



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia e Recursos Naturais



Trabalho de Conclusão de Curso
Graduação em Geologia

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO RESERVATÓRIO
ALBIANO DO CAMPO A, BACIA DE CAMPOS**

Fernanda Ferrari de Araújo

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

Co-orientador: Leandro Hartleben Melani - Pós-Graduação em Ciências e
Engenharia do Petróleo

Campinas - SP
Janeiro de 2015



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia e Recursos Naturais



Trabalho de Conclusão de Curso
Graduação em Geologia

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO RESERVATÓRIO ALBIANO DO CAMPO A, BACIA DE CAMPOS

Fernanda Ferrari de Araújo

Trabalho de conclusão de curso apresentado em 12 de Janeiro de 2015 para obtenção do título de Bacharel em Geologia pelo Instituto de Geociências da UNICAMP.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal (Orientador)

Prof. Dr. Emilson Pereira Leite

Msc. Susana Graça Santos, Doutoranda do programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço a minha família por todo amor e apoio ao longo da minha vida, e por me ensinar a nunca desistir dos meus sonhos.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal e meu co-orientador Leandro Hartleben Melani, primeiramente, pela amizade e por todos os ensinamentos, assim como pelos incentivos e sugestões.

Aos pesquisadores e amigos do CEPETRO pelo apoio, sugestões e incentivos durante a realização desse trabalho. Em especial a Michelle Kuroda e Guilherme Furlan por disponibilizarem tempo para me ensinar.

Aos docentes pela dedicação e paciência em nos transmitir o conhecimento geológico durante a graduação e pelos esforços em desenvolver atividades de campo.

Ao pessoal de geologia da turma de 2010, principalmente a Mateus Basso, Tales Rodrigues, João Ponte, Alexandre Bliska, Guilherme Paes e Raphael Hunger, o meu muito obrigado por todo esse tempo de convivência e companheirismo. Agradeço, em especial, a Alexandre e Raphael pela amizade, apoio, confiança e inúmeros trabalhos realizados juntos.

Por fim a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a elaboração desse trabalho e me acompanharam nessa jornada de cinco anos deixo meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Este trabalho consiste na caracterização petrofísica do reservatório Albiano do Campo A, localizado na Bacia de Campos, através da análise da suíte básica de perfis geofísicos (raios gama, porosidade neutrão, densidade, sônico e resistividade). O reservatório albiano é composto por calcarenitos oncólitos, oolíticos e peloidais, calcirruditos oncólitos e calcilitos da Formação Quissamã, pertencentes à porção superior do Grupo Macaé.

Os reservatórios carbonáticos apresentam fácies deposicionais heterogêneas e meio poroso complexo. Assim, a caracterização petrofísica é essencial para a fase inicial de um campo petrolífero, auxiliando na elaboração da melhor estratégia de desenvolvimento.

A primeira parte deste trabalho consistiu na identificação do intervalo do reservatório em cada poço. Em seguida, por meio da análise dos perfis geofísicos, realizou-se a caracterização geológica deste e a correlação das observações com os dados da bibliografia.

Para os mesmos intervalos foi possível calcular os principais parâmetros petrofísicos: (1) volume de argila parcial derivado de diferentes perfis e volume total, (2) densidade da matriz, (3) porosidade aparente e efetiva, (4) resistividade de água da formação e (5) saturação de água efetiva. Com os dados de eletrofácies determinaram-se valores de *Net pay* e *Net to Gross*.

O volume de argila, no reservatório, varia entre 5 e 26% e a porosidade entre 10 e 24%. A saturação de água varia drasticamente ao longo do campo, contudo os poços com valores abaixo de 45% estão localizados num alto estratigráfico centro-sul, onde ocorrem porosidades acima de 17%. Além disso, esta região apresenta as maiores espessuras de *Net Pay*. Portanto, definiu-se que esta área apresenta alto potencial de reservatório de hidrocarboneto.

Palavras-chave: Reservatório Albiano, Bacia de Campos e propriedades petrofísicas.

ABSTRACT

This work consists of the petrophysical characterization of The Albian reservoir of the A Field, located in the Campos Basin, through the analysis of the basic suite of geophysical logs (gamma ray, neutron porosity, density, sonic and resistivity). The Albian reservoir is composed of oncolitic, oolitic, and peloidal calcarenites, calcirudites, and calcilutites of the Quissamã Formation, belonging to the upper portion of Macae Group.

The carbonate reservoirs present heterogeneous depositional facies and complex porous environment. Thus, the petrophysical characterization is essential for the initial phase of an oil field, helping to compile the best development strategy.

The first part of this work consisted of the identifying reservoir interval of each well. After, by analyzing the geophysical logs, a geological characterization and the correlation of the observations with the literature were conducted.

For the same intervals it was possible to calculate the main petrophysical parameters: (1) partial clay volume derived from different profiles and total volume, (2) matrix density, (3) apparent and effective porosity, (4) formation water resistivity and (5) effective water saturation. With electrofacies data values of *Net Pay* and *Net to Gross* were determined.

The clay volume, in the reservoir, varies between 5 and 26% and the porosity between 10 and 24%. The water saturation varies drastically over the field, however the wells with values below 45%, are located in south-central high stratigraphic, where it occur porosities above 17%. In addition, this region has the highest thickness of *Net Pay*. Therefore, it was defined that this area has a high potential for hydrocarbon reservoir.

Keywords: Albian reservoir, Campos Basin and petrophysical properties.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
1. INTRODUÇÃO	1
2. RESERVATÓRIO ALBIANO	2
2.1. Contexto Geológico	2
2.2. Modelo Depositional	3
3. MATERIAIS E MÉTODOS	6
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
4.1. Caracterização Petrofísica	8
4.1.1. Estimativa do Volume de Argila (Vcl).....	8
4.1.1.1. Estimativa do Vcl através do Perfil GR (VclGR).....	8
4.1.1.2. Estimativa do Vcl através do Perfil ILD (VclILD)	9
4.1.1.3. Estimativa do Vcl através do Perfil NPHI (VclNPHI)	9
4.1.1.4. Estimativa do Vcl Total.....	10
4.1.2. Estimativa da Porosidade Efetiva (PHIE)	10
4.1.3. Estimativa da Saturação de Água Efetiva (S_{we}).....	11
4.2. Determinação de Net Pay e Net to Gross	13
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	14
5.1. Análise dos Dados	14
5.2. Interpretação dos Perfis Geofísicos	14
5.3. Caracterização Petrofísica	19
5.3.1. Identificação dos Valores Máximos e Mínimos para os Perfis GR, ILD e NPHI. 20	
5.3.2. Estimativa do Volume de Argila (Vcl).....	20
5.3.2.1. Estimativa do Vcl Parcial.....	20
5.3.2.2. Estimativa do Vcl Total.....	22
5.3.3. Estimativa da Porosidade Efetiva (PHIE)	23
5.3.4. Estimativa da Saturação de Água Efetiva (S_{we}).....	29
5.4. Determinação de Net Pay e Net to Gross	30
6. CONCLUSÕES	34
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Coluna estratigráfica da Bacia de Campos, com destaque na Formação Quissamã, alvo do estudo (modificado de Winter et al., 2007).....	4
Figura 2: Representação do modelo deposicional do reservatório albiano (modificado de Guimarães, 1994).....	5
Figura 3: Mapa de localização dos poços no topo do reservatório do Campo A.....	6
Figura 4: Gráfico de dispersão de NPHI X RHOB. As linhas pontilhadas coloridas indicam igual densidade aparente dos grãos, enquanto as linhas pretas subverticais indicam igual porosidade.	11
Figura 5: Pickett Plot do poço A12.	13
Figura 6: Perfis dos poços A11D e A12D com topo, base, horizonte Outeiro e contato óleo/água do reservatório albiano representados, respectivamente, pelas setas em azul, rosa, verde e roxo. As setas vermelhas indicam os picos de hidrocarboneto e as setas marrons os picos de afogamento.....	16
Figura 7: Correlação lateral dos poços A10, A3, A11D, A15D, A12D e A14. As linhas azul, verde e roxa correspondem, respectivamente, ao topo, horizonte Outeiro e contato óleo/água do reservatório albiano. A linha vermelha corresponde aos picos de afogamento.....	17
Figura 8: Mapa da espessura de argila no topo do reservatório.	18
Figura 9: Mapa de profundidade do topo do reservatório. Os círculos verdes indicam os altos estratigráficos, enquanto os círculos vermelhos indicam as áreas onde o contato óleo/água está acima do topo do reservatório.	19
Figura 10: Volume de argila total para o intervalo Outeiro.	23
Figura 11: Volume de argila total para o intervalo Quissamã.	23
Figura 12: Crossplot de RHOB vs NPHI com as linhas dos tipos de rocha matriz para os poços do Campo A. As siglas SS, LS e D indicam, respectivamente, arenito, calcário e dolomita.	24
Figura 13: Perfil de fácies dos poços A156 e A168. Em vermelho: reservatório, verde: possível reservatório, azul: não reservatório e amarelo: cimentado (Kuroda <i>et al.</i> , 2012).	26
Figura 14: Porosidade efetiva do intervalo Outeiro.	27
Figura 15: Porosidade efetiva do intervalo Quissamã.	27

Figura 16: Perfil GR, PHIE e de fácies do poço A11. Em vermelho: reservatório, verde: possível reservatório, azul: não reservatório e amarelo: cimentado (Kuroda <i>et al.</i> , 2012).....	28
Figura 17: Mapa da distribuição de <i>Net Pay</i> no campo para fácies reservatório.....	31
Figura 18: Mapa da distribuição de <i>Net to Gross</i> para fácies reservatório.....	32
Figura 19: Mapa da distribuição de <i>Net Pay</i> para fácies reservatório e possível reservatório.....	33
Figura 20: Mapa da distribuição de <i>Net to Gross</i> para fácies reservatório e possível reservatório.....	33

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Vcl parcial médio dos poços com horizonte Outeiro.	21
Tabela 2: Vcl parcial médio dos poços sem horizonte Outeiro.	21
Tabela 3: Porosidade efetiva média para os poços com horizonte Outeiro.	25
Tabela 4: Porosidade efetiva média para os poços sem horizonte Outeiro.	25
Tabela 5: Saturação efetiva média dos poços do Campo A.	29

1. INTRODUÇÃO

Em aproximadamente 30 anos, foram perfurados mais de 1.600 poços na Bacia de Campos, a qual compõe mais de 90% das reservas brasileiras de óleo e gás, sendo considerada a principal bacia petrolífera do Brasil (Winter *et al.*, 2007). Dentre as dezenas de campos produtores que ocorrem na bacia, têm-se o Campo A, denominado assim por razões de confidencialidade, formado por rochas carbonáticas do Albiano.

O Campo A está localizado na porção sul da bacia e ocupa área de 32 km², em lamina d'água de 100 m (Horschutz *et al.*, 1992). O reservatório apresenta fator de recuperação de apenas 15,4% (Horschutz *et al.*, 1992), valor baixo quando comparado aos outros reservatórios carbonáticos da Bacia de Campos.

Esta diferença de valores ocorre devido à presença de heterogeneidades de natureza diversa, tal como inconsistência lateral nas propriedades da rocha, elevada variabilidade de fácies e meio poroso complexo, que impedem uma drenagem uniforme dos hidrocarbonetos (Guimarães, 1994). Portanto, a caracterização petrofísica é essencial para a fase inicial de um campo de petróleo, auxiliando na elaboração da melhor estratégia de desenvolvimento.

Gorla (2011) procura entender a geologia do sistema petrolífero que compõe o reservatório Quissamã nos Campos de Pampo, Bicudo e Bonito, da Bacia de Campos. O autor analisa, com base no volume de argila e porosidade, os intervalos que constituem potenciais reservatórios.

Para o cálculo da porosidade e do volume de argila, Gorla (2011) utiliza, respectivamente, os perfis de densidade e raio gama, obtendo valores de volume de argila que variam entre 10 e 24% e de porosidade que variam entre 20 e 30%. No entanto, o autor afirma que os valores de porosidade inferiores a 26% ocorrem nos Campos de Linguado e Pampo.

Stevanato (2011) e Carvalho (2014) aplicaram metodologia semelhante a fim de realizar caracterização petrofísica do reservatório turbidítico do Campo de Namorado. Contudo, tais autores levam em consideração a influência da argila no cálculo de porosidade, realizando correções para determinação da porosidade efetiva, no qual a porosidade parcial é multiplicada pela diferença de 1 e o volume de argila.

Além disso, ambos os autores calcularam a saturação de água para o Campo através do perfil de resistividade. Stevanato utilizou a equação de *Simandoux*, enquanto Carvalho utilizou a equação *Dual Water*.

Neste sentido, este estudo tem por objetivo principal determinar as principais características petrofísicas do reservatório Albiano do Campo A, através da análise da suíte básica de perfis geofísicos, visando a melhor compreensão dos sistemas carbonáticos e a definição de parâmetros para a construção do modelo geológico.

A partir da correlação da distribuição espacial das informações petrofísicas com os dados de *Net Pay* e *Net to Gross* calculados, será possível definir áreas indicativas de melhor potencial de reservatório de hidrocarbonetos.

2. RESERVATÓRIO ALBIANO

O reservatório do campo A é constituído por calcarenitos oncólitos, oolíticos e peloidais, calcirruditos oncólitos e calcilutitos da Formação Quissamã (Figura 1), pertencentes à porção superior do Grupo Macaé. Esses sedimentos foram depositados, durante o Albiano, como bancos rasos em ambiente de rampa carbonática, com diferentes níveis de energia deposicional (Spadini, 1992). A média da porosidade é de 20% e da permeabilidade, de 250 md. Estruturalmente, o campo está inserido em anticlinal de rollover associada com a tectônica do sal e cortado por pequenas falhas de crescimento (Bueno *et al.*, 2014).

A trapa do reservatório é do tipo mista, estrutural-estratigráfica. A componente stratigráfica está relacionada às variações de fácies, no oeste e sul-sudoeste do campo, da parte superior do reservatório, no qual os calcarenitos e calcirruditos gradam para calcilutitos (Horschutz *et al.*, 1992). A componente estrutural compreende as falhas normais de crescimento (Bueno *et al.*, 2014).

2.1. Contexto Geológico

Segundo Spadini (1992), as sequências carbonáticas albianas da Bacia de Campos são compostas por uma série de ciclos de inframaré, relativamente simétricos, restringidos por eventos de afogamentos. Essa ciclicidade é observada tanto nos bancos rasos, onde predomina condições de energia moderada a alta, quanto nas depressões da plataforma, cuja sedimentação é principalmente por

suspensão. Após os picos de afogamento, os ciclos apresentam um padrão de arraseamento para o topo (shoaling-upward). Nos bancos rasos, o ciclo inicia com calcirruditos oncolíticos e calcarenitos peloidais plantônicos, sobrepostos por calcarenitos oncolíticos. Em porção superior, ocorrem calcarenitos oolíticos, formados em ambiente de água rasa com alta energia.

Os calcarenitos oolíticos apresentam, geralmente, granulação grossa e, por vezes, laminação cruzada, indicando deposição num banco móvel. Quando associado à peloides é possível distinguir laminação plano paralelas na rocha. Os calcarenitos e calcirruditos oncolíticos são compostos por oncólitos com núcleo formado por bioclastos e, principalmente, por peloides (Spadini *et al.*, 1988).

Nas depressões, o afogamento é marcado por calcários de granulação fina, argilosos e com até 5% de bioclastos, enquanto o arraseamento é representado pelo espessamento ascendente das camadas (Spadini, 1992).

2.2. Modelo Depositional

O modelo deposicional do reservatório em estudo é baseado nas acumulações de areias carbonáticas que atualmente ocorrem nas Bahamas. Spadini (1992) afirma que estas acumulações são um análogo aos sedimentos do Grupo Macaé.

Entre o Eoalbiano e o Mesoalbiano, ocorreu a intensificação do desenvolvimento da estrutura do campo, resultando no arqueamento formado pelas almofadas de sal (Figueiredo *et al.*, 1983). Junto com esta forte ascensão do bloco do campo, desenvolveram-se falhas lítricas de crescimento, assim como a deposição dos 100 m finais da Formação Quissamã (Baumgarten & Scuta, 1988).

Tendo estabelecido a fisiografia do substrato, o processo de sedimentação, as fácies sedimentares e a geometria dos corpos, ficam submetidos ao controle do regime hidrodinâmico, associado às oscilações do nível do mar (Spadini, 1992).

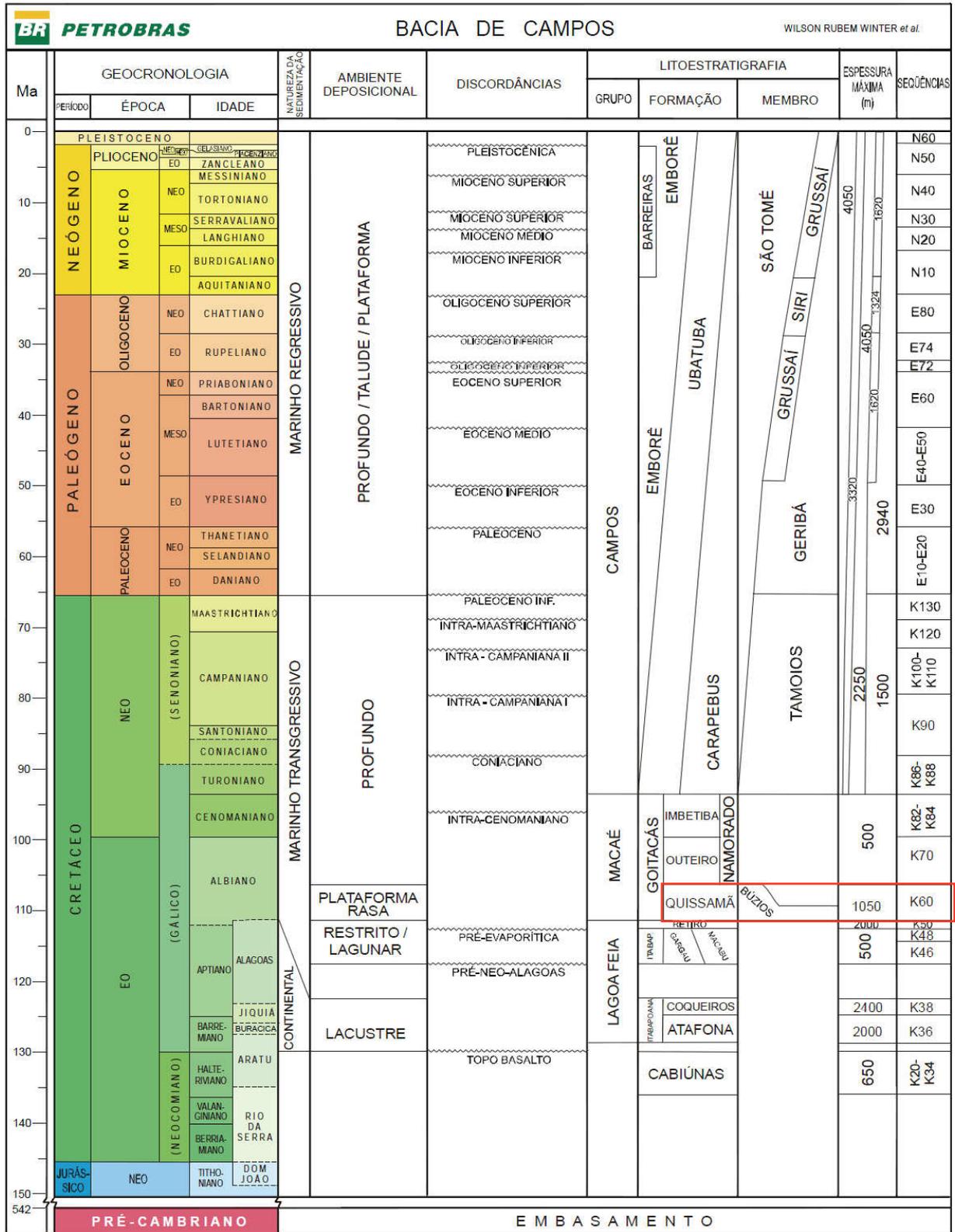


Figura 1: Coluna estratigráfica da Bacia de Campos, com destaque na Formação Quissamã, alvo do estudo (modificado de Winter et al., 2007).

Guimarães (1994) propõe dois modelos deposicionais, diferenciados pelo regime de produção de sedimentos. Em ambos os casos os bancos carbonáticos

acompanharam as várias oscilações do nível do mar. No primeiro modelo a deposição ocorreu tanto em cinturões oolíticos estabilizados, localizados na retaguarda da barra que possibilitou a formação de oolitos micritizados, de agregados e de bioturbação; quanto em cinturões oolíticos móveis, localizados na borda leste da barra sob intenso retrabalhamento das correntes de maré e das ondas. Essas condições podem ser observadas através da excelente seleção, ausência de cimentação marinha, presença esparsa de agregados e bioturbação quase nula (Spadini, 1992). Nas porções mais protegidas no interior da barra ocorrem sedimentos oolíticos finos.

O segundo modelo (Figura 2) é constituído essencialmente por bancos oncolíticos, cuja sedimentação é caracterizada pelo padrão de arraseamento para o topo (shoaling-upward). Este modelo representa a sedimentação do reservatório do Campo A (Spadini, 1992).

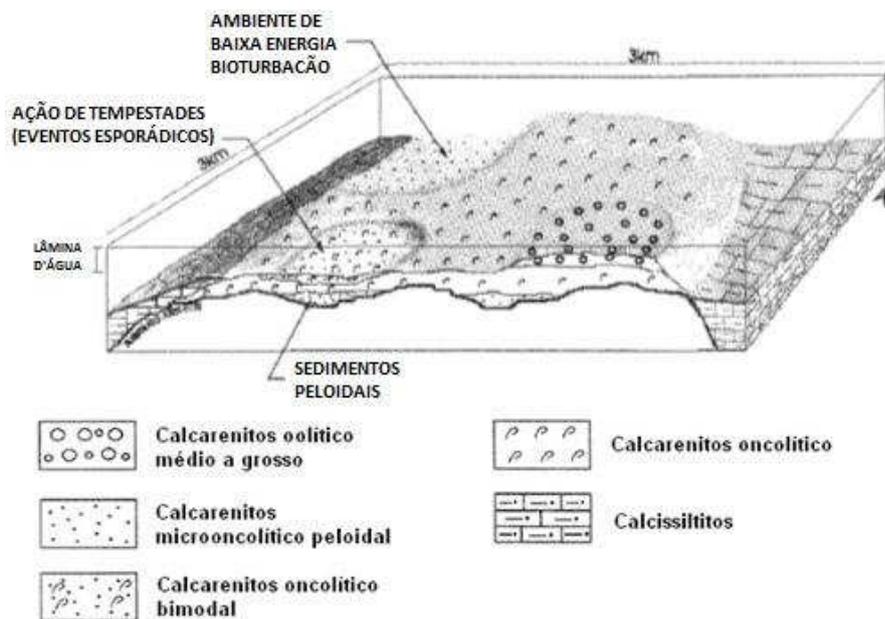


Figura 2: Representação do modelo deposicional do reservatório albio (modificado de Guimarães, 1994).

A profundidade mais elevada durante os picos de afogamento possibilitou a deposição, nas áreas de depressões, de calcarenitos microoncolíticos, calcarenitos peloidais finos e calcirrudito oncolítico. Nestas áreas também é possível observar fácies calcarenitos oncolíticos (bimodais), cujos oncólitos, transportados pela ação de tempestades, misturam-se as lamelas peloidais. Nas áreas mais altas da barra,

perfazia condições de águas rasas, onde depositaram fácies calcarenitos oolíticos (Guimarães, 1994).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Os dados utilizados neste projeto correspondem às informações do Campo A, localizado na Bacia de Campos. A base de dados, cedida pela Petrobras, é composta por dados de poços. Os 26 poços contêm perfis de densidade (RHOB), raios gama (GR), resistividade (ILD), porosidade neutrão (NPHI) e sônico (DT). Os dados de eletrofácies e os marcadores de topo e base do reservatório foram obtidos, respectivamente, com as pesquisadoras Michelle Chaves Kuroda (Kuroda *et al.*, 2012) e Juliana Finoto Bueno (Bueno *et al.*, 2014) da rede CARMOD (Rede Temática em Caracterização e Modelagem Geológica de Reservatórios).

Os poços estão distribuídos irregularmente (Figura 3), com concentração destes na porção centro-norte, enquanto na região sudeste é quase nula a ocorrência de poços.

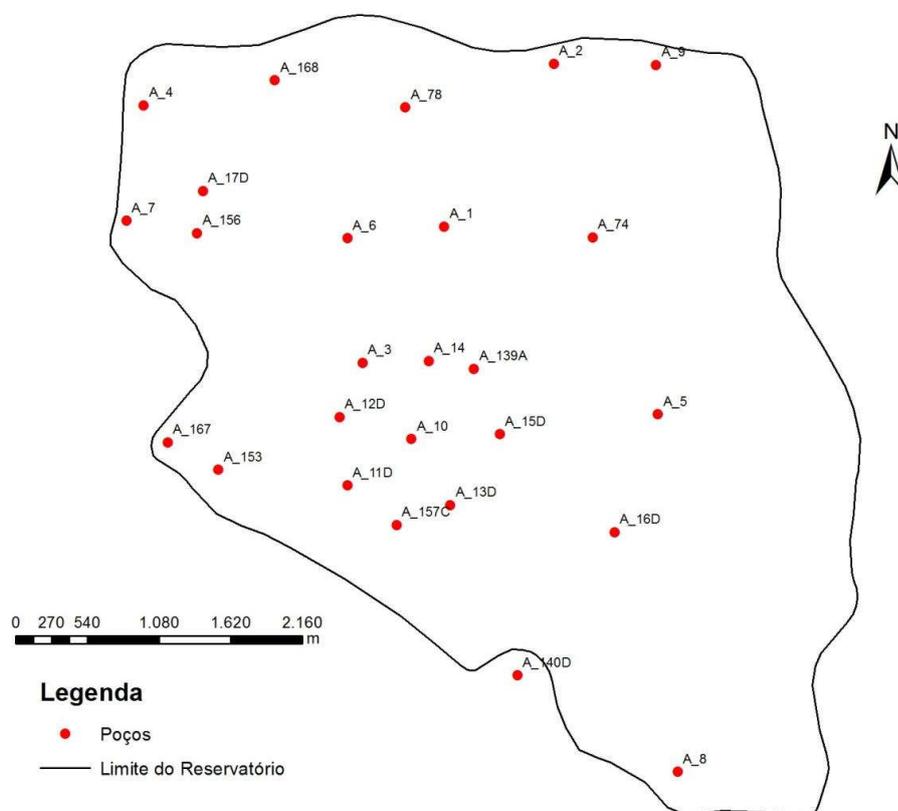


Figura 3: Mapa de localização dos poços no topo do reservatório do Campo A.

A caracterização petrofísica e geológica do reservatório foi subdividida em seis etapas.

Na primeira etapa foi realizada a revisão bibliográfica com foco na caracterização petrofísica por meio de perfis de poços e nos principais fatores que podem afetar os parâmetros petrofísicos de reservatórios carbonáticos. Além disso, foi realizado o estudo das características estratigráficas, estruturais e litológicas do registro sedimentar albiano na Bacia de Campos, assim como nos aspectos geológicos de seu análogo atual nas Bahamas.

Em seguida, como dados de fácies e de poços foram obtidos em diferentes fontes, foi realizada a inclusão das fácies nos dados de poços, gerando um único arquivo.

Estes arquivos foram carregados no software PowerLog[®] da Fugro-Jason, o qual é uma ferramenta avançada de análise petrofísica. Assim a terceira etapa consistiu na observação da disposição dos poços e das informações neles contidos, visando determinar os poços que apresentam todos os perfis (GR, DT, NPHI, RHOB e ILD) necessários para verificar se os marcadores foram demarcados nas profundidades corretas, bem como realizar os cálculos das propriedades petrofísicas.

Na quarta etapa, os marcadores foram carregados no software a fim de verificar se estes foram demarcados na profundidade correta, por meio da análise das curvas de GR, NPHI e RHOB. Posteriormente, foi feita uma nova análise dos perfis geofísicos, visando determinar novos marcadores que permitam o melhor detalhamento do reservatório.

A quinta etapa consistiu na caracterização petrofísica do reservatório, através do cálculo de volume de argila (V_{cl}), porosidade efetiva ($PHIE$), densidade da matriz (ρ_{ma}), saturação efetiva de água (S_{we}) e saturação de hidrocarbonetos (S_o). Além disso, foi determinado o valor de *Net Pay* (espessura de rochas reservatório acima do contato óleo/água) e de *Net to Gross* (espessura de rochas reservatório acima do contato óleo/água dividida pela espessura total do reservatório).

Por fim, geraram-se mapas de superfície do topo do reservatório, espessura do intervalo Outeiro, espessura *Net Pay* e razão *Net to Gross*, utilizando o software Surfer[®] da Golden, o qual é uma ferramenta que permite a construção e visualização em 2D.

4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1. Caracterização Petrofísica

A petrofísica corresponde ao estudo das propriedades da rocha e sua interação com os fluidos nela presentes. A partir dos perfis geofísicos é possível determinar volume de argila, porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos de uma rocha-reservatório, propriedades essenciais na caracterização do armazenamento e transmissão de fluidos na rocha, visando prever o desempenho de um reservatório.

4.1.1. Estimativa do Volume de Argila (Vcl)

O presente trabalho tem interesse na resposta dos perfis em relação à quantidade de minerais de argila na formação, motivo pelo qual não se utilizou o termo volume de folhelho, os quais não são constituídos 100% por argilominerías.

A determinação da quantidade de argila é essencial para o correto cálculo da porosidade efetiva e do conteúdo de fluidos. Se o volume de argila for menor que 15% do volume total da rocha, se admite que os minerais de argila não têm efeito expressivo no deslocamento de fluido. Caso seja maior será necessário corrigir as estimativas de porosidade (Halliburton, 2001). Para o cálculo de Vcl foram utilizados os perfis GR, ILD e NPHI.

4.1.1.1. Estimativa do Vcl através do Perfil GR (VclGR)

Primeiramente é necessário calcular o índice de raio gama (I_{GR}) por meio da seguinte equação:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4.1)$$

onde:

- GR_{log} = resposta atual de GR na zona de interesse
- GR_{min} = resposta mínima de GR no carbonato limpo
- GR_{max} = resposta máxima de GR na zona de argilas

Em seguida é empregada a equação 4.2, proposta por Larionov (1969), devido à falta de conhecimento sobre o tipo de argila presente no reservatório do Campo A.

$$V_{clGR} = 0.33[2^{(2 \times I_{GR})} - 1] \quad (4.2)$$

4.1.1.2. Estimativa do Vcl através do Perfil ILD (VclILD)

Para realizar cálculo de VclILD é aplicada a equação 4.3:

$$X = \frac{R_{clay}}{ILD} \times \frac{R_{clean} - ILD}{R_{clean} - R_{clay}} \quad (4.3)$$

onde:

- ILD = resposta do perfil ILD na zona de interesse
- R_{clean} = resposta mínima de ILD no carbonato limpo
- R_{clay} = resposta máxima de ILD na zona de argilas

Em seguida, calcula-se VclILD em função de R_{clay} , onde:

$$\text{se } ILD < 2 * R_{clay} \quad V_{clILD} = X \quad (4.4)$$

$$\text{se } ILD > 2 * R_{clay} \quad V_{clILD} = 0,5 * (2 * X)^{0,67*(X+1)} \quad (4.5)$$

4.1.1.3. Estimativa do Vcl através do Perfil NPHI (VclNPHI)

O cálculo de Vcl a partir de NPHI é realizado através da equação 4.6:

$$V_{clNPHI} = \left(\frac{NPHI}{N_{clay}} \times \frac{NPHI - N_{clean}}{N_{clay} - N_{clean}} \right)^{0.5} \quad (4.6)$$

onde:

- NPHI = resposta do perfil NPHI na zona de interesse
- N_{clean} = resposta mínima de NPHI no carbonato limpo
- N_{clay} = resposta máxima de NPHI na zona de argilas

4.1.1.4. Estimativa do Vcl Total

O Vcl total é determinado por meio de um algoritmo que compara os valores de VclGR, VclILD e VclNPHI para cada profundidade amostrada e seleciona o menor valor calculado como sendo Vcl total para a profundidade em estudo.

4.1.2. Estimativa da Porosidade Efetiva (PHIE)

Porosidade (Φ) está relacionada com o volume potencial de armazenamento de fluidos e é definida como a razão entre volume de vazios e volume total da rocha. Porosidade efetiva (PHIE) ou espaço de poros conectados está relacionado ao volume de poros efetivamente disponível para o fluxo de fluidos (Ellis *et al.*, 2008). Desta forma, PHIE é extremamente importante para caracterizar o reservatório, visto que hidrocarbonetos que ocupem poros não conectados não podem ser explorados.

A porosidade (PHID) é calculada, utilizando o perfil de densidade (RHOB), através da seguinte equação:

$$PHID = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) \quad (4.7)$$

onde:

- ρ_{ma} = densidade da matriz
- ρ_{log} = resposta do perfil de densidade na zona de interesse
- ρ_{fl} = densidade do fluido de formação

O valor da densidade da matriz é calculado utilizando o gráfico de dispersão de RHOB por NPHI (Figura 4).

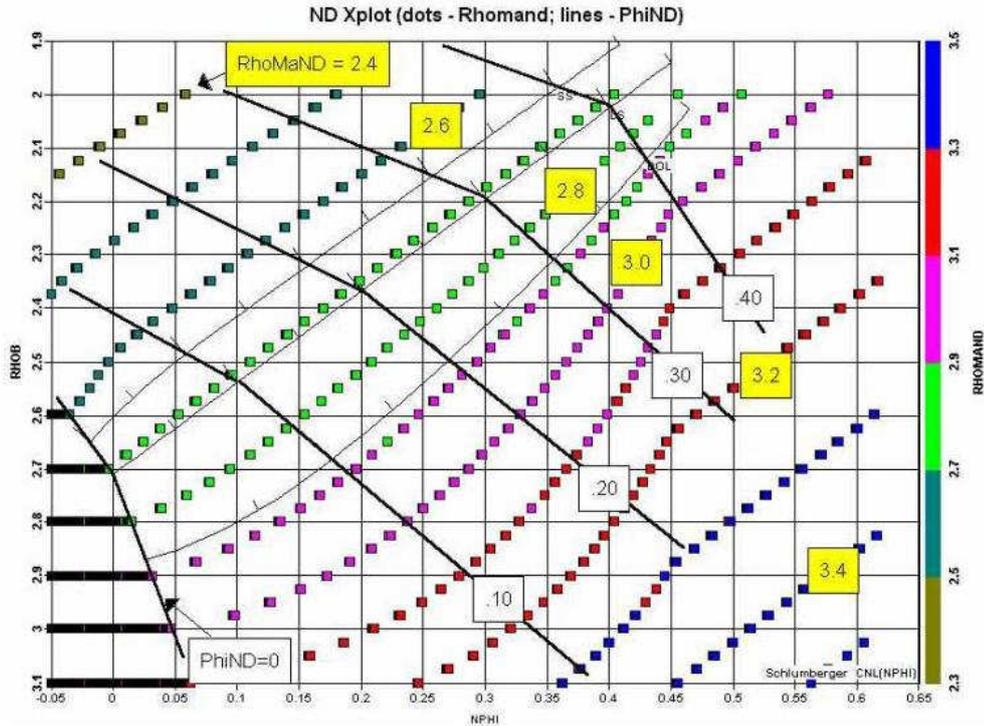


Figura 4: Gráfico de dispersão de NPHI X RHOB. As linhas pontilhadas coloridas indicam igual densidade aparente dos grãos, enquanto as linhas pretas subverticais indicam igual porosidade.

Assim como mencionado anteriormente, quando o V_{cl} calculado é menor que 15% do volume total da rocha, assume-se que os minerais de argila não têm um efeito significativo na resposta dos perfis, entretanto quando V_{cl} for maior, é necessária uma correção.

Desta forma, para intervalos com V_{cl} inferiores a 15%, a equação utilizada para cálculo de PHIE será:

$$PHIE = PHID \quad (4.8)$$

Enquanto para V_{cl} acima que 15%, o PHIE será determinado através da seguinte equação:

$$PHIE = PHID - (V_{cl} \times PHID_{sh}) \quad (4.9)$$

onde:

- $PHID_{sh}$ = porosidade na zona de argilas

4.1.3. Estimativa da Saturação de Água Efetiva (S_{we})

A saturação de água (S_w) refere-se à fração do volume poroso da rocha que é ocupada pela água de formação (Asquith *et al.*, 2004). A saturação efetiva de água (S_{we}) corresponde à porcentagem da porosidade efetiva que é ocupada por água. Assim, o cálculo da saturação é diretamente impactado pela estimativa da porosidade, bem como pelo volume de argila (Halliburton, 2001).

A S_{we} é calculada utilizando o perfil de resistividade, cujos valores medidos são comparados com a resistividade calculada da formação adotando que poros estejam 100% preenchidos com água. Neste caso, denomina-se a resistividade da rocha de resistividade molhada (R_0). Quando, para uma dada porosidade, a resistividade medida for significativamente maior que a resistividade molhada, há presença de hidrocarbonetos na rocha, pois estes constituem fortes isolantes elétricos. Portanto, a porcentagem da porosidade preenchida pela água da formação (saturação de água) irá depender desta relação (Asquith *et al.*, 2004).

O presente trabalho adota dois métodos para o cálculo da saturação de água efetiva. Quando os intervalos apresentam V_{cl} abaixo de 15%, utilizou-se a equação de Archie (1942), equação 4.10, enquanto para os intervalos com V_{cl} acima de 15%, utilizou-se a equação de Simandoux (1963), equação 4.11. O uso da segunda equação justifica-se devido ao fato de que a presença de argila na rocha reduz a resistividade da formação, resultando numa sobrestimação da quantidade de água.

$$S_{we} = n \sqrt{\frac{a}{PHIE^m} \times \frac{R_w}{R_t}} \quad (4.10)$$

$$S_{we} = \frac{C \times R_w}{PHIE^2} \left[\sqrt{\frac{5 \times PHIE^2}{R_w \times R_t} + \left(\frac{V_{cl}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{cl}}{R_{sh}} \right] \quad (4.11)$$

onde:

- n = expoente de saturação
- a = fator de tortuosidade
- m = expoente de cimentação
- $PHIE$ = porosidade efetiva
- R_w = resistividade da água de formação
- R_{sh} = resistividade da argila adjacente
- R_t = resistividade verdadeira da formação (ILD)

- V_{cl} = volume de argila
- $C = 0,45$ para carbonatos (Halliburton, 2001)

O valor da resistividade da água (R_w) é obtido através do Pickett Plot (Pickett, 1973), o qual é um gráfico de dispersão de porosidade (eixo Y) por resistividade (eixo X), em escala logarítmica (Figura 5).

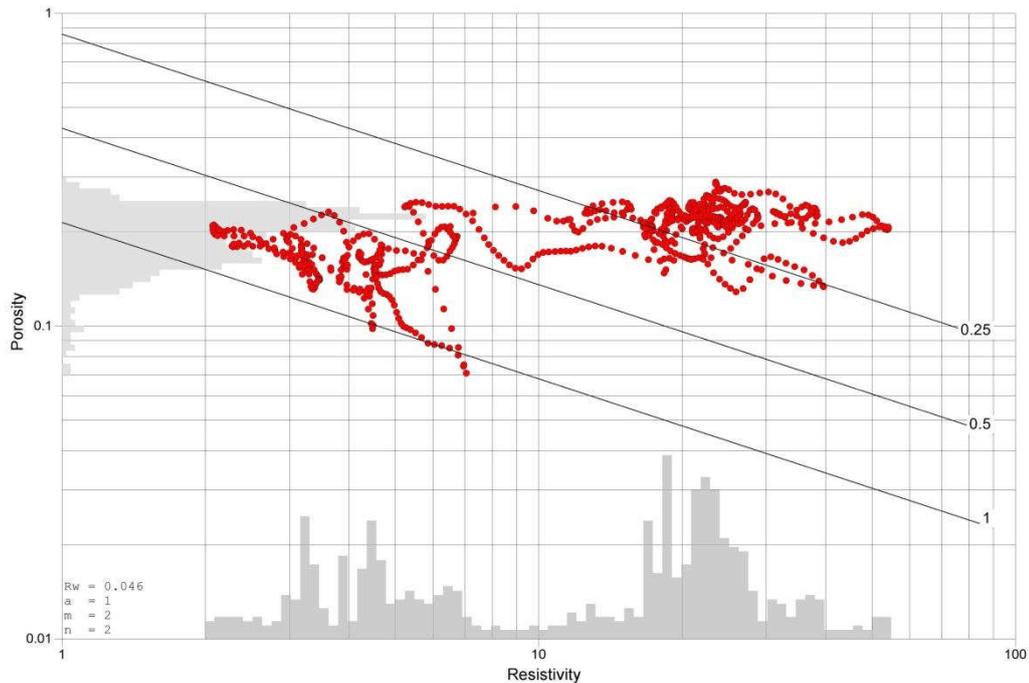


Figura 5: Pickett Plot do poço A12.

O gráfico é calibrado com os parâmetros n , m e a , adotando-se para estes os valores 2, 2 e 1, respectivamente, correspondente ao padrão para carbonatos (Halliburton, 2001). A R_w é determinada a partir do ajuste da reta de S_w igual 1 segundo a primeira tendência dos pontos.

4.2. Determinação de *Net Pay* e *Net to Gross*

Net to Gross representa a porção do reservatório que efetivamente contribui para a produção de hidrocarbonetos. O valor de *Net to Gross* é obtido pela razão entre *Net Pay* e *Gross* de cada poço. *Net Pay*, também conhecido como espessura do reservatório poroso com óleo, corresponde ao resultado da aplicação de *cut-off* nas curvas dos perfis geofísicos ou nos dados gerados nos cálculos petrofísicos. *Gross* compreende a espessura total do reservatório (Cosentino, 2001).

Cosentino (2001) alega que a determinação da razão *Net to Gross* é um procedimento comum nos estudos de reservatórios, contudo não existe uma metodologia para definir os valores de *cut-off* e quais dados a serem utilizados.

O autor ainda afirma que o estudo da distribuição espacial de *Net Pay* ao longo do reservatório é importante, visto que define as localizações da maior parte das reservas.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Análise dos Dados

Devido ao grande número de informações, este trabalho iniciou com a análise do conteúdo apresentado nos dados de poços, em relação ao tipo de perfil, intervalo de profundidade e as unidades adotadas. Vários arquivos de poços não apresentam dados referentes à suíte básica de perfis (GR, DT, NPHI, ILD e RHOB) para a zona do reservatório Albiano. Desta forma, os poços utilizados neste estudo foram: A2, A3, A8, A10, A11, A12, A14, A74, A139, A153, A156, A167 e A168.

Apesar do poço A140 conter todos os perfis necessários para as análises petrofísicas, este poço foi descartado do conjunto de dados, pois nas profundidades referentes ao reservatório, encontra-se fora do limite do campo A, como observado na figura 3.

5.2. Interpretação dos Perfis Geofísicos

O início da interpretação dos dados foi realizado pela identificação das profundidades do topo e base do reservatório com auxílio dos perfis de raios gama, densidade e porosidade neutrão. Segundo Bueno *et al.* (2014), o topo do reservatório albiano é marcado por valores baixos e suavização de GR, quando comparado com o comportamento deste perfil no horizonte Macaé, de composição calcilulítica. Em alguns poços a passagem do topo do reservatório também é marcada pela diminuição da porosidade neutrão. A base do reservatório foi identificada pela sutil diminuição da curva de GR e aumento da porosidade neutrão. As mudanças no comportamento dos perfis podem ser observadas nos exemplos dos poços A11 e A12 (Figura 6).

Ao analisar o comportamento do perfil ILD nota-se que este apresenta dois picos de alta resistividade (Figura 6). O aumento de ILD está associado a presença de hidrocarbonetos, pois este atua como um isolante da corrente elétrica (Rider, 2002). Desta forma, como há a presença de dois picos pode-se inferir que o reservatório apresenta um zoneamento em relação à concentração de hidrocarbonetos.

Observa-se, em ambos os poços, que no perfil GR ocorrem quatro picos de alta radioatividade (Figura 6). Spadini (1992) associa estes altos valores de radioatividade a picos de afogamento, os quais limitam ciclos de inframaré, aproximadamente simétricos.

Os ciclos de inframaré apresentam um padrão shoaling-upward, o qual contém, na base, packstones peloidais planctônicos, correspondentes ao registro do afogamento. Em seguida há espessamento das camadas peloidais para o topo, alterando para packstones e grainstones oncolíticos depositados em bancos oncolíticos. No topo ocorrem os depósitos dos cinturões oolíticos, que representam as condições de águas mais rasas, ou seja, condições de máximo arraseamento (Spadini, 1992).

Em seguida, definiu-se um horizonte intermediário, denominado horizonte Outeiro, utilizando principalmente o perfil de raio gama, que dividiu a zona do óleo em duas regiões: de alto GR, denominado intervalo Outeiro, e de baixo GR, denominado intervalo Quissamã (Figura 6). Em alguns poços, a presença deste horizonte é marcada pela diminuição da resistividade. A partir destas respostas dos perfis é possível inferir que a região acima do horizonte Outeiro corresponde a um intervalo de alta argilosidade e, assim, com piores condições de reservatório.

O horizonte Outeiro somente foi identificado nos poços A2, A3, A11, A12, A139A, A156 e A168; os quais estão localizados na área norte e sul-sudoeste do reservatório. Na área central sudoeste, onde ocorrem os poços A10, A14, A74, A153 e A156; não é possível definir este horizonte, portanto só apresentam o intervalo Quissamã.

Visando amarrar e nivelar os poços de acordo com os eventos deposicionais, utilizaram-se os picos de afogamento para fazer a correlação lateral entre os poços (Figura 7). Também foi demarcado o topo do reservatório, o horizonte Outeiro e o contato óleo/água. A correlação entre poços consiste na observação dos perfis

geofísicos, identificando quebras e tendências típicas similares entre os perfis dos poços.

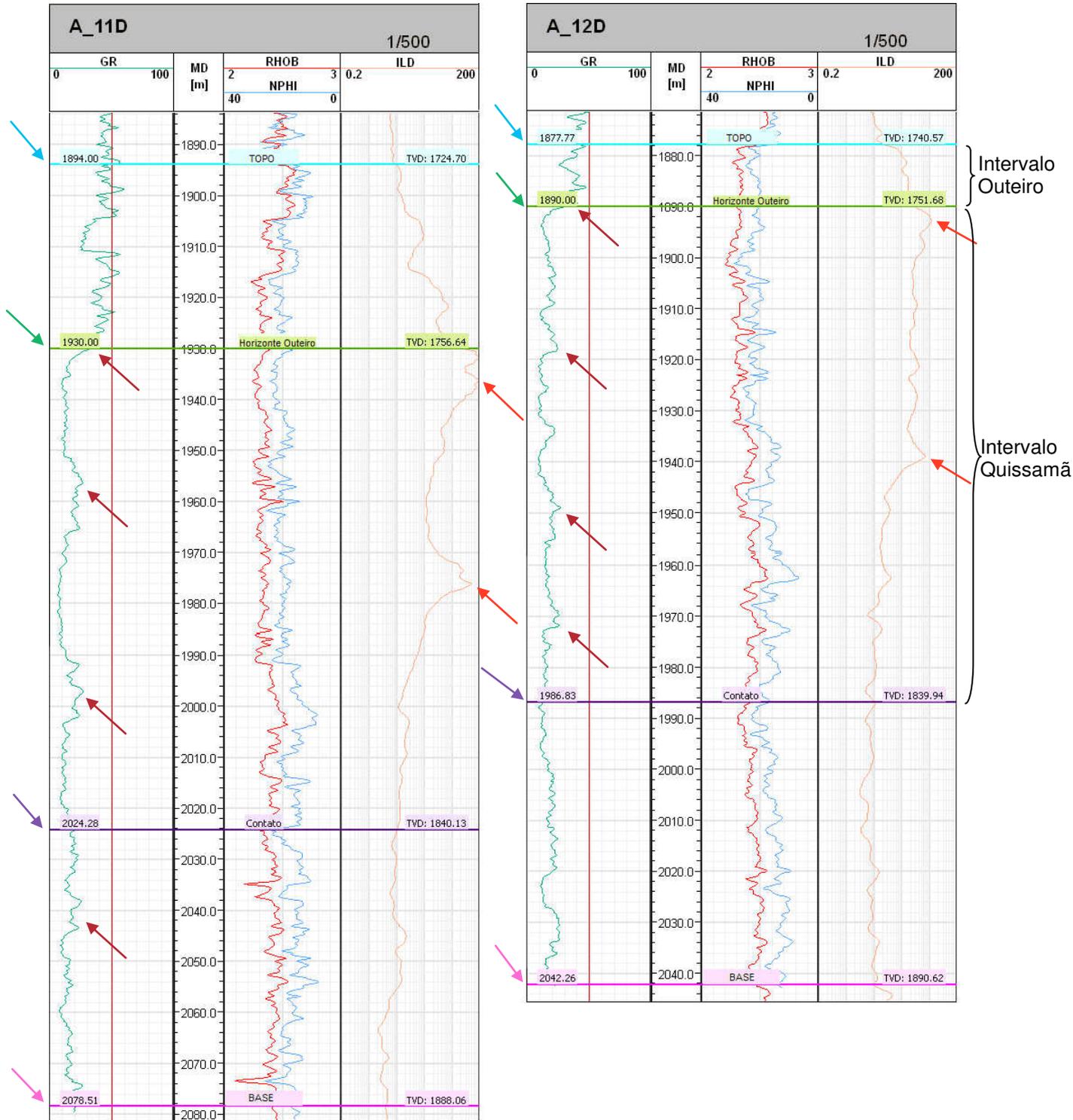


Figura 6: Perfis dos poços A11D e A12D com topo, base, horizonte Outeiro e contato óleo/água do reservatório albiano representados, respectivamente, pelas setas em azul, rosa, verde e roxo. As setas vermelhas indicam os picos de hidrocarboneto e as setas marrons os picos de afogamento.

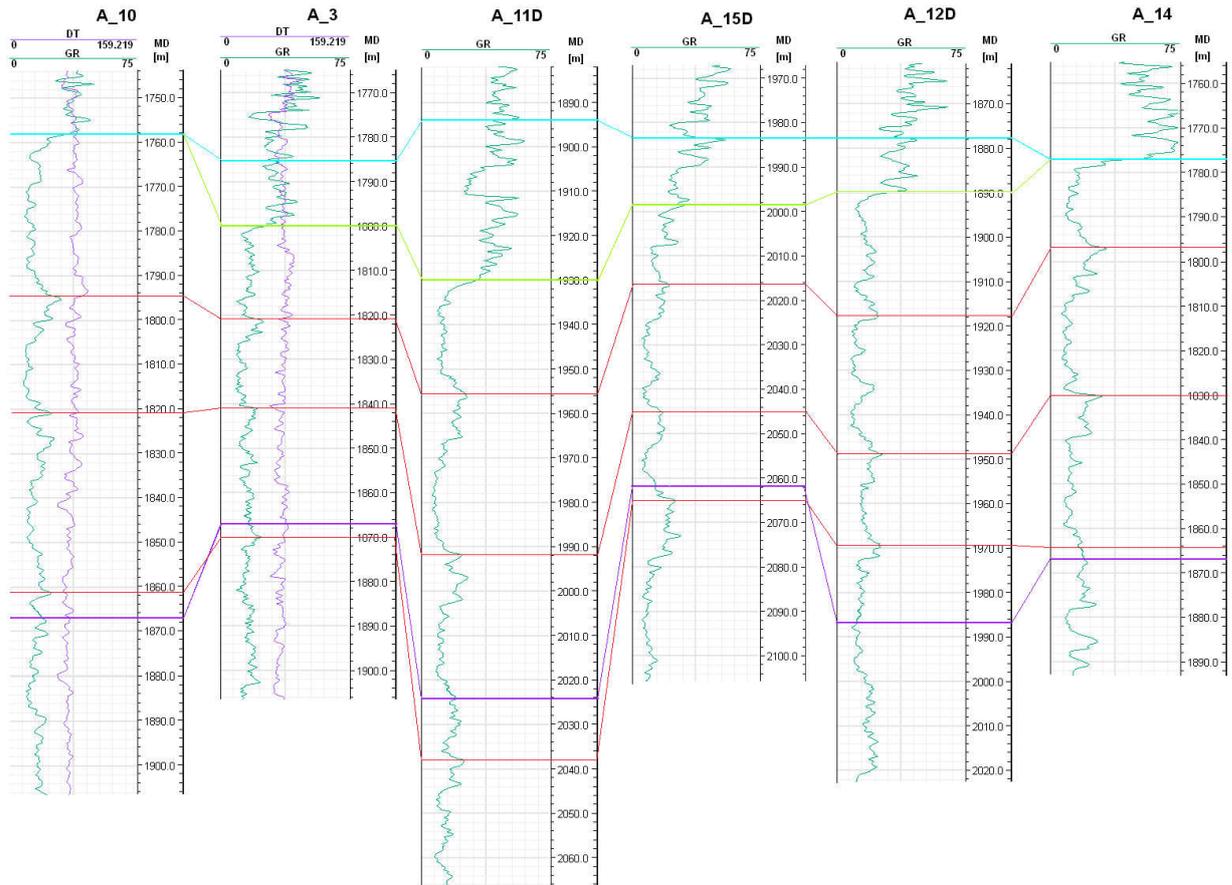


Figura 7: Correlação lateral dos poços A10, A3, A11D, A15D, A12D e A14. As linhas azul, verde e roxa correspondem, respectivamente, ao topo, horizonte Outeiro e contato óleo/água do reservatório albiano. A linha vermelha corresponde aos picos de afogamento.

Na figura 8 observa-se que o reservatório apresenta duas zonas principais com elevada espessura de argila próxima ao topo. Estas se localizam na área norte e oeste-noroeste do campo. Entre estas zonas ocorre uma região cuja espessura diminui progressivamente até a sua ausência. Além desta, o campo apresenta mais três regiões com esta característica, sendo a maior delas localizada na área leste. Contudo existe grande incerteza quanto a este resultado devido à baixa ocorrência de poços nesta localidade.

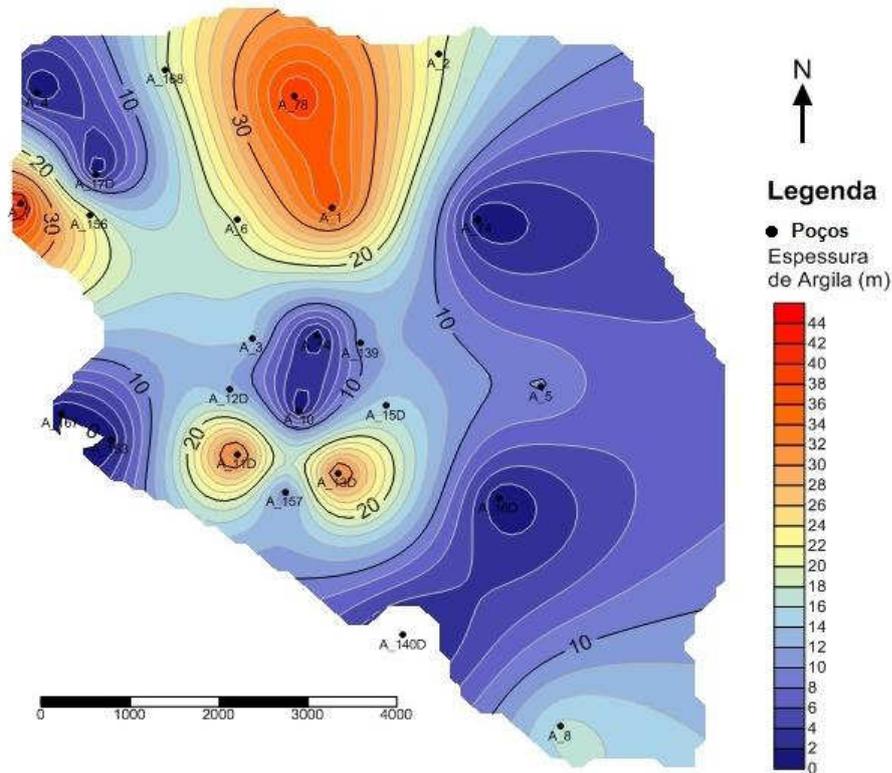


Figura 8: Mapa da espessura de argila no topo do reservatório.

Por fim, o contato óleo/água foi demarcado no valor de -1840 m (Bueno *et al.*, 2014). Como pode ser observado na figura 9, ocorrem duas áreas, localizadas no extremo sudeste e oeste do campo, onde o topo do reservatório encontra-se abaixo do contato óleo/água. Assim, os poços A8 e A167, localizados nestas áreas, foram descartados da base de dados.

Também é possível notar que o reservatório albiano apresenta altos estratigráficos na região centro-sul e no extremo noroeste. O alto estratigráfico da região centro-sul, de maior extensão, é delimitado a sudeste por uma escarpa com alta declividade, enquanto a nordeste configura-se um suave decaimento da profundidade. O alto estratigráfico do extremo noroeste, de menor extensão, é delimitado a leste pelo suave decaimento da profundidade e a sudoeste por uma escarpa com alta declividade.

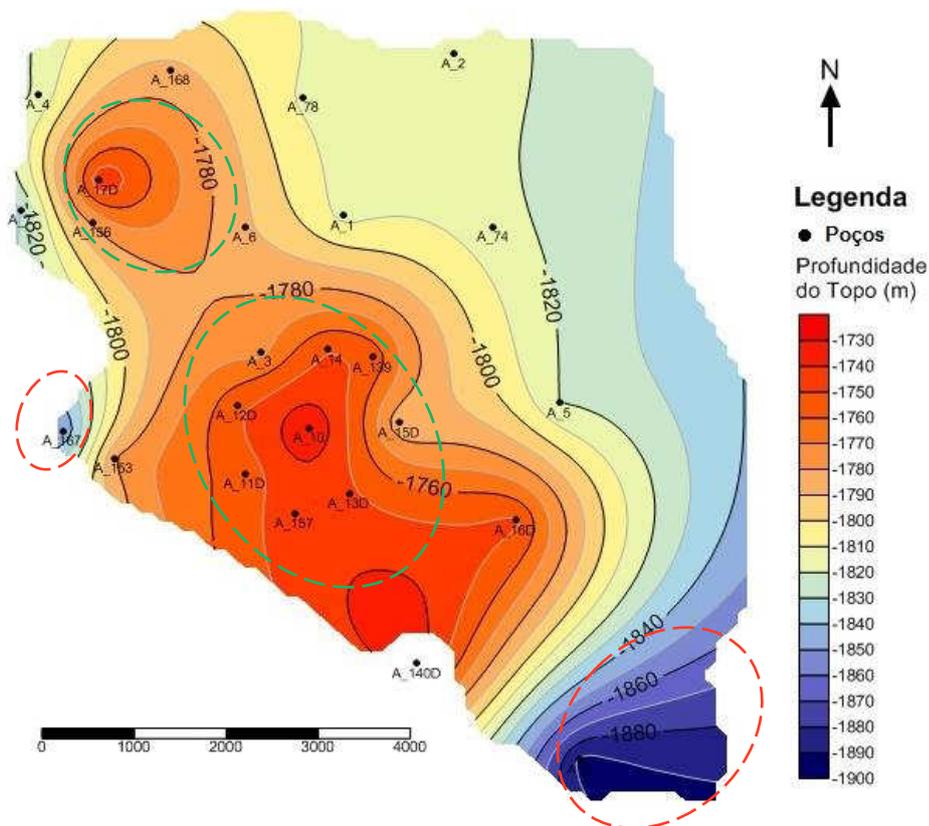


Figura 9: Mapa de profundidade do topo do reservatório. Os círculos verdes indicam os altos estratigráficos, enquanto os círculos vermelhos indicam as áreas onde o contato óleo/água está acima do topo do reservatório.

5.3. Caracterização Petrofísica

Assim como mencionado anteriormente, o reservatório foi dividido, espacialmente, em duas regiões: com e sem a presença do horizonte Outeiro. Desta forma, enquanto a região norte e sul-sudoeste apresenta os intervalos Outeiro e Quissamã, na região central sudoeste somente ocorre o intervalo Quissamã. Tendo em vista estes aspectos, as análises foram realizadas separadamente com o objetivo de caracterizar, em termos petrofísicos, essas regiões e os intervalos. Em todos os casos, os cálculos foram feitos até o contato óleo/água.

As propriedades calculadas foram: volume de argila parcial (V_{clGR} , V_{clNPHI} e V_{clILD}), volume de argila total (V_{cl}), porosidade efetiva ($PHIE$), saturação efetiva de água (S_{we}) e saturação de hidrocarbonetos (S_o).

O cálculo do volume de argila parcial exige, independente do perfil utilizado, valores do perfil para uma região de rocha limpa (sem argila), identificado pelos valores mínimos, e para uma região com argila, identificado pelos valores máximos.

Desta forma foi necessário realizar a identificação dos valores máximos e mínimos antes dos cálculos petrofísicos.

5.3.1. Identificação dos Valores Máximos e Mínimos para os Perfis GR, ILD e NPHI.

Os valores máximos e mínimos foram identificados para cada um dos poços. Contudo houve algumas dificuldades, pois somente os poços A3 e A10 possuem uma descrição de testemunho. Os poços A2, A74, A139, A153, A156 e A168 apresentam descrição de amostras de calha enquanto os demais poços só possuem a classificação de eletrofácies.

Assim, utilizou-se de três métodos para a identificação dos valores, visando evitar possíveis erros durante a escolha dos intervalos de rocha limpa e de argila.

Para a identificação dos valores mínimos, optou por utilizar, nos poços A3 e A10, os menores valores de GR dentro das zonas de grainstone e classificadas como reservatório. Nos poços A2, A74, A139, A153, A156 e A168 a identificação foi realizada nas zonas definidas como calcarenitos. Por fim, para os poços restantes utilizou-se a zonas classificadas como reservatórios, na análise de eletrofácies.

A identificação dos valores máximos foi realizada da mesma maneira, entretanto as zonas utilizadas, para os poços A3 e A10, foram as classificadas como não-reservatórios e como mudstone. Nos demais poços, optou-se pelas zonas classificadas somente como eletrofácies não-reservatórios, visto que não há ocorrência de folhelhos e argilitos na amostra de calha.

Em ambos os casos, o grau de incerteza associado à identificação aumenta do primeiro método para o último, pois se utiliza apenas de dados indiretos (classificação de eletrofácies).

Os valores de mínimo e máximo de ILD e NPHI foram obtidos nos mesmos intervalos de profundidade identificados para GR nos perfis.

5.3.2. Estimativa do Volume de Argila (Vcl)

5.3.2.1. Estimativa do Vcl Parcial

O volume de argila parcial foi calculado inicialmente através dos perfis de raio gama, resistividade e porosidade neutrão, utilizando, respectivamente, as equações 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6. As médias de VclGR, VclILD e VclNPHI para os poços com e sem horizonte Outeiro podem ser observadas, respectivamente, nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Vcl parcial médio dos poços com horizonte Outeiro.

Poço	VclGR		VclILD		VclNPHI	
	Outeiro	Quissamã	Outeiro	Quissamã	Outeiro	Quissamã
A_2	0,27	0,51	0,63	0,74	0,79	0,67
A_3	0,30	0,42	0,46	0,55	0,67	0,63
A_11D	0,38	0,28	0,50	0,37	0,79	0,64
A_12D	0,36	0,39	0,54	0,27	0,70	0,62
A_139A	0,29	0,57	0,45	0,45	0,72	0,69
A_156	0,36	0,32	0,46	0,41	0,74	0,55
A_168	0,27	0,25	0,75	0,66	0,68	0,79

Tabela 2: Vcl parcial médio dos poços sem horizonte Outeiro.

Poço	VclGR	VclILD	VclNPHI
A_10	0,22	0,55	0,62
A_14	0,18	0,53	0,70
A_74	0,05	0,65	0,74
A_153	0,28	0,41	0,69

Em média, obteve-se para o VclGR nos intervalos Outeiro e Quissamã os valores de 0,317 e 0,395, respectivamente. Os poços que não exibem o horizonte Outeiro apresentam média de 0,184.

Em relação ao VclILD o intervalo Outeiro apresenta média de 0,548, enquanto que o intervalo Quissamã, o valor de 0,494 e 0,538 para os poços com e sem o horizonte Outeiro, respectivamente. É possível verificar que houve um aumento nas médias em relação aos valores obtidos para VclGR. Isto ocorre devido à presença de hidrocarboneto na formação que atua como isolante da corrente elétrica (Rider, 2002). Portanto, o cálculo do volume de argila pelo perfil de resistividade tenderá a superestimar o resultado de VclILD.

Os poços sem horizonte Outeiro obtiveram VclNPHI médio de 0,685. Nos demais poços o intervalo Outeiro obteve a média de 0,727, enquanto que o intervalo

de Quissamã, a média de 0,655. Novamente, ocorre um aumento no resultado em relação aos calculados anteriormente.

Os resultados exibidos no perfil neutrão estão relacionados à quantidade de núcleo de hidrogênio, e conseqüentemente ao número de moléculas d'água na formação (Rider, 2002). Assim, a presença de argilominerais na rocha, resulta na superestimação do volume de argila, pois estes minerais apresentam moléculas d'água adsorvidas em sua estrutura, as quais irão influenciar na resposta do perfil NPHI.

5.3.2.2. Estimativa do Vcl Total

Em média, o intervalo Quissamã exhibe os valores de 0,228 e 0,099 para os poços com e sem o horizonte Outeiro, respectivamente, enquanto o intervalo Outeiro apresenta a média de 0,193. Nota-se uma diminuição no Vcl total quando comparados aos resultados parciais.

Como se utilizou valores de mínimo e máximo diferentes para determinar Vcl total dos intervalos nos poços com horizonte Outeiro, não é possível realizar uma comparação entre os intervalos. Assim, visando confirmar a presença de alta argilosidade no intervalo Outeiro, calculou-se o volume de argila total, para o poço A11, com um único conjunto de valores mínimo e máximo. Obteve-se para o este a média de 0,349, enquanto no intervalo Quissamã a média de 0,076. Tendo em vista a grande diferença entre os resultados é possível afirmar que o intervalo Outeiro apresenta alto teor de argila.

Ainda, observando as figuras 10 e 11, verifica-se que no intervalo Outeiro, os valores de Vcl total abrangem, principalmente, desde 0,09 a 0,75, em contrapartida, no intervalo Quissamã, os valores concentram-se entre 0 e 0,25, confirmando que o volume de argila é maior acima do horizonte Outeiro.

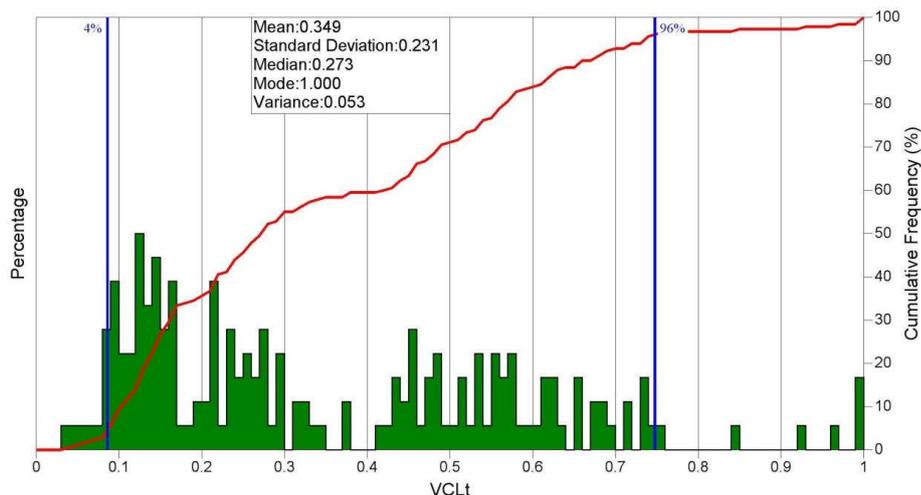


Figura 10: Volume de argila total para o intervalo Outeiro.

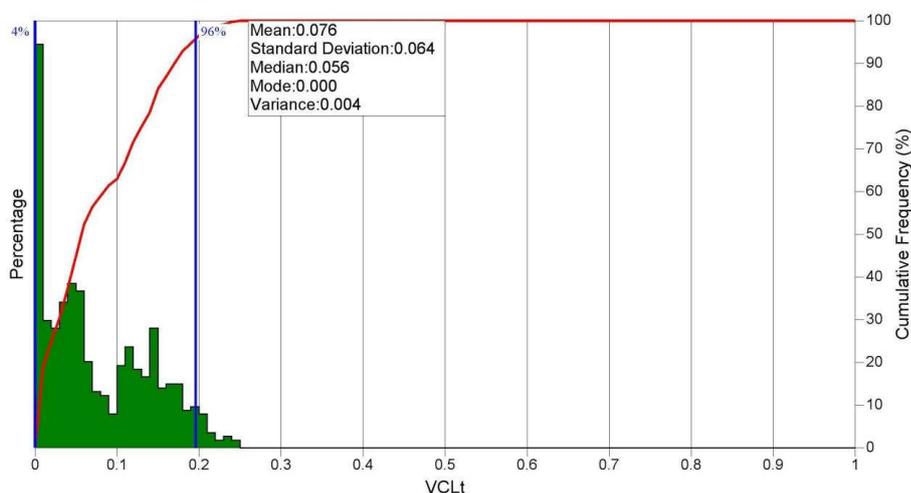


Figura 11: Volume de argila total para o intervalo Quissamã.

5.3.3. Estimativa da Porosidade Efetiva (PHIE)

Inicialmente calculou-se PHID através da equação 4.7, adotando-se 1,05 g/cm³ para densidade de fluido. Este corresponde ao valor intermediário entre 1,00 g/cm³, para a água pura, e 1,15 g/cm³, para água salina (Halliburton, 2001).

A densidade da matriz foi calculada para cada profundidade dos poços, obtendo-se a média de 2,73 g/cm³, a qual se aproxima da densidade padrão para os calcários, na ordem de 2,71 g/cm³.

O tipo de matriz também pode ser identificado através do crossplot de RHOB por NPHI (Figura 12), no qual é possível perceber que os pontos dos poços plotam principalmente sobre a linha LS, correspondente ao calcário. Contudo, alguns pontos

dos poços A74 e A139 tendem para a linha D. Esta configuração ocorre quando há a presença de argila ou cimentação por dolomita na rocha.

Desta forma, analisaram-se os valores de raio gama para estes pontos, observando-se que em ambas os poços há variação entre 11 e 23 API. Associando aos valores de densidade dos pontos infere-se que ocorra, nestes poços, a presença de dolomita, como cimentação preenchendo os poros ou substituindo grãos de calcita.

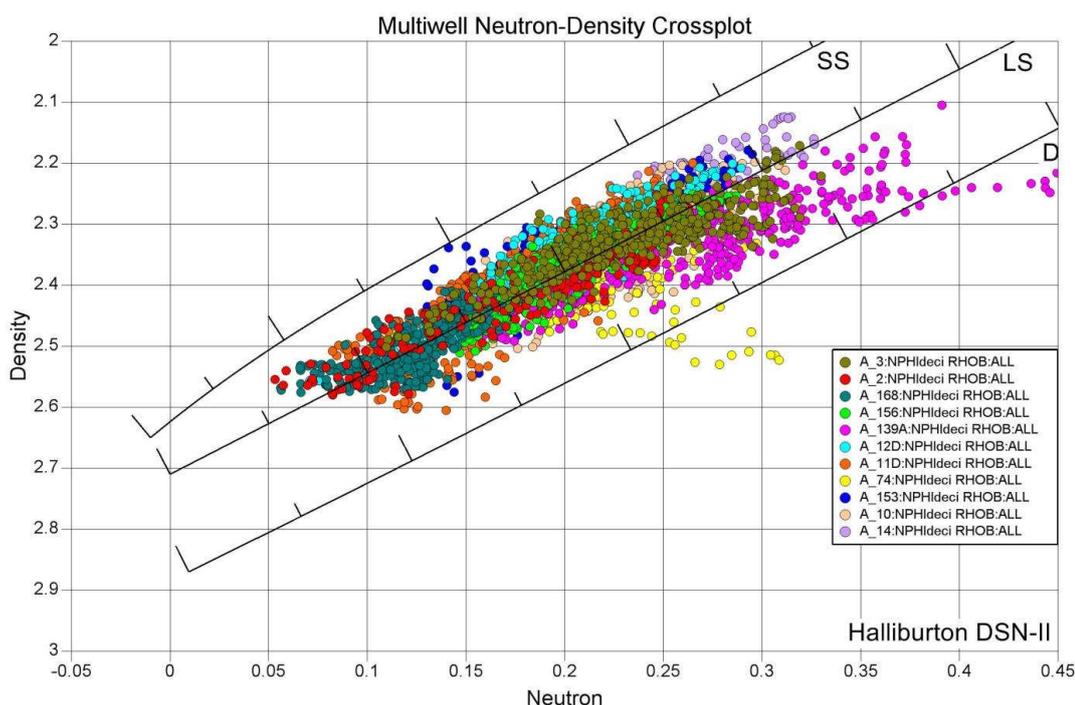


Figura 12: Crossplot de RHOBI vs NPHI com as linhas dos tipos de rocha matriz para os poços do Campo A. As siglas SS, LS e D indicam, respectivamente, arenito, calcário e dolomita.

Ao final obtiveram-se, como média de PHID, os valores de 0,197 e 0,207 para os intervalos Outeiros e Quissamã, respectivamente. Os poços sem horizonte Outeiro apresentam um valor médio de 0,226.

Contudo, devido à presença de argilominerais na formação, é necessário fazer a correção da porosidade. Assim, para o cálculo da porosidade efetiva utilizou-se a equação 4.8, para intervalos com V_{cl} inferiores a 15%, e a equação 4.9, para V_{cl} acima que 15%.

O valor de $PHID_{sh}$, utilizado na equação 4.9, foi calculado para cada poço, bem como para os intervalos Outeiro e Quissamã separadamente. Utilizou-se a equação 4.7 no cálculo, empregando o valor para ρ_{ma} de 2,66 g/cm³, relativo à

densidade da matriz da ilita, e para ρ_{fl} de 1,05 g/cm³. O valor de RHOB foi identificado nas mesmas profundidades onde se obteve os valores máximos de GR nos perfis, correspondente a zona de folhelho. A média da porosidade na zona de argilas obtida para o intervalo Outeiro foi de 0,134, enquanto para o intervalo Quissamã foi de 0,174 nos poços com horizonte Outeiro e 0,164 nos poços sem o horizonte.

As tabelas 3 e 4 mostram, respectivamente, a média de PHIE para os poços com e sem horizonte Outeiro.

Tabela 3: Porosidade efetiva média para os poços com horizonte Outeiro.

Poço	PHIE	
	Outeiro	Quissamã
A_2	0,15	0,16
A_3	0,22	0,21
A_11	0,17	0,17
A_12	0,19	0,16
A_139	0,23	0,21
A_156	0,13	0,19
A_168	0,10	0,11

Tabela 4: Porosidade efetiva média para os poços sem horizonte Outeiro.

Poço	PHIE
A_10	0,21
A_14	0,23
A_74	0,20
A_153	0,21

Os poços sem o horizonte Outeiro apresentam porosidade efetiva média de 0,215, enquanto nos intervalos Outeiro e Quissamã, de 0,169 e 0,172, respectivamente. Os valores médios obtidos estão abaixo do que é proposto por Horschutz *et al.* (1992), na ordem de 20% para porosidade do reservatório Albiano do Campo A. Observando as tabelas acima, nota-se que alguns poços exibem valores de porosidade baixos, inferiores a 16%, o que resulta na tendência de queda do resultado da média.

Os principais poços com os menores valores de PHIE do conjunto são A156 e A168. Ao analisar os dados de eletrofácies desses poços (Figura 13), percebe-se

que a baixa porosidade efetiva está relacionada à presença de cimentação na formação.

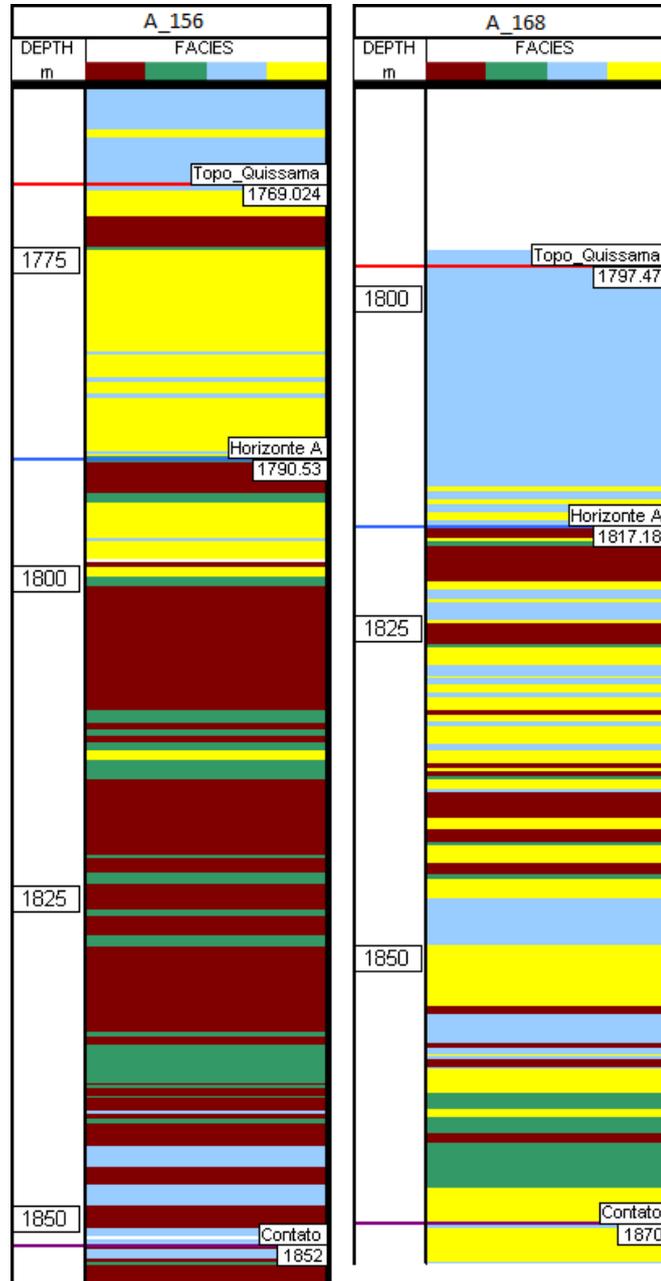


Figura 13: Perfil de fácies dos poços A156 e A168. Em vermelho: reservatório, verde: possível reservatório, azul: não reservatório e amarelo: cimentado (Kuroda *et al.*, 2012).

Conforme Guimarães (1994) a zona do hidrocarboneto dos reservatórios carbonáticos do albio apresentam dois tipos de cimentação: marinha e meteórica. A primeira consiste numa franja acicular de calcita pouco desenvolvida que envolve completamente os oólitos. A segunda está associada a rochas de granulometria fina,

em que a porosidade é obliterada parcial ou totalmente devido a uma franja romboédrica de calcita que crescem em direção ao centro do poro.

Visando realizar uma comparação entre os intervalos, calculou-se a porosidade efetiva para o poço A11, empregando valores de ρ_{ma} e ρ_{fl} citados anteriormente para determinar $PHID_{sh}$, cujo resultado foi de 0,0974. No intervalo de Outeiro obteve-se PHIE médio de 0,165, enquanto no intervalo Quissamã, o valor de 0,187. Novamente estes valores apresentam-se abaixo do esperado para carbonatos. Contudo é possível observar, nas figuras 14 e 15, que em ambos os intervalos a maior frequência de resultados de PHIE ocorre entre 0,18 e 0,24, condizendo com o que é proposto por Horschutz *et al.* (1992).

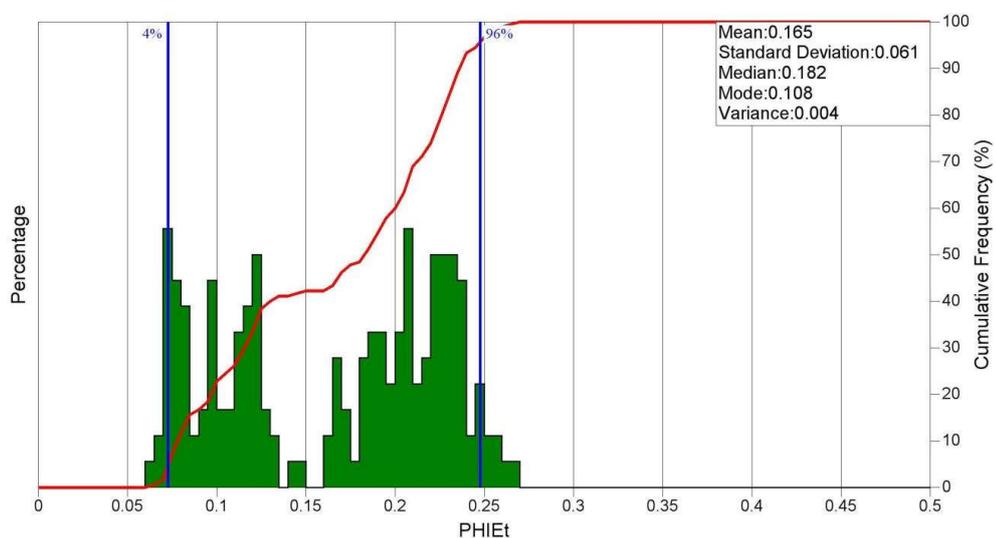


Figura 14: Porosidade efetiva do intervalo Outeiro.

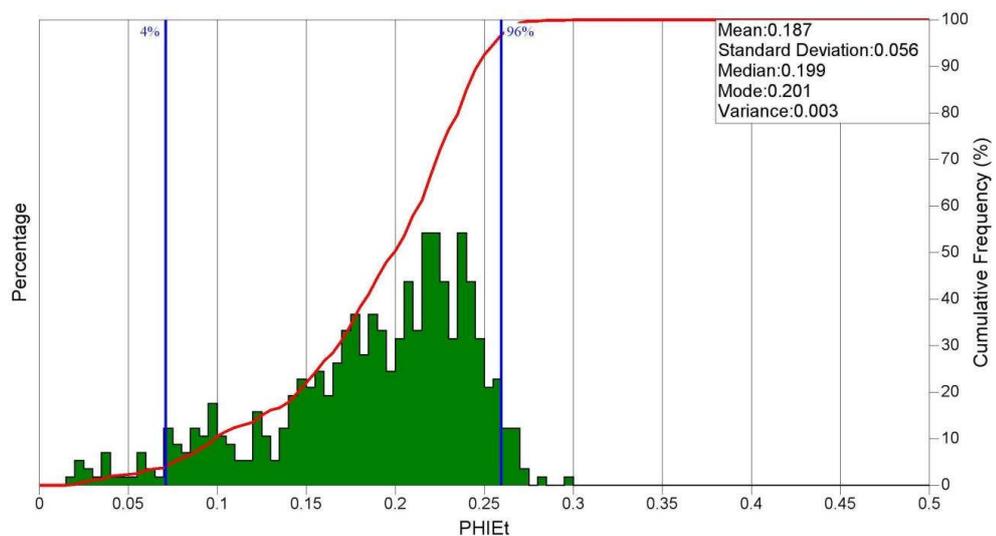


Figura 15: Porosidade efetiva do intervalo Quissamã.

No intervalo Outeiro também ocorre um pico de frequência entre 0,07 e 0,13, o que explica a média relativamente baixa para esse intervalo. Ao correlacionar o perfil de PHIE com os dados de fácies (Figura 16), nota-se que a zona de baixa porosidade compreende porções cimentadas e de não-reservatório do intervalo.

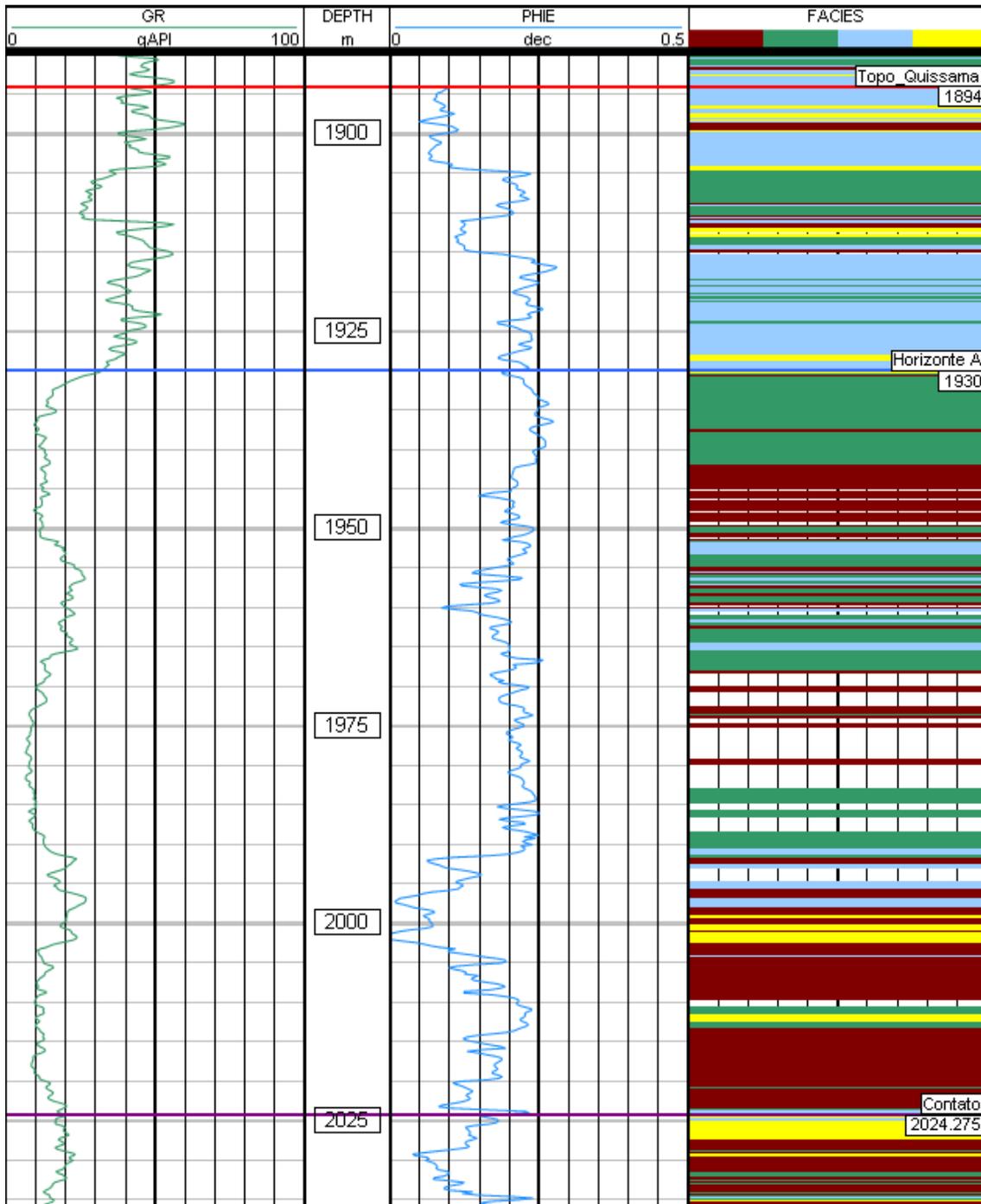


Figura 16: Perfil GR, PHIE e de fácies do poço A11. Em vermelho: reservatório, verde: possível reservatório, azul: não reservatório e amarelo: cimentado (Kuroda *et al.*, 2012).

5.3.4. Estimativa da Saturação de Água Efetiva (S_{we})

A saturação efetiva foi calculada por meio da equação 4.10, para as profundidades com Vcl inferiores a 15%, e da equação 4.11, para Vcl acima que 15%.

O valor de R_w utilizado foi de 0,045 ohm.m, correspondente à média das resistividades da água calculadas para cada poço. Visando determinar o grau de confiabilidade para este resultado, calculou-se R_w através da salinidade e temperatura do campo, obtendo-se 0,042 ohm.m, valor próximo ao obtido no método do Pickett Plot.

O cálculo da saturação efetiva foi realizado somente no intervalo de Quissamã, considerado a zona com melhores condições de reservatório. Desta forma, a resistividade da argila adjacente (R_{sh}) utilizada corresponde aos valores de ILD máximo obtidos, anteriormente, para o cálculo do Vcl através do perfil ILD.

O reservatório apresenta uma saturação média de 43%, contudo, observando a média de cada poço (Tabela 5), é possível distinguir dois grupos de S_{we} . O primeiro corresponde aos poços com valores de S_{we} inferiores a 45%, enquanto o segundo englobando os poços cuja S_{we} é superior.

Tabela 5: Saturação efetiva média dos poços do Campo A.

Poço	S_{we}	Poço	S_{we}
A_2	0,55	A_14	0,30
A_3	0,39	A_139	0,30
A_10	0,29	A_153	0,35
A_11	0,38	A_156	0,48
A_12	0,42	A_168	0,88

Ao comparar o mapa de localização dos poços com o mapa de profundidade do topo do reservatório é possível notar que os poços com baixos valores de saturação efetiva de água encontram-se situados no alto estratigráfico da região centro-sul, enquanto que os poços do segundo grupo estão espalhados ao longo das zonas de depressões.

A presença de valores baixos para saturação de água é um indicativo de alta saturação de hidrocarbonetos (S_o), pois a soma de ambos corresponde a 100% da rocha saturada. Assim, S_o é obtido através da seguinte equação.

$$S_o = 1 - S_{we} \quad (5.1)$$

Portanto, pode-se inferir que a acumulação de hidrocarbonetos do reservatório ocorra nesta região central, correspondente ao alto estratigráfico.

Ao correlacionar os dados de S_{we} com os de PHIE nota-se que os poços com baixa saturação de água, e conseqüentemente alta S_o , apresentam alta porosidade. Segundo Spadini (1990) a entrada precoce de hidrocarboneto, sobretudo o óleo, é um mecanismo importante para a preservação da porosidade primária, pois interrompe os processos diagenéticos de subsuperfície. O autor afirma que este é o principal mecanismo de preservação da porosidade e da permeabilidade nos reservatórios albianos da Bacia de Campos.

5.4. Determinação de *Net Pay* e *Net to Gross*

Este trabalho adotou as informações de eletrofácies como *cut-off* para determinar *Net Pay*. Desta forma, definiram-se dois possíveis cenários para o reservatório. O primeiro, com caráter conservador, optou-se por somente utilizar a fácies reservatório, enquanto o segundo cenário, sendo mais otimista, utilizou-se as fácies reservatório e possível reservatório.

A figura 17 compreende um mapa da distribuição de *Net Pay* no campo segundo o primeiro cenário, considerando apenas fácies reservatório. Nota-se que a área central e sudeste do campo apresentam as maiores espessuras de *Net Pay* e, conseqüentemente, de fácies reservatório. Contudo toda área sudeste do campo situa-se numa zona de depressão em relação à porção central do campo (Figura 9). Desta forma, mesmo esta área tendo elevada espessura de reservatório, a possibilidade de se encontrar hidrocarboneto armazenado é baixa, por estar abaixo do contato óleo/água.

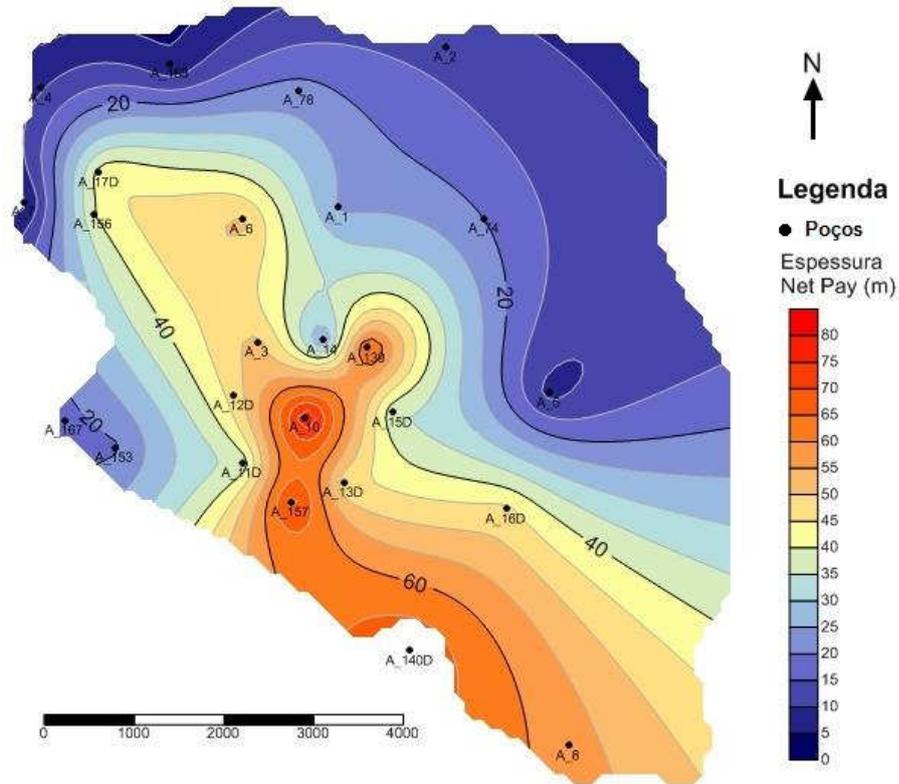


Figura 17: Mapa da distribuição de *Net Pay* no campo para fáceis reservatório.

A presença de elevada espessura de reservatório na área centro-sul, associado ao fato de ser uma região de alto estratigráfico onde os poços indicam alta porosidade e baixa saturação de água, sugere que esta área compreende um ótimo reservatório de hidrocarboneto.

A figura 18 consiste no mapa da distribuição da razão *Net to Gross* no campo segundo o primeiro cenário. O campo exibe duas zonas com alta razão *Net to Gross*, ou seja, com alta potencial de produção de hidrocarbonetos. A zona de maior extensão ocorre na região norte e apresenta de forma elíptica, contudo nesta área ocorre baixa espessura *Net Pay*. A segunda zona, de menor extensão, compreende uma faixa alongada segundo o *trend* N-S, localizada na região centro-sul do campo, e apresenta elevada espessura *Net Pay*.

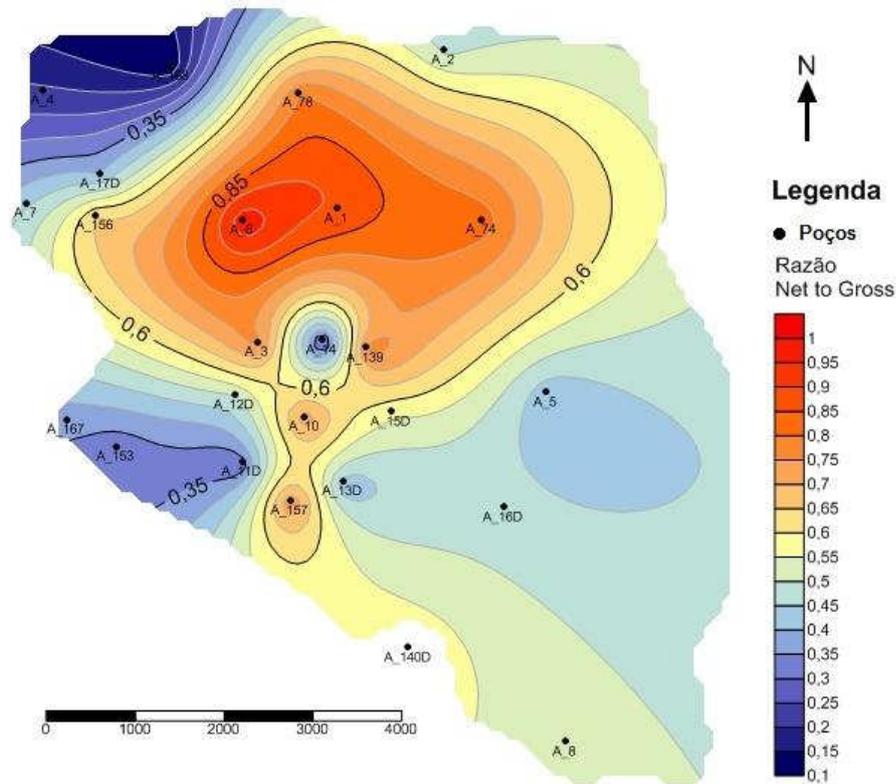


Figura 18: Mapa da distribuição de *Net to Gross* para fácies reservatório.

A figura 19 compreende um mapa da distribuição de *Net Pay* no campo conforme o segundo cenário, considerando as fácies reservatório e possível reservatório. Nota-se que houve um aumento da espessura *Net Pay* em relação ao primeiro cenário. A espessura máxima que era antes 80 m passa a ser 95 m. Apesar dessa mudança, a distribuição espacial mantém-se praticamente a mesma, com a espessura aumentando, regionalmente, de norte para sul.

Em relação à distribuição espacial da razão *Net to Gross* no campo conforme o segundo cenário (Figura 20) observa-se um aumento da área com alto potencial, principalmente nas direções nordeste e sudeste. Toda região norte, com exceção do extremo noroeste, exhibe razão *Net to Gross* acima de 0,8. Estas mudanças no valor do *Net to Gross* estão relacionadas ao fato de que ao aumentar o valor do dividendo de uma razão, no caso espessura *Net Pay*, e manter inalterado o valor do divisor, *Net Gross*, resulta no aumento do resultado final.

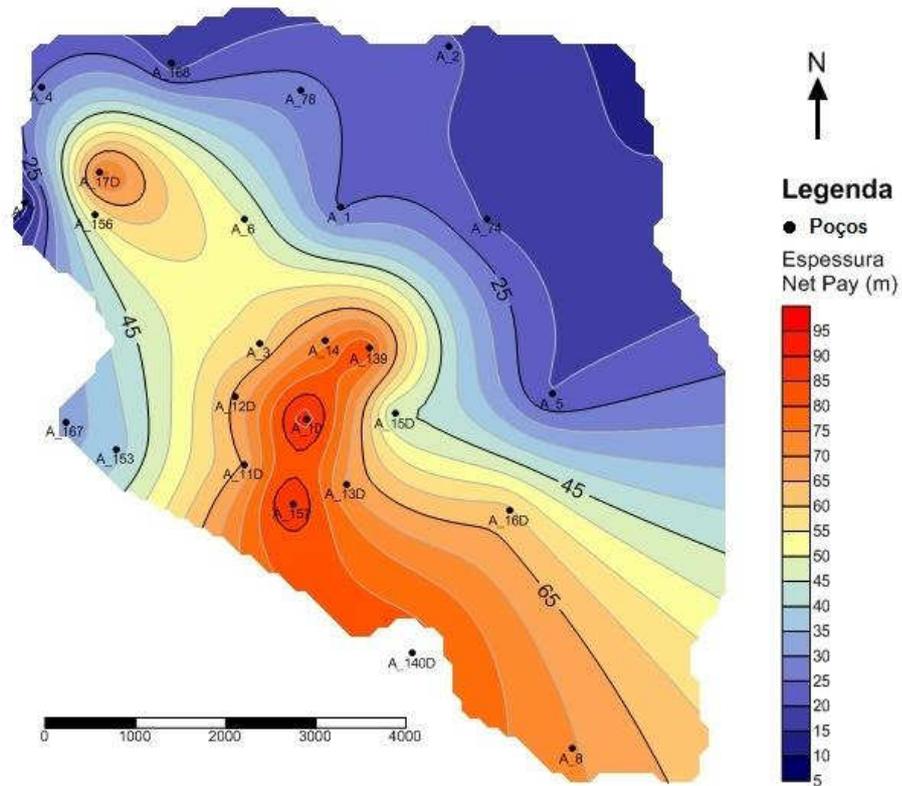


Figura 19: Mapa da distribuição de *Net Pay* para fácies reservatório e possível reservatório.

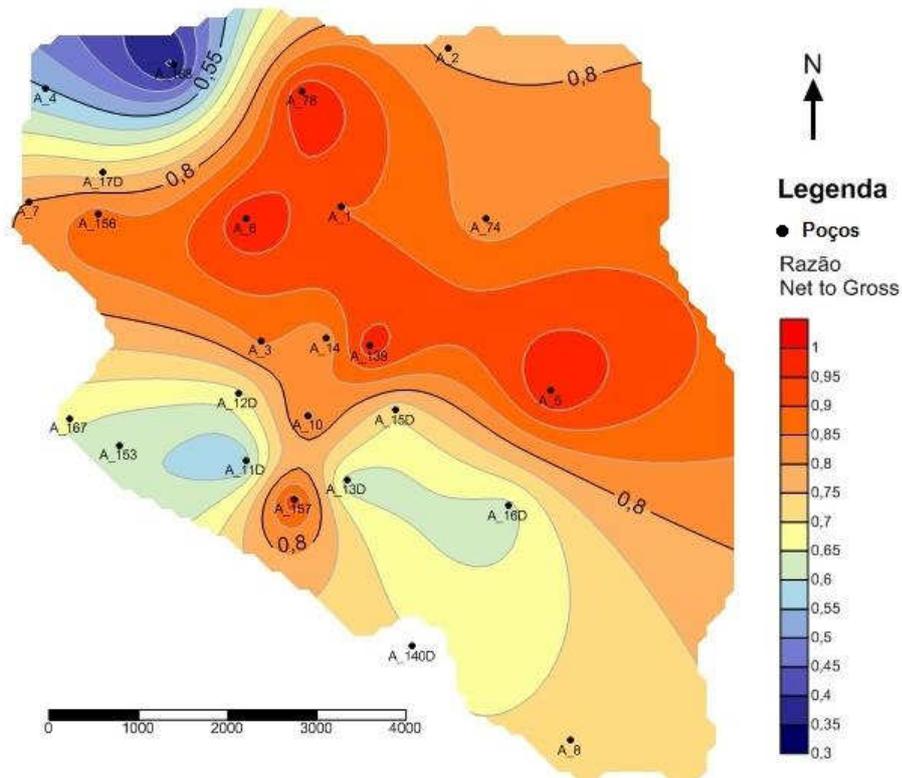


Figura 20: Mapa da distribuição de *Net to Gross* para fácies reservatório e possível reservatório.

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho teve por objetivo principal a caracterização petrofísica do reservatório Albiano a partir de onze poços localizados no Campo A, Bacia de Campos.

Inicialmente, realizou-se a análise dos perfis geofísicos no intervalo do reservatório a fim de realizar a caracterização geológica do reservatório. Foram identificados quatro picos de alta radioatividade, correspondente a picos de afogamentos que limitam ciclos de inframaré. Segundo Spadini (1992), os ciclos de inframaré apresentam um padrão shoaling-upward, iniciando com packstones peloidais planctônicos, depositados nos períodos de afogamento. Acima se desenvolvem bancos oncolíticos, no qual se deposita packstones e grainstones. O topo marca o registro de máximo arraseamento composto por depósitos de cinturões oolíticos.

Além disso, observa-se a presença, na área norte e sul-sudoeste do campo, de uma camada com alta argilosidade no topo do reservatório. Calculou-se o volume de argila nesta camada e abaixo desta para o poço A11, obteve-se os valores de, respectivamente, 35% e 7,6%. Esta discrepância confirmou as suspeitas alta argilosidade no topo desta área.

O presente trabalho considerou que o intervalo do reservatório carbonático corresponde, neste sete poços, à zona abaixo desta camada.

O volume de argila no reservatório varia entre 5 e 26%, enquanto que a porosidade efetiva varia entre 10 e 24%. A baixa porosidade está associado à presença de cimentação na formação. O poço A168 possui os maiores índices de cimentação em relação aos outros poços.

A saturação de água efetiva varia drasticamente no campo, de 28 a 89%. Observou-se que a porção central do campo apresenta valores de S_{we} inferiores a 45%, enquanto que o restante do campo apresenta valores acima. Esta região com baixa S_{we} , e conseqüentemente alta saturação de hidrocarbonetos, está inserida no alto estratigráfico centro-sul, definido pelo mapa de profundidade do topo do reservatório. Os poços localizados nesta região apresentam alta porosidade. Esta característica está associada à entrada precoce de hidrocarboneto que preserva a porosidade primária ao interromper os processos diagenéticos de subsuperfície.

Por fim determinaram-se os valores de *Net Pay* e *Net-to-Gross* para dois cenários. No primeiro utilizou-se as fácies reservatório como *cut-off*, enquanto que no segundo, acrescentaram as fácies possível reservatório. Em ambos os casos observou-se a presença de elevada espessura de reservatório na área com alta porosidade e saturação de hidrocarbonetos. Portanto, conclui-se que a região centro-sul do campo compreende a porção do reservatório Albiano com maior potencial de reservatório de hidrocarboneto.

O presente trabalho contribui para o enriquecimento do conhecimento referente às propriedades petrofísicas e geológicas dos sistemas carbonáticos. Espera-se que os métodos utilizados possam ser aplicados em outros campos com características semelhantes ou distintas ao Campo A, com os devidos ajustes.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, P.A. and ALLEN, J.R. **Basin Analysis: principles and applications**. 2° Ed. Blackwell publishing, 2005.

ARCHIE, G E. **The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics**. *SPE-AIME Transactions*, v. 146, p. 54-62, 1942.

ASQUITH, G.B. **Basic well log analysis for geologists**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2004.

BAUMGARTEN, C.S. & SCUTA, M.S. Ajuste de porosidade no reservatório Macaé, Campo Pampo, Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 3-12, 1988.

BUENO, J.F., HONÓRIO, B.C.Z., KURODA, M.C., VIDAL, A.C. and LEITE, E. P. Structural and stratigraphic feature delineation and facies distribution using seismic attributes and well log analysis applied to a Brazilian carbonate field. In: **Interpretation**, v. 2, n. 1, p. 1–10, 2014.

CARVALHO, P.B. **Caracterização petrofísica do Campo de Namorado a partir de perfis de poço**. 2013. 60f. Dissertação (Bacharel em Geofísica) – Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2014.

COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Editions Technip, p. 310, 2001.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. Springer-Verlag, p. 699, 2008.

FIGUEIREDO, A.M.F. *et al.* Fatores que controlam a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. **Relatório Interno da Petrobras**, Rio de Janeiro, p. 35, 1983.

GORLA, F.F.L. **Interpretação tectono-estratigráfica do reservatório Quissamã (Eo-Meso-Albiano) nos Campos de Pampo, Bicudo e Bonito, Bacia de Campos**. 2011. 67f. Dissertação (Bacharel em Geologia) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 2011.

GUIMARÃES, M.M. **Caracterização geológica e geoestatística de reservatório carbonático da Bacia de Campos**. 1994. 135f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1995.

HALLIBURTON. **Open Hole Log Analysis Notes**, Shaly Sand Applications, p. 1-18, 2001.

HORSCHUTZ, P.M.C., FREITAS, L.C.S., STANK, C.V., BARROSO, A.S., CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimbá Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brazil. In: HALBOUTY, M.T (Ed.). **Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978-1988**, 1992, p. 137-156. (AAPG Memoir, 54).

KURODA, M.C., VIDAL, A.C., LEITE, E.P., and DRUMMOND, R.D. 2012, Electrofacies characterization using self-organizing maps. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 30, p. 287–299, 2012.

LARIONOV, V. V. **Borehole Radiometry**. NEDRA, Moscow, 1969.

PICKETT, G.R. **Pattern recognition as a means of formation evaluation**. The Log Analyst, v. 14, n.4, p. 3-11, 1973.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2° Ed. Rider-French, 2002.

SIMANDOUX, P. **Dielectric measurements in porous media and application to shaly formation**. Revue de L'Institut Français du Pétrole, Supplementary Issue, v. 18, p. 193–215, 1963.

SPADINI, A.R.; ESTEVES, F.R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R.L.M. and RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its evolution in the context of the initial history of the South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, Rio de Janeiro, v.18, n.3, p. 261-272, 1988.

SPADINI, A.R. Ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades: algumas considerações. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 4, p. 405-412, 1990.

SPADINI, A.R. **Processos deposicionais e ciclicidade em carbonatos albianos de plataforma rasa da Bacia de Campos**. 1992. 139f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.

SPADINI, A.R. e MARÇAL, R.A. Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 129-138, 2005.

STEVANATO, A.C.R.S. **Análise petrofísica de reservatórios**. 2011. 67f. Dissertação (Bacharel em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J. & FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Revista Brasileira de Geociências**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, 2007.