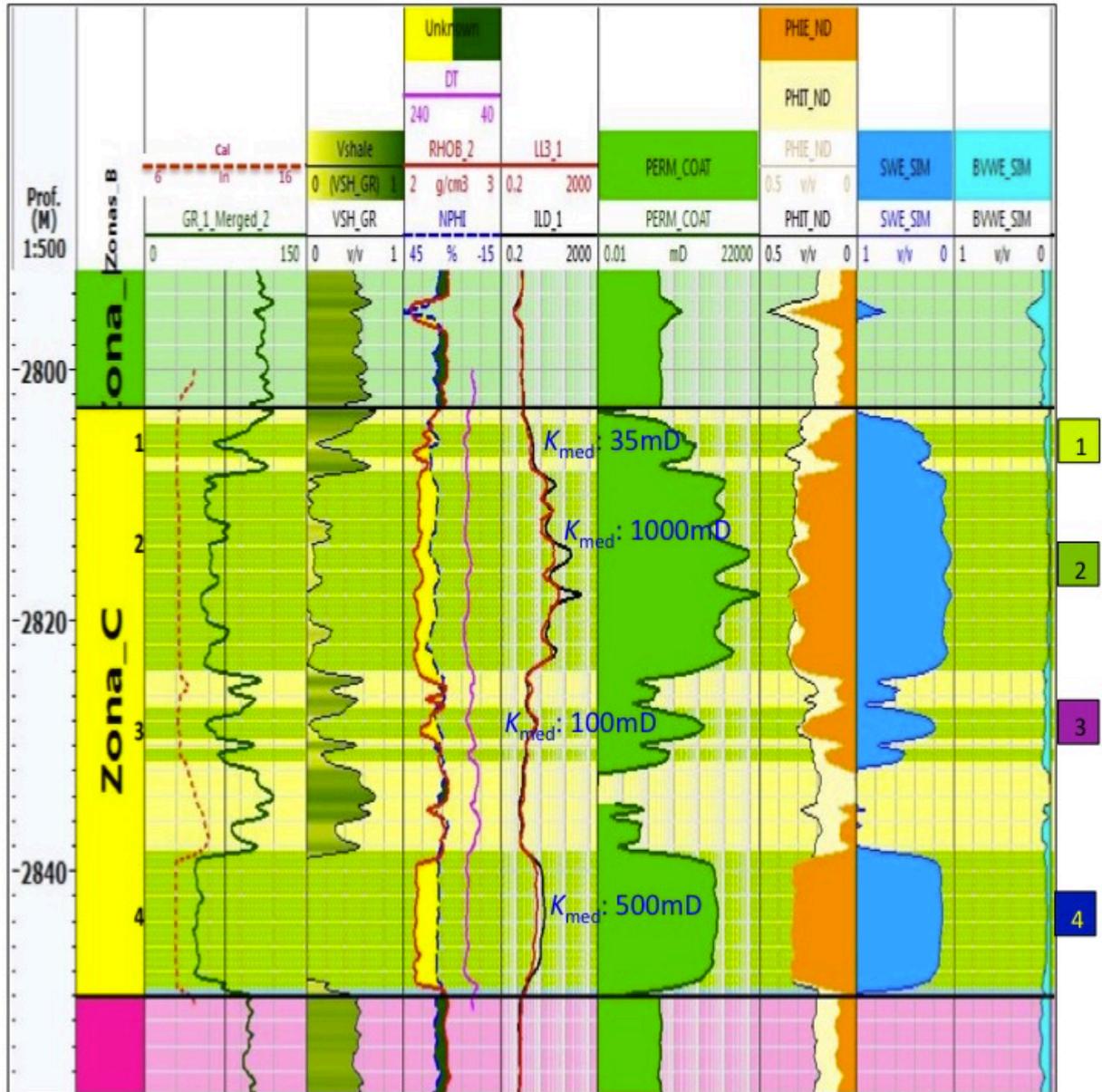


Figura 30. Perfil do cálculo de permeabilidade (k). Tracks: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (RG) e caliper (CAL), 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – porosidade neutrônica (NPHI), densidade (RHOB) e sônico (DT), 6 – resistividade profunda (ILD) e rasa (LL), 7 – permeabilidade (k), 8 - porosidade efetiva (PHIe) e total (PHIt), 9 – saturação de água ( $S_w$ ), 10 – saturação de água irreduzível (BVW). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

O padrão serrilhado no perfil ocorre devido aos níveis com concentração de minerais micáceos e argilas dispersas diminuindo a permeabilidade nestes níveis,

Da análise do *crossplot* de permeabilidade e porosidade efetiva (Figura 31) de cada intervalo analisado, no intervalo 1 a permeabilidade encontrada está na faixa de 4 a 80 mD e da porosidade efetiva de 12 a 27%, isto porque as argilas dispersa e laminar fecham a garganta de poros diminuindo a permeabilidade; no intervalo 2 a permeabilidade média chegou a 600 mD com picos de 13000 mD e porosidade entre 25 e 35%, o intervalo 3 que é uma camada fina (2,3m) esta entre

camadas de folhelho, a permeabilidade média foi de 80 mD com porosidade de 22 a 30%; o intervalo 4 apresentou permeabilidade média de 450 mD e porosidade média de 33%. Os intervalos 2 e 4 apresentaram as maiores porosidades e permeabilidades.

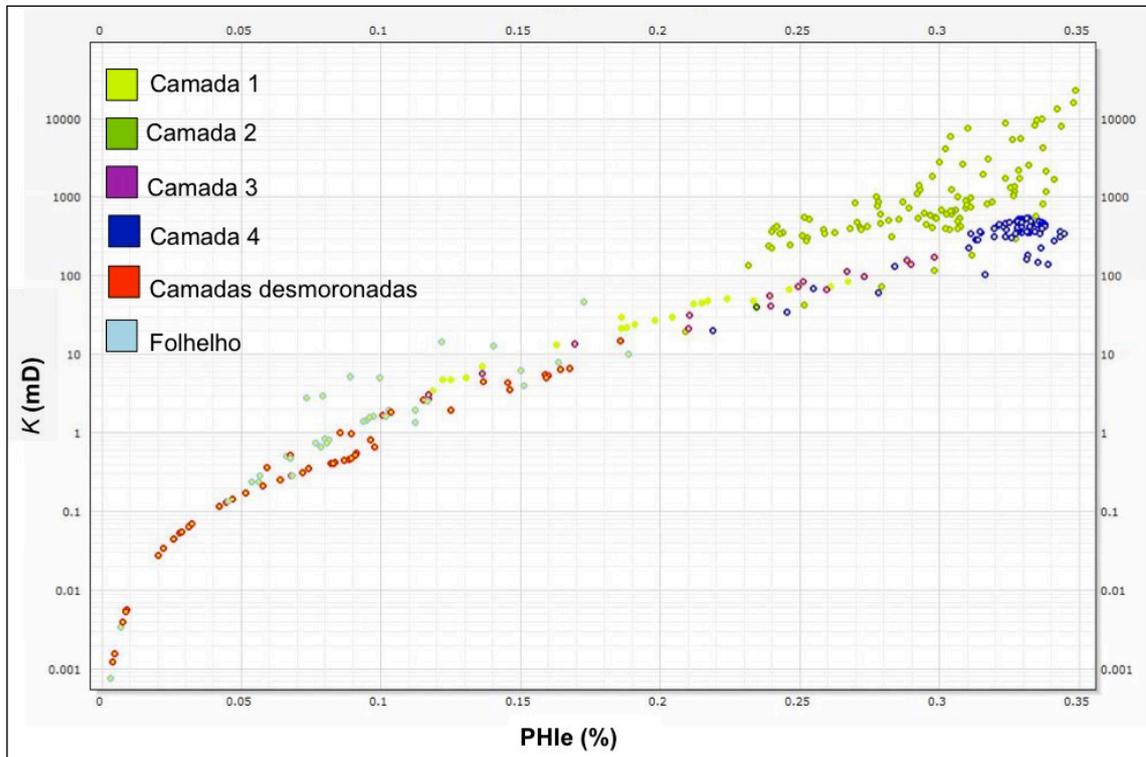


Figura 31. *Crossplot* de permeabilidade ( $K$ ) versus porosidade efetiva (PHle). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

No *Crossplot* de saturação versus permeabilidade (Figura 32), observamos as *trend* da curva de permeabilidade e a saturação em cada um dos intervalos descritos acima, sendo os intervalos 2 e 4 com maior permeabilidade.

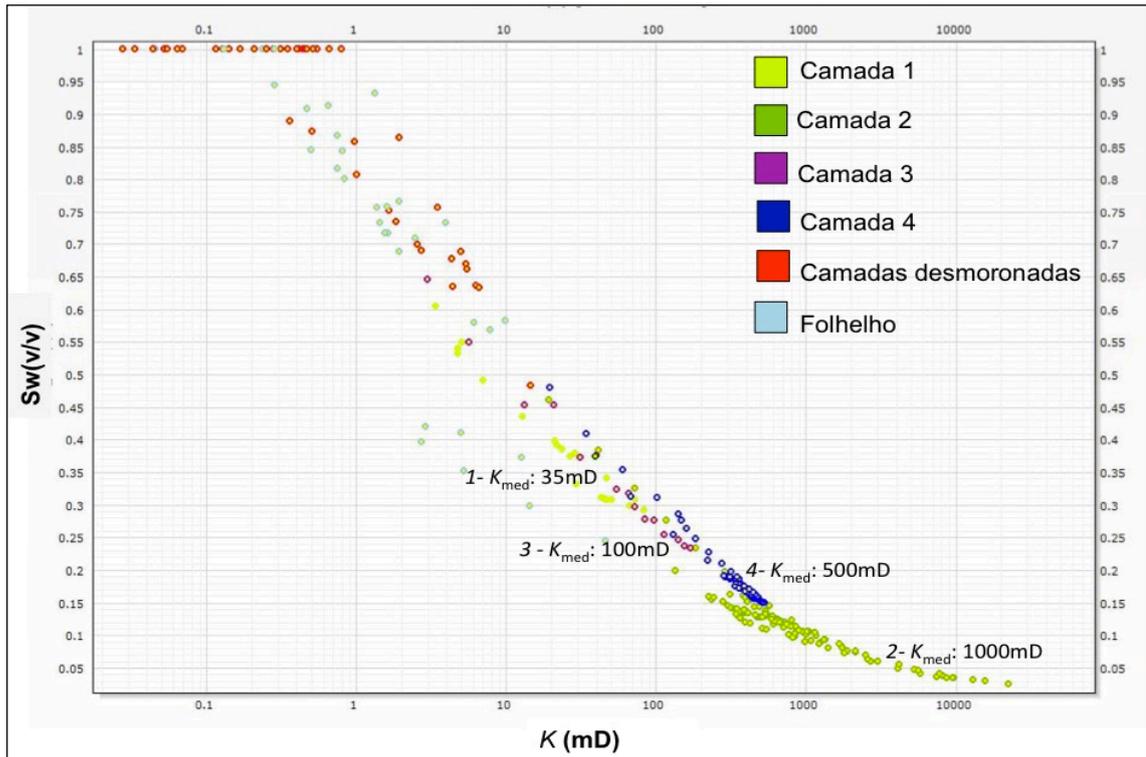


Figura 32. Crossplot de saturação água ( $S_w$ ) versus permeabilidade ( $K$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

### 6.2.6 Net Pay

Os cálculos de volume de argila, porosidade total e saturação de água foram utilizados para calcular as espessuras econômicas no reservatório. Utilizamos os *Cutt Offs* de:  $\phi > 12\%$ ;  $S_w < 60\%$ ;  $V_{sh} < 50\%$ , estes valores são usados para os arenitos da Formação Carapebus na Bacia de Campos.

O cálculo da espessura econômica do poço B foi concordante com os cálculos de porosidade e saturação identificadas nas camadas do arenito turbidítico da formação Carapebus (Figura 33). As camadas 1, 2, 3 e 4 saturadas com hidrocarbonetos (indícios observados nos testemunhos do poço) apresentam respectivamente 2,70 m, 16,5 m, 2,30 m e 10,7 m. O reservatório do poço B tem um *net pay* de 32,2 m de espessura.

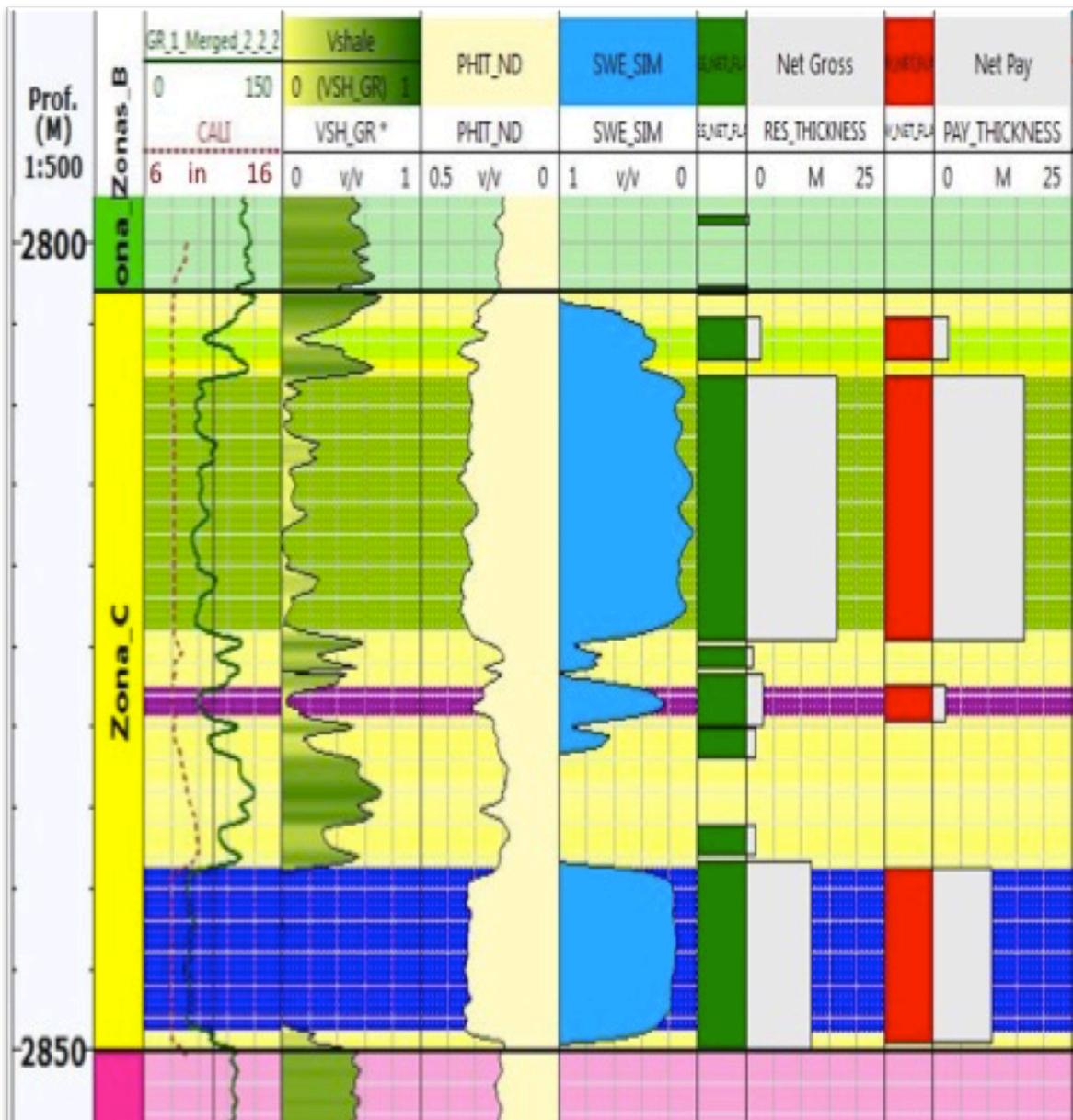


Figura 33. Perfil com *net pay* do reservatório do poço B. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – Caliper e raios gama, 4 - volume de argila ( $V_{sh}$ ), 5 – Porosidade total (PHIt), 6 – Saturação água ( $S_w$ ), 7/8 - Net *Trackss* (Verde) e 9/10 – Net Gross e net pay (Vermelho). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

## **7 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA DETERMINAR PARÂMETROS DE CORTE PARA GARANTIR A PRODUÇÃO COMERCIAL.**

Por não encontrar trabalhos na área de perfilagem referentes ao campo de Marimbá que falasse sobre parâmetros de corte utilizou-se o trabalho de Contreras *et al.*, (2012), realizado no reservatório de arenito arcossiano em um poço do campo de Socororo na Venezuela, onde usaram um modelo de saturação segundo o conteúdo de argila nos níveis-reservatório de interesse. Os autores calcularam o volume de argila ( $V_{sh}$ ) com o perfil de Raio Gama (GR) utilizando o índice de argilosidade no campo de Socororo.

O cálculo de volume de argila calculados aqui para os poços A e B do Campo de Marimbá foram bem próximo ao que Contreras *et al.*, (2012) encontraram, pela utilização da equação do cálculo do volume de argila (Equação 1). Na Figura 34 comparamos os resultados de volume de argila encontrado para os poços A e B com os resultados obtidos Contreras *et al.*, (2012). Os volumes de argila nas camadas de arenito do poço do campo de Socororo foram de 20%, 22,5% e 20% respectivamente.

Para a camada 1 do poço A no campo de Marimbá o volume de argila foi de 17% e nas camadas 2 e 3 de 10%. Já no poço B para a primeira camada foi encontrado um valor de 40%, na camada 2 o valor encontrado foi de 25%, na camada 3 obteve-se 20% e na camada 4 o percentual encontrado foi de, praticamente, 0% de argila.

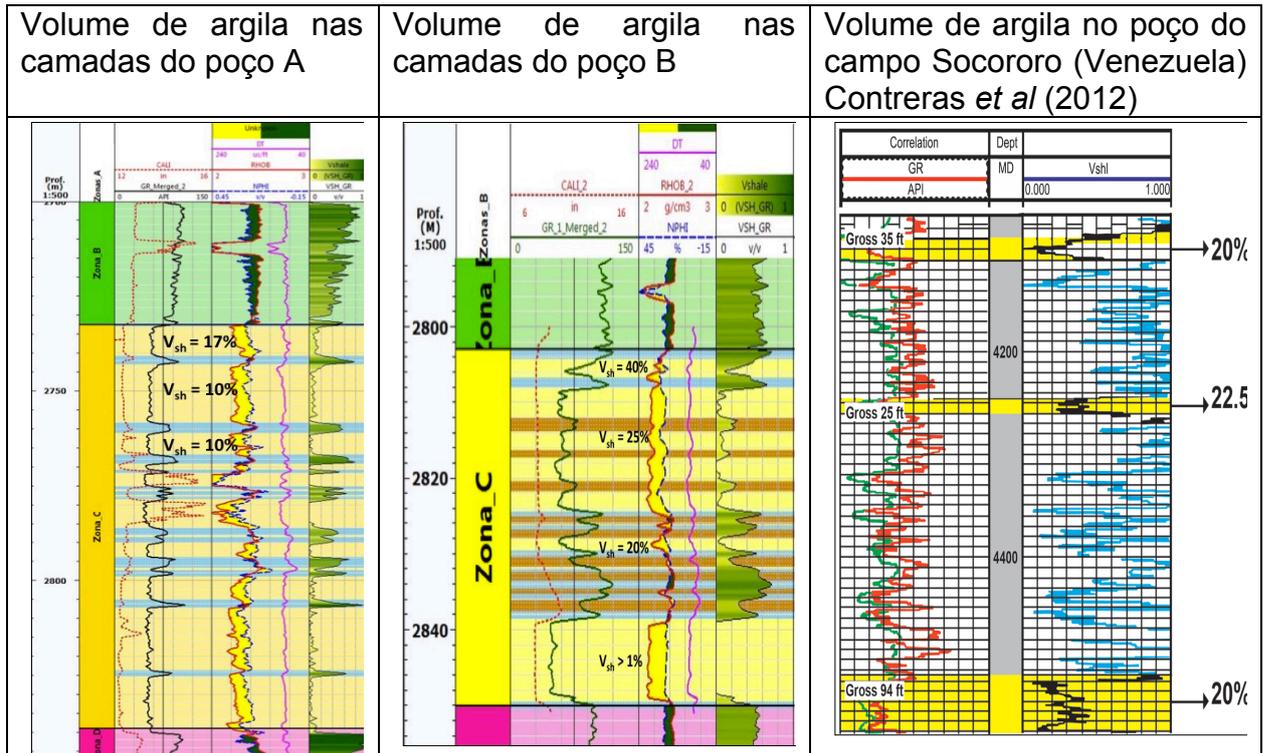


Figura 34. Comparação dos perfis calculados de argila dos poços A e B com o volume de argila calculado para o poço do Campo Socororo pela mesmo método (equação 1).

Contreras *et al.*, (2012) utilizaram a equação de *Simandoux* para calcular a saturação de água e com os valores de  $a = 0,81$  e  $m = 2$  no campo Socororo provenientes de análises petrofísicas de arenitos arcossianos da região com idade Cenozóica.

Neste trabalho optou-se por usar valores de  $a = 0,81$  e  $m = 1,81$  na equação de *Simandoux* devido a litologia ser arenitos arcossianos inconsolidados tanto no poço A como no poço B.

Para a definição dos parâmetros de corte do *net pay* os autores utilizaram análise de *crossplot*, onde construíram curvas de tendências para as relações de resistividade profunda (ILD) versus saturação de água, no qual eles consideram o máximo dos pontos um valor de  $R = 8$  ohm.m e rebatendo na curva encontraram o valor de  $Sw_{min} = 24$  %, sendo a  $Sw_{irr} = 10$  % (Figura 35).

Em nossa análise para os poços A e B utiliza-se a técnica de análise de *crossplot* ( $R \times Sw$ ) na Zona C que definiu-se como reservatório de pesquisa.

No poço A estão localizadas as camadas 1, 2 e 3 de arenito que estão separadas por camadas espessa de folhelho (aproximadamente 3 m). Considerando os reservatórios (camadas 1, 2 e 3) e tomando a resistividade mínima, no que

podemos considerar a base da camada 3,  $R = 3 \text{ ohm.m.}$  que é a nossa resistividade mínima de produção, visto que os dados de campo nos fornece boa produção até os dias atuais. Encontrou-se os valores de  $Sw_{\max} = 45 \%$  e  $S_{w\text{irr}} = 15 \%$  dentro do reservatório. A saturação mínima de água encontrada determina que até 45 % temos a capacidade econômica de produção o que diferencia do valor encontrado pelos autores Contreras *et al.* (2012) por eles não considerarem as argilosidades de cada camada, o que aparentemente eles consideram uma camada única sem as intercalações dos folhelhos.

No poço B estão localizadas as camadas 1, 2, 3 e 4 de arenito que estão separadas por camadas espessa de folhelho (variando de 2 a 15 m). Considerando os reservatórios (camadas 1, 2, 3 e 4) e tomando a resistividade mínima, no que podemos considerar a base da camada 3,  $R = 3 \text{ ohm.m.}$  que é a nossa resistividade mínima de produção, visto que os dados de campo nos fornece boa produção até os dias atuais. Encontrou-se os valores de  $Sw_{\max} = 45 \%$  e  $Sw_{\text{irr}} = 10,5 \%$ , dentro do reservatório. A saturação mínima encontrada determina que até 45 % temos a capacidade econômica de produção. Toda esta análise pode ser vista na Figura 35

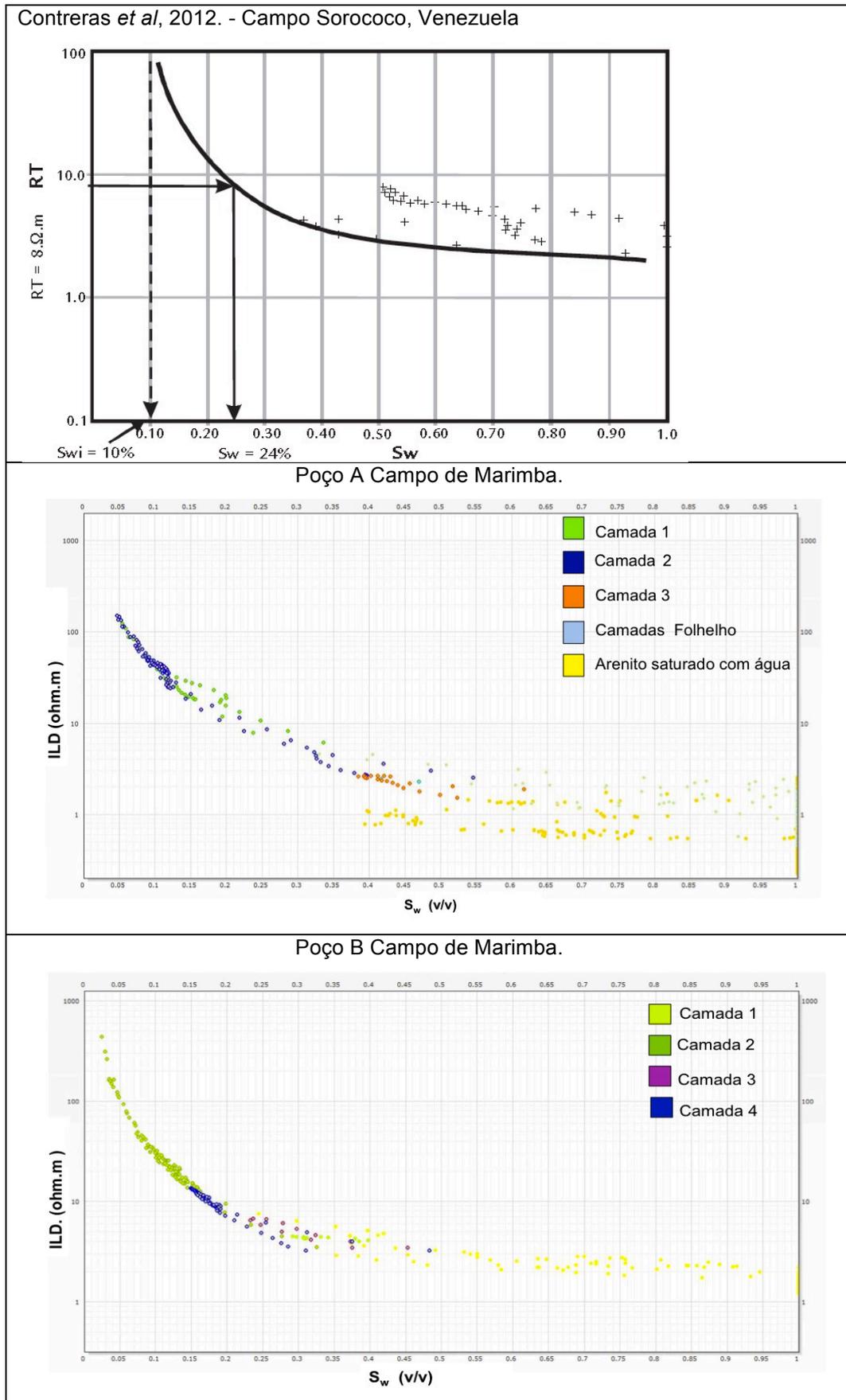


Figura 35. Crossplot de resistividade (ILD) versus saturação de água( $S_w$ ).

Se considerássemos o método gráfico realizado pelos autores Contreras *et al.* (2012) os valores da saturação irreduzível seria para o poço A no máximo de 5% e para B máximo de 2%. No nosso caso, os cálculos deram maiores visto que calculamos a  $S_{wirr}$  pela Equação 5 que nos gerou os *crossplot* da Figuras 36 e 37.

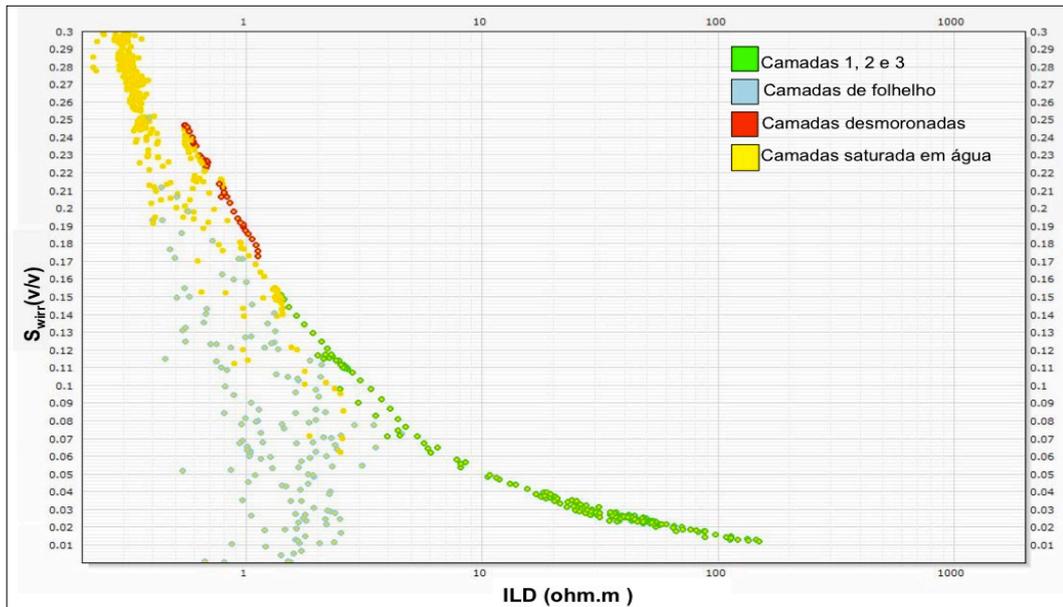


Figura 36. *Crossplot* de saturação de água irreduzível ( $S_{wirr}$ ) versus resistividade (ILD) do poço A. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

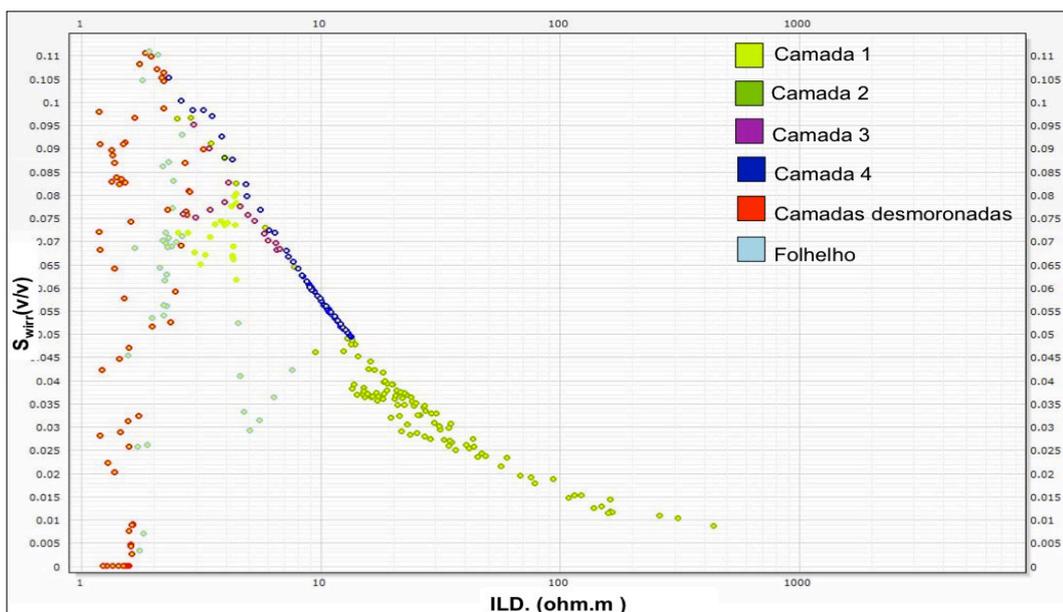


Figura 37. *Crossplot* de saturação e água irreduzível ( $S_{wirr}$ ) versus resistividade (ILD) do poço B. TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

Contreras *et al.* (2012) utilizando o cálculo de saturação de água e o cálculo do volume de argila fizeram um *crossplot*  $Sw$  x  $Vsh$  (Figura 38), onde eles definem uma reta de tendência no qual eles projetam o valor da saturação mínima ( $Sw_{min} = 24\%$ ) encontrada no gráfico anterior e ao encontrar na reta de tendência rebatem para encontrar no eixo de  $Vsh$  o valor máximo de argila aceitável dentro de um reservatório produtor (17%). Como eles consideram todo o reservatório sem distinção das camadas de folhelhos (espessas ou delgadas) podem estar subestimando o potencial do reservatório. Contudo, este campo não chegou a produção encontrada por eles. Um estudo conservador, porém positivo.

No poço A do Campo de Marimbá, que é o nosso trabalho. Utilizando o mesmo método de Contreras *et al.* (2012) encontramos um valor de  $Vsh$  máximo de 30% de argila aceitável dentro de um reservatório produtor. No poço B encontramos o mesmo valor de 30% de argila aceitável. O que neste caso estamos subestimando o valor produzível destes reservatórios que pelos dados analisados durante a exploração (indícios de campo) constatamos que os parâmetros de corte podem ainda ser melhor definidos, pois a produção existente permite que isto seja realizado. O que sugere que este estudo é positivo e que tem viabilidade operacional (Figura 38).

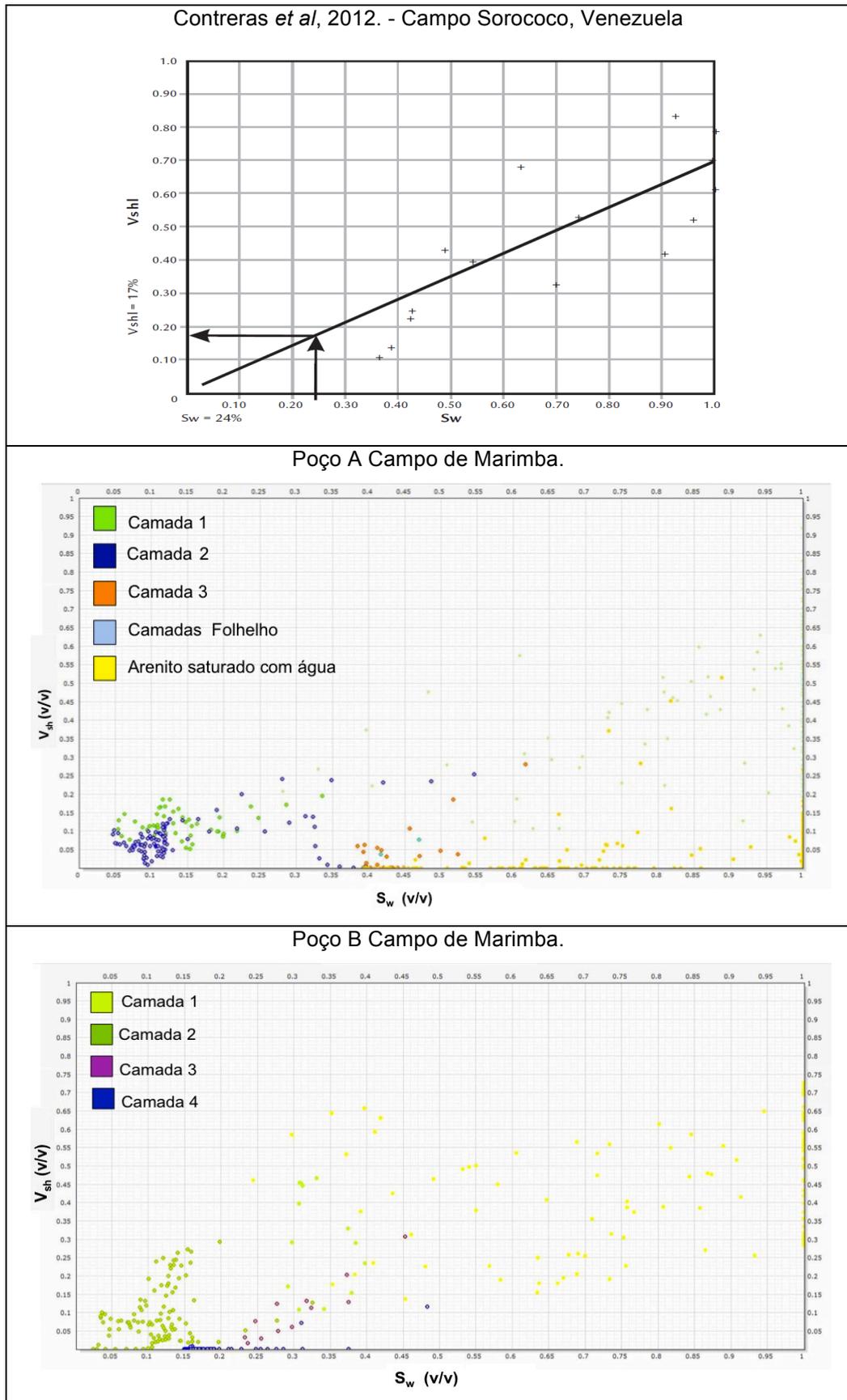


Figura 38. Crossplot saturação de água ( $S_w$ ) versus volume de argila ( $V_{sh}$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

Partindo dos valores definidos do volume de argila anteriormente pelos autores, Contreras *et al.* 2012) e do valores de porosidade obtidos pela curva de perfil (o que não está bem claro no trabalho dele), a porosidade mínima que encontraram para o campo de Socororo é de 20 %, o que consideramos muito alta para um valor de corte mínimo de porosidade do reservatório já que 12 % de porosidade é considerado um valor mínimo positivo de corte dentro da indústria do petróleo (Figura 39).

Para nossa análise do poço A definimos a porosidade a partir do volume de argila e pela curva de tendência a porosidade mínima encontrada é de 15 %, o que está dentro do limite aceitável de corte mínimo, o que com correlação de dados petrofísicos (dados laboratoriais) isto pode ser facilmente avaliado se neste poço o corte mínimo seria 15 % ou 12% como de forma geral da indústria, o nosso erro na verdade não ficaria tão elevado.

Para nossa análise do poço B definimos a porosidade a partir do volume de argila e pela curva de tendência a porosidade mínima encontrada é de 16 %, o que está dentro do limite aceitável de corte mínimo, o que com correlação de dados petrofísicos (dados laboratoriais) isto pode ser facilmente avaliado se neste poço o corte mínimo seria 15 % ou 12% como de forma geral da indústria, o nosso erro na verdade não ficaria tão elevado.

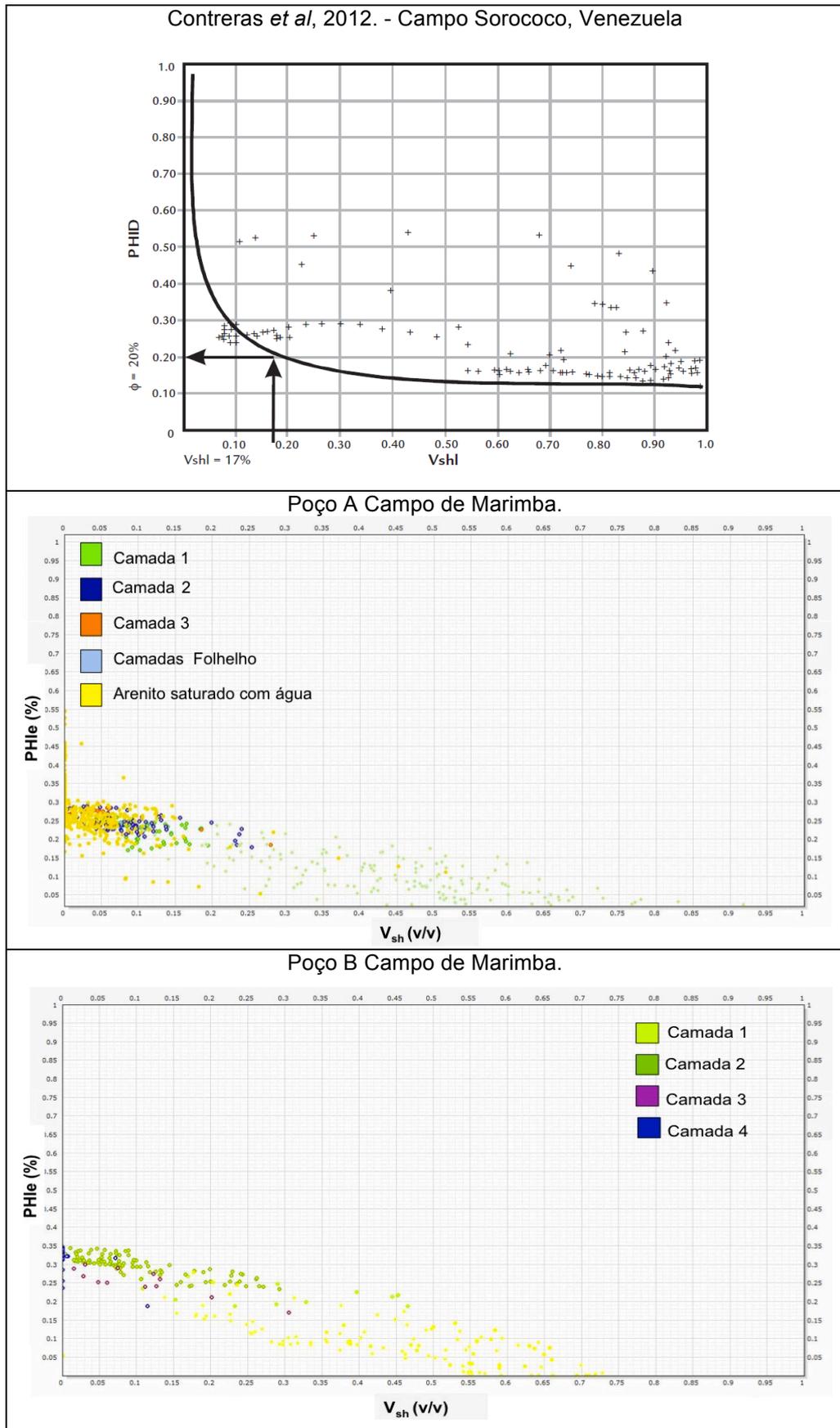


Figura 39. Crossplot porosidade efetiva (PHle) versus volume de argila ( $V_{sh}$ ). TechLog® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

Tabela 2. Comparação dos resultados de *net pay* calculados pelo método de análises de crossplots Contreras et al (2012) e o praticado nos reservatórios cretáceo da formação Carapebus utilizados para a Formação Carapebus na Bacia de Campos.

### Poço A

Parâmetros usados para a F. Carapebus.	Metodologia de <i>crossplots</i> (Contreras et al (2012))
<i>Cutt Offs</i> : $\Phi > 12\%$ ; $S_w < 60\%$ ; $V_{sh} < 50\%$ .	<i>Cutt Offs</i> : $\Phi > 15\%$ ; $S_w < 50\%$ ; $V_{sh} < 30\%$ .
<i>Net Gross</i> : 91,30m	<i>Net Gross</i> : 87,6m
<i>Net Pay</i> : 27,0m	<i>Net Pay</i> : 24,8m

### Poço B

Parâmetros usados para a F. Carapebus.	Metodologia de <i>crossplots</i> (Contreras et al (2012))
<i>Cutt Offs</i> : $\Phi > 12\%$ ; $S_w < 60\%$ ; $V_{sh} < 50\%$ .	<i>Cutt Offs</i> : $\Phi > 16\%$ ; $S_w < 45\%$ ; $V_{sh} < 30\%$ .
<i>Net Gross</i> : 39,0m	<i>Net Gross</i> : 35,60m
<i>Net Pay</i> : 32,20m	<i>Net Pay</i> : 27,70m

O *net pay* calculado utilizando os parâmetros encontrados pelo método análise de *crossplot* (Contreras et al, 2012) foram conservadores, na Tabela 2 podemos comparar o método utilizado na indústria petrolífera da Bacia de Campos e o método utilizado pela análise dos *crossplots* segundo o trabalho de Contreras (2012) para o arenito Carapebus de idade cretácea. As espessuras econômicas encontradas pelos dois métodos para os poços A e B, estão nos perfis das Figuras 40 (a e b) e 41 (a e b) .

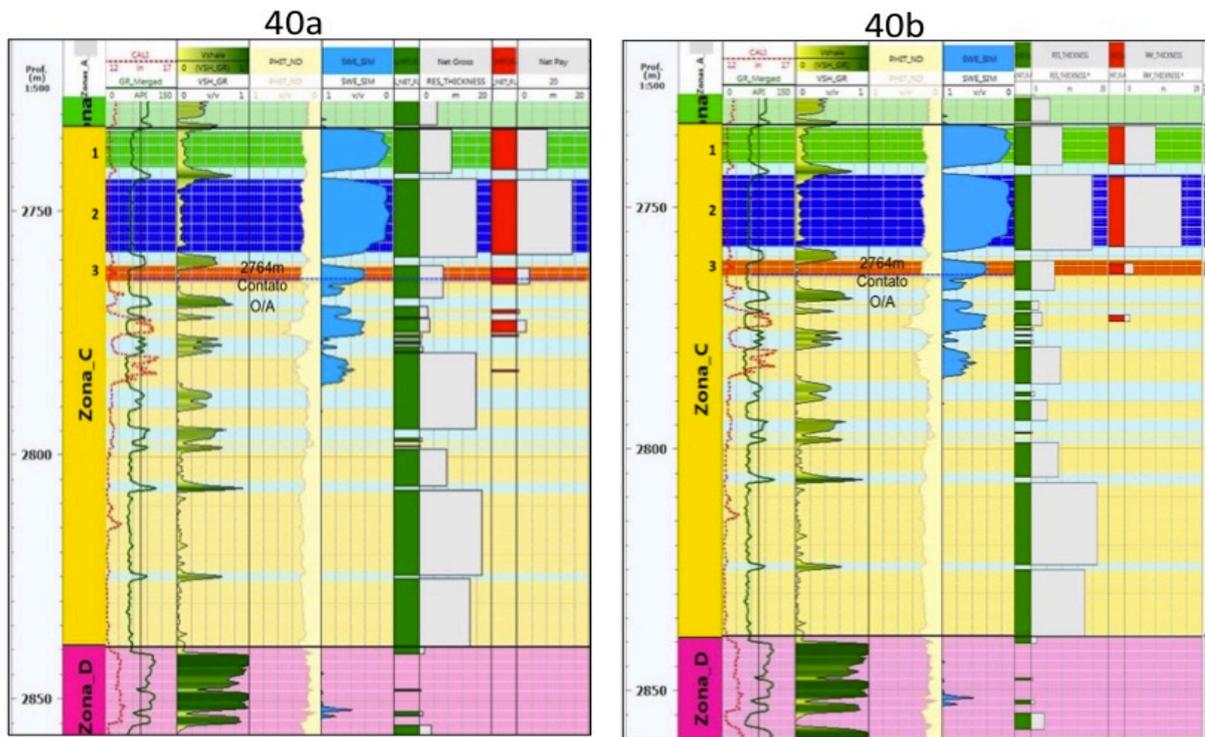


Figura 40. Comparação dos dois perfis *net pay* do reservatório do poço A. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (GR) e *caliper* (CAL), 4 - volume de argila (Vsh), 5 – porosidade efetiva (PHLe), 6 – saturação água (Sw), 7/8 - *net Gross* (Verde) e 9/10 - *net pay* (Vermelho). *cut offs*: a) mais usado regionalmente na Bacia de Campos ( $\phi > 12\%$ ;  $Sw < 60\%$ ;  $Vsh < 50\%$ ), b) método de *crossplots* (Contreras *et al.*, 2012) ( $\phi > 12\%$ ;  $Sw < 50\%$ ;  $Vsh < 30\%$ ). *TechLog*® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

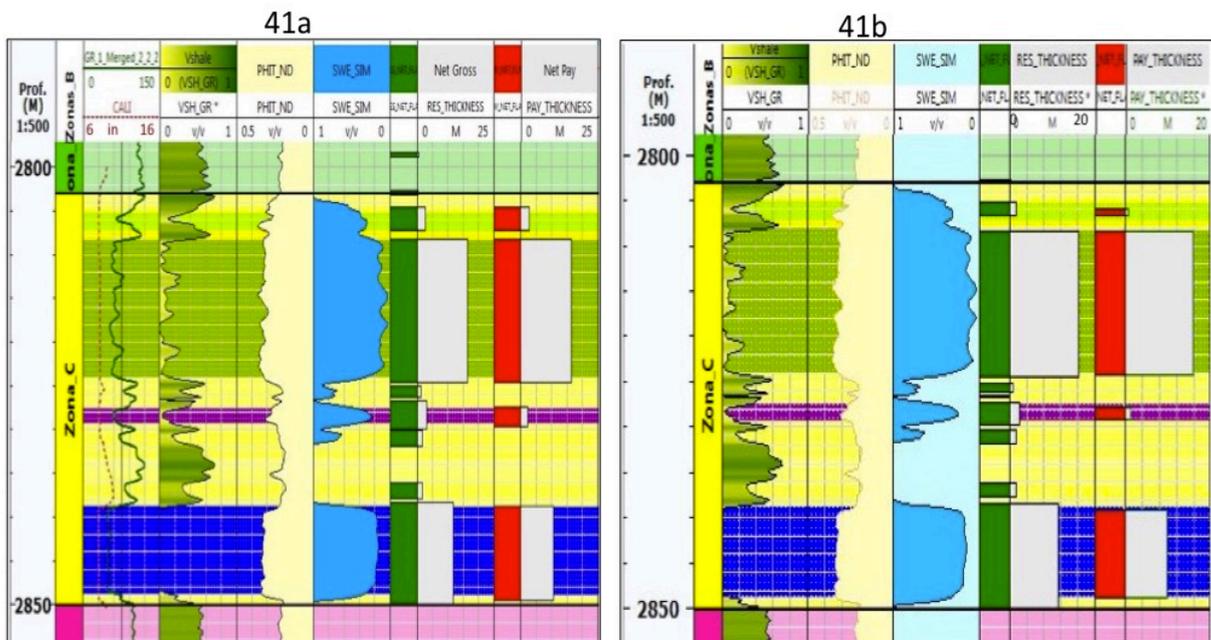


Figura 41. Comparação dos dois perfis *net pay* do reservatório do poço B. *Tracks*: 1 – profundidade (m), 2 – zonas, 3 – raios gama (GR) e *caliper* (CAL), 4 - volume de argila (Vsh), 5 – porosidade efetiva (PHLe), 6 – saturação água (Sw), 7/8 - *net Gross* (Verde) e 9/10- *net pay* (Vermelho). *cut offs*: a) mais usado regionalmente na Bacia de Campos ( $\phi > 12\%$ ,  $Sw < 60\%$ ;  $Vsh < 50\%$ ), b) (Contreras *et al.*, 2012) ( $\phi > 12\%$ ;  $Sw < 45\%$ ,  $Vsh < 30\%$ ). *TechLog*® v2014.3 Schlumberger cedido à Universidade Federal Fluminense.

## 8 CONCLUSÕES

Da análise criteriosa para se identificar os fatores de corte com o menor grau de incerteza necessário que viabilize condição de se superestimar ou subestimar os valores de porosidade e saturação para determinar a viabilidade econômica do reservatório. Desta análise percebeu-se a importância de se identificar o tipo de argila presente nestes reservatórios. E estas argilas podem apresentar anomalias de baixa resistividade e de baixo contraste no próprio campo de estudo. Contudo, o valor alto de argila presente no reservatório não o define como inviável para a produção, mas que requer estudos petrofísicos mais detalhados que avaliem o grau de complexidade do reservatório. A determinação das camadas argilosas e do tipo de argila presente no reservatório auxilia o processo de produção no que diz respeito a determinação do tipo de ataque para elevar a produção, bem como, na determinação dos melhores pontos para o canhoneio. O que se faz necessário uma análise comparativa dos resultados petrofísicos obtidos por testes laboratoriais correlacionados com os registros de perfis para que se tenha melhor definição dos parâmetros de *Cutt Off* à serem usados no cálculo das espessuras econômicas do reservatório (*Net Pay*).

## 9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bayão, P. C., 2014. Caracterização Petrofísica do Campo de Namorado a Partir de Perfis de Poço. TCC - UFF.

Becerra, G. G., Modenesi, A. P., LISBOA, E. E. A., Ferreira, D. M. and REIS, L. C., 2011. Ajuste de histórico e previsão sob incerteza, uma aplicação no Campo de Marimbá. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, v.5, n.2, p.7-44.

Bruhn, C. H. L. & Walker, R. G. 1995. High-resolution stratigraphy and sedimentary Evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper Cretaceous Transgressive Megasequence, Campos Basin, Offshore Brazil. In: Journal of Sedimentary Research, Vol. B65, n.4, p. 426-442.

Bruhn, C. H. L., 1998. Deep Water reservoirs from the eastern Brazilian rift and Passive margin basins. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, v. Course#6.

Bruhn, C. H. L., and Petroleum Geologists. Contrasting Types of Oligocene / Miocene, Giant Turbidite Reservoirs from Deep Water Campos Basin, Brazil, 2001. The American Association.

Contreras, S. A.; Cáceres and Castro, J. C. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. *Rem: Rev. Esc. Minas* [online]. 2012, vol. 65, n. 3, pp. 305-312. ISSN 0370-4467.

D'Avilla, R. S. F.; Arienti, L. M.; Aragão, M. A. N. F.; Vesely, F. F.; Santos, S. F.; Voelcker, H. E.; Viana, A. E.; Kowsmann, R. O.; Moreira, J. L. P.; Coura, A. P.; Paim, P. S. G.; Matos, R. S. e Machado, L. C. R. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas turbidíticos, Ambientes de Sedimentação Siliciclástica do Brasil, 2007. p. 236-263.

Della Fávera, J. C. Fundamentos de Estratigrafia Moderna, Ed. UERJ, 2001. Cap. IV, p. 186 - 191.

Girão, N. G. Perfilagem Geofísica em Poço aberto - Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. INCT – GP/CNPq - SBGF, 2013.

Guimarães, M. S.; Denicol, G. Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente - RBG. v.38, n.1 - supl.1 - São Paulo - mar. 2008.

Horschutz, P. M. C.; Freitas, L. C. S.; Stank, C. V.; Barroso A. S. and Cruz, W. M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimba Giant fields Campos Basin, Offshore Brazil. Id: A014 (1992). Pg. 137 – 153.

KUENEN, P.H. & MIGLIORINI, C. 1950. Turbidity current as a cause of graded bedding. Journal of Geology. Chicago, IH. 58(2):91-127.

Milani, E. J.; Brandão, J. A. S. L.; Zalán, P. V. & Gamboa, A. P. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas - Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18(3), 2000.

Mutti, E., Bertnoulli, D., Lucchi, F. R. and Tinterril, R. (2009), Turbidites and turbidity currents from Alpine 'flysch' to the exploration of continental margins. Sedimentology (2009), 56: 267–318. doi:10.1111/j.1365-3091.2008.01019.x

Omoboriowo, A. O.; Chiadikobi; K. C. and Chiaghanam; O. I. Depositional Environment and Petrophysical Characteristics of "LEPA" Reservoir, Amma Field, Eastern Niger Delta, Nigeria, pag. 46-47.

PGT - Petroleum Geoscience Technology – Geologia do Petróleo, 2010. Pag. 19. <http://www.pgt.com.br>. (Acesso 2016).

Ribeiro, 2015 - notas de aula UFRJ- Curso de Petrofísica –Tópicos Especiais Aula 6.

SERRA, O. & L., Well Logging – Data Acquisition and Applications. Ed. Serralog, Méry Corbon, França, 2004. cap. 1, 10, 26, 31.

Schlumberger 1987. Log interpretation - principles/applications. N.Y., Schlumberger Ltd. pg 198, 2009 edition.

Snider, R. M. Worldwide Examples of Low Resistivity Pay – Huston Geological Society Bulletin – February.

Walker, R. G., 1978. Deep water sandstone facies and ancient submarine fans: Models for exploration for stratigraphic traps. Bull Am. Assoc. Petrol Geol, 62:932-966.