



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE BACHARELADO EM GEOFÍSICA

THAIS CANDIDO DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DE PERFIS EM ARENITOS DAS  
FORMAÇÕES SERGI E ÁGUA GRANDE NO CAMPO DE SOCORRO,  
BACIA DO RECÔNCAVO.**

Niterói

2019

THAIS CANDIDO DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DE PERFIS EM ARENITOS DAS  
FORMAÇÕES SERGI E ÁGUA GRANDE NO CAMPO DE SOCORRO,  
BACIA DO RECÔNCAVO.**

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II e requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador:

Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Coorientador:

Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói

2019

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S586a Silva, Thais Candido da  
Avaliação Qualitativa e Quantitativa de Perfis em Arenitos  
Das Formações Sergi e Água Grande no Campo de Socorro, Bacia  
do Recôncavo. / Thais Candido da Silva ; Antonio Fernando  
Menezes Freire, orientador ; Wagner Moreira Lupinacci,  
coorientador. Niterói, 2019.  
57 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-  
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,  
Niterói, 2019.

1. Propriedades petrofísicas. 2. Porosidade. 3.  
Reservatórios. 4. Net pay. I.  
Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Lupinacci,  
Wagner Moreira, coorientador. III. Universidade Federal  
Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

THAIS CANDIDO DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUALITATIVA E QUANTITATIVA DE PERFIS EM ARENITOS DAS  
FORMAÇÕES SERGI E ÁGUA GRANDE NO CAMPO DE SOCORRO,  
BACIA DO RECÔNCAVO.**

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II e requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em 05 de julho de 2019.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire - UFF

---

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - UFF

---

Geol. Anderson Rafael Rezende Alves - Petrobras

Niterói  
2019

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer à Deus por ter me permitido chegar até aqui.

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais, por terem colocado meus estudos em primeiro lugar, acima de qualquer dificuldade financeira, por sempre acreditarem no meu potencial e por estarem ao meu lado sempre.

Agradeço especialmente ao meu namorado, Clayton dos Santos, que esteve comigo ao longo de toda graduação, por todo apoio emocional, por estar ao meu lado nos momentos bons e ruins e por sempre ser meu porto seguro, a quem eu posso recorrer em qualquer situação.

Gostaria de agradecer com muito carinho aos meus amigos de vida do Minas Gerais e IFRJ, por serem meu refúgio da vida acadêmica e me trazerem mais leveza à vida.

Aos amigos que a UFF me deu ao longo desses 11 semestres, tanto a minha panela quanto aos demais amigos que tenho um carinho especial, todos que de certa forma contribuíram para a minha formação e foram responsáveis por deixarem essa etapa mais feliz, nos congressos, demais eventos acadêmicos, festas e por terem sido meu suporte nos momentos de aperto que não foram nada fáceis. Com certeza amigos que serão amigos de vida, muito obrigada por serem maravilhosos e se fazerem presentes na minha vida.

Agradeço à Horizonte Soluções Geofísicas Jr. por ter sido um divisor de águas na minha vida tanto pessoal quanto profissional e me fazer crescer de maneira perceptível a todos.

Agradeço à Universidade Federal Fluminense por me desenvolver como pessoa e profissional. Agradeço a todos os professores do departamento de Geologia e Geofísica por contribuírem com a minha formação e serem exemplos de profissionais. Agradeço especialmente ao meu orientador Antonio Fernando Menezes Freire pelas oportunidades que me trouxe ao longo do período de orientação e por ser um orientador presente e também o meu coorientador Wagner Moreira Lupinacci por toda contribuição para a minha formação.

Agradeço à Lloyd's Register pelo software Interactive Petrophysics e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por ter fornecido os dados, essenciais para a realização deste trabalho. Agradecimento especial à Petrobras pela concessão da bolsa de pesquisa de iniciação científica, fundamental para o desenvolvimento da minha pesquisa.

E por fim, agradeço a todos os funcionários da UFF, secretaria, tias da limpeza, bibliotecárias e seguranças, pois, sem vocês, a universidade não seria nada.

## RESUMO

A Bacia do Recôncavo está localizada na porção leste do Estado da Bahia, possuindo uma área aproximada de 11.500 km<sup>2</sup>. Seus limites são compreendidos a norte e a noroeste com a Bacia de Tucano, pelo Alto de Aporá; ao sul com a Bacia de Camamu, pelo sistema de falhas da Barra; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; e a oeste pela Falha de Maragogipe. A área de estudo situa-se no Campo de Socorro, no Compartimento Sul da Bacia do Recôncavo, o qual tem a Petrobras como única operadora e possui uma previsão de término de produção em 2025. Os principais reservatórios deste campo são os arenitos da Formação Água Grande constituído por arenitos quartzosos finos a grossos. No intervalo superior desta formação, as fácies são interpretadas como resultantes do retrabalhamento eólico de barras fluviais, restritas ao intervalo inferior. Esta distinção de fácies limita corpos com diferentes condições permoporosas, se fazendo necessária uma correta identificação destas fácies sedimentares distintas. Também existem acumulações secundárias nos arenitos da Formação Sergi, igualmente caracterizados por fácies sedimentares similares. Esta formação é composta por uma espessa sucessão de depósitos fluviais, eólicos e lacustres, relacionados à sedimentação jurássica pré-rifte. O objetivo deste trabalho consiste em estimar, avaliar e comparar as propriedades petrofísicas dos reservatórios das formações Água Grande e Sergi, utilizando dados de perfis, cedidos pelo BDEP/ANP. Para isto, a metodologia consistiu na identificação das possíveis zonas reservatórios nos perfis e escolhas dos métodos para as estimativas das seguintes propriedades petrofísicas: volume de argila (VClay), porosidade (Phi), saturação de água (Sw) e *net pay*. Para o cálculo de volume de argila e saturação foram utilizadas diferentes metodologias de cálculo, a fim de comparar a avaliação em diferentes cenários. A correta identificação das fácies sedimentares, associada a uma avaliação petrofísica independente para cada uma delas, permitiu uma melhor interpretação dos reservatórios, resultando em uma melhor otimização de recursos e conferindo maior robustez ao desenvolvimento do campo. Além disso, devido às similaridades com outras áreas na Bacia do Recôncavo, esta metodologia poderá ser estendida e aplicada a outros reservatórios semelhantes.

**Palavras-chaves:** Propriedades petrofísicas. Porosidade. Reservatórios. *Net Pay*.

## ABSTRACT

The Recôncavo Basin is located in the eastern portion of the State of Bahia, with an area of approximately 11,500 km<sup>2</sup>. Its limits are understood to the north and northwest with the Tucano Basin; to the south with the Camamu Basin, by the Barra faulting system; to the east, by the Salvador Fault; and to the west by the Maragogipe Fault. The study area is located in Socorro Field, in the Southern Compartment of the Recôncavo Basin, which has Petrobras as the only operator and has a production forecast for 2025. The main reservoirs of this field are the sandstones of Água Grande Formation, which is composed of fine to coarse quartz sandstones. In the upper interval of this formation, the facies are interpreted as the result of eolian reworking of river bars, restricted to the lower interval. This distinction of facies limits bodies with different permeable conditions, making necessary a correct identification of these different sedimentary facies. There are also secondary accumulations in the sandstones of the Sergi Formation, also characterized by similar sedimentary facies. This formation is composed by a thick succession of fluvial, eolian and lacustrine deposits, related to the pre-rift Jurassic sedimentation. The objective of this work is to estimate, evaluate and compare the petrophysical properties of the reservoirs of both Água Grande and Sergi formations, using data from well logs, provided by BDEP/ANP. For this, the methodology consisted in the identification of possible reservoir zones in the logs and method choices for the estimation of the following petrophysical properties: clay volume (VClay), porosity (Phi), water saturation (Sw) and net pay. For the estimation of VClay and Sw it is intended to use different calculation methods in order to generate different scenarios. The correct identification of the sedimentary facies, associated with an independent petrophysical evaluation for each of them, will allow a better exploratory activity and development of the production, optimizing resources and giving greater robustness to the exploratory process of the field. In addition, due to similarities with other areas in the Recôncavo Basin, this methodology can be extended and applied to other similar reservoirs.

**Keywords:** Petrophysics properties. Porosity. Reservoirs. Net Pay.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1:</b> Localização, Limites e Arcabouço Estrutural da Bacia do Recôncavo.....	13
<b>Figura 2:</b> Seção Geológica Esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo .....	13
<b>Figura 3:</b> Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo.. .....	15
<b>Figura 4:</b> Localização do Campo de Socorro.....	17
<b>Figura 5:</b> Histórico de produção do Campo de Socorro.....	17
<b>Figura 6:</b> Zonas de infiltração em ambiente de perfilagem .....	19
<b>Figura 7:</b> Comparação dos perfis quanto as profundidades de investigação e suas respectivas resoluções.....	24
<b>Figura 8:</b> Distribuição dos poços fornecidos no Campo de Socorro e Socorro Extensão (em laranja). Em vermelho destaca-se o poço utilizado no trabalho.....	26
<b>Figura 9:</b> Comparação dos métodos de volume de argila .....	29
<b>Figura 10:</b> Curvas básicas e faciologia da Fm. Água Grande no poço 4-SC-0016D-BA .....	35
<b>Figura 11:</b> Curvas básicas e faciologia da Fm. Sergi no poço 4-SC-0016D-BA.....	36
<b>Figura 12:</b> Picos crescentes de GR, indicados pelas setas pretas, mostram diminuição de granulometria na Formação Sergi no poço 4-SC-0016D-BA. ....	38
<b>Figura 13:</b> Módulo no IP para o cálculo de argilosidade utilizando diferentes métodos.....	39
<b>Figura 14:</b> Curvas de argilosidade para os diferentes métodos aplicados (Linear - azul, Stieber - vermelho, Clavier - verde e Larionov - rosa) na Formação Água Grande no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:40).....	41
<b>Figura 15:</b> Curvas de argilosidade para os diferentes métodos aplicados (Linear - azul, Stieber - vermelho, Clavier - verde e Larionov - rosa) na Formação Sergi, no poço 4-SC-0016D-BA .....	42
<b>Figura 16:</b> Módulo <i>Porosity and Saturation Analysis</i> do IP.....	43
<b>Figura 17:</b> Curvas de porosidade e saturação para os métodos aplicados (Linear - azul e Stieber - vermelho) na Formação Água Grande, no poço 4-SC-0016D-BA. No <i>track</i> de número 11, resultados	

de porosidade. No *track* de número 12, saturação dada por Archie. No *track* 13, saturação dada por Simandoux..... 45

**Figura 18:** Curvas de porosidade e saturação para os métodos aplicados (Linear - azul e Stieber - vermelho) na Formação Sergi, no poço 4-SC-0016D-BA. No *track* de número 11, resultados de porosidade. No *track* de número 12, saturação dada por Archie. No *track* 13, saturação dada por Simandoux..... 46

**Figura 19:** Resultado comparativo para a argilosidade (%) utilizando os métodos de Stieber e Linear ..... 47

**Figura 20:** Resultado comparativo para porosidade (%) utilizando a argilosidade obtida dos métodos Stieber e Linear. .... 48

**Figura 21:** Resultado comparativo para saturação (%) obtida pelos métodos de Archie e Simandoux, utilizando a argilosidade obtida pelos métodos de Stieber e Linear. .... 48

**Figura 22:** Visualização dos perfis do poço 4-SC-0016D-BA, para o reservatório Água Grande..... 51

**Figura 23:** Visualização dos perfis do poço 4-SC-0016D-BA, para o reservatório Sergi ..... 52

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Relação de poços fornecidos pela ANP.....	26
<b>Tabela 2:</b> Valores de argilosidade dados em %, obtidos para os diferentes métodos aplicados.....	40
<b>Tabela 3:</b> Resumo dos resultados obtidos para argilosidade, porosidade e saturação das Formações Água Grande e Sergi.....	47
<b>Tabela 4:</b> Valores obtidos de <i>Net Pay</i> e a relação <i>Net/Gross</i> .....	49

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>1.1 Motivação .....</b>	<b>12</b>
<b>1.2 Área de Estudo .....</b>	<b>12</b>
1.2.1 Bacia do Recôncavo .....	12
1.2.2 Campo de Socorro .....	16
1.2.3 Formações Sergi e Água Grande .....	18
<b>1.3 Perfis Geofísicos de Poços .....</b>	<b>18</b>
1.3.1 Ambiente de Perfilagem .....	18
1.3.2 Cáliper (Cal) .....	19
1.3.3 Indução (ILD e SN) .....	20
1.3.4 Densidade (RHOB) .....	21
1.3.5 Neutrônico (NPHI) .....	22
1.3.6 Sônico (DT) .....	23
<b>2 MÉTODOS .....</b>	<b>25</b>
<b>2.1 Importação das curvas e controle de qualidade.....</b>	<b>25</b>
<b>2.2 Cálculo do Volume de Argila (VClay) .....</b>	<b>27</b>
<b>2.3 Cálculo de Porosidade .....</b>	<b>29</b>
<b>2.4 Cálculo de Saturação .....</b>	<b>31</b>
<b>2.5 Cálculo de Net Pay .....</b>	<b>32</b>
<b>2.6 Identificação de fácies.....</b>	<b>32</b>
<b>3 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>34</b>
<b>3.1 Eletrofácies .....</b>	<b>37</b>

<b>3.2</b>	<b>Argilosidade (VClay)</b> .....	<b>39</b>
<b>3.3</b>	<b>Porosidade e Saturação</b> .....	<b>42</b>
<b>3.4</b>	<b><i>NETPAY e NET/GROSS</i></b> .....	<b>49</b>
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>53</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>54</b>
	<b>ANEXO</b> .....	<b>56</b>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Motivação

A identificação de diferentes fácies sedimentares, associada a uma avaliação petrofísica para cada uma delas, é de extrema importância para permitir uma melhor atividade exploratória e de desenvolvimento da produção, otimizando recursos e conferindo maior robustez ao processo exploratório em um campo de petróleo.

Esta monografia objetiva-se estimar, avaliar e comparar as propriedades petrofísicas dos reservatórios das Formações Sergi e Água Grande, utilizando dados de perfis a partir de dados fornecidos pelo BDEP/ANP.

Para diferentes métodos de cálculo de volume de argila e saturação, pretende-se abordar diferentes cenários a fim de verificar qual apresenta resultados mais satisfatórios para determinação do *Net Pay*.

## 1.2 Área de Estudo

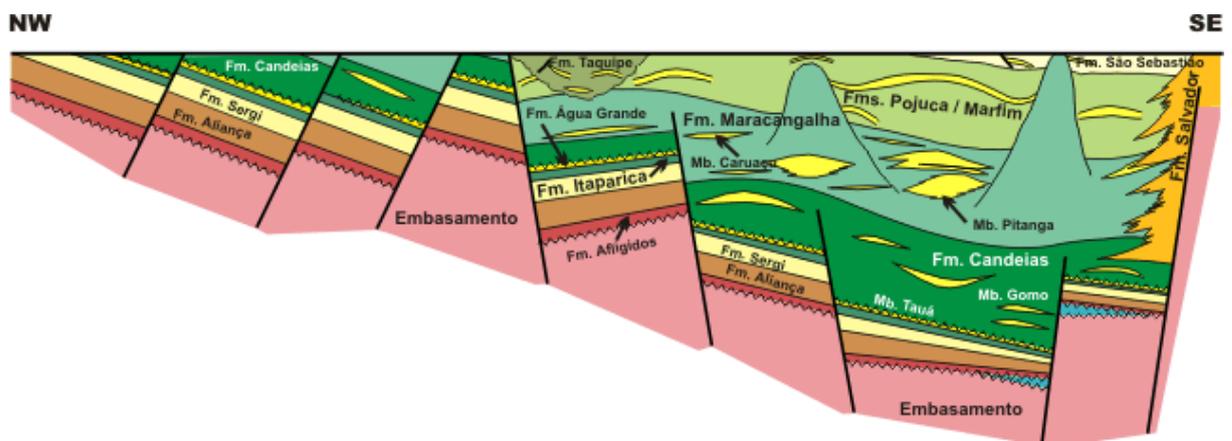
### 1.2.1 Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo está localizada no estado da Bahia e possui aproximadamente uma área de 11.500 km<sup>2</sup>. Seus limites são compreendidos ao norte e noroeste pela Bacia do Tucano Sul pelo Alto de Aporá, ao sul pelo sistema de Falha da Barra, ao oeste pela Falha de Maragogipe e ao leste pelo Sistema de Falha de Salvador (Fig. 1). A Bacia do Recôncavo constitui um segmento intracontinental de rifte abortado, possuindo arquitetura básica de meio-gráben com orientação NE-SW, com falha de borda a leste (Sistema de Falha de Salvador), como pode ser visto na Figura 2 (SILVA *et al.*, 2007).

A formação da Bacia do Recôncavo está associada a cinco sequências deposicionais segundo Silva *et al.* (2007), classificadas em Sequência Permiana, Pré-Rifte, Sin-Rifte, Pós-Rifte e Sequência Neógena (Fig. 3).



**Figura 1:** Localização, Limites e Arcabouço Estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem *et al.* (2003).



**Figura 2:** Seção Geológica Esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem *et al.* (2003).

A Sequência Permiana, referente à fase de Sinéclise é composta pelos membros Pedrão e Cazumba da Formação Afligidos, formados sobre contexto intracratônico e paleoclima árido. O Membro Pedrão é caracterizado por arenitos com feições de retrabalhamento por onda, laminitos algais e evaporitos, principalmente anidrita. Já o Membro Cazumba é constituído por pelitos e lamitos vermelhos lacustres, com nódulos de anidrita na base da seção (SILVA *et al.*, 2007).

A Sequência Pré-Rifte é marcada por intercalações de depósitos flúvio-eólicos e lacustres, relacionados à fase de flexura da crosta entre o Neojurássico e o Eocretáceo/Berriasiano. Os depósitos flúvio-eólicos são observados no Membro Boipeba da Formação Aliança e nas formações Sergi e Água Grande, intercalados por depósitos lacustres do Membro Capianga da Formação Aliança e da Formação Itaparica (SILVA *et al.*, 2007).

O limite entre as sequências Pré-Rifte e Rifte é objeto de discussão entre diversos autores, sendo que a classificação aqui adotada segue a carta estratigráfica mostrada na Figura 3. A base da fase rifte inicia-se com os sedimentos do Membro Tauá da Formação Candeias (Eoberriasiano), onde houve um aumento da taxa de subsidência e uma brusca mudança climática, marcada por um sistema lacustre raso, onde seu término caracteriza-se pelo início de uma intensa fase de tafrogenia (SILVA *et al.*, 2007).

O processo de tafrogênese em ambiente de lago profundo possibilitou a deposição de folhelhos, calcilutitos e arenitos turbidíticos, compondo o Membro Gomo da Formação Candeias (Eoberriasiano/Eovalanginiano). Ao longo do Eovalanginiano/Eohauteriviano, com a redução da intensidade tectônica e do incremento sedimentar, houve uma redução nos gradientes deposicionais, possibilitando ainda a ocorrência de fluxos gravitacionais e de correntes de turbidez, representados pelos arenitos turbidíticos da Formação Maracangalha - Membros Pitanga e Caruaçu (PRATES & FERNANDEZ, 2015).

Sobre o sistema lacustre, conforme se sucedeu o preenchimento da bacia, foi depositado o sistema deltaico das formações Marfim e Pojuca. A fase final de assoreamento da bacia ocorreu no Andar Buracica (Barremiano), marcada pela sedimentação fluvial da Formação São Sebastião.

Ao longo de toda a fase rifte foram depositados leques aluviais sintectônicos (Formação Salvador) junto ao sistema de falhas da borda leste, intercalando aos demais sedimentos (PRATES & FERNANDEZ, 2015).

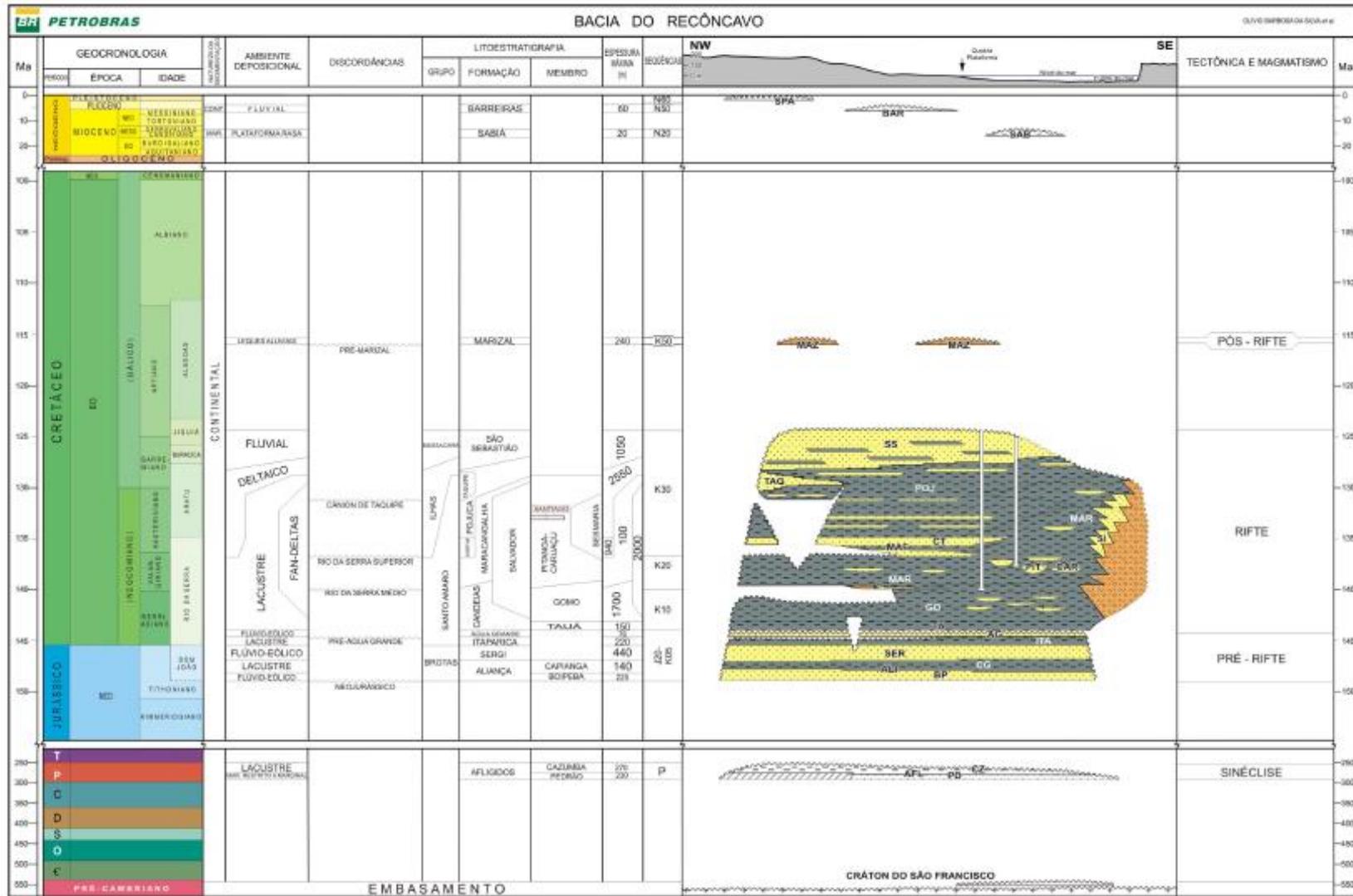


Figura 3: Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: Silva et al., 2007.

A sequência Pós-Rifte está associada a uma fase de subsidência termal com o desenvolvimento de sistemas aluviais, marcados pela presença de conglomerados, folhelhos e calcários da Formação Marizal (Neo-Aptiano). Essa deposição se sobrepõe em discordância angular sobre a fase rifte (SILVA *et al.*, 2007).

A última sequência, Neógena, está associada à Formação Sabiá, com seus sedimentos depositados sobre contexto de regressão marinha de idade do Mioceno, marcada pela presença de folhelhos e calcários impuros, além do Grupo Barreiras, pela presença de um sistema de leques aluviais do Plioceno (SILVA *et al.*, 2007).

### 1.2.2 Campo de Socorro

O Campo de Socorro está situado no compartimento Sul da Bacia do Recôncavo, no Município de São Francisco do Conde a 36 km a norte da cidade de Salvador (Fig. 4). Sua área de desenvolvimento compreende aproximadamente 14,587 Km<sup>2</sup> (ANP, 2016).

O Campo de Socorro possui 30 poços perfurados, onde 14 poços são produtores e 4 injetores. Atualmente, a produção do campo é majoritariamente de gás (Fig. 5) onde é estimado um volume “*in place*” de 325.198 milhões de m<sup>3</sup> e para óleo apenas de 2.541 milhões de m<sup>3</sup> (ANP, 2016).

Os principais reservatórios do campo de Socorro são referentes às formações Sergi e Água Grande, focos deste trabalho, os quais serão abordados a seguir.

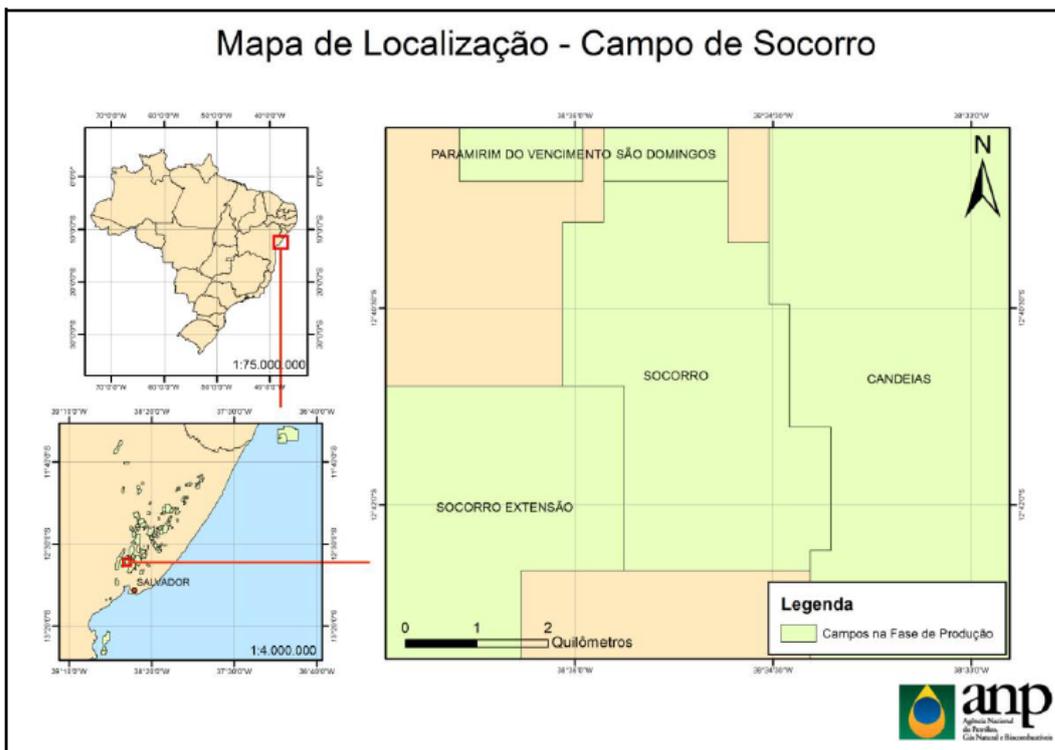


Figura 4: Localização do Campo de Socorro. Fonte: ANP, 2016.

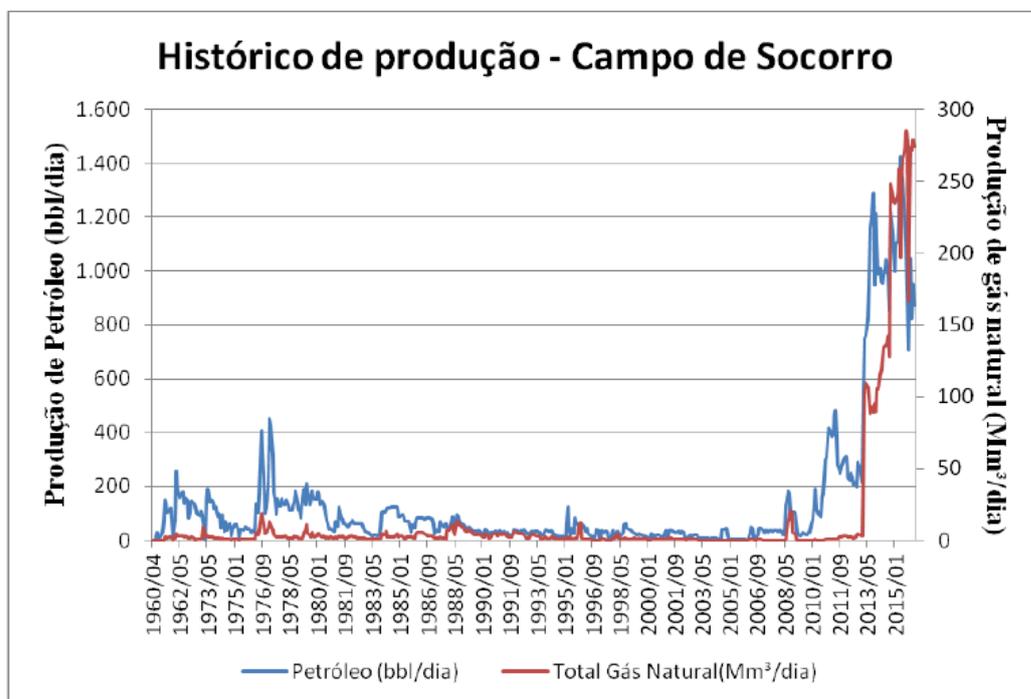


Figura 5: Histórico de produção do Campo de Socorro. Fonte: ANP, 2016.

### 1.2.3 Formações Sergi e Água Grande

As formações Sergi e Água Grande representam os principais reservatórios do Campo de Socorro. A Formação Sergi, limitada por sedimentos lacustres das Formações Aliança e Itaparica, é formada por depósitos fluviais, eólicos e lacustres de idade Jurássica, referentes à fase Pré-Rifte da Bacia do Recôncavo.

A Formação Água Grande, de idade Cretácea, é caracterizada por arenitos quartzosos finos a grossos, a qual possui duas fácies sedimentares distintas, limitando corpos com diferentes condições permoporosas. O intervalo inferior consiste de sedimentação predominantemente de barras fluviais, enquanto no intervalo superior ocorre a presença de fácies resultantes do retrabalhamento eólico destas barras, possuindo boas características permoporosas (ANP, 2016).

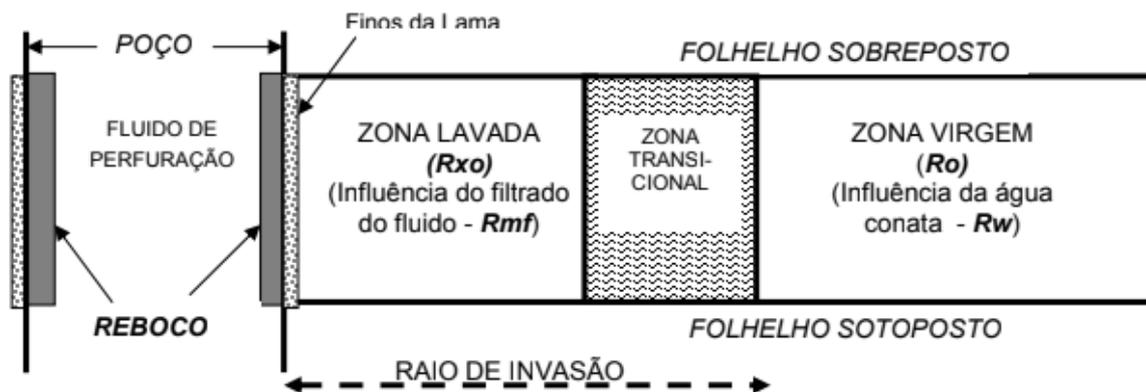
## 1.3 Perfis Geofísicos de Poços

Os perfis geofísicos são uma ferramenta importante nos estudos exploratórios e de caracterização para a correlação entre poços vizinhos, definir geometrias dos corpos, características dos ambientes de sedimentação e para a confecção de mapas geológicos. A partir destes perfis podem ser geradas informações tanto qualitativas, como identificação de fácies, permeabilidade e tipo de fluidos no reservatório; quanto quantitativas, como porosidade, resistividade, teor de argila e volume de óleo e gás nos reservatórios. A seguir serão apresentadas uma breve descrição dos perfis a serem utilizados neste trabalho.

### 1.3.1 Ambiente de Perfilagem

A Figura 6 fornece um esquema resumindo o ambiente típico de perfilagem de poços. À medida que o fluido invade a rocha porosa e permeável, partículas tendem a se acumular na parte interna da parede do poço formando o chamado reboco (*mudcake*). Ao adentrar a formação são observadas diferentes zonas, denominadas como zona lavada, zona

de transição e zona virgem. A zona lavada corresponde a porção em que a lama filtrada substitui completamente os fluidos do reservatório. Na zona de transição esta substituição é feita de forma incompleta e a zona virgem se refere à porção não invadida.



**Figura 6:** Zonas de infiltração em ambiente de perfilagem. Fonte: Nery, 2004.

### 1.3.2 Cáliper (Cal)

O perfil de cáliper é responsável por fornecer informações sobre o diâmetro do poço, dado em polegadas (pol). A sua presença é de extrema importância pois diz respeito à qualidade de aquisição, conferindo confiabilidade aos perfis de um dado poço, quando se identifica zonas de arrombamento e espessura de reboco. Além disso, esta ferramenta ajuda no planejamento para a investigação e o revestimento do poço.

Ao se analisar este perfil em zonas que apresentam um aumento na leitura pode-se inferir uma área de desmoronamento, onde pode ocorrer desintegração da rocha, podendo ser devido à circulação da lama ou a problemas operacionais durante a perfuração. Em zonas de diminuição da leitura pode ocorrer acúmulo de reboco na parede do poço ou mudança do diâmetro da broca usada na perfuração (RIDER, 2002).

### 1.3.3 Raios Gama (GR)

A medição dos raios gama é dada pela soma da radioatividade natural emitida pelos elementos naturais urânio ( $U^{235}$ ), tório ( $Th^{232}$ ) e potássio ( $K^{40}$ ). A unidade de medida do perfil de raio gama é dada em graus API e suas principais aplicações consistem na classificação da litologia em folhelho e não folhelho e no cálculo de argilosidade (VClay), o qual será tratado no próximo capítulo.

Os perfis de raio gama são medidos através de um sensor chamado cintilômetro, o qual possui um cristal que amplifica a energia do fóton, além disso, é utilizado um fotomultiplicador a fim de amplificar a corrente (NERY, 2013).

A presença de elementos naturalmente radioativos ocorre, originalmente, em rochas ígneas. Ao longo de processos erosivos estes elementos tendem a se espalhar pelo meio conferindo às rochas respostas à radioatividade, a qual também está atrelada à concentração, que irá depender da natureza dos sedimentos e da presença de organismos vivos nas águas em que ocorreu a deposição (NERY, 2013).

As argilas são sedimentos que possuem maior capacidade de reter íons metálicos, incluindo Urânio e Tório. Além disso, possuem associado à sua origem de radioatividade natural atribuída ao alto percentual de Potássio ( $K^{40}$ ).

Para casos em que a concentração de feldspato não seja desprezível, o perfil de GR passa a não ser efetivo no cálculo da argilosidade do meio devido ao fato do feldspato ser fonte de  $K^{40}$ , influenciando nas leituras de radioatividade.

### 1.3.4 Indução (ILD e SN)

Os perfis de indução são responsáveis por fornecer valores de resistividade, sendo obtidos a partir da indução de um campo eletromagnético que penetra a formação, sendo capaz de minimizar o efeito da lama/poço. Porém, para poços perfurados com fluidos muito condutivos ou que possuem a zona invadida muito profunda, este perfil pode apresentar um problema, pois a resistividade verdadeira não poderá ser obtida, já que a leitura será a

resistividade da zona invadida pelo filtrado. Sendo assim é necessário que as leituras de resistividade sejam feitas em diferentes níveis de profundidade para obter diferentes leituras de resistividade de zonas onde não há influência do filtrado presente nas proximidades da parede do poço.

As leituras de resistividade são dadas em  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  e, segundo Nery (2013), seu principal uso consiste na identificação de fluidos resistivos ou de baixa resistividade e quando utilizado com outros perfis pode ser feita a correlação poço a poço, identificação qualitativa de litologia e fluido presente na formação e valor de saturação de água.

Os perfis ILD e SN são referentes às medidas de resistividade das zonas virgem e invadida, respectivamente, sendo as resistividades profunda e rasa. Para intervalos em que a curva SN apresenta valores maiores que a ILD, pode ser inferida uma zona de invasão de fluido, caracterizando um intervalo de rocha porosa e permeável.

Três fatores devem ser levados em consideração para a leitura dos valores de resistividade: tipo de fluido (base óleo e base água, onde o componente principal é a salinidade presente no filtrado e o contraste em relação à água de formação), zonas de invasão e espessura da camada. Segundo Nery (2013), o sinal do poço é afetado pelo diâmetro e com a condutividade da lama, assim como o afastamento da ferramenta da parede do poço.

#### 1.3.5 Densidade (RHOB)

O perfil de densidade (RHOB) fornece a leitura de densidade das diferentes camadas de acordo com a profundidade. A partir da diminuição da intensidade de interação dos raios gama com os elétrons, devido à mudança de densidade eletrônica do meio, é feita a medida pelo detector dada em  $\text{g}/\text{cm}^3$  ou  $\text{kg}/\text{m}^3$ .

Esta interação dos raios gama com os elétrons é chamada de Efeito Compton, o qual ocorre pela mudança de orbital do elétron enquanto o fóton permanece no meio, porém ocorrendo diminuição de energia a cada choque (NERY, 2013). A energia do elétron após o espalhamento é função do ângulo da colisão elástica.

Sua principal aplicação é o cálculo da porosidade total. Além disso, quando combinada com outros perfis pode determinar a litologia (em conjunto com o sônico e/ou neutrão) e zonas de hidrocarbonetos leves (em conjunto com o neutrão).

É importante considerar o efeito dos hidrocarbonetos e da argilosidade que afetam diretamente as leituras de densidade. Para uma profundidade de investigação mais rasa se faz necessária o uso do perfil calíper, pois o perfil de densidade é bastante sensível às condições do poço.

### 1.3.6 Neutrônico (NPHI)

Os nêutrons são partículas neutras, ou seja, destituídas de carga elétrica que podem penetrar profundamente nas formações, interagindo com os núcleos dos elementos constituintes da rocha. Diferente do perfil de raios gama, que fornece registros da radioatividade natural, o perfil de nêutrons medem a radioatividade induzida pelo bombardeio de nêutrons de alta energia ou velocidade nas rochas (NERY, 2004).

Segundo Nery (2014), a interação dos nêutrons pode ocorrer de três maneiras: por absorção, na qual ocorre uma imediata emissão de prótons ou partículas alfas; por espalhamento elástico, onde ocorre mudança na direção do nêutron e parte da energia é transferida para o núcleo; e, por último, o espalhamento inelástico, onde a energia não é conservada, pois o núcleo atingido estará em estado excitado. A maior perda de energia ocorre ao colidir com o núcleo de partícula de massa igual (hidrogênio).

Para a interpretação deste perfil também é necessário considerar o efeito da lama, hidrocarbonetos e da argilosidade. O principal efeito da lama é a presença de baritina, que por possuir uma densidade alta ocorre uma atenuação das leituras de densidade, além disso, a maior presença de lama está associada à medida que o diâmetro do poço aumenta ocorrendo maior quantidade de hidrogênio em torno do detector, fazendo com que a resposta a este perfil seja menor. A presença de hidrocarbonetos afeta a densidade, fazendo com que esta seja menor, afetando assim a porosidade, a qual será menor para o neutrão e relativamente maior para o perfil de densidade. A presença de argila implica numa maior concentração de água

adsorvida que fornecerá leituras de porosidade maiores em rochas argilosas do que em rochas limpas.

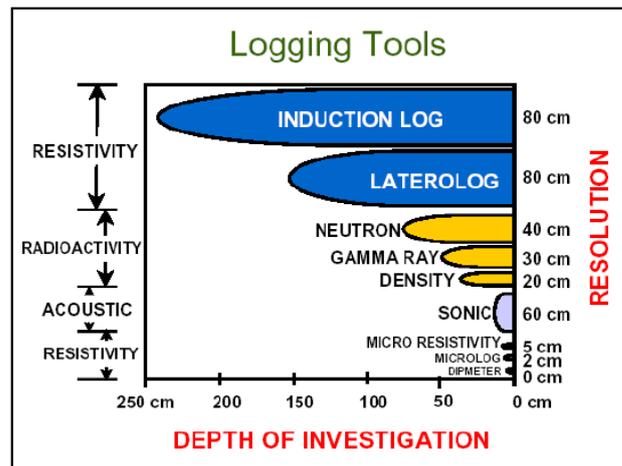
O perfil neutrônico é responsável por fornecer uma leitura direta da porosidade das rochas. A porosidade pelo perfil neutrônico, em presença de hidrocarbonetos, é subestimada em relação às porosidades dadas pelos perfis de densidade e sônico, uma vez que a presença de gás diminui a densidade de hidrogênio presente, quando comparada ao óleo ou à água (NERY, 2013).

### 1.3.7 Sônico (DT)

A velocidade de propagação do som no meio varia em função da matriz e da porosidade existente, além do tipo de fluido presente. Em meios sólidos ela será mais rápida do que em meios com água e hidrocarboneto. A presença deste fluido está diretamente relacionada aos espaços vazios na rocha, ou seja, à porosidade. Sendo assim, o perfil sônico fornece uma relação direta entre o tempo de propagação e a porosidade do meio.

O tempo de trânsito dado pela curva de DT, chamado de vagarosidade, é inversamente proporcional à velocidade sônica da rocha e, por convenção, é dada em  $\mu\text{s}/\text{pé}$  ou  $\mu\text{s}/\text{m}$ , onde seu principal uso consiste na amarração de poços. Segundo Nery (2013), seus usos consistem no cálculo da porosidade intergranular, detecção de zonas de fraturas, auxílio à engenharia de produção e perfuração de petróleo e à sísmica de subsuperfície. Para o cálculo da porosidade pelo DT, se deve considerar o efeito da ausência de compactação, por isso este perfil só deve ser utilizado para este cálculo quando não há nenhuma outra possibilidade de curva de porosidade. Uma maior concentração de água em relação à matriz faz com que as ondas sejam atenuadas, provocando um aumento no tempo medido e, portanto, este efeito deve ser corrigido. Os efeitos de matriz, argilosidade e hidrocarbonetos também devem ser levados em consideração.

Após a apresentação dos perfis, a Figura 7 ilustra em grau de comparação a profundidade de investigação de cada perfil e sua respectiva resolução.



**Figura 7:** Comparação dos perfis quanto as profundidades de investigação e suas respectivas resoluções. Fonte: University of Houston Well Logging Laboratory, 2009.

## 2. MÉTODOS

A partir dos perfis geofísicos, discutidos anteriormente, neste capítulo serão apresentados os cálculos realizados para estimar as propriedades petrofísicas dos reservatórios nas formações Água Grande e Sergi. Para isso foi utilizado o software Interactive Petrophysics (IP) da Lloyd's Register (IP 2018 versão 4.5.2018.204), a fim de auxiliar na análise quantitativa e qualitativa dos dados, precedida por uma fase preliminar, referente à importação dos dados e ao controle de qualidade dos mesmos.

### 2.1 Importação das curvas e controle de qualidade

Na fase inicial para escolha do melhor poço para a aplicação da metodologia, foram encontrados alguns problemas nos dados, pois como os poços eram mais antigos havia curvas fundamentais, para o desenvolvimento da metodologia, que estavam faltando. Com isso, houve a necessidade de tentar buscar poços, no mesmo Campo, de outros alunos.

Sendo assim, foi gerada uma tabela para realizar a avaliação de todas as informações que os poços continham, a fim de escolher um poço com todas as curvas básicas que permitissem um controle de qualidade do poço (curva calíper, a qual está diretamente associada à qualidade da aquisição, como visto no capítulo 1) e *input* dos cálculos petrofísicos, além das duas áreas de interesse (Água Grande e Sergi). Portanto, foi escolhido o poço 4-SC-0016D-BA, o qual encontra-se destacado na Figura 8, solicitado ao BDEP/ANP pela aluna Lorena Gonçalves André (BOF\_8944). A tabela de controle de qualidade com as informações sobre os poços encontra-se em anexo.

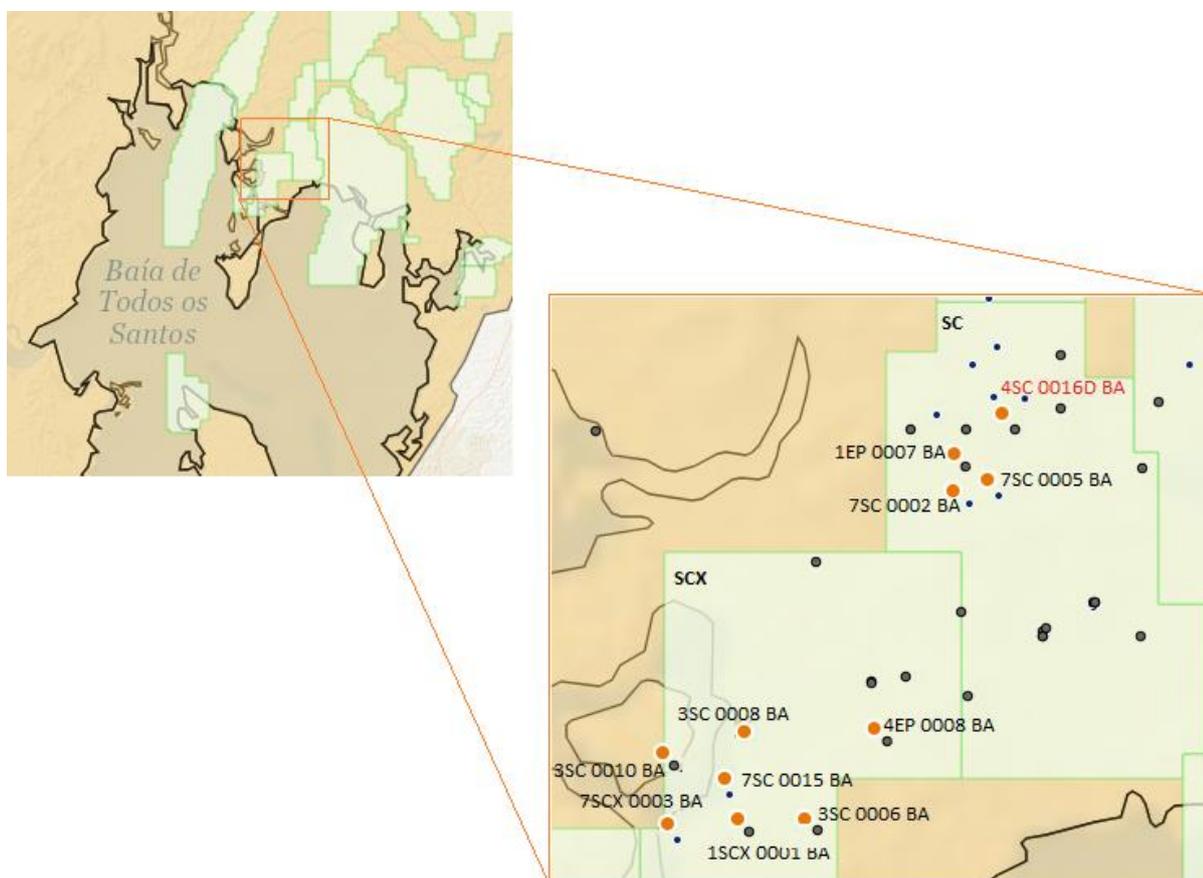
Os dados solicitados ao BDEP/ANP (Tabela 1), os quais foram enviados em formato LIS, totalizam 10 poços, compreendidos nos campos de Socorro (SC) e Socorro Extensão (SCX), os quais se encontram na Figura 8. Os pontos pretos são referentes aos poços de exploração e os azuis de desenvolvimento. Já em laranja estão destacados os poços que foram fornecidos pelo BDEP/ANP. Em vermelho se encontra a localização do poço utilizado neste trabalho.

**Tabela 1:** Relação de poços fornecidos pela ANP (BOF\_8850).

---

1-EP-0007-BA
1-SCX-0001- BA
3-SC-0006-BA
3-SC-0008-BA
3-SC-0010-BA
4-EP-0008-BA
7-SC-0002-BA
7-SCX-0003-BA
7-SC-0005-BA
7-SC-0015-BA

---



**Figura 8:** Distribuição dos poços fornecidos no Campo de Socorro e Socorro Extensão (em laranja). Em vermelho destaca-se o poço utilizado no trabalho. Fonte: Modificado BDEP/ANP.

Após a escolha do poço, o qual é um poço direcional, foi necessário realizar uma correção das profundidades através do módulo, no IP, *True Vertical Depth*, onde são inseridos valores de profundidade, desvio e azimute fornecidos na pasta poço. As saídas são os valores de profundidades corrigidos TVD e TVDSS.

## 2.2 Cálculo do Volume de Argila (VClay)

A presença de argila nos reservatórios faz com que sua qualidade seja afetada, pois a permeabilidade e a porosidade efetiva diminuem, conforme ela oblitera os poros conectados por capilaridade, fazendo com que o fluido seja impedido de passar, além de afetar a condutividade elétrica tornando-a maior.

A quantificação do volume de argila é de extrema importância pela influência que este fator exerce, principalmente, no cálculo da porosidade e saturação do meio rochoso. Logo a sua quantificação através de diferentes métodos fornecerá diferentes valores de argilosidade que, conseqüentemente, influenciará o potencial exploratório.

Para o cálculo da argilosidade é possível utilizar o método linear, também conhecido como índice de raios gama, além dos métodos não lineares, conhecidos como Larionov (1969, *apud* Mallet, 2016), Stieber (1970, *apud* Mallet, 2016) e Clavier (1971 *apud* Mallet, 2016).

O cálculo da argilosidade dado pelo método linear é fornecido pelo perfil de raios gama e leva em consideração os valores de  $GR_{log}$ ,  $GR_{min}$  e  $GR_{max}$ . O valor de  $GR_{log}$  é o lido diretamente no perfil na profundidade de investigação requerida;  $GR_{min}$  é a média do valor mínimo lido, considerando 0% de argila; e  $GR_{Max}$  valor médio considerando 100% de argila.

$$V_{clay} = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

O perfil de raio gama é de extrema importância para o cálculo da argilosidade, pois todos os métodos aqui abordados levam os valores de GR em consideração. A seguir seguem os métodos não lineares também utilizados para estimar o volume de argila.

Segundo Larionov (1969, *apud* Mallet, 2016) há duas possibilidades de cálculo, de acordo com a idade da formação a ser estudada. Os fatores que acompanham as fórmulas

correspondem justamente à idade da rocha. Para rochas mais recentes, da Era Mesozoica, deve-se considerar o seguinte cálculo:

$$V_{clay} = 0,083(2^{(3,7*GR)} - 1) . \quad (2.2)$$

Já para rochas de idades mais antigas, como no caso dos reservatórios a serem estudados, o autor sugere considerar o seguinte cálculo:

$$V_{clay} = 0,33(2^{(2*GR)} - 1) . \quad (2.3)$$

Segundo Nery (2013), essa distinção de cálculo entre as idades é importante, pois quanto mais recente for a rocha, menor será a atuação da diagênese e, conseqüentemente, haverá maior presença de elementos radioativos que irão influenciar na leitura de GR, não necessariamente ligada à presença da argila, podendo também estar associada a outros minerais como feldspatos e micas.

Outra equação comumente utilizada é a de Stieber (1970, *apud* Mallet, 2016) derivou uma equação geral, também considerando a idade da rocha, com o respectivo valor de “A” variando de acordo com a idade da formação. Para casos em que a rocha tiver idade mais recente, Era Mesozoica, “A” assumirá o valor igual a 3, já para casos de rochas mais antigas “A” será igual a 2 e para rochas do Cretáceo “A” será 0,15 Stieber (1970, *apud* Mallet, 2016).

$$V_{clay} = \frac{IGR}{A - (A-1)*IGR} . \quad (2.4)$$

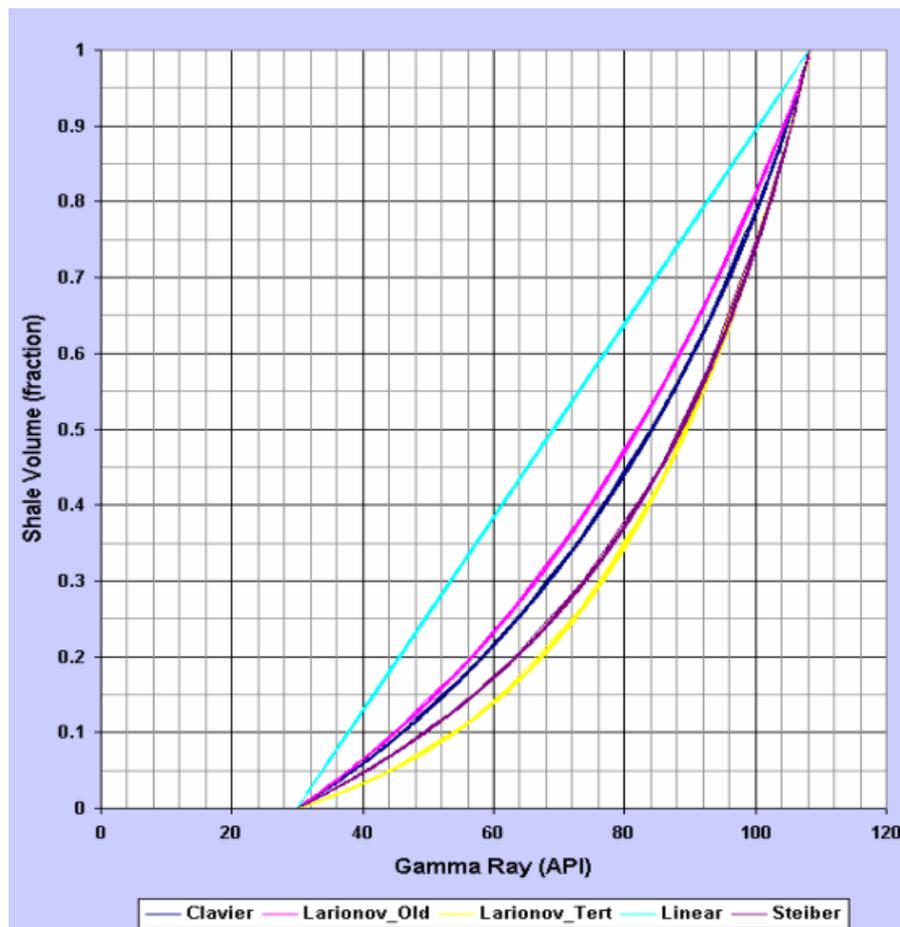
Por fim, segundo o modelo de Clavier *et al.* (1971 *apud* Mallet, 2016), a argilosidade pode ser calculada da seguinte forma:

$$V_{clay} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0,7))^2]^{\frac{1}{2}} . \quad (2.5)$$

É importante considerar que a acurácia dos métodos pode variar de acordo com fatores externos que afetam diretamente o valor obtido. Como dito anteriormente, a presença de outros minerais radioativos pode influenciar a estimativa de argilosidade, já que o perfil de GR mede a radioatividade natural da formação. Além disso, os coeficientes de cada modelo aqui citados são aplicáveis a rochas específicas as quais não necessariamente serão as mesmas utilizadas durante a investigação.

Uma comparação destes métodos é mostrada na Figura 9, sendo de grande importância para a definição de diferentes cenários que irão influenciar diretamente no potencial exploratório dos reservatórios (SAPUTRA, 2008).

Como se pode observar, o método linear superestima os valores de argilidade, diferente do método de Larionov para rochas antigas, o qual subestima os valores, já os demais métodos irão fornecer um cenário intermediário. Tal diferenciação será primordial para a estimativa do potencial de exploração.



**Figura 9:** Comparação dos métodos de volume de argila. Fonte: Saputra, 2008.

### 2.3 Cálculo de Porosidade

A porosidade é definida como a relação de volume de espaços vazios que há na rocha com seu volume total, dada em porcentagem, podendo ser classificada como primária ou

secundária. A porosidade primária ou deposicional é adquirida durante o processo de deposição ou bioconstrução da rocha. Já a secundária ou pós deposicional é resultado de processos geológicos subsequentes (NERY, 2013).

A medição da porosidade pode ser feita em laboratório através de pequenas amostras e análises estatísticas pela determinação do volume total, volume de sólidos ou volume de vazios. Outra forma de ser calculada é através dos perfis sônico, densidade e neutrônico.

A porosidade sônica fornece a porosidade intergranular, e Wyllie *et al.* (1956, apud NERY, 2013) estudaram a relação dada pelo tempo de trânsito e a porosidade sônica ( $\Phi_s$ ):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} . \quad (2.6)$$

Na qual  $\Delta t_m$  é o tempo referente a matriz sólida,  $\Delta t_f$  tempo no fluido de perfuração e  $\Delta t$  a leitura de tempo no ponto de investigação.

A porosidade calculada pelo perfil de densidade ( $\Phi_D$ ) é dada de forma análoga à sônica:

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f} . \quad (2.7)$$

Na qual  $\rho_m$  é a densidade da matriz,  $\rho_f$  densidade do fluido de perfuração e  $\rho_B$  é a densidade na profundidade de investigação. Os valores teóricos para a densidade da matriz variam de acordo com a litologia. Assim, arenitos são da ordem de 2,65 g/cm<sup>3</sup>, 2,71 g/cm<sup>3</sup> para calcários e 2,87 g/cm<sup>3</sup> para dolomitos.

Outra forma de se obter a porosidade, a qual foi utilizada no trabalho, é através da equação de Gaymard, a qual leva em consideração as porosidades fornecidas pelos perfis de densidade e neutrão ( $\Phi_{n,d}$ ). Sua aplicação é comumente empregada em zonas de hidrocarbonetos leves, pois corrige os efeitos do gás nas curvas de densidade e de neutrão. Essa combinação permite uma melhor interpretação qualitativa da litologia e diferenciação do fluido presente (FRANCIS, 2017).

$$\phi_{n,d} = \sqrt{\frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2}} . \quad (2.8)$$

A porosidade efetiva ( $\Phi_e$ ) através do método nêutron-densidade é calculada de acordo com a fórmula abaixo, onde  $\Phi_t$  é a porosidade total e  $\Phi_{clay}$  é a porosidade total em uma região 100% com argila:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} * \phi_{clay} . \quad (2.9)$$

## 2.4 Cálculo de Saturação

Segundo Archie (1942, apud Lopes, 2017), a equação para o cálculo de saturação surgiu de uma relação empírica entre resistividade da rocha com a porosidade efetiva e resistividade do fluido presente no meio, como pode ser observado abaixo.

$$S_w = \left( \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right)^{\frac{1}{n}} . \quad (2.10)$$

Porém, um problema encontrado na equação é que Archie (1942, apud Lopes, 2017) considera que a matriz da rocha é isolante. Logo, a presença de argilominerais faz com que a condutividade seja maior, gerando valores de saturação superestimados, o que fará com que a saturação de hidrocarbonetos seja subestimada.

Outra maneira de se calcular a saturação de água é através da fórmula de Simandoux (1963, apud Kumar, 2010), que se encontra abaixo. Diferente da fórmula de Archie ela considera o volume de argila, mostrando a importância dos diferentes métodos de argilosidade.

$$S_w = \frac{a R_w}{2 \phi^m} \left[ \sqrt{4 \frac{\phi^m}{R_w R_t} + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] . \quad (2.11)$$

Na qual,  $\Phi$  é a porosidade,  $a$  é o fator de tortuosidade,  $m$  é o fator de cimentação,  $n$  é o fator de saturação,  $R_t$  a resistividade da formação,  $R_w$  a resistividade da água e  $R_{sh}$  a resistividade do Folhelho.

## 2.5 Cálculo de *Net Pay*

O cálculo do *Net Pay* é o passo final para a interpretação quantitativa dos reservatórios, pois leva em consideração os intervalos de valores mais favoráveis, com menor volume de argila ( $V_{clay}$ ), menor saturação de água ( $S_w$ ) e maior porosidade efetiva (PHIE). A determinação de *Net Pay* é de extrema importância, pois ele indica a espessura efetiva de hidrocarboneto presente no intervalo a ser estudado, o qual está diretamente relacionado ao retorno/lucro do investimento exploratório. Ou seja, as profundidades que apresentaram valores favoráveis de  $S_w$ ,  $V_{Clay}$  e  $\phi$  (NERY, 2013).

O software IP conta com um módulo para o cálculo do *Net Pay*, sendo necessário apenas os parâmetros de entrada, como argilosidade, porosidade e saturação de água, além dos valores de *cutoff* (que se encontram no tópico 3.4) para desconsiderar zonas que são menos produtivas. Ao final é gerada uma tabela com valores de *Net Pay* e a relação *Pay/Gross*. Sendo a relação *Pay/Gross* importante para averiguar o quanto o reservatório possui efetivamente o fluido de interesse.

## 2.6 Identificação de fácies

Segundo Nery (2013), a modelagem de eletrofácies consiste na aplicação de métodos numéricos para identificar fácies geológicas a partir dos perfis. Assim, as eletrofácies representam intervalos em profundidade, os quais exibem respostas mais ou menos constantes nos perfis geofísicos de poços. Sua principal finalidade consiste em cruzar informações de poços de um mesmo campo para identificação de zonas que apresentam as mesmas características petrofísicas relacionadas às propriedades elétricas de determinado litotipo.

O conceito de fácies consiste em caracterizar um tipo de rocha ou associação de rochas, considerando qualquer aspecto genético, composicional, químico ou mineralógico, morfológico, estrutural ou textural. Os perfis geofísicos permitem extrair propriedades das rochas nas quais estão sendo investigadas. Os recursos computacionais existentes na atualidade, associados às ferramentas de estatística e ao conhecimento da geologia sedimentar e da estratigrafia, permitem detectar eletrofácies por meio da análise conjunta de dados de

perfis geofísicos de poços e de descrições de amostras de rocha (testemunhos, amostras laterais e de calha), estabelecendo estudos aprofundados sobre a litologia que está sendo investigada (ROSA, 2006).

Para este trabalho, a identificação das fácies foi realizada manualmente a fim de se identificar os ambientes deposicionais presentes em ambos os reservatórios. A distinção destas fácies foi mais efetiva nos reservatórios da Fm. Sergi, onde foi possível correlacionar o comportamento das curvas em determinadas profundidades às fácies presentes.

A litologia interpretada manualmente foi feita a partir da separação das curvas NPHI e RHOB, onde ao longo das formações, o *crossover* entre elas, foi de tal modo que a curva de RHOB se apresenta a esquerda de NPHI, caso este cruzamento não ocorresse a litologia seria interpretada como folhelho. Portanto, onde houve maior separação entre estas curvas, foi interpretado como sendo arenito. Onde a separação dessas curvas foi menor, foi interpretado como sendo arenito argiloso, ou seja, um arenito mais sujo. E por fim, quando as curvas se cruzaram, porém, sem ocorrer espaçamento entre elas foi interpretado como lamito.

A presença de lama na formação vai influenciar diretamente nos valores de GR por serem mais radioativas e, portanto, a interpretação para identificação das fácies foi feita de modo que, em profundidades onde havia baixos valores de GR, e maior separação das curvas NPHI e RHOB, foi interpretado como sendo fácies de barras retrabalhadas pelo vento. Em profundidades onde o valor de GR era intermediário, assim como a separação das curvas NPHI e RHOB, foram inferidas as fácies de barra fluvial e valores mais altos de GR sem separação das curvas NPHI e RHOB, foram interpretados como planícies de inundação.

Além da interpretação das fácies, foi possível fazer uma comparação da litologia interpretada com a litologia dada pelo perfil composto, fornecido pelo BDEP/ANP.

Sendo assim, a identificação dessas litologias é imprescindível para verificar se há coerência com os ambientes de sedimentação também interpretados manualmente.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

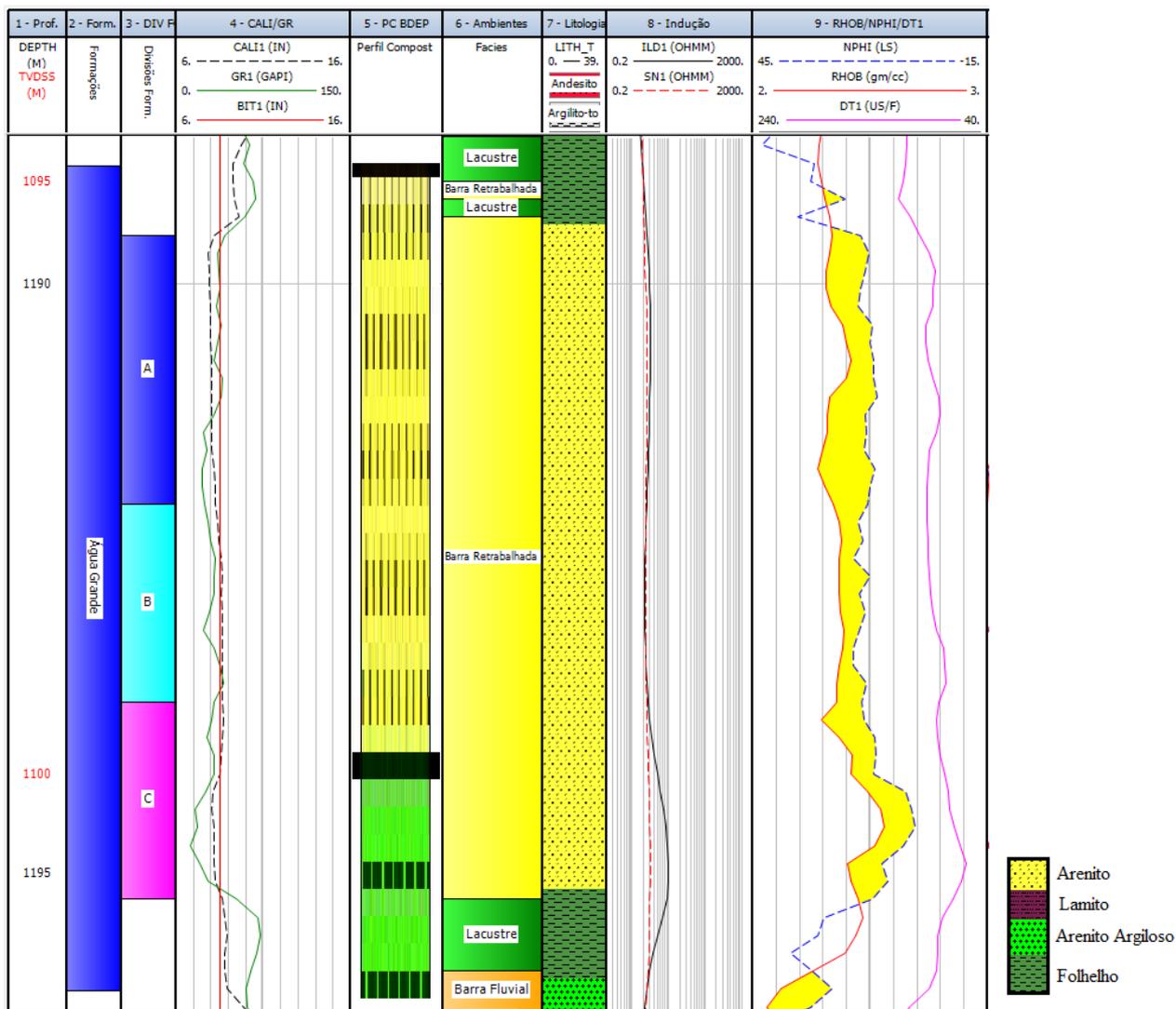
Neste capítulo são apresentados e abordados os resultados obtidos com uma breve discussão a respeito da interpretação qualitativa e quantitativa dos perfis.

Inicialmente, serão apresentadas as curvas básicas para os cálculos petrofísicos e em seguida serão abordados os ambientes de sedimentação (Figuras 10 e 11).

Na Figura 10 é possível observar as curvas básicas para a Fm. Água Grande. No *track* 1 encontra-se a curva de profundidade em preto e a curva de profundidade corrigida em vermelho (TVDS), no *track* 2 a delimitação da zona de interesse, no *track* 3 uma subdivisão das zonas de reservatório fornecendo um refinamento estratigráfico, subdividindo a Fm. Água Grande de A a C e a Fm. Sergi em 10 corpos arenosos, identificados de A a J, que será abordado mais à frente. No *track* 4 as curvas de cáliper (CAL), raio gama (GR) e a curva do diâmetro da broca (*Bit Size* – BS), o qual foi de 8,5 polegadas. Os *tracks* 6 e 7 apresentam as fácies com suas respectivas litologias interpretadas por Oliveira *et al.* (2018). No *track* 5, a litologia interpretada dada pelo perfil composto, fornecido pelo BDEP/ANP. No *track* 8, os perfis de resistividade rasa (SN) e profunda (ILD). Finalmente, no *track* 9, as curvas do neutrão (NPHI) e densidade (RHOB). Para a Fm. Sergi, Figura 11, foi mantido o mesmo *layout* utilizado para a Fm. Água Grande.

A partir da análise do perfil cáliper, foi observado que o reservatório Sergi (Fig. 11) apresentou uma zona de leve arrombamento, pois as leituras no intervalo 1361/1388 m, apresentaram um valor maior que o diâmetro da broca, de aproximadamente 9,4 polegadas. Já no reservatório Água Grande (Fig. 10) são observados valores de cáliper similares ao BS conferindo uma maior confiabilidade de leituras nesta zona.

Com o objetivo de confirmar as zonas de reservatório foi realizado o *crossover* entre os perfis de nêutrons (NPHI) e densidade (RHOB), bem como a utilização dos perfis de raios gama (GR) e resistividade (ILD), para verificar se realmente havia acumulações de hidrocarbonetos leves, corroborando a informação contida no perfil composto fornecido pela ANP.



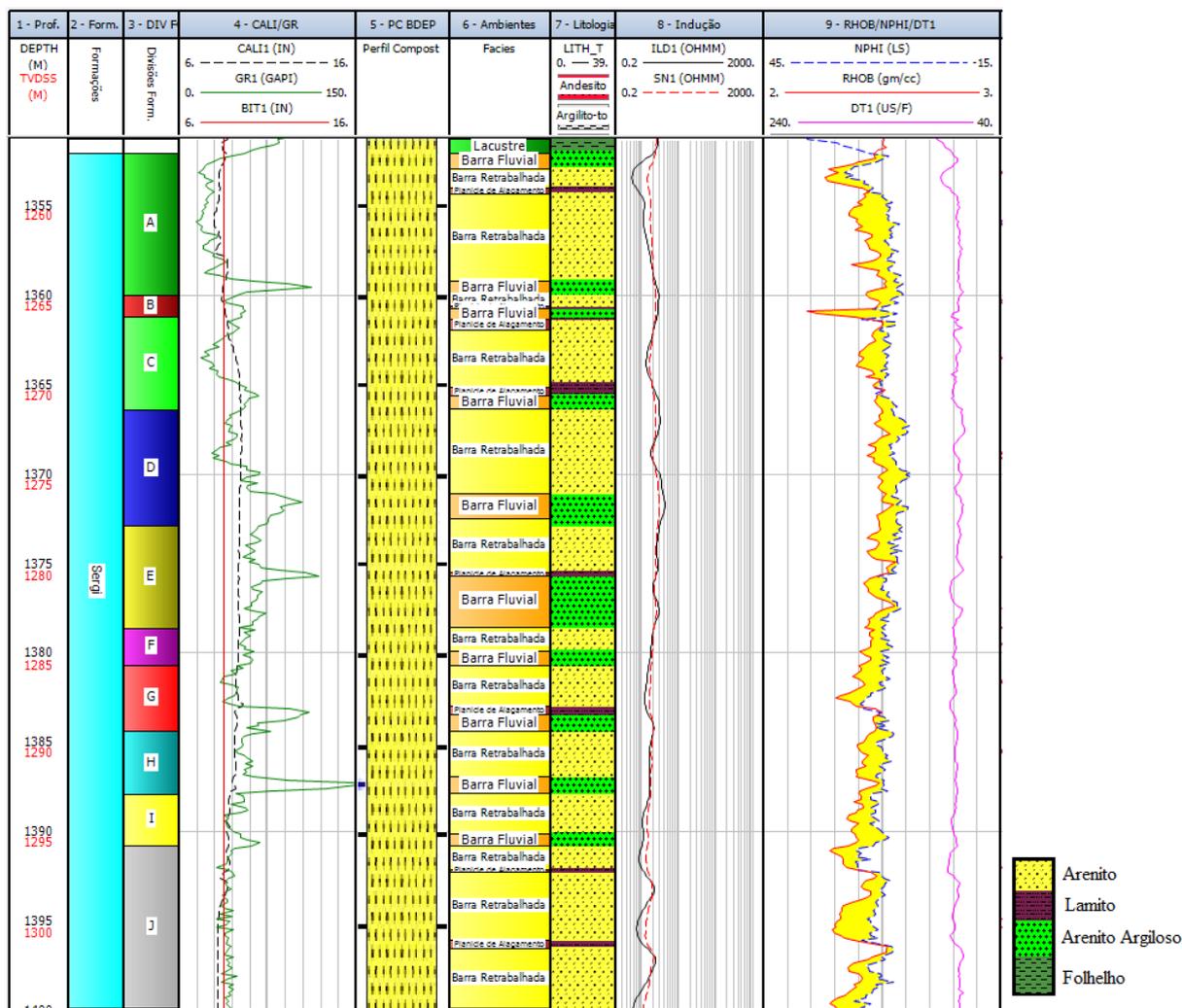
**Figura 10:** Curvas básicas e faciologia da Fm. Água Grande no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:40).

No *track* 9, das Figuras 10 e 11, são observadas as curvas de NPHI e RHOB. Ao realizar o *crossover* destas curvas, observa-se que, quando o perfil de NPHI está à direita de RHOB, indica-se uma zona composta por areia (preenchimento amarelo) e, conseqüentemente, potencial zona de reservatório.

Para verificar se há a presença de óleo ou gás na zona de interesse observa-se os perfis de resistividade (*track* 8). A importância de se ter ambas as resistividades rasa e profunda, consiste no fato de que onde a resistividade rasa apresenta valores maiores que a profunda, fica indicado uma zona de invasão, caso o contrário ocorra, significa uma zona de

invasão menor, gerando um menor dano à formação. As zonas de invasão diminuem a confiabilidade do dado adquirido.

Na Figura 11, analisando os perfis de resistividade (*track* 8) são observadas pequenas zonas de invasão entre os seguintes intervalos: 1352/1358 m, 1362/1364 m, 1379/1383 m. Zonas estas que podem, de certa forma, afetar a confiabilidade dos cálculos. Na Figura 10, para o reservatório Água Grande não foi observado nenhuma zona de invasão, o que, juntamente com o perfil cáliber, corrobora a confiabilidade dos cálculos para esta zona.



**Figura 11:** Curvas básicas e faciologia da Fm. Sergi no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:260).

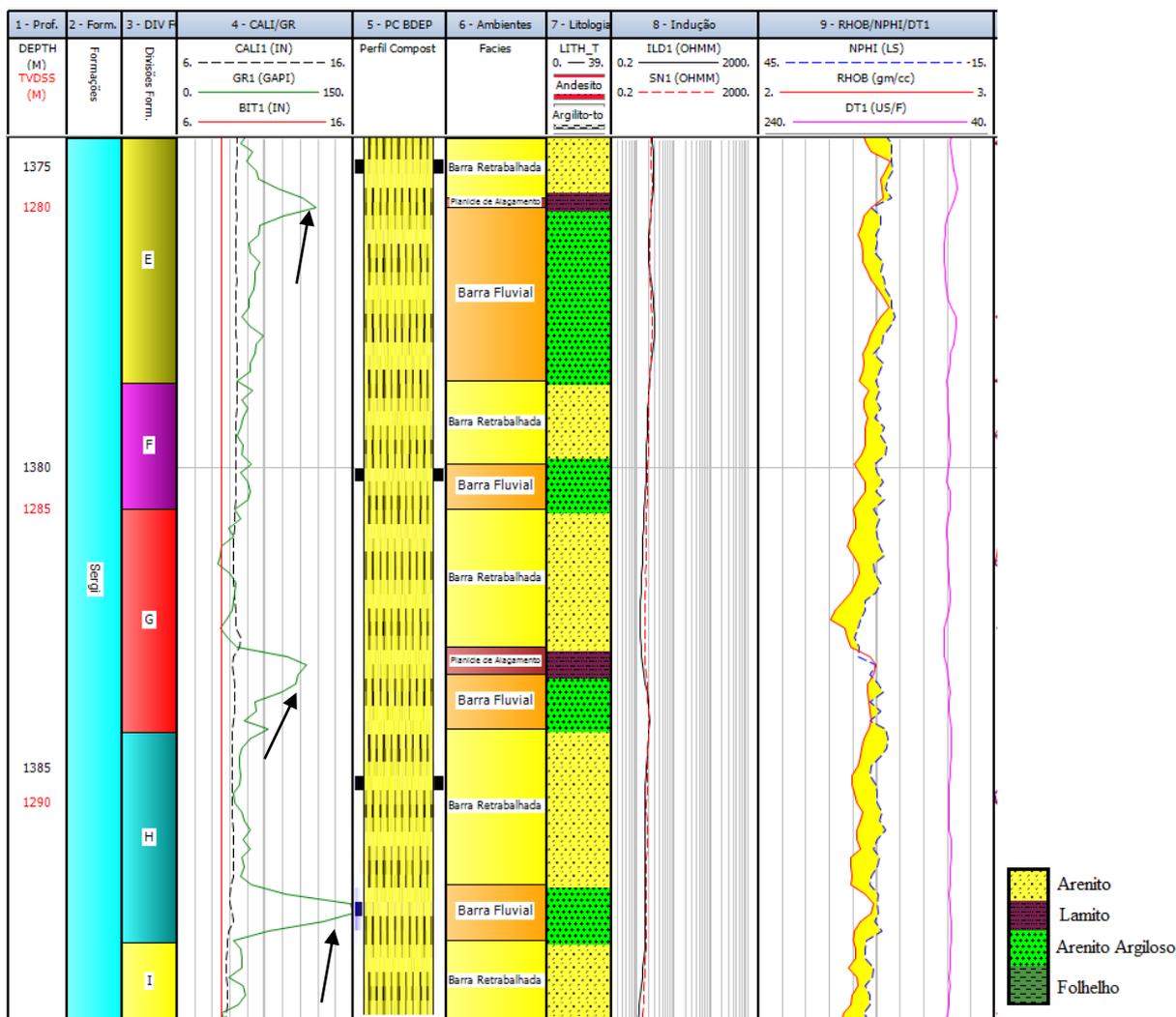
Analisando os perfis de resistividade para ambas as Formações, é observado que os valores são baixos, o que já explicita a ausência de óleo ou gás neste poço, o que se espera que o cálculo de *net pay* corrobore esta informação.

### 3.1 Eletrofácies

Com base em referências bibliográficas e observando a curva de GR, foi possível inferir as eletrofácies da Fm. Sergi no poço 4-SC-0016D-BA. Baseado nas variações de valores de GR foi possível identificar as eletrofácies através da seleção de zonas de características semelhantes para o reservatório Sergi. O reservatório Água Grande, o qual possui 7 metros, apresenta apenas um grande pacote de arenito, aparentemente homogêneo (Fig. 11) e, portanto, a divisão do reservatório em zonas A, B e C, foi feita de modo a considerar apenas os arenitos, desconsiderando o topo e a base composta de folhelhos. Essa divisão em zonas foi realizada de acordo com a separação das curvas NPHI e RHOB, onde a zona A considera o maior espaçamento das curvas, a zona B considera um espaçamento menor e a zona C, considera um espaçamento intermediário.

Na zona do reservatório Sergi, o qual possui 48 metros, a divisão das zonas (de A a J) foi realizada de modo a considerar as camadas de arenitos argilosos como base. Além disso, foi possível inferir que os padrões de crescimento da curva de GR indicam aumento de argilosidade da base para o topo, sugerindo migrações de barras fluviais sobre planícies de inundação. Esta interpretação também é observada através da separação das curvas NPHI e RHOB, com base na presença ou ausência do *crossover* entre elas, como explicado na metodologia, evidenciando níveis argilosos separando pacotes de arenitos, implicando em uma maior heterogeneidade do reservatório.

Esse padrão de variação dos valores de GR (Fig. 12) corrobora um ambiente com barras em pontal retrabalhadas pelo vento e planícies de inundação. Conforme a figura abaixo é possível observar nos *tracks* 6 e 7, os diferentes ambientes de sedimentação com suas diferentes litologias.



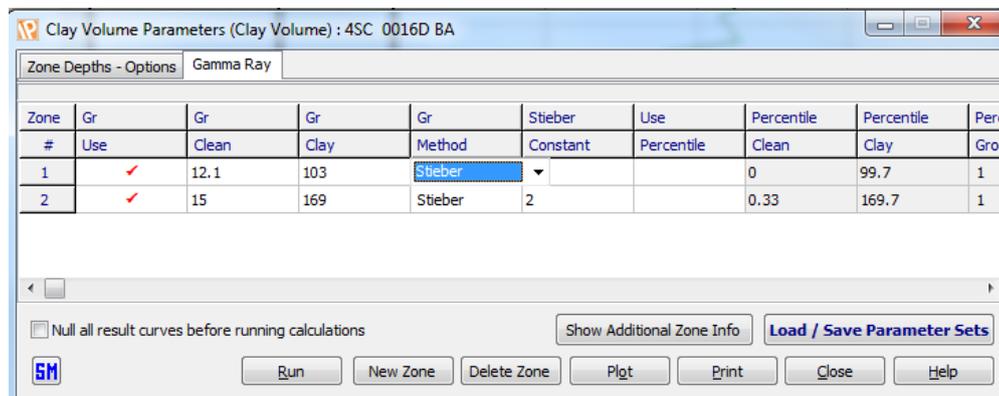
**Figura 12:** Picos crescentes de GR, indicados pelas setas pretas, mostram diminuição de granulometria na Formação Sergi no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:100).

O estudo de eletrofácies é importante para o entendimento dos ambientes de sedimentação e da dinâmica deposicional presente nos reservatórios, já que sedimentos mais bem selecionados e menos argilosos vão apresentar melhores condições permoporosas para acúmulo de hidrocarbonetos, diferente dos sedimentos lamosos que vão servir de barreira de permeabilidade, obliterando os poros.

No reservatório Sergi, a litologia dada pelo perfil composto fornecido pelo BDEP/ANP (*track 5*) representa um único pacote de arenito ao longo de todo reservatório, porém fazendo a interpretação manual foi possível identificar zonas com arenitos mais sujos (arenitos argilosos), além da presença de lamitos.

### 3.2 Argilosidade (VClay)

Para o cálculo da argilosidade foi utilizado o módulo *Clay Volume Parameters* do IP (Fig. 13).



**Figura 13:** Módulo no IP para o cálculo de argilosidade utilizando diferentes métodos.

É possível observar nas Figuras 14 e 15 (*track* 10) que os diferentes métodos aplicados para o cálculo da argilosidade resultaram em valores de argilosidade (VClay) consideravelmente diferentes, influenciando nos cálculos de saturação e *net pay*, devido à relação inversa entre concentração de argila nos poros e porosidade efetiva.

Como mencionado no capítulo 2, a argilosidade foi calculada a partir de diferentes métodos: Stieber (curva vermelha), Clavier (curva verde), Larionov (curva rosa) e linear (curva azul). Os valores médios de argilosidade para cada método são apresentados na Tabela 2.

Nas Figuras 14 e 15, no último *track*, é possível observar os resultados de argilosidade obtidos para os diferentes métodos escolhidos e, com isso, foram obtidos quatro cenários diferentes.

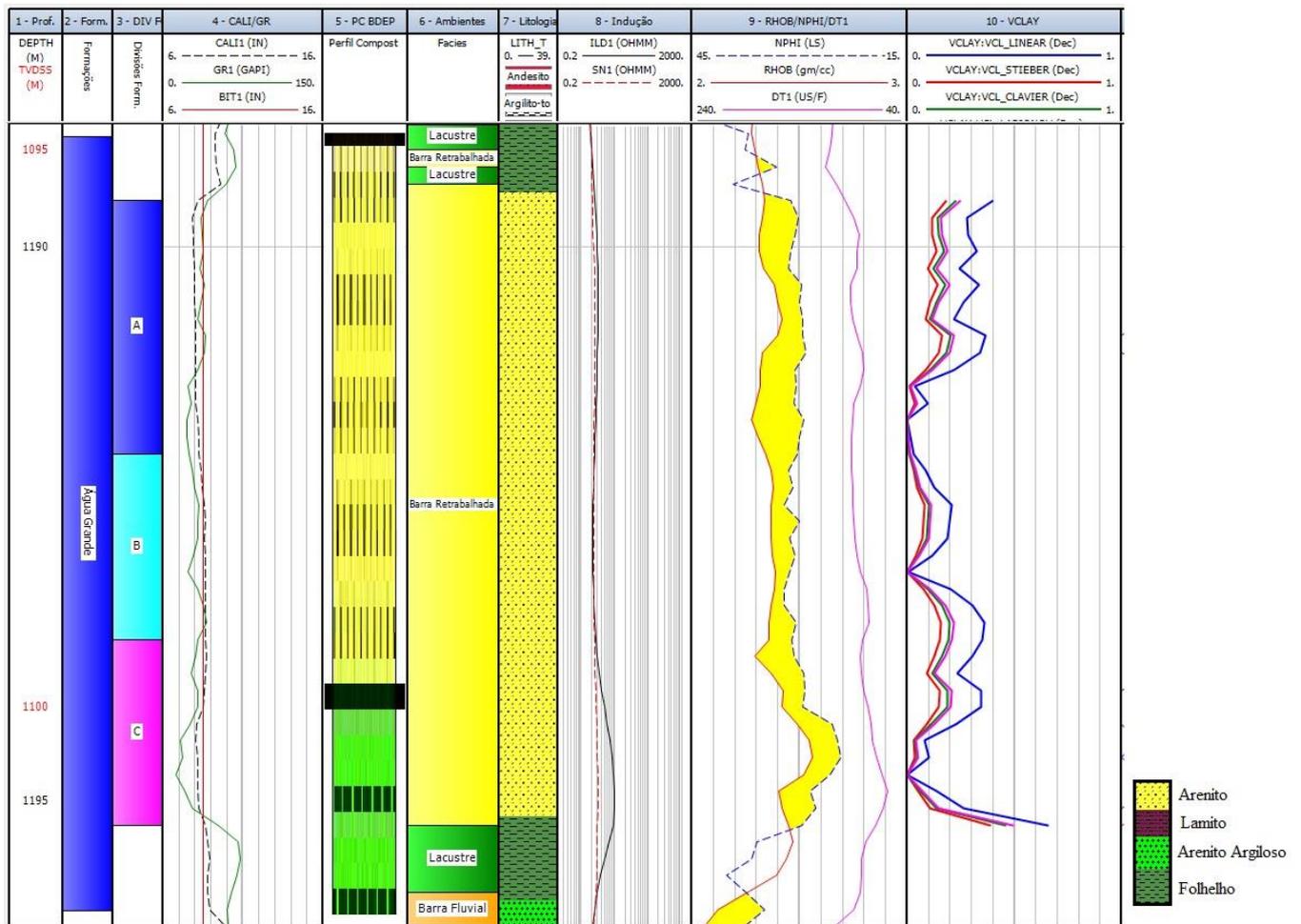
Dentre estes quatro diferentes cenários, foi escolhido trabalhar nos dois mais extremos, que correspondem aos valores obtidos pelos métodos de Stieber e o Linear, os quais apresentaram, um cenário mais otimista e mais pessimista, respectivamente, desconsiderando os dois métodos que forneceram valores intermediários de argilosidade – Clavier e Larionov. Sendo o cenário otimista no sentido de apresentar menor concentração de argila e

consequentemente uma maior porosidade, e pessimista ocorrendo o oposto, maior concentração de argila e menor porosidade.

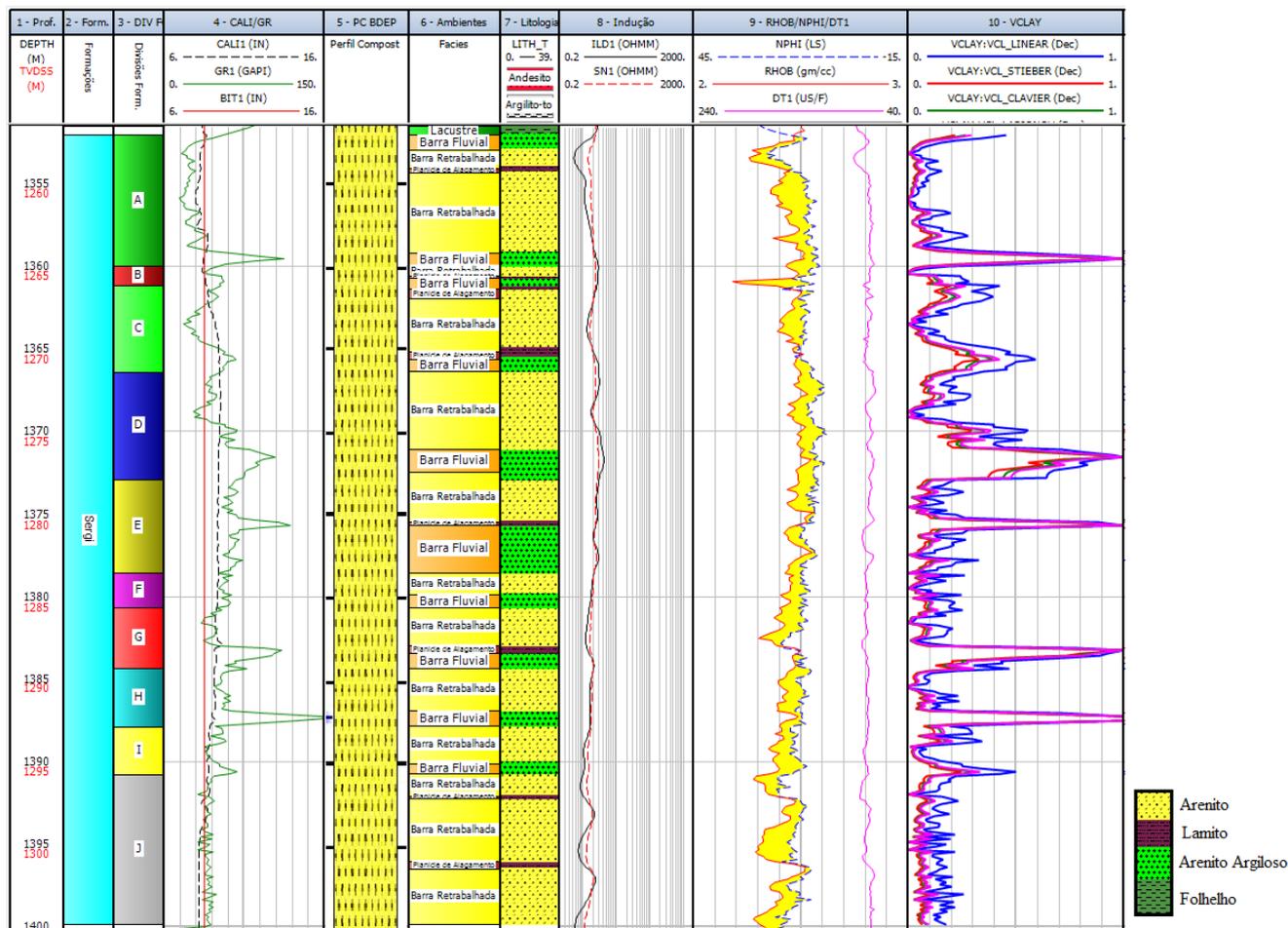
**Tabela 2:** Valores de argilosidade dados em %, obtidos para os diferentes métodos aplicados no poço 4-SC-0016D-BA.

ZONA	ARGILOSIDADE			
	CLAVIER	LARIONOV	LINEAR	STIEBER
AG - A	11,94	13,06	22,77	9,51
AG - B	8,24	9,05	16,57	6,56
AG - C	14,16	15,44	25,45	11,47
SERGI - A	9,41	10,2	16,36	7,89
SERGI - B	7,67	8,43	15,6	6,06
SERGI - C	15,91	17,35	28,43	12,82
SERGI - D	28,17	30,05	40,98	24,52
SERGI - E	14,27	15,26	23,43	12,29
SERGI - F	6,09	6,7	12,77	4,84
SERGI - G	22,77	24,04	31,84	20,44
SERGI - H	10,58	11,55	19,12	8,64
SERGI - I	10,77	11,79	20,78	8,6
SERGI - J	7,06	7,78	14,83	5,62

Conforme apresentado na Tabela 2 é possível observar que os valores de argilosidade variam ao longo do reservatório para ambas as formações. Para a Fm. Sergi há intervalos com valores mais baixos e mais altos, sugerindo variações em sua composição. Essas variações corroboram a presença de diferentes ambientes de sedimentação. Para a Fm. Sergi era esperado que seus valores de argilosidade fossem maiores devido a presença dos sedimentos provenientes das barras fluviais e planícies de inundação, porém a maioria das zonas apresentaram um valor próximo as zonas de Água Grande, podendo ressaltar os ambientes retrabalhados pelo vento, os quais possuem menor concentração de argila.



**Figura 14:** Curvas de argilidade para os diferentes métodos aplicados (Linear - azul, Stieber - vermelho, Clavier - verde e Larionov - rosa) na Formação Água Grande no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:40).



**Figura 15:** Curvas de argilosidade para os diferentes métodos aplicados (Linear - azul, Stieber - vermelho, Clavier - verde e Larionov - rosa) na Formação Sergi, no poço 4-SC-0016D-BA (Escala 1:260).

### 3.3 Porosidade e Saturação

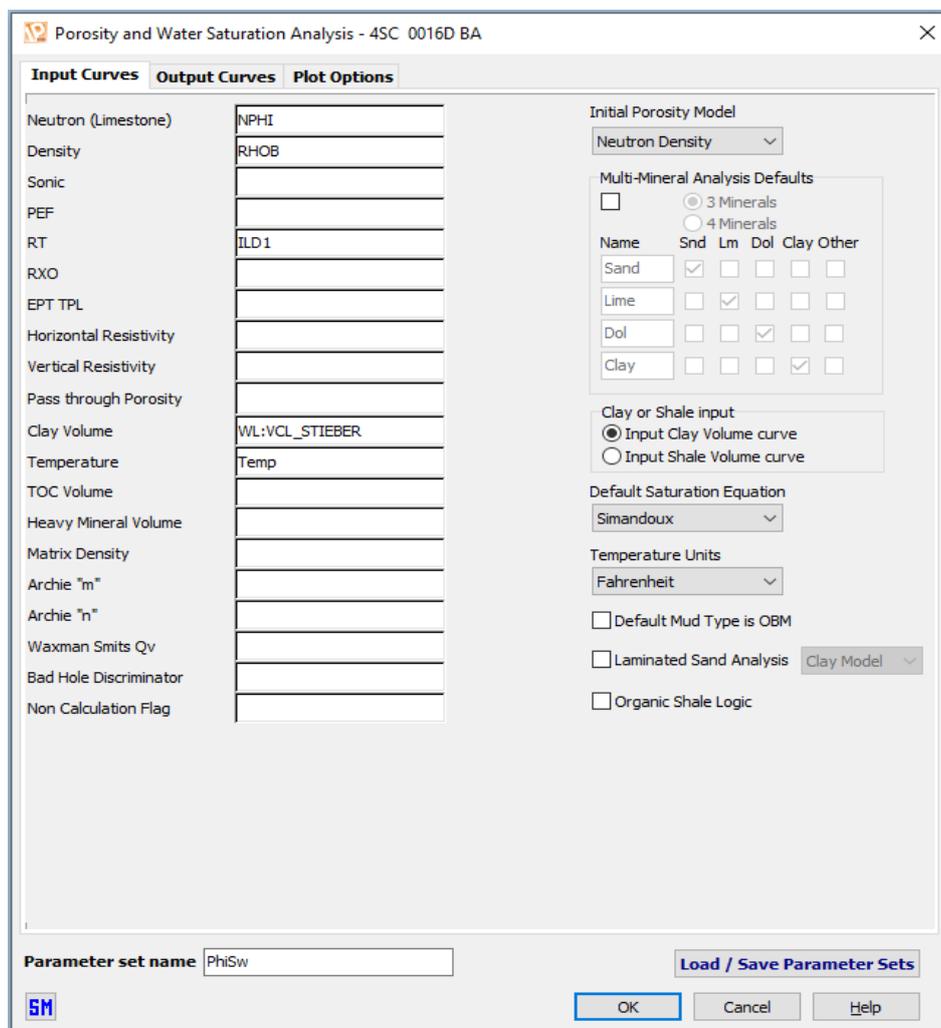
A porosidade e a saturação de água ( $S_w$ ) foram calculadas pelo módulo *Porosity and Water Saturation* (Fig. 16) no IP, o qual leva em consideração alguns perfis de entrada, como o neutrônico (NPHI), densidade (RHOB), resistividade (ILD), a curva de temperatura e o volume de argila.

A curva de temperatura foi criada pelo módulo *Calculate Temperature Gradient*. Neste módulo é possível escolher o método de geração da curva de temperatura através de pontos, variando a temperatura e profundidade. Foi utilizada a temperatura de 136°F na

profundidade de 1406 m (informações fornecidas pelo relatório da pasta poço) e, com isso, foi gerada a curva de temperatura para a determinação do gradiente geotérmico, o qual vale  $0,0406^{\circ}\text{F}/\text{m}$ .

A entrada referente à argilosidade foi uma variável para os cálculos para a determinação de diferentes cenários, ou seja, os valores de argilosidade calculados anteriormente para os métodos, Linear e Stieber.

Neste mesmo módulo foi possível escolher o tipo de equação a ser utilizada para o cálculo de saturação, tendo sido escolhidas as equações de Archie e de Simandoux. Além disso, foi escolhido o módulo que combina as curvas de neutrão e de densidade, para o cálculo da porosidade.



**Figura 16:** Módulo *Porosity and Saturation Analysis* do IP.

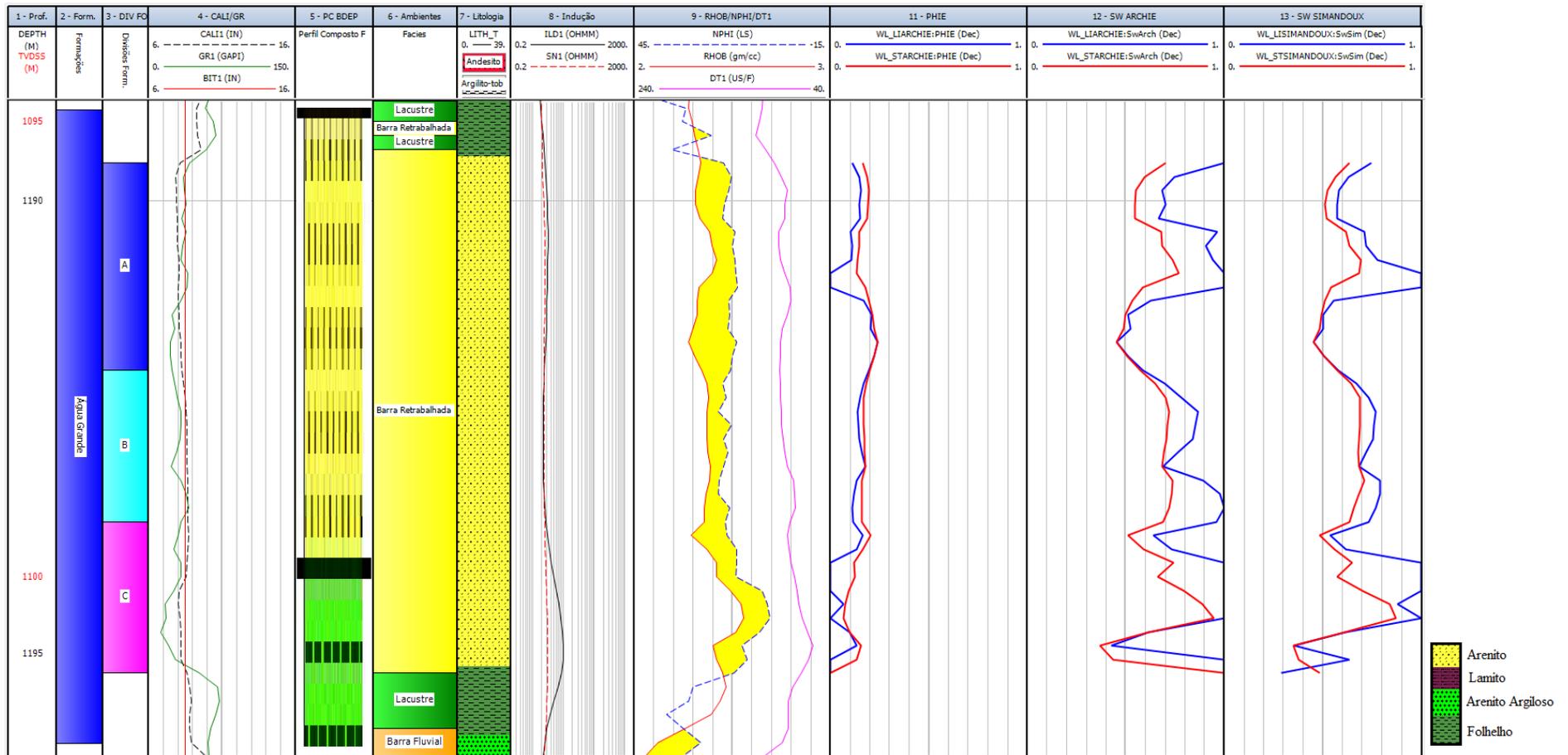
Os resultados obtidos para a porosidade encontram-se também nas Figuras 17 e 18 no *track* 11. Já os resultados de saturação por Archie e Simandoux, são mostrados, respectivamente, nos dois últimos *tracks*.

A porosidade efetiva média obtida para as formações Água Grande e Sergi se encontra na Tabela 3. Os valores são condizentes com o que foi obtido pela argilosidade, pois valores mais baixos de argilosidade, ou seja, pelo método de Stieber, geraram os maiores valores de porosidade e o oposto ocorreu pelo método linear, o que já era esperado.

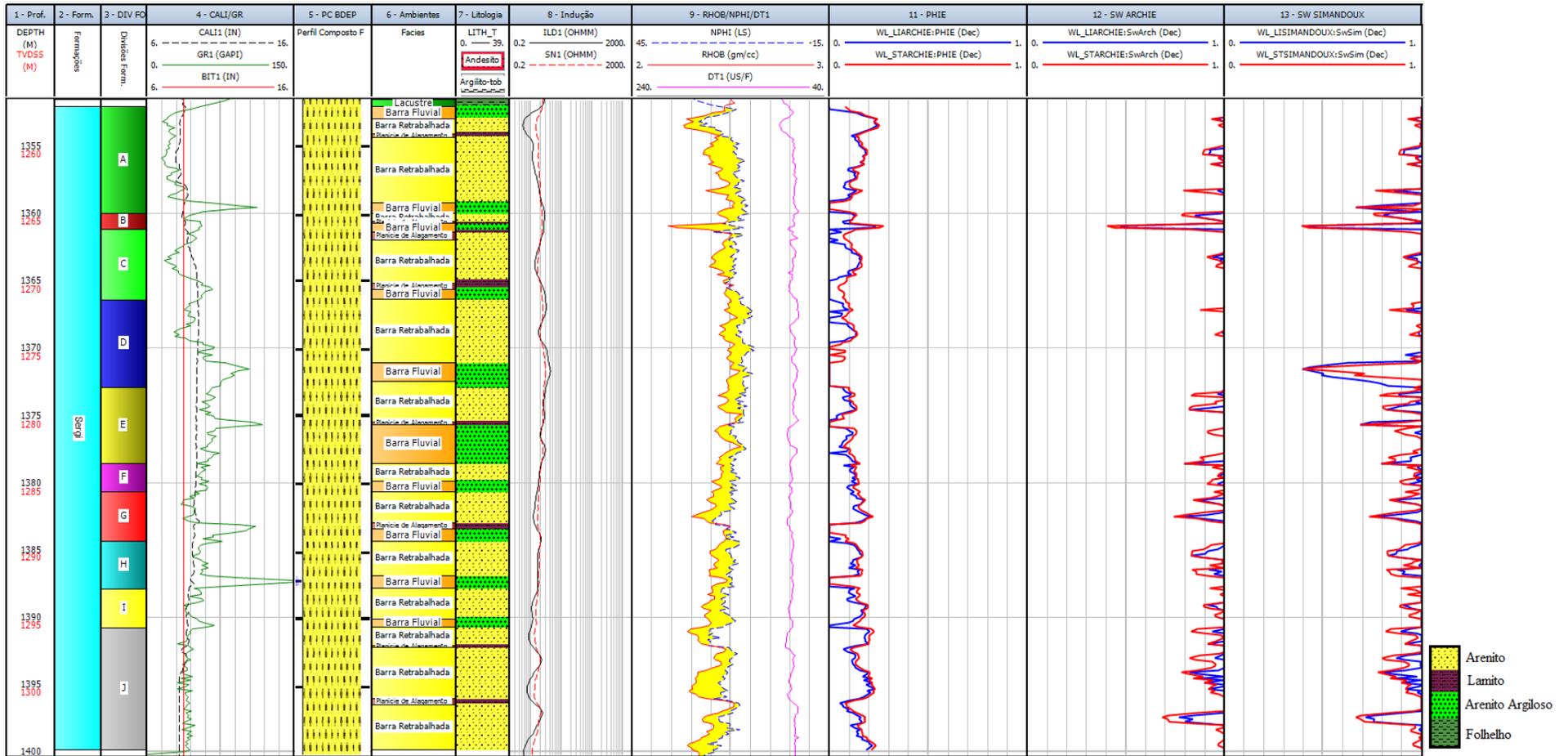
Os valores médios obtidos para a toda a formação, desconsiderando as subdivisões das zonas, para a Fm. Água Grande foi de 12,37% pelo método linear e 15,36% por Stieber e para a Fm. Sergi, 8,67% pelo linear e 12,33%, por Stieber. Os valores obtidos pelo método de Stieber foram os que mais se aproximaram dos valores apresentados no relatório final de Porsani *et al.* (2008), que são de 14% para a Fm. Sergi e 16% para a Fm. Água Grande.

Para os resultados de saturação obtidos (Tabela 3), é possível observar que ambos os reservatórios, Água Grande e Sergi, estão saturados com água, visto que os valores se encontram próximos de 90%, descartando estas zonas como reservatório de interesse para exploração, neste poço, como já havia sido relatado pelos perfis de resistividade.

Na Tabela 3 e nas respectivas Figuras 19, 20 e 21 é possível verificar, em resumo, os resultados obtidos para argilosidade, porosidade e saturação em ambos os reservatórios. Comparando os resultados obtidos para saturação, o método de Simandoux, o qual leva em consideração a argilosidade, apresentou valores um pouco menores de saturação do que os obtidos pelo método de Archie, o que ressalta novamente a importância da determinação da argilosidade em um reservatório.



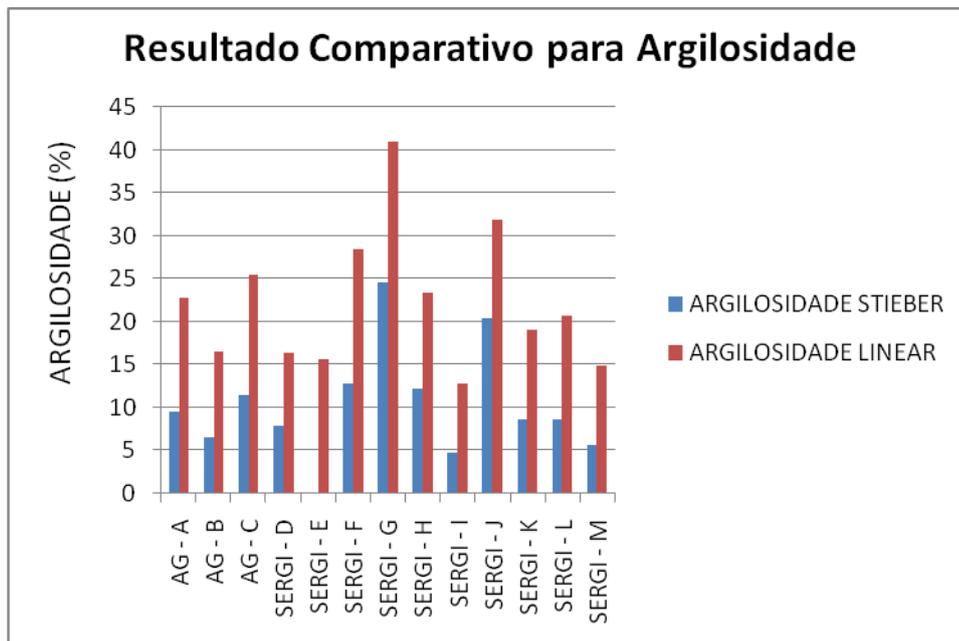
**Figura 17:** Curvas de porosidade e saturação para os métodos aplicados (Linear - azul e Stieber - vermelho) na Formação Água Grande, no poço 4-SC-0016D-BA. No *track* de número 11, resultados de porosidade. No *track* de número 12, saturação dada por Archie. No *track* 13, saturação dada por Simandoux (Escala 1:40).



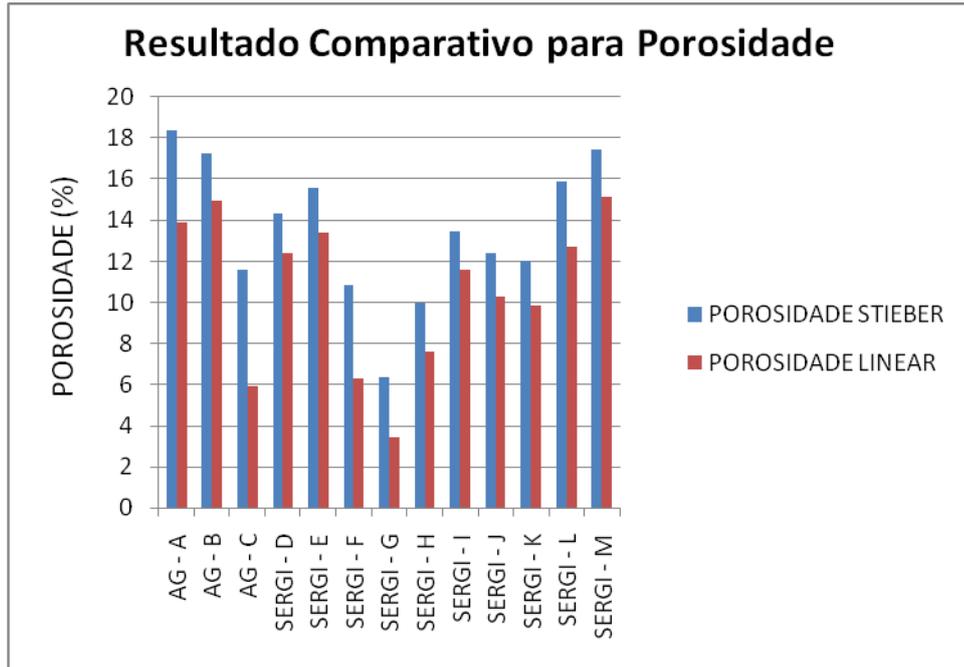
**Figura 18:** Curvas de porosidade e saturação para os métodos aplicados (Linear - azul e Stieber - vermelho) na Formação Sergi, no poço 4-SC-0016D-BA. No track de número 11, resultados de porosidade. No track de número 12, saturação dada por Archie. No track 13, saturação dada por Simandoux (Escala 1:260).

**Tabela 3:** Resumo dos resultados obtidos para argilosidade, porosidade e saturação de água das Formações Água Grande e Sergi no poço 4-SC-0016D-BA.

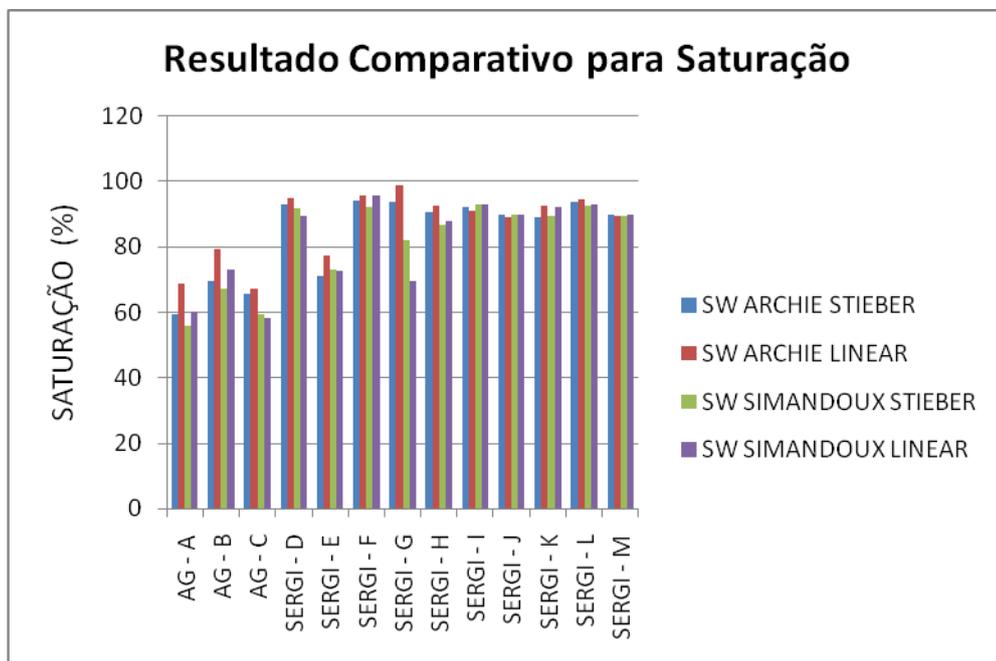
ZONA	ARGILOSIDADE		POROSIDADE		SW ARCHIE		SW SIMANDOUX	
	STIEBER	LINEAR	STIEBER	LINEAR	STIEBER	LINEAR	STIEBER	LINEAR
AG - A	9,51	22,77	18,36	13,89	59,22	68,67	55,9	60,25
AG - B	6,56	16,57	17,24	14,97	69,39	79,51	67,12	73
AG - C	11,47	25,45	11,61	5,89	65,84	67,42	59,49	58,22
SERGI - D	7,89	16,36	14,3	12,38	92,88	95,15	91,67	89,55
SERGI - E	6,06	15,6	15,55	13,4	70,99	77,41	73,08	72,72
SERGI - F	12,82	28,43	10,87	6,3	94,19	95,75	92,26	95,92
SERGI - G	24,52	40,98	6,34	3,41	93,72	98,78	81,94	69,44
SERGI - H	12,29	23,43	9,98	7,62	90,79	92,65	86,69	87,84
SERGI - I	4,84	12,77	13,43	11,6	92,29	91,02	93,21	93,05
SERGI - J	20,44	31,84	12,37	10,26	89,88	89,13	89,97	89,97
SERGI - K	8,64	19,12	12,02	9,85	89,28	92,63	89,62	92,26
SERGI - L	8,6	20,78	15,9	12,74	93,87	94,49	92,75	92,97
SERGI - M	5,62	14,83	17,44	15,17	89,76	89,35	89,37	89,91



**Figura 19:** Resultado comparativo para a argilosidade (%) utilizando os métodos de Stieber e Linear.



**Figura 20:** Resultado comparativo para porosidade (%) utilizando a argilosidade obtida dos métodos Stieber e Linear.



**Figura 21:** Resultado comparativo para saturação (%) obtida pelos métodos de Archie e Simandoux, utilizando a argilosidade obtida pelos métodos de Stieber e Linear.

### 3.4 NET PAY e NET/GROSS

Após a realização de todos os cálculos para a estimativa das propriedades petrofísicas dos reservatórios, foi realizado o cálculo que fornece o real potencial exploratório das zonas estudadas. Porém sabendo que não há uma espessura explorável devido à alta saturação, apesar de ter dado descoberta de acumulação de gás no perfil composto, na Fm. Água Grande.

Para o cálculo do *net pay* foram adotados os seguintes critérios de corte: zonas de gás e óleo com porosidade maior que 9%, saturação de água menor que 50% e volume de argila menor que 15%.

O valor de espessura dos reservatórios (Gross) é 7 metros para a Fm. Água Grande e 48 metros para a Fm. Sergi.

**Tabela 4:** Valores obtidos *Net Pay* e a relação Net/Gross.

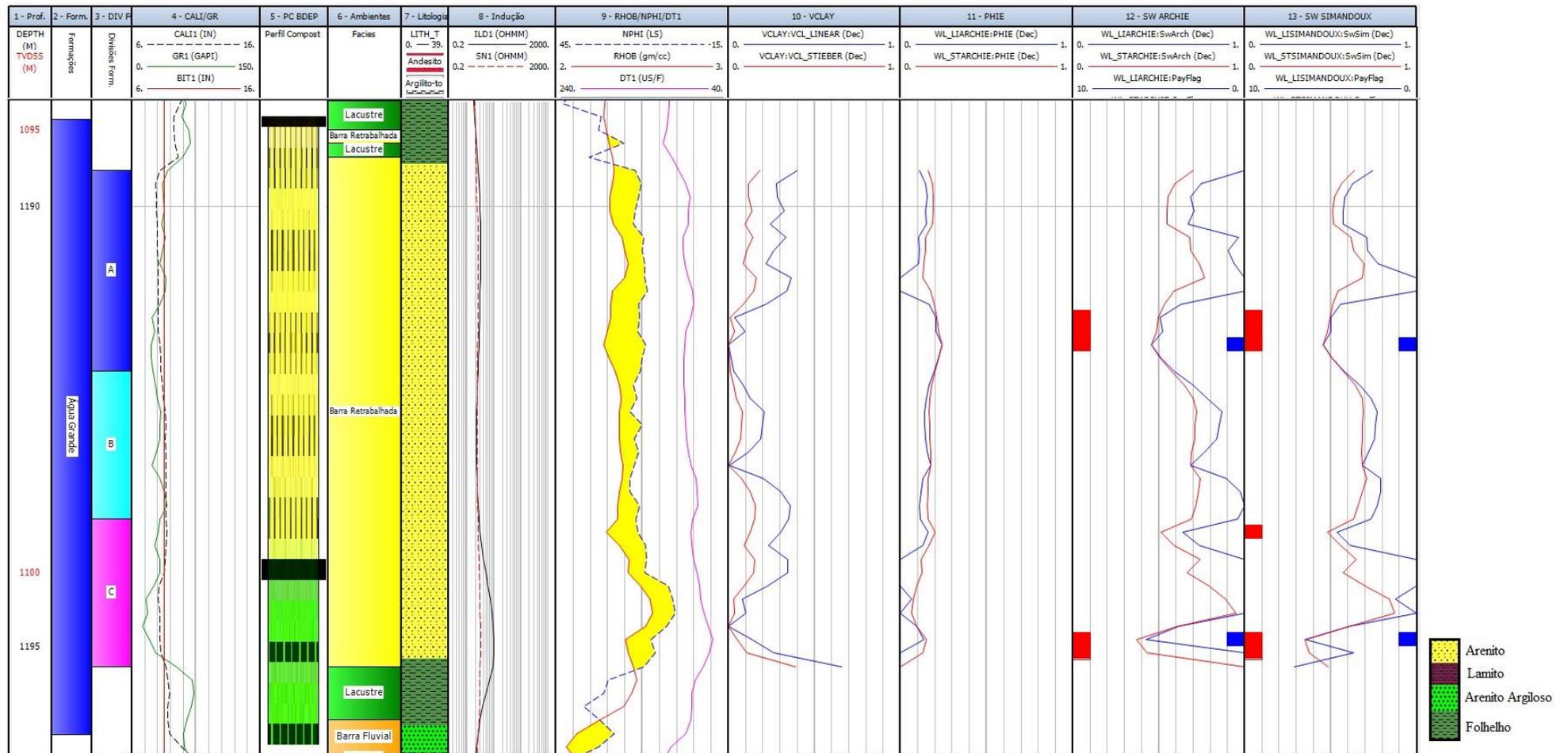
	Net (m)		Net/Gross (%)	
	AG	Sergi	AG	Sergi
Stieber_Archie	0,76	0,3	10,9	6,0
Stieber_Simandoux	0,91	0,3	13,1	6,0
Linear_Archie	0,3	0,0	4,4	0,0
Linear_Simandoux	0,3	0,0	4,4	0,0

Como é possível observar na Tabela 4, a coluna que se refere à espessura efetiva do reservatório (em metros) que contém hidrocarbonetos é a chamada de *net pay* dada em metros. E a relação *Net/Gross*, dada em porcentagem, se refere ao quanto de hidrocarboneto o reservatório possui em relação a espessura total, considerados os valores de corte utilizados.

Conforme dito anteriormente, os valores obtidos de *net pay* desconsideram ambas as formações como potencial exploratório devido à alta saturação de ambas as formações, apesar do perfil composto mostrar possível acumulação de gás. Apesar disso, foram obtidas pequenas zonas de *net pay*, principalmente para o reservatório de Água Grande, como podem ser observadas nas Figuras 22 e 23, onde os quadrados vermelhos levam em consideração a argilosidade por Stieber e os quadrados azuis, a argilosidade pelo método Linear.

Considerando o método Linear de argilosidade e independente do método utilizado para saturação, não houve valores de *net pay* para a Fm. Sergi, devido aos valores de *cutoff* utilizados. Ao se considerar o método Stieber de argilosidade, os resultados obtidos foram os mesmos independente do método de saturação utilizado, pois justamente nesta profundidade, os valores de argilosidade foram praticamente os mesmos.

Além disso, nas Figuras 22 e 23 são observados todos os resultados obtidos ao longo do trabalho para as formações Água Grande e Sergi, respectivamente.



**Figura 22:** Visualização dos perfis do poço 4-SC-0016D-BA, para o reservatório Água Grande (Escala 1:40).

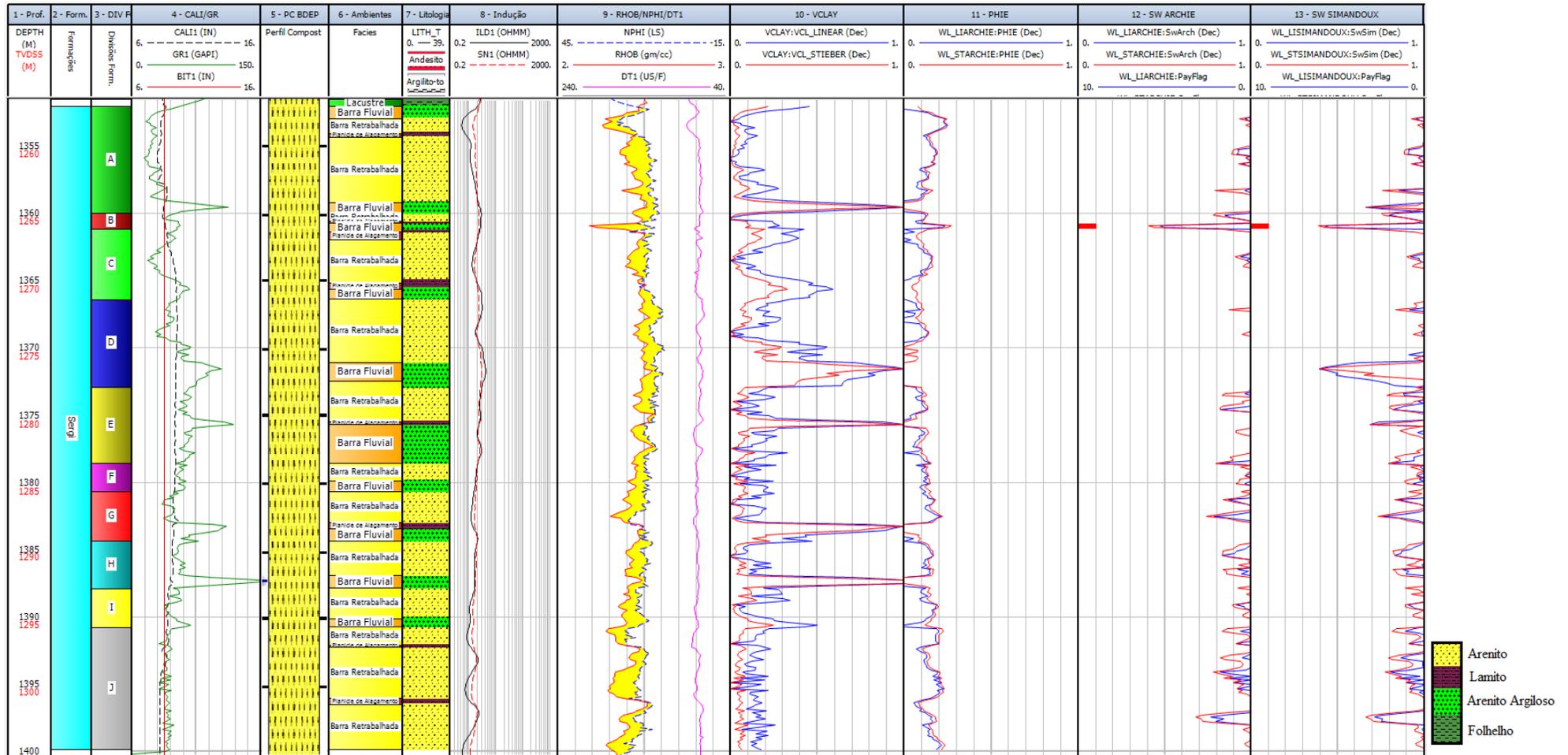


Figura 23: Visualização dos perfis do poço 4-SC-0016D-BA, para o reservatório Sergi (Escala 1:260).

## 4 CONCLUSÕES

As aplicações teóricas, aliadas à revisão bibliográfica, foram fundamentais para uma melhor compreensão acerca das propriedades petrofísicas e da análise de perfis a fim de se estudar potenciais reservatórios. Sendo assim, o objetivo proposto de se avaliar diferentes cenários foi realizado, e isso foi possível utilizando diferentes métodos para o cálculo da argilosidade, os quais geraram diferentes valores e influenciaram no potencial exploratório para os reservatórios em questão. A interpretação manual das eletrofácies forneceu um maior refinamento das litologias interpretadas a fim de buscar melhores condições permoporosas para acúmulo de hidrocarbonetos. Para o cálculo de VClay o método linear gerou valores mais altos de argilosidade, superestimando-os o que confere um cenário mais pessimista em relação aos outros métodos aplicados. Por outro lado, os valores obtidos pelo método de Stieber foram mais baixos comparado aos outros métodos, subestimando-os, fornecendo um cenário mais otimista. Aplicando-se essa metodologia a um campo com diversos poços, torna-se possível a escolha de um método que melhor se adapta ao campo. Como em ambos os reservatórios a saturação de água é maior de 50%, valor de corte utilizado neste estudo, o poço 4-SC-0016D-BA não pode ser considerado produtor de petróleo, apesar de ter sido classificado como poço descobridor de acumulação de gás.

## REFERÊNCIAS

ANP-BDEP – **Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional do Petróleo**, site: <http://www.bdep.gov.br> em 07/10/2018.

CLAVIER, C.; HOYLE, W. R.; MEUNIER, D., 1971. **Quantitative interpretation of TDT logs**. Partes 1 e 2: Journal of Petroleum Technology, vol. 23, p.743–763.

FRANCIS, M. V. **Estimativa e Análise de Propriedades Dos Reservatórios de Campo de Maui na Bacia de Taranaki, Nova Zelândia**. Universidade Federal Fluminense, Niterói. 2017, 102 pg.

GONÇALVES, L. **Avaliação de reservatórios complexos: Um estudo de caso no campo de Socorro, Bacia do Recôncavo**, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil, 2018.

LARIONOV, W. W., 1969. **Radiometry of boreholes** (em russo), NEDRA, Moscou.

LOPES, A. C. **Estimativa do volume de hidrocarboneto através de cálculos de saturações em um poço do Campo de Namorado, Bacia de Campos**. 2017, 142 pg.

KUMAR, K.C. **On the Application of Simandoux and Indonesian Shaly Sand Resistivity Interpretation Models in Low and High  $R_w$  Regimes**. 8<sup>th</sup> Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics; 2010.

MALLET, T.C. **Uma nova abordagem para estimativa de argilosidade usando perfis de porosidade**. Universidade Federal Fluminense, Niterói. 2016, 83 pg.

MILHOMEM, P.S.; MAMAN, E.J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S.; LIMA, W.S. **Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia do Recôncavo**. [S1]: Fundação Paleontológica Phoenix, 2003. Ano 5, n 51. Disponível em: [http://www.phoenix.org.br/Phoenix51\\_Mar03.html](http://www.phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html). Acesso em: 15/10/2018.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica**. Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.

**NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – fundamentos básicos com ênfase em petróleo.** Rio de Janeiro: SBGF. ISBN: 978-85-88690-19-6, 222p, 2013.

**OLIVEIRA, T.A.; ANDRÉ, L.G.D.; CANDIDO, T.S.; LUPINACCI, W.M.; FREIRE, A.F.M. Identificação de eletrofácies em reservatórios complexos fraturados da Formação Candeias e arenosos das Formações Água Grande e Sergi, Campo de Socorro, Bacia do Recôncavo.** Universidade Federal Fluminense, 2018.

**PORSANI, et al; Estudo dos sistemas petrolíferos das bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá.** Relatório final, 241p, 2008.

**RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs.** Rider-French Consulting Ltd, 2. Ed, Sutherland, Scotland, 290p., 2002.

**ROSA, H. Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunhos Utilizando Estatística Multivariada.** p. 230, 2006.

**SAPUTRA, I., JAKARTA, HRS. Shale Volume Calculation.** CGGVeritas Company; 2008.

**SILVA, O. B.; CAIXETA, J. M.; MILHOMEM, P. S.; KOSIN, M. D. Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobras,** v. 15, n. 2, p. 423–431, 2007.

**SIMANDOUX, P., Dielectric Measurements in Porous Media and Application to Shaly Formation,** Revue del’Institut Francais du Petrole, Supplementary Issue, 1963, pp.193-215. (Translated text in SPWLA Reprint Volume Shaly Sand, July 1982).

**STIEBER, S. J. Pulse Neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast.** Encontro Anual da SPE, Houston, p. 4-7, Outubro, 1970.

ALUNO	BOF	Poço	AGP	DADOS GEOQUÍMICOS	REPORTS		PERFIL COMPOSTO	DADOS DIRECIONAIS	RESERVATÓRIOS		PERFIS					TIPO DE ARQUIVO		
					sec	pub_rev			SERGI	ÁGUA GRANDE	Cáliper	GR	ILD/SN	NPHI	RHOB		DT	
Lorena	BOF_8944	1EM_0001_BA	x		x	x	x			x			x				LIS	
		3SC_0001_BA	x		x	x	x			x	x	x	x					
		3SC_0017_BA	x	x			x	x	x		x	x	x	x	x	x		
		4EP_0004_BA	x				x	x					x					
		4SC_0016D_BA	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
		7SC_0003_BA	x			x	x				x	x		x				
		7SC_0004_BA	x			x	x				x	x		x		x		
		7SC_0011_BA	x			x	x				x	x	x		x			
		7SC_0013_BA	x			x	x				x	x	x		x			
7SC_0014_BA	x			x	x				x	x	x		x					
Thais Oliveira	BOF_8869	1-BRSA-712D-BA				x	x	x	x	x		x	x	x		x	DLIS	
		3-BRSA-1182D-BA				x	x	x		x	x	x	x	x	x	x		
		4-BRSA-1112D-BA				x	x	x		x	x	x	x	x	x	x		
		4-BRSA-1133D-BA				x	x	x		x	x	x	x	x	x	x		
		4-BRSA-1258D-BA				x	x	x				x	x			x		
		4EP_0009_BA	x				x	x	x				x	x				LIS
		4EP_0012_BA	x				x	x				x		x				
		4SC_0009_BA	x				x	x				x		x				
		4SCX_0002_BA	x					x						x		x		
7-SC-37D-BA					x		x				x	x		x	x	DLIS		
Thais Candido	BOF_8850	1EP_0007_BA				x	x				x	x	x				LIS	
		1SCX_0001_BA	x			x	x				x	x		x				
		3SC_0006_BA	x					x	x					x				
		3SC_0008_BA	x				x	x				x	x		x			
		3SC_0010_BA	x				x	x						x				
		4EP_0008_BA	x				x	x		x	x	x	x					
		7SC_0002_BA					x							x				
		7SCX_0003_BA					x					x	x	x	x	x		
		7SC_0005_BA					x							x				
7SC_0015_BA		x			x					x	x	x	x	x				