



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
NÚCLEO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

CAMPO DE ANAMBÉ - BACIA DE SERGIPE- ALAGOAS: UM ESTUDO DE
MAPEAMENTO DOS AMBIENTES DEPOSICIONAIS ACERCA DE UM
RESERVATÓRIO PRINCIPAL DO BLOCO LESTE

Mariana Cristiane Florêncio Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso

São Cristóvão - SE
2023

Universidade Federal de Sergipe
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia
Departamento de Geologia

Mariana Cristiane Florêncio Oliveira

CAMPO DE ANAMBÉ - BACIA DE SERGIPE- ALAGOAS: UM ESTUDO DE
MAPEAMENTO DOS AMBIENTES DEPOSICIONAIS ACERCA DE UM
RESERVATÓRIO PRINCIPAL DO BLOCO LESTE

Trabalho de conclusão de curso
submetido ao Departamento de
Geologia da Universidade Federal de
Sergipe, como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Walter Sydney Dutra Folly

Co-orientadora: Msc Ana Luiza Silva Vetorazzi

São Cristóvão - SE

2023

MARIANA CRISTIANE FLORÊNCIO OLIVEIRA

CAMPO DE ANAMBÉ - BACIA DE SERGIPE- ALAGOAS: UM ESTUDO DE
MAPEAMENTO DOS AMBIENTES DEPOSICIONAIS ACERCA DE UM
RESERVATÓRIO PRINCIPAL DO BLOCO LESTE

Esse documento foi julgado adequado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Geologia e aprovado em sua forma final.

São Cristóvão, 04 de maio de 2023.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Walter Sydney Dutra Folly
Orientador

Prof^a. Dr^a. Adriane Machado
Membro Interno

José Arthur Oliveira Santos
Membro Externo

AGRADECIMENTOS

Nesta etapa final para a realização do sonho de aprender geologia, é fundamental agradecer aqueles que fizeram parte dessa jornada. Agradeço a Deus por ter me disponibilizado a estudar e conduzir nessa faculdade que não é fácil, e ter me levado a conhecer pessoas incríveis e momentos únicos.

Aos meus ilustres orientadores Walter e Ana Luzia pela disposição, boa vontade e paciência para compartilhar seus conhecimentos técnicos e auxiliar nas revisões e correções.

À empresa ORIGEM ENERGIA, por ter não só disponibilizado os dados e utilização dos *softwares*, mas por toda experiência e vivências que adquiri ao trabalhar na companhia, sem contar os amigos que fiz no percurso.

À minha família, meu maior suporte durante essa jornada. Sem minhas mães Amor, Monica e Ismênia não saberia o significado de ser corajosa e independente. Sem minha irmã não teria um exemplo de disciplina e dedicação. Um especial agradecimento a Tia Maninha, Anne, Victor e Gabriel por estarem sempre presentes.

Ao Garcia, um professor que me inspirou desde o primeiro momento que conheci, por lutar por seus alunos e aconselhar nas horas precisas. Falando de conselhos, não posso deixar de agradecer a Ana Gomides, um presente que o IBA trouxe de última hora e que está até hoje, um exemplo de profissional a seguir.

À minhas amigas Gyovana, Jéssika e Tássia por me tirarem do mundo geológico e trazer leveza a vida. Às minhas queridas guerreiras de curso Fernanda, Nitya e lasmin, que não soltaram minha mão desde o primeiro semestre e me encorajaram quando sentia ansiedade e cansaço.

Agradeço também à Universidade Federal de Sergipe pelos ensinamentos e construção contínua do conhecimento, em especial ao Laboratório PROGEOLOGIA, por além ter sido meu primeiro emprego, proporcionar “aprender fazendo” geologia de maneira leve e me induzir a geologia de petróleo.

RESUMO

A Formação Coqueiro Seco, no Campo de Anambé (Sub-Bacia de Alagoas, consiste em arenitos e folhelhos depositados em ambiente fluvio-deltaicos da fase rifte da Bacia Sergipe-Alagoas, contendo alto interesse exploratório devido aos seus reservatórios apresentarem boas características permo-porosas, com a presença também de folhelhos geradores e capeadores. Análises estratigráficas são importantes para o reconhecimento de formações/zonas utilizadas no zoneamento de depósitos sedimentares. A contribuição principal desse trabalho consistiu em abordar de maneira conectada a estratigrafia de sequências a avaliação de formação e eletrofácies, para construção de mapas de ambientes deposicionais - uma abordagem altamente recomendável, mas que nem sempre é aplicada. O estudo estratigráfico nos poços permitiu a identificação das formações em suas determinadas ordens hierárquicas e a individualização de pacotes sedimentares através do reconhecimento de ciclos tectônicos da fase rifte. Como resultado, foi possível correlacionar a zona produtora "A" com os aspectos que apresentam seus perfis, bem como, foram estimadas curvas de volume de argila, porosidades total e efetiva, além da curva de saturação de água indicando uma zona saturada em gás, com *net pay* variável entre 5,25 e 15,8 metros. Sob a perspectiva do estudo das eletrofácies, foram obtidos três grupos de fácies distintos: folhelhos, arenitos argilosos e arenitos. Os diagramas de densidade, nêutrons e raios gama foram os responsáveis para fechar o entendimento. Portanto, foi possível compilar eletrofácies e mapas espessura x porosidade x saturação de hidrocarboneto para desenvolver um mapa de ambiente deposicional para Zona "A" mostrou uma possível interpretação de preenchimento de canal e meandros.

PALAVRAS-CHAVE: PETROFÍSICA; ELETROFÁCIES; AMBIENTES DEPOSICIONAIS.

ABSTRACT

The Coqueiro Seco Formation, consists of sandstones and shales deposited in a fluvial-deltaic environment of the rift phase of the Sergipe-Alagoas Basin, containing high exploratory interest due to its reservoirs presenting good permeable characteristics, with the presence also of generating and capping shales, in Campo de Anambé (Alagoas Sub-basin). Stratigraphic analyzes are important for the recognition of formations/zones used in the zoning of sedimentary deposits. The main contribution of this work was to approach in a connected way the stratigraphy of sequences with the evaluation of formation and electrofacies, for the construction of maps of depositional environments, a highly recommended approach, but which is not always applied. The stratigraphic study in the wells allowed the identification of the formations in their determined hierarchical orders and the individualization of sedimentary packages through the recognition of tectonic cycles of the rift phase. As a result, it was possible to correlate the producing zone "A" with the aspects that present their profiles, as well as, curves of clay volume, total and effective porosities were estimated, in addition to the water saturation curve indicating a zone saturated in gas, with variable net pay between 5.25 and 15.8 meters. From the perspective of the study of electrofacies, three groups of distinct facies were obtained: shales, clayey sandstones and sandstones. Density diagrams, neutrons and gamma rays were responsible for closing the understanding. Therefore, it was possible to compile electrofacies and maps to develop a depositional environment map for Zone "A" showed a possible interpretation of channel filling and meanders.

KEYWORDS: PETROPHYSICAL; ELECTROFACIES; DEPOSITIONAL ENVIRONMENT.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Self-Organizing Maps em formato de grade para o agrupamento das três classes.....	17
Figura 2: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas, com seus campos de produção e blocos exploratórios. Fonte: ANP, 2017.	19
Figura 3: Diagrama Estratigráfico da sub bacia de Alagoas. Fonte: Campos Neto et al., 2007.	20
Figura 4: Mapa da Fm. Coqueiro Seco dos poços perfurados do Campo de Anambé.....	21
Figura 5: Recorte da carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. Fonte: LARRÉ (2009).....	22
Figura 6: Correlação estratigrafia do bloco noroeste do Campo de Anambé. F COQSEC significa Fm Coqueiro Seco, MORCHA, Fm. Morro do Chaves, F PENEDO, Fm Penedo, F BARITI, Fm Barra de Itiúba.	23
Figura 7: Correlação estratigráfica do bloco Leste, sentido strike. F COQSEC significa Fm Coqueiro Seco, MORCHA, Fm. Morro do Chaves, F PENEDO, Fm Penedo.	24
Figura 8: Mapa de topo estratigráfico da ZONA A.	26
Figura 9: Correlação estratigráfica dos poços na ZONA A.....	27
Figura 10: Características Petrofísicas do reservatório da ZONA A, mostrando a relação entre os perfis de densidade e neutrão.	28
Figura 11: Avaliação petrofísica da ZONA A.	29
Figura 12: Gráfico de PHIE x SW, com respectivos histogramas para os melhores poços.	30
Figura 13: Correlação de eletrofácies para as melhores zonas de produção da ZONA A.	31
Figura 14: Diagrama de NPHI x RHOB, dos poços 7-KS-5D-AL e 7-JW-6DP-AL.	32
Figura 15: Correlação de eletrofácies para as melhores zonas de produção da ZONA A.	33
Figura 16: Diagrama de NPHI x RHOB, dos poços 1-SVT-1D-AL, 7-CS-1D-AL, 7-SM-10D-AL, 7-LDS-15D-AL, na ZONA A.	34

Figura 17: Mapa de Espessura versus Porosidade versus Saturação de Hidrocarboneto para ZONA A.....	35
Figura 18: Mapa de Isopáca das eletrofácies, classe areia, na ZONA A.....	35
Figura 19: Mapa Depositional de Ambiente- ZONA A.....	36
Figura 20: Mapa de variogramas para topo estratigráfico, hPHIShc e eletrofácies com seus respectivos semivariogramas e com o modelo esférico como parâmetro.....	37

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Cálculo linear do volume de folhelho. Fonte: Asquith (2004).....	15
Equação 2: Equação de Simandoux. Fonte: Asquith (2004).....	15
Equação 3: Cálculo de resistividade da água. Fonte: Asquith (2004).....	16
Equação 4: Equação do modelo esférico (Isaak, 1989).....	18

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVOS	12
1.1.1 OBJETIVO GERAL	12
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
3. METODOLOGIA	14
4. GEOLOGIA REGIONAL	19
4.1 ÁREA DE ESTUDO	20
4.2 AMBIENTE DEPOSICIONAL	21
4.3 SISTEMA PETROLÍFERO	25
5: RESULTADOS E DISCUSSÕES	26
5.1 CORRELAÇÃO DE POÇOS	26
5.2 ANÁLISE PETROFÍSICA	28
5.3 ANÁLISE ELETROFÁCIES	31
5.4 MAPAS DE AMBIENTE DEPOSICIONAL	34
5.5 ANÁLISE DOS MAPAS A PARTIR DOS VARIOGRAMAS	37
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

1. INTRODUÇÃO

Um campo de hidrocarbonetos (óleo ou gás) consiste em um reservatório onde hidrocarbonetos são retidos, selado por uma rocha com características impermeáveis. De forma geral, o referente termo implica em uma dimensão que reflita importância econômica (SLB, 2023).

Os campos de petróleo e de gás do Estado de Alagoas são em grande parte maduros. Segundo a resolução nº 749/2018 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os campos de produção vem produzindo há mais de 25 anos, ou apresentando uma produção acumulada correspondente a, pelo menos, 70% do volume que poderia produzir em toda sua vida produtiva.

Adquiridos em 2021 pela empresa ORIGEM ENERGIA os principais campos são: Pilar, Furado, Cidade de São Miguel dos Campos, São Miguel dos Campos, Arapaçu, Paru e Anambé. Este último campo citado sendo o alvo do estudo, situa-se dentro da segunda categoria da resolução, por ter sido descoberto em janeiro de 2004.

O campo de 11,3 km² apresenta o volume de óleo "*in place*" de 5,395 milhões de m³, volume de gás associado de 1.326,02 milhões de m³, já o volume de gás não associado, 603,38 milhões de m³, concentrados na Formação Coqueiro Seco.

A Fm. Coqueiro Seco é composta por arenitos arcossianos de idade cretáceo inferior, sendo dentro da referida formação mapeados mais de 20 reservatórios empilhados, cuja qualidade apresenta-se de forma heterogênea por variar entre ambientes fluviais, eventos regressivos e transgressivos e planícies de inundação principalmente (ANP, 2022).

O mapeamento de ambientes deposicionais foca especificamente nos ambientes que depositaram as rochas no período considerado. Esse trabalho visa encontrar as melhores regiões de depósitos de hidrocarbonetos em zona produtora da Formação Coqueiro Seco para compreender o fluxo dos hidrocarbonetos, no bloco leste do campo de Anambé. O campo é dividido em dois blocos por uma falha estrutural adjunta da Falha de São Miguel dos Campos.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho consiste em realizar um estudo de avaliação do campo de Anambé, utilizando dados disponíveis de pastas de poços, perfis geofísicos e testes de formação a fim de elaborar um mapeamento de ambiente deposicional.

1.1.2 Objetivos específicos

- Levantar os dados de exploração e desenvolvimento referentes ao campo;
- Entender o contexto geológico do campo, bem como o contexto deposicional;
- Realizar interpretações petrofísicas por meio dos perfis dos poços perfurados;
- Avaliar e correlacionar os intervalos com potencial produtivo;
- Compreensão das eletrofácies dos poços;
- Criação de mapas de ambientes deposicionais;

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A perfilagem *wireline* é o método de prospecção de subsuperfície mais utilizado em campos maduros, para obter um registro das propriedades das rochas sejam estáticas ou dinâmicas do reservatório (Jahn *et al*, 2003). Os perfis dinâmicos mais utilizados são *gamma-ray*, potencial espontâneo, sônico, resistividades, densidade e neutrão, enquanto os estáticos são *bit-size* e *caliper*.

Este conjunto de dados serão as bases para estudo de correlação de poços para compreensão da geologia em nível regional, por meio das formações, e nível de detalhe, por meio das zonas de interesse/produção.

Para tal é comum o uso dos perfis de *gamma ray*, resistividades, sônico e densidade e neutrão nessas análises. A interpretação desses perfis, por meio de cálculos e parâmetros estabelecidos fornece conhecimento do reservatório, em questão de porosidade, fluidos existentes e potencial de produção para zonas de interesse (Adams, 1994).

O conjunto de respostas dos perfis citados que caracteriza um sedimento e permite sua distinção dos demais caracteriza as eletrofácies (Serra, 1986). Estas são possíveis através da extrapolação das eletrofácies individualizadas a todas as partes do reservatório utilizando perfis geofísicos de poços (Ellis & Singer, 2007).

Os mapas de ambientes deposicionais são mapas que ilustram uma coleção de ambientes deposicionais relacionados que constituem uma formação geológica. São baseados em cronoestratigrafia e podem representar 1 ou mais parassequências.

O objetivo do mapeamento de ambiente deposicionais é fornecer uma visão geral rápida da estrutura estratigráfica em apoio à avaliação do sistema petrolífero. Os mapas permitem uma previsão mais confiável da distribuição do reservatório do que uma correlação entre poços esparsamente distribuídos e uma melhor representação dos sistemas de distribuição de sedimentos desde a plataforma até águas profundas (HOT, 2023).

3 METODOLOGIA

Os dados utilizados na caracterização do reservatório foram todos fornecidos pela companhia ORIGEM ENERGIA. Para a elaboração deste trabalho foram utilizados os dados referentes a poços localizados no bloco leste do Campo de Anambé, constituídos de 16 poços produtores. Nesse estudo, foram compilados dados disponíveis de pastas de poços, perfis convencionais, avaliação petrofísica e históricos de produção.

Correlação Estratigráfica

A correlação dos poços foi realizada com o software *Petrel (SLB)* para estudo estratigráfico dos perfis geofísicos juntamente com as formações e zonas recebidas pela antiga operadora por meio de arquivos de AGP. Foram importados os arquivos de perfis convencionais, nos quais por meio dos perfis elétricos: *gamma-ray*, resistividade, densidade e neutrão, além de usar dados de cronoestratigrafia dos arquivos de AGP e pasta de poço para encontrar as unidades correlatas nos poços.

Análise Petrofísica

A análise petrofísica foi realizada através dos estudos realizados pela empresa PETREC, juntamente com o controle de qualidade com os dados desse trabalho, perfis de volume de argila, porosidade efetiva, saturação de água e os *flags* das zonas. Por meio do software *Techlog (SLB)* foi possível analisar por meio de *crossplot* de densidade e neutrão as diferentes classes de eletrofácies e compreender os ambientes sedimentares das zonas.

Como objetivo preliminar de avaliação dos dados de poços, foi necessário realizar o carregamento dos dados de convencionais; dados direcionais, trajetória do poço e gradiente de temperatura do campo, a partir das pastas de poços. Essas informações prévias foram cruciais para obter uma interpretação mais fidedigna ao cenário de cada poço. Foram então calculados o volume de argilas, porosidade e saturação de água dos poços como passo posterior.

O cálculo do volume de argilas (V_{Sh}) foi feito através da curva de raio gama, a qual permite demarcar o GR mínimo (GR_{clean} – limite arenitos) e GR máximo (GR_{shale} - limite folhelhos) por meio da fórmula linear (Equação 1).

Equação 1: Cálculo linear do volume de folhelho. Fonte: Asquith (2004)

$$V_{Sh_{GR}} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad (2)$$

A porosidade é calculada por meio das curvas de neutrão e densidade. A porosidade total (ϕ) é definida como a relação entre o volume de espaços vazios que podem estar preenchidos por fluidos (água, óleo ou gás) de uma rocha, e o volume total da mesma e é expressa em porcentagem. A porosidade efetiva serão os poros conectados (Nery, 2004).

A saturação de água é definida como a fração de água presente nos poros de uma rocha, e sua estimativa constitui um dos parâmetros principais no estudo de um reservatório, pois possibilita que o volume de óleo recuperável seja estimado. Este é conceituado, como o somatório entre o número de reservas provadas e o valor total de óleo produzido até a uma determinada data (Barcelos e Hamacher, 2006).

A saturação de Simandoux (1963) serve para reservatórios com argilas maiores que 20%, não considerando o tipo de argila e requer os coeficientes a e m , sendo a , o coeficiente de tortuosidade e m , o fator de cimentação (Equação 2). O valor de resistividade da água (R_w) foi encontrado por três métodos, dados de testes de formação, pelo cálculo de R_w mínimo (Equação 3) e por meio de *pickett plott*, método que utilizado no *software* por meio de diagrama porosidade *versus* resistividade.

Equação 2: Equação de Simandoux. Fonte: Asquith (2004)

$$S_{w_{Simandoux}} = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{Sh}}{R_{Sh}}\right)^2 + \frac{4\phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \right]$$

Equação 3: Cálculo de resistividade da água. Fonte: Asquith (2004)

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_e^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w} + \frac{V_{Sh} \cdot S_w}{R_{Sh}}$$

Análise das Eletrofácies

As eletrofácies consistem na análise conjunta dos perfis de *gamma-ray*, densidade e neutrão, que são utilizadas na identificação de eletrofácies. Realizou-se uma análise geológica das populações para distinguir os grupos de fácies e suas características, levando em consideração os relatórios de amostras de calha encontrados nas pastas de poços e perfis compostos.

Desta maneira, obteve-se foram obtidas as eletrofácies, as quais refletem através da combinação do resultado da interpretação das curvas com análise estatística, inferências mais detalhadas das fácies, e em consequência, do ambiente deposicional. A caracterização de classes fora utilizada as relações entre os registros dos perfis de para os cálculos os seguintes pesos para cada curva: *gamma ray* (peso 3), densidade (peso 2), e neutrão (peso 1). Tais valores foram extraídos de uma análise estatística multivariada, o conhecido método de Ward, o qual sugere um procedimento geral de *clustering* hierárquico de aglomeração, onde o critério para escolher o par de clusters (classes) a serem mesclados em cada etapa é baseado no valor ótimo de uma função objetivo. Neste trabalho foram obtidas e trabalhadas 3 classes, folhelhos, arenitos argilosos e arenitos.

O método utilizado pelo *Techlog* para esquematização e organização das eletrofácies é o “*Self-Organizing Maps*” (SOM) onde os *clusters*, ou neurônios, são atualizados de maneira iterativa. Os neurônios estão conectados entre si em uma arquitetura chamada de mapa de características, que define o modo como se relacionam em um espaço bidimensional. Mapas de características podem

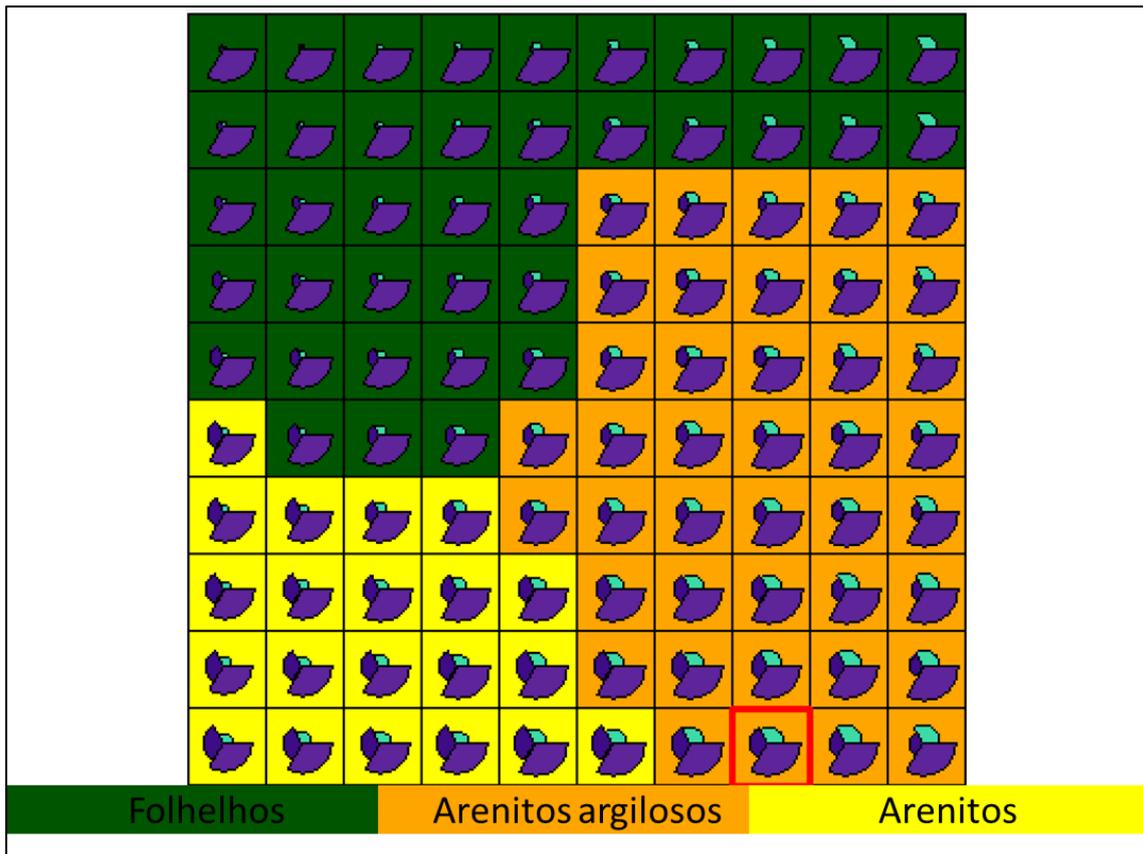


Figura 1: Self-Organizing Maps em formato de grade para o agrupamento das três classes.

apresentar arquiteturas de forma linear (1D), de grade (2D) ou hexagonal (2D), o *Techlog* utiliza em grade (Figura 1).

A vantagem desse método é que, através da conexão entre os neurônios, o treinamento é compartilhado a cada iteração, onde as classes vizinhas representam padrões similares (HOLDWAY e IRVING, 2018). Cada neurônio é atualizado a partir de uma função de vizinhança, dada pela diferença entre o neurônio e o vetor de treinamento, e da taxa de aprendizado. Tanto a função de vizinhança quanto a taxa de aprendizagem decrescem com o aumento do número de iterações.

Mapas de Ambientes Depositionais

Por meio de compilação no *Petrel* dos dados das correlações de poços, avaliação petrofísica (com dados de porosidade e saturação de hidrocarboneto principalmente) e as eletrofácies, foram gerados mapas de hPhiShc (espessura porosa com hidrocarbonetos), bem como de eletrofácies por meio do método de interpolação de krigagem. O método de krigagem consiste na aplicação dos

vizinhos mais próximos como diferencial a estimativa de uma matriz de covariância espacial, que determina os pesos atribuídos às diferentes amostras, o tratamento da redundância dos dados, a vizinhança a ser considerada no procedimento inferencial e o erro associado ao valor estimado (Hechenbichler *et al*, 2004).

Essa interpolação da krigagem simples a média da população é utilizada para cada estimacão local, em conjunto com os pontos vizinhos estabelecidos como necessários para a estimacão. Na krigagem simples foi utilizada a partir do método esférico, sem efeito de pepita. Nesse método o range efetivo é igual ao range atual (Issak, 1989).

Equação 4: Equacão do modelo esférico (Isaak, 1989).

$$\gamma(h) = c \left[1.5 \frac{h}{a} - 0.5 \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right]$$

$c = \text{Sill-Nugget}$

$h \leq a$

$\text{Sill} = 1$

Por fim, os mapas obtidos como produto foram sobrepostos com a finalidade de entender com mais detalhe a área e realizar os mapas de ambientes deposicionais por zonas de interesse.

4. GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma bacia de margem passiva continental da região nordeste do Brasil, abrangendo parte dos estados de Sergipe, Alagoas e uma pequena porção do estado de Pernambuco. Apresenta área total de 44.370 km², sendo que 31.750 km² encontra-se em sua porção marítima até a cota batimétrica de 3.000 m, e os demais 12.620 km², na porção terrestre. Limita-se a norte com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Maragogi, e a sul tem seu limite geográfico com a Bacia de Jacuípe, representado pela Plataforma de Estância na porção emersa e pelo sistema de falhas do Vaza Barris na porção oceânica. O limite oeste, com o embasamento cristalino Pré-Cambriano, é marcado por sistemas de falhas distensionais e estruturas associadas. O limite interno entre as Sub-Bacias de Sergipe e Alagoas é dado pelo Alto de Japoatã-Penedo (ANP, 2017) (Figura 2).

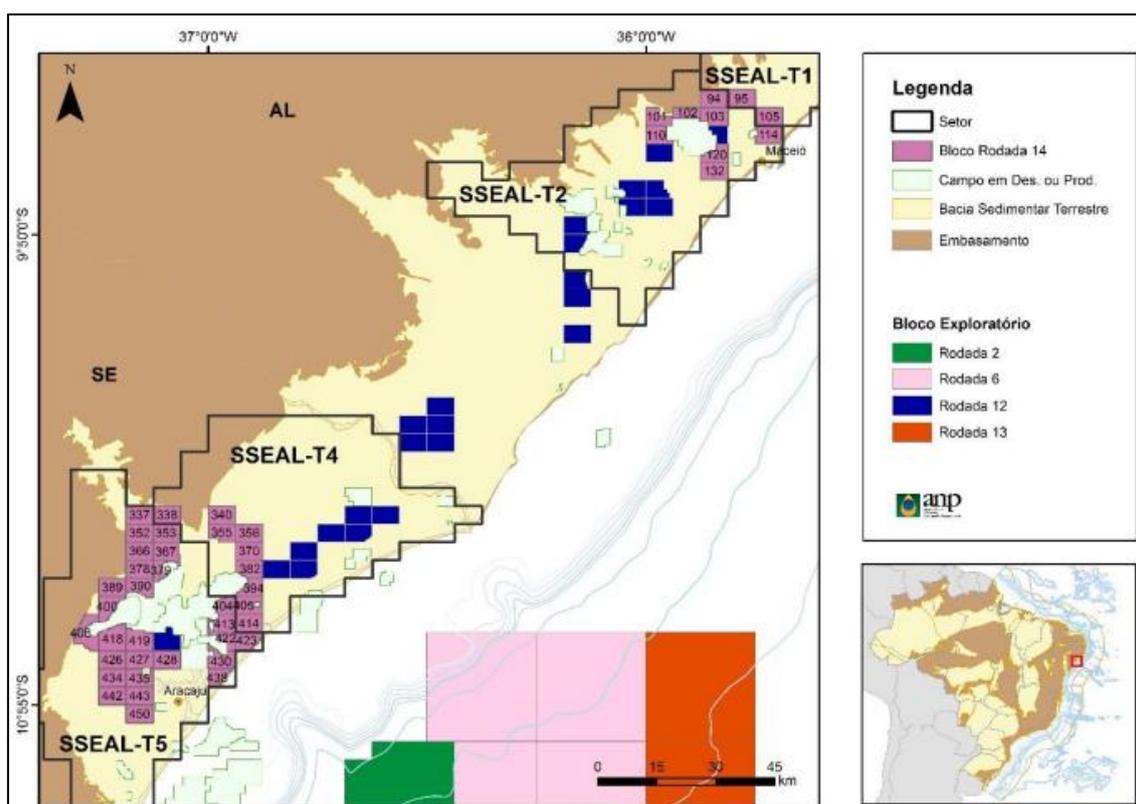


Figura 2: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas, com seus campos de produção e blocos exploratórios. Fonte: ANP, 2017.

De todas as bacias da margem continental brasileira, esta é a que registra a sucessão estratigráfica mais completa desde a fase sinéclise até a sequência drifte. A história de sedimentação das sub-bacias é semelhante, uma vez que estão inseridas no mesmo contexto geotectônico, com suas principais distinções

nas intensidades dos processos que influenciam os elementos petrolíferos (Figura 3).

Além do arranjo estrutural, possuem o mesmo *trend* estrutural. Modelos evolutivos têm sido propostos para explicar a evolução da fase rifte da Bacia de Sergipe-Alagoas, devido à forte atividade tectônica que afetou a área desde a separação entre o continente da América do Sul e da África. Essas atividades sugerem que o rifte da Bacia Sergipe-Alagoas foi formado por uma extensão NE a N-S e resultou em semi-grábens com falhas normais de direção N-S e NE.

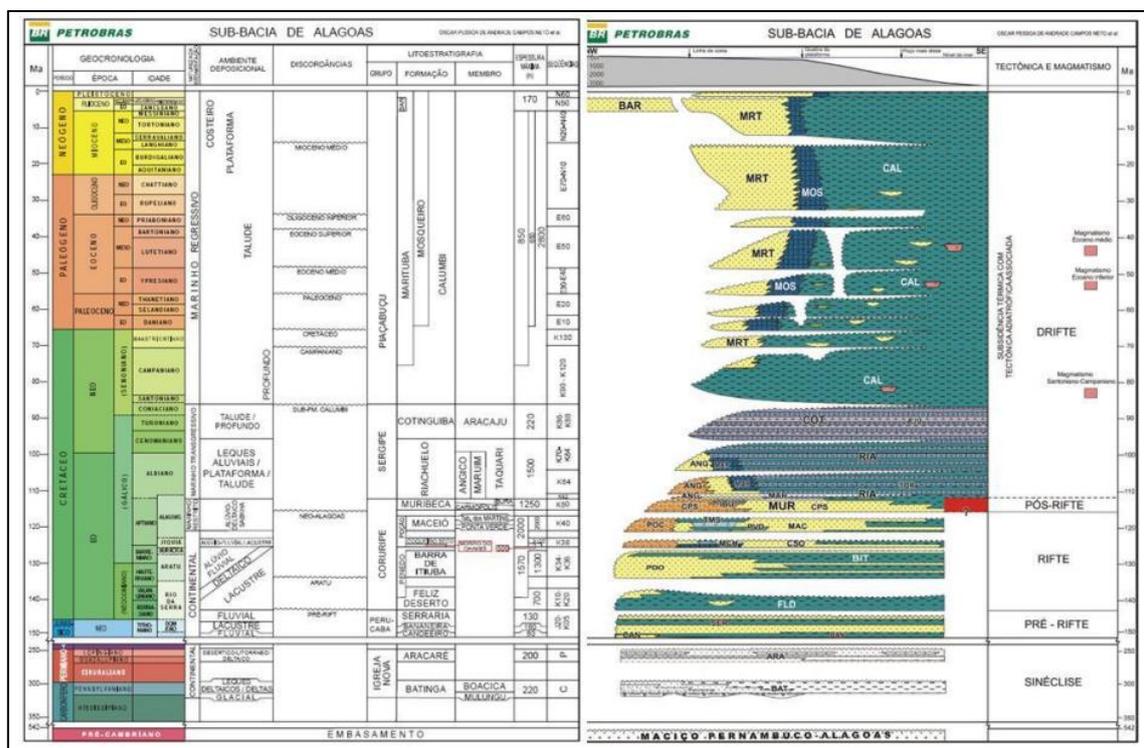


Figura 3: Diagrama Estratigráfico da sub bacia de Alagoas. Fonte: Campos Neto et al., 2007.

4.1 ÁREA DE ESTUDO

O Campo de Anambé, localizado a sudoeste da sub bacia de Alagoas, apresenta uma área de 11,3 km² com 23 poços perfurados, sendo 18 classificados como produtores (Figura 4).

Apresenta em destaque inserido dentro de seu sistema petrolífero, as formações: Barra de Itiúba, depositada em ambiente deltaico lacustre, Formação Penedo com ambiente deposicional fluvial e a Formação Coqueiro Seco, sendo essa última onde estão abrigadas as zonas produtoras do campo.

A Formação Coqueiro Seco apresenta ambiente deposicional deltaico com arenitos arcóseos de idade Cretáceo Inferior. A porosidade dos reservatórios da Formação Coqueiro Seco varia entre 12%-24% e permeabilidade entre 118-350 mD. O acúmulo sedimentar é bastante similar aos demais campos alagoanos e os poços explorados possuem geometrias semelhantes.

O foco desse trabalho está no bloco leste onde existe a maior aglomeração de poços, consistem em um sistema deposicional e estrutural da Fm. Coqueiro Seco de reservatórios heterogêneos compartimentalizados (Figura 4).

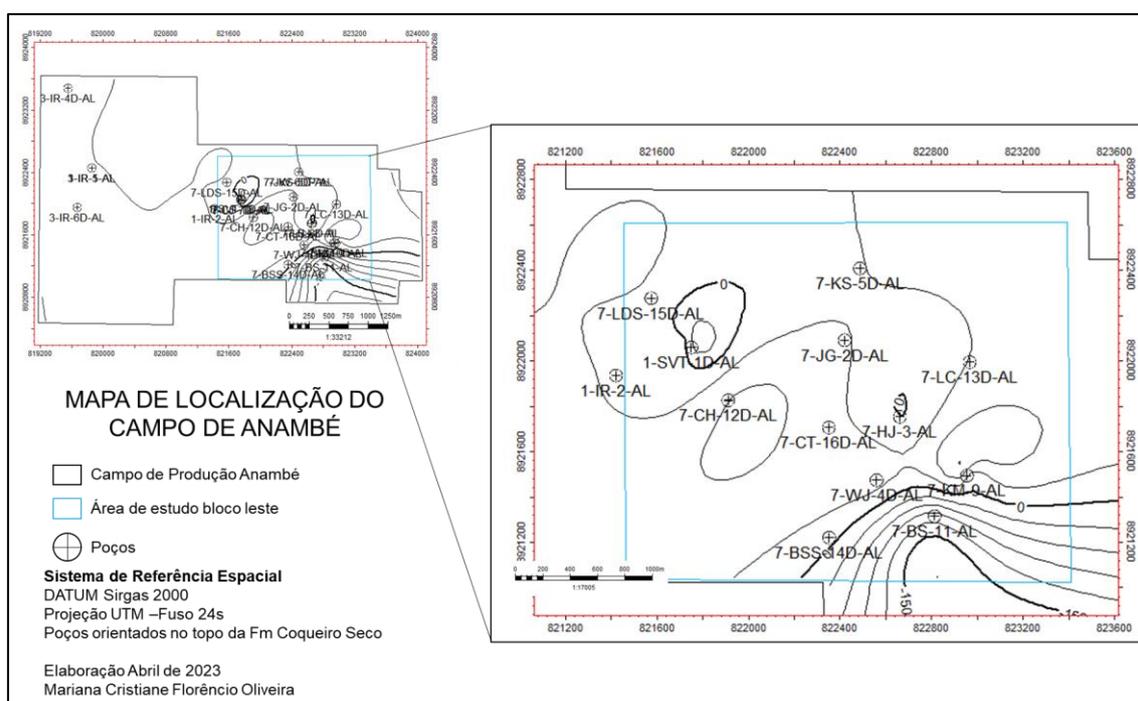


Figura 4: Mapa da Fm. Coqueiro Seco dos poços perfurados do Campo de Anambé.

4.2 AMBIENTE DEPOSICIONAL

A Formação Coqueiro Seco é responsável pela quantidade majoritária do óleo explorado. Esta é composta de sedimentos clásticos, havendo uma intercalação entre arenitos, folhelhos e siltitos presentes no seu sistema deltaico (Figura 5). Os arenitos presentes podem variar de finos a médios até conglomeráticos, sendo predominantemente feldspáticos. A porção compreendida por folhelhos tem coloração castanha, parcialmente síltica e laminada.

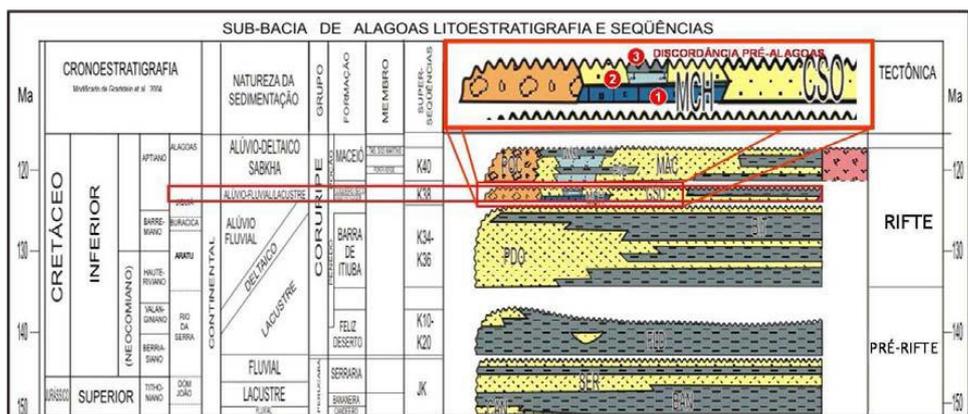


Figura 5: Recorte da carta estratigráfica da sub-bacia de Alagoas. Fonte: LARRÉ (2009)

A Formação Coqueiro Seco está bem localizada na região da sub-bacia de Alagoas, onde vários campos estão alocados, inclusive os Campos de Anambé e de Pilar. De acordo com Larré (2009), a Formação Coqueiro Seco representa uma região de alto interesse exploratório devido aos seus reservatórios apresentarem boas características permo-porosas, com a presença também de folhelhos geradores e capeadores, como é uma formação do rifte apresenta maior complexidade estrutural.

A análise estratigráfica dos poços em produção do Campo de Anambé através do *software* PETREL (SLB). Dessa maneira, o campo de Anambé pode ser dividido em dois blocos, o noroeste e sudeste, devido sua sedimentação e estrutural. No bloco noroeste, o bloco é mais elevado em comparação ao sudeste, o que permite o aparecimento da Formação Morro do Chaves e das formações Penedo e Barra de Itiúba, em profundidades até 3000m (TVDSS). A Fm Coqueiro Seco não é tão desenvolvida como o bloco sudeste (Figura 6). Por sua vez o bloco sudeste, apresenta somente a Fm. Morro do Chaves e a Fm Penedo a Leste no campo nos poços 7-BS-11-AL e 7-WJ-4-AL por volta de 2000m (TVDSS) (Figura 7).

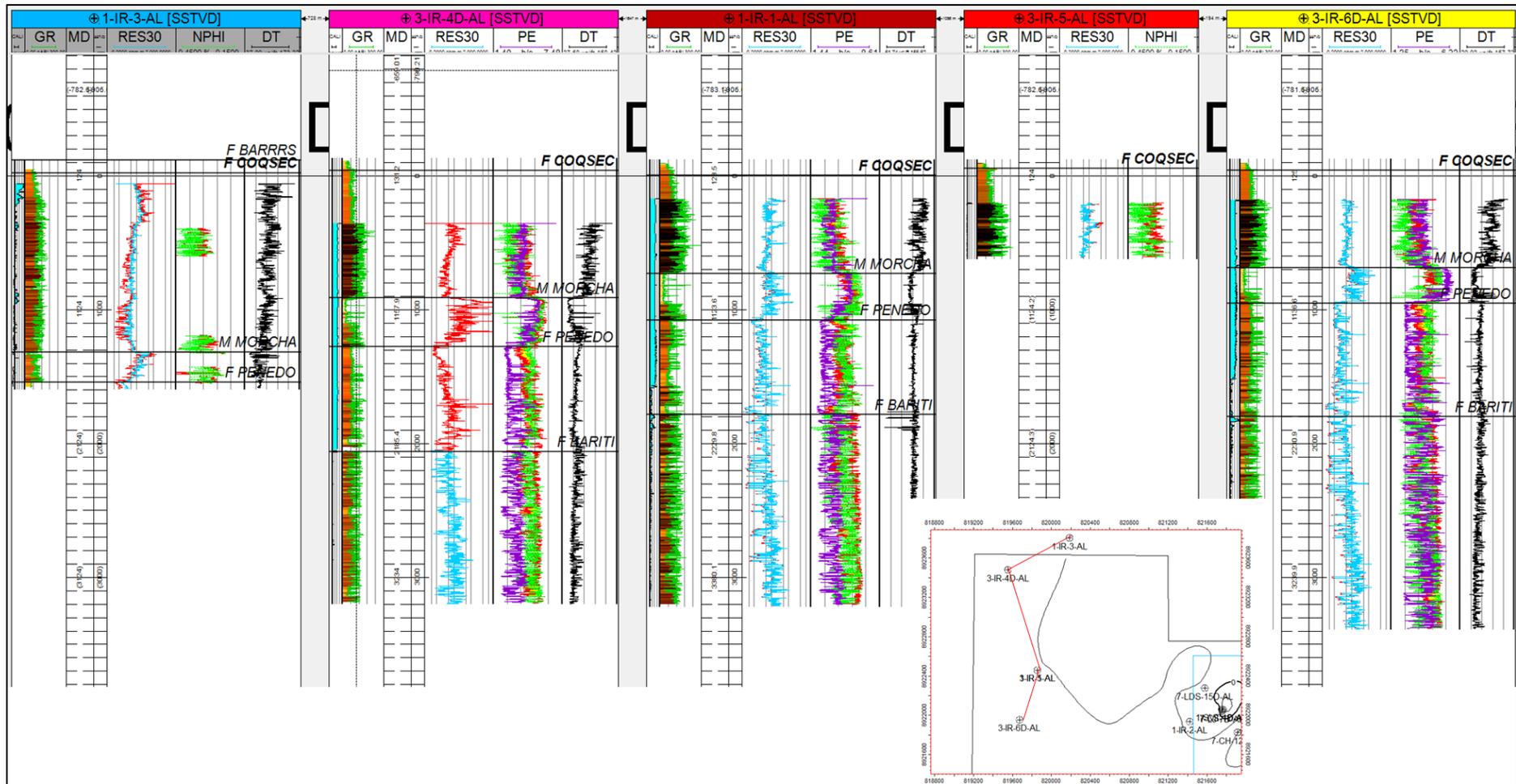


Figura 6: Correlação estratigrafia do bloco noroeste do Campo de Anambé. F COQSEC significa Fm Coqueiro Seco, MORCHA, Fm. Morro do Chaves, F PENEDO, Fm Penedo, F BARITI, Fm Barra de Itiúba.

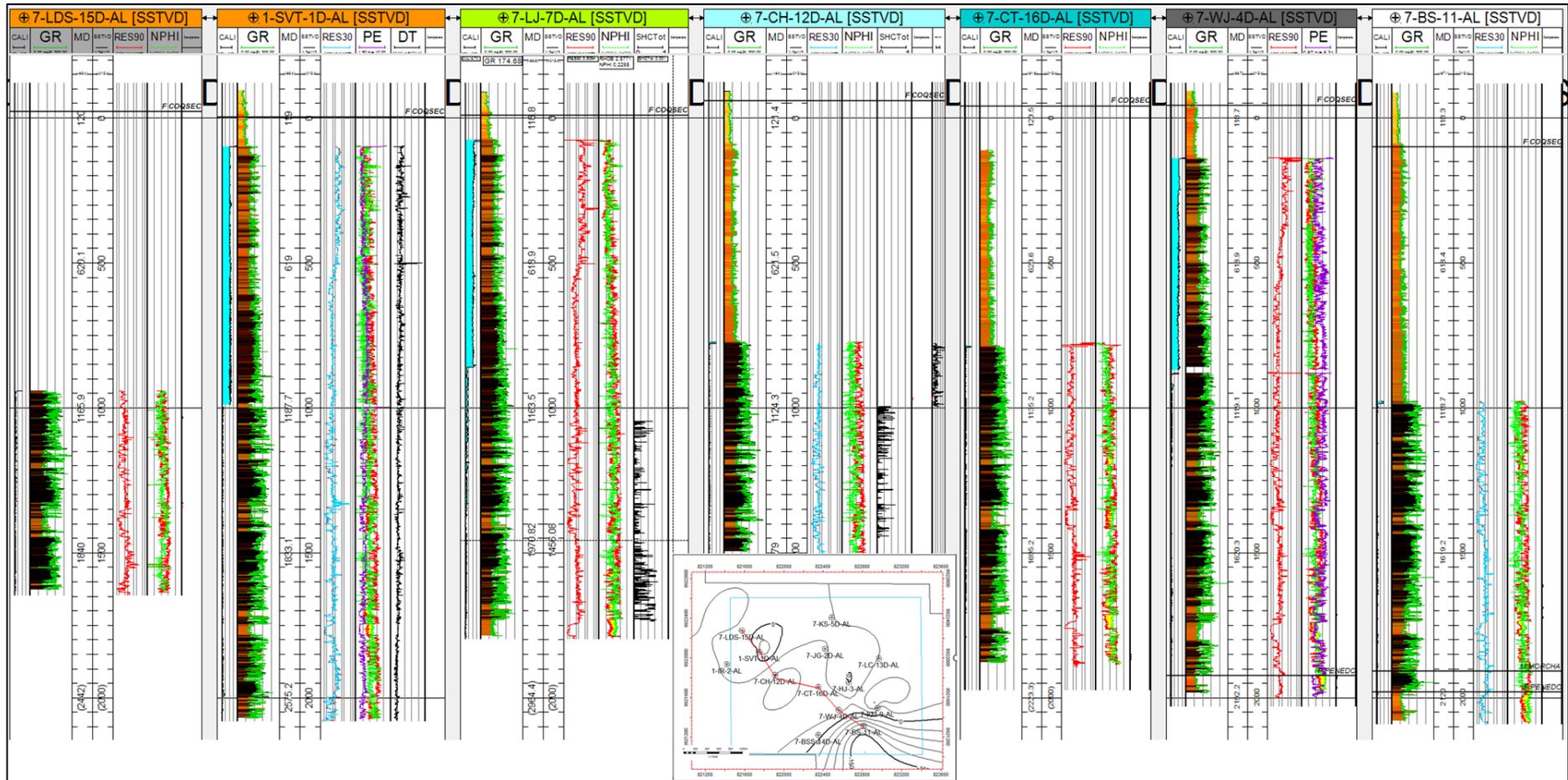


Figura 7: Correlação estratigráfica do bloco Leste, sentido strike. F COQSEC significa Fm Coqueiro Seco, MORCHA, Fm. Morro do Chaves, F PENEDO, Fm Penedo.

4.3 SISTEMA PETROLÍFERO

De acordo com estudos realizados por UFRN (2008), A sub-bacia de Alagoas encontra-se no sistema petrolífero [Barra de Itiúba/Coqueiro Seco] - Coqueiro Seco (.).

Os folhelhos lacustres da Formação Barra de Itiúba e Coqueiro Seco (Hautereviano-Barremiano) seriam as principais geradoras para o Campo de Anambé. Altos estruturais, falhas e discordâncias regionais, além de “carrier beds”, favoreceriam a migração (EPE, 2019 eUFRN,2008). Esses folhelhos intraformacionais associados aos reservatórios são os principais selos.

Segundo UFRN (2008), o intervalo continental depositado sob condições lacustres, constituído pelos folhelhos lacustrinos da Formação Barra de Itiúba e Coqueiro Seco possui um óleo que estaria misturado, em alguns casos, com óleos filiados a outras seções geradoras.

No Campo de Anambé apresentam-se os arenitos sinrifte, incluindo os arenitos e conglomerados do Grupo Coruripe, dentre eles, o único reservatório do bloco leste são os arenitos fluvio-deltaicos e leques aluviais da Formação Coqueiro Seco (ANP, 2017; EPE, 2019).

Por fim, as trapas estruturais do tipo dômicas ou em estruturas tipo bloco falhado seriam as mais comuns. Caracterizado também por trapas stratigráficas e mistas seriam ainda encontradas nos reservatórios sendo as trapas mistas de importante relevância na última fase. (ANP, 2017; UFRN, 2008).

5: RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CORRELAÇÃO DE POÇOS

A primeira etapa consistiu na definição do intervalo do reservatório, o topo foi delimitado com base na variação do comportamento das curvas dos perfis, onde são indicadas as quais indicam quedas dos valores de GR, RHOB, NPPI, e a base por meio do surgimento de um folhelho mais expressivo sotoposto.

A zona de produção “A” apresenta histórico de produção nos poços à noroeste do bloco estudo (Figura 8): 1-SVT-1D-AL, 7-CS-1D-AL e 7-LD-15D-AL. Estes poços estão elevados por cerca de 20m juntamente com os poços 7-SM-10D-AL, 7-JG-2D-AL, 7-WJ-4D-AL, 7-CT-16D-AL (Figura 9Figura 8). O reservatório é composto basicamente por arenito médio intercalado por folhelho, seu fluido principal é óleo, evidenciado pela produção e as características do perfil de densidade e neutrão (Figura 10).

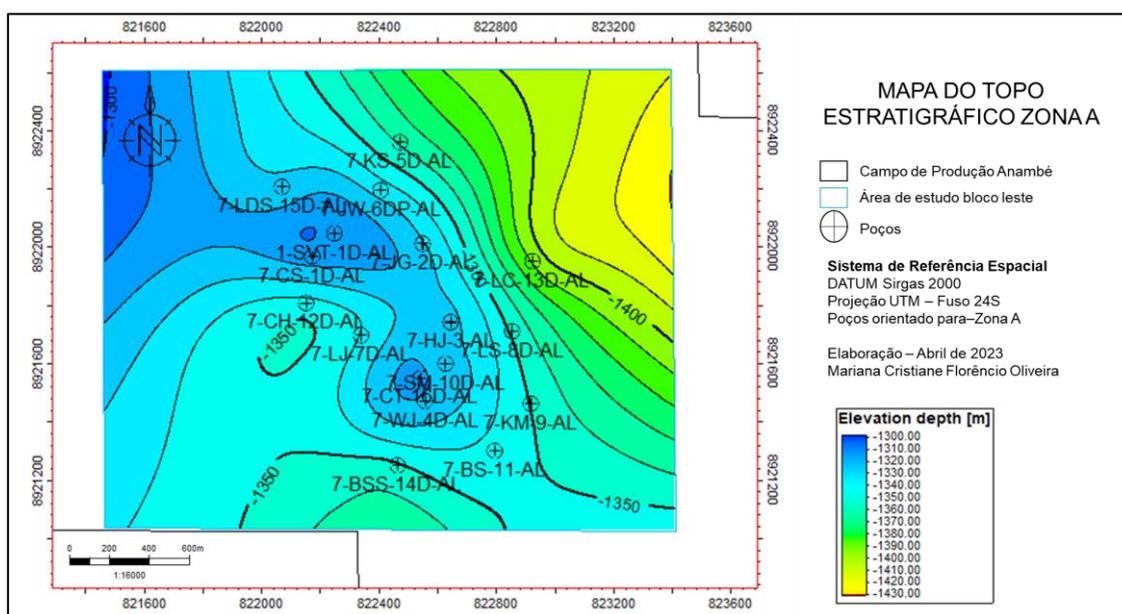


Figura 8: Mapa de topo estratigráfico da ZONA A.

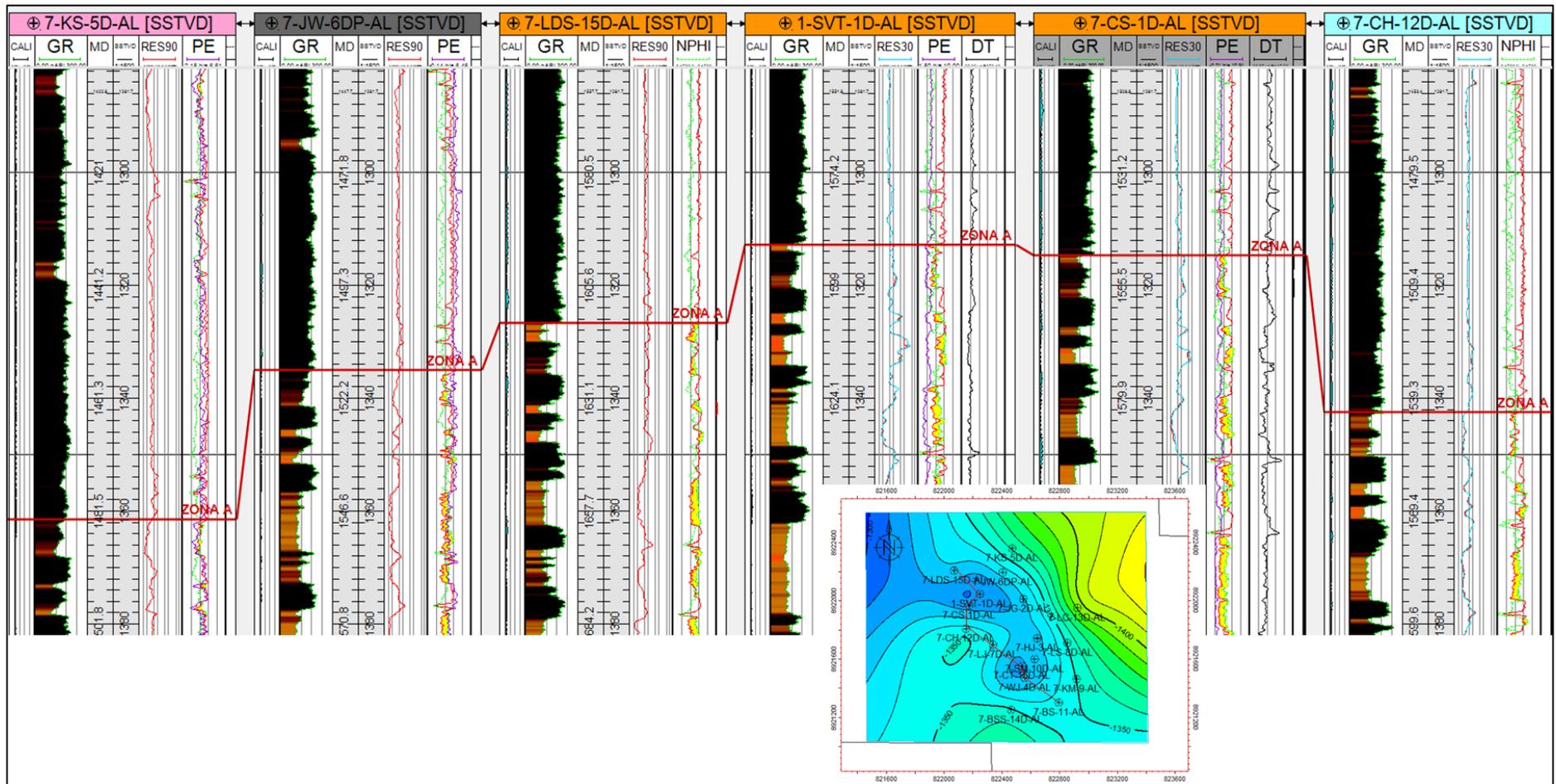


Figura 9: Correlação estratigráfica dos poços na ZONA A.

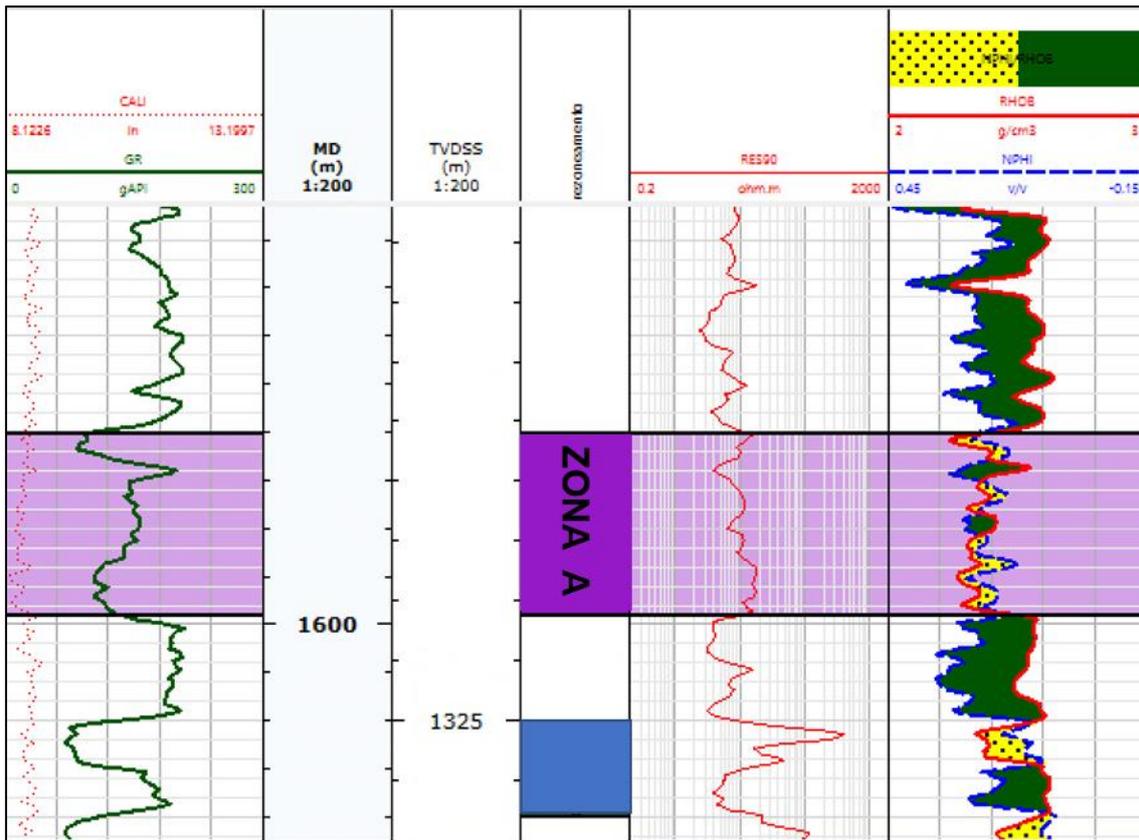


Figura 10: Características Petrofísicas do reservatório da ZONA A, mostrando a relação entre os perfis de densidade e neutrão.

5.2 ANÁLISE PETROFÍSICA

As características petrofísicas dessas zonas (valor de corte utilizando ϕ 9% S_w 50% e V_{Sh} 50%) apontam um *netpay* médio, espessura do reservatório que contém hidrocarboneto, de 5,25m e *net to gross*, relação espessura permoporosa/espessura total, de 0.7m, sendo esse valor de corte baseado em atributos do campo já conhecidos. Para o campo estudado, esses valores de *netpay* citados são classificados como satisfatórios, ademais pelo fato de ser vista com nitidez continuidade lateral entre as zonas, bem como uma produção significativa no passar dos anos

As melhores porosidades encontram-se, na parte central e elevada desse bloco (média de 15,8%), sendo evidenciado que apesar da expressiva quantidade de sedimentos finos presentes e intercalados nessas camadas, a qualidade do reservatório não fica prejudicada bem como valores médios de resistividade de 12 ohm/m, saturações de hidrocarbonetos, com média de 72% respectivamente, considerados ambos como satisfatórios.

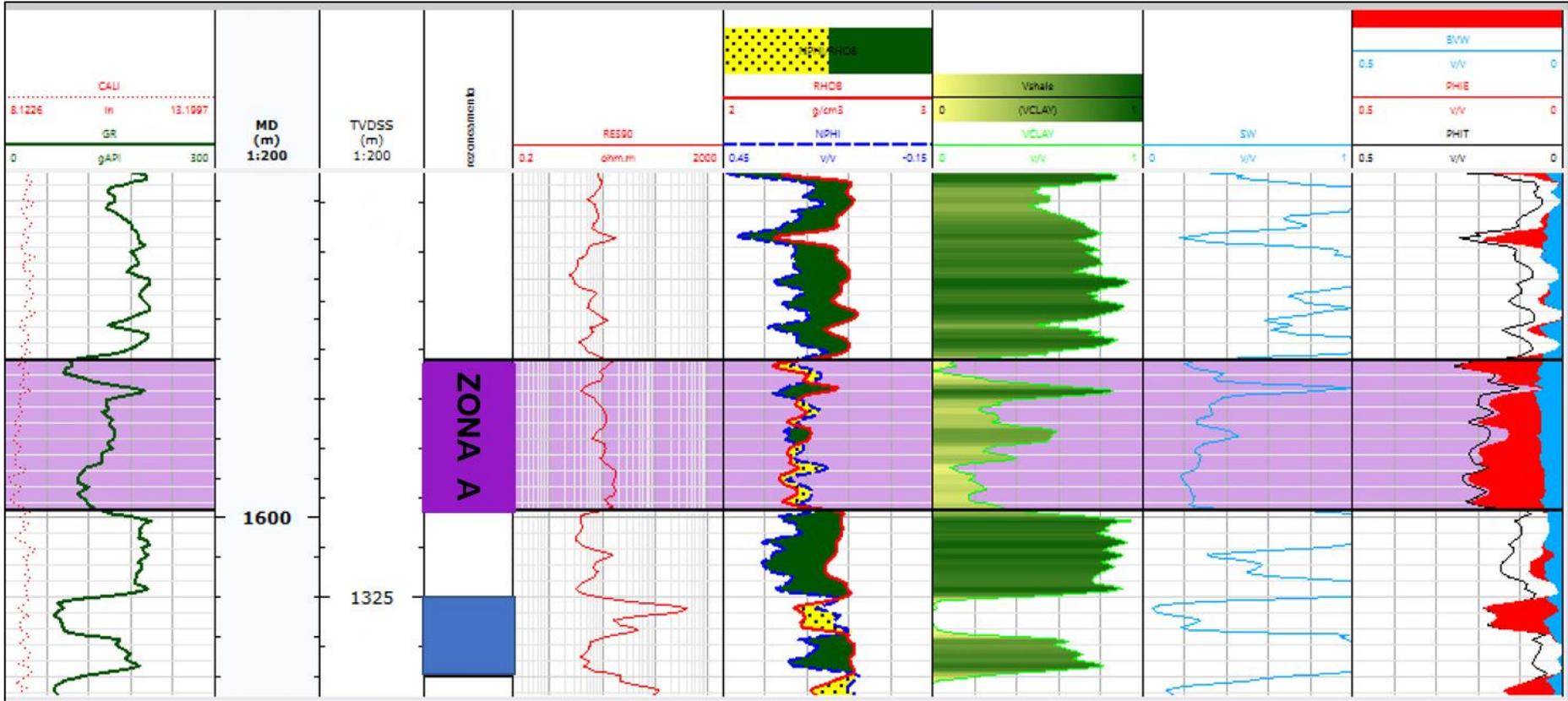


Figura 11: Avaliação petrofísica da ZONA A.

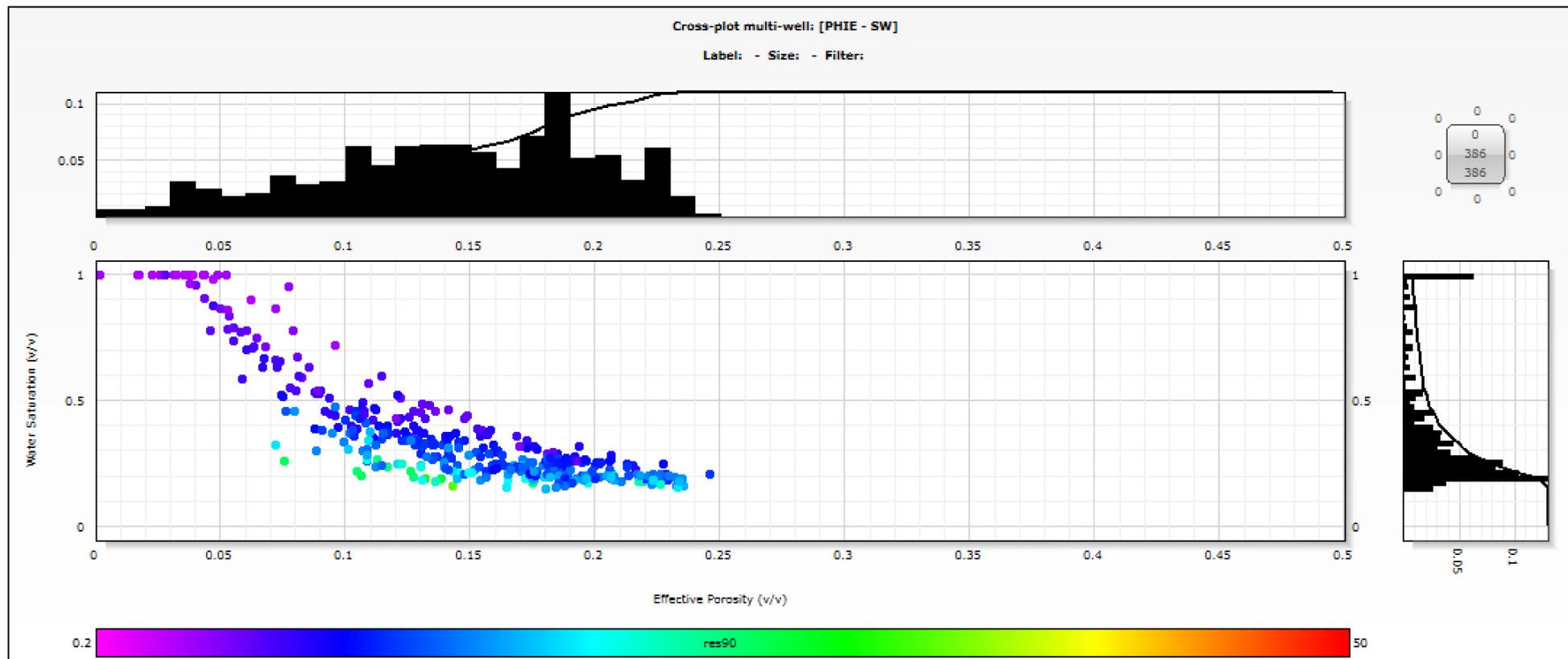


Figura 12: Gráfico de PHIE x SW, com respectivos histogramas para os melhores poços.

5.3 ANÁLISE ELETROFÁCIES

A partir da análise qualitativa das informações oriundas dos perfis de acompanhamento geológico e relatórios de amostras de calha, foram testadas para diferentes possibilidades de agrupamentos a partir da litologia e dos comportamentos dos padrões dos perfis. Por meio do *Techlog*, foram agrupados os perfis de GR, NPHI e RHOB. De todos os agrupamentos analisados, a configuração final (com os menores desvios) para as rochas descritas correspondem a três classes (eletrofácies). As três classes são referentes a: Arenito (amarelo), Arenito Argiloso (laranja), Folhelho (verde escuro).

Juntamente com o perfil de GR, que apresenta padrões deposicionais que são interpretados como sedimentos mais e menos finos juntamente com as eletrofácies, foi possível trazer à luz inferências quanto ao ambiente deposicional de forma integrada. O grupo de poços 7-KS-5D-AL e 7-JW-6DP-AL, apresentam formato em sino indicativo de aumento gradual de radioatividade da base em direção ao topo; contato inferior abrupto com zona mais radioativa. A interpretação mais próxima da realidade é dada como a migração de um canal meandrante (Figura 13). Os poços 7-CH-12D-AL e 7-LS-7-AL, apresentam comportamento similar.

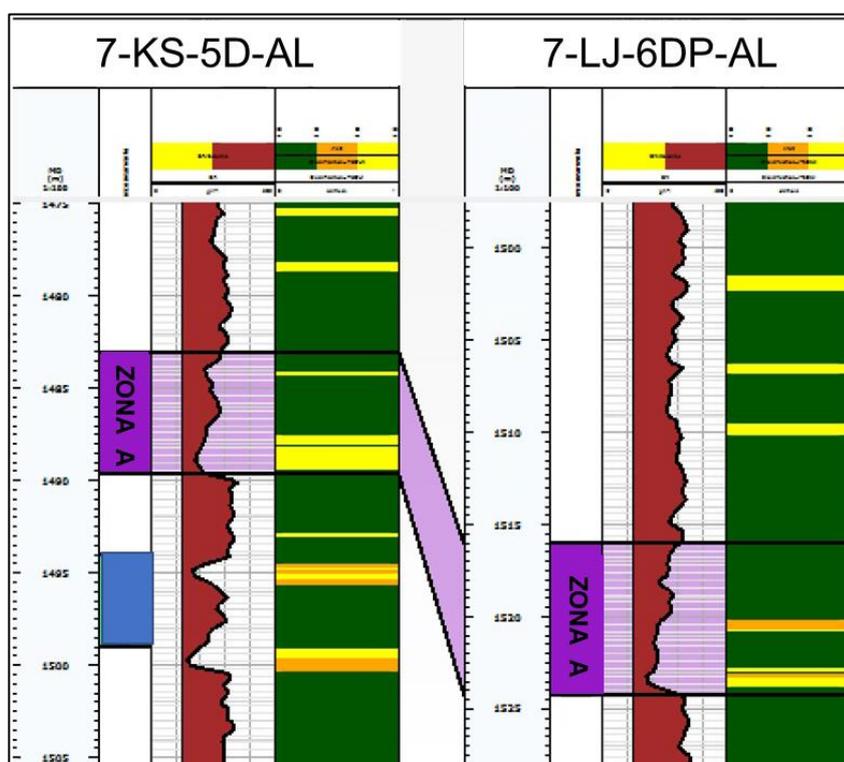


Figura 13: Correlação de eletrofácies para as melhores zonas de produção da ZONA A.

Por meio do diagrama de NPHI x RHOB x GR, foi observado que a zona apresenta características predominantemente arenito, com alta presença de folhelhos. No campo do arenito, as cores do GR (variando de azul para verde) indica estarem muito radioativos (Figura 14). Assim explica-se o comportamento do GR ser em sino.

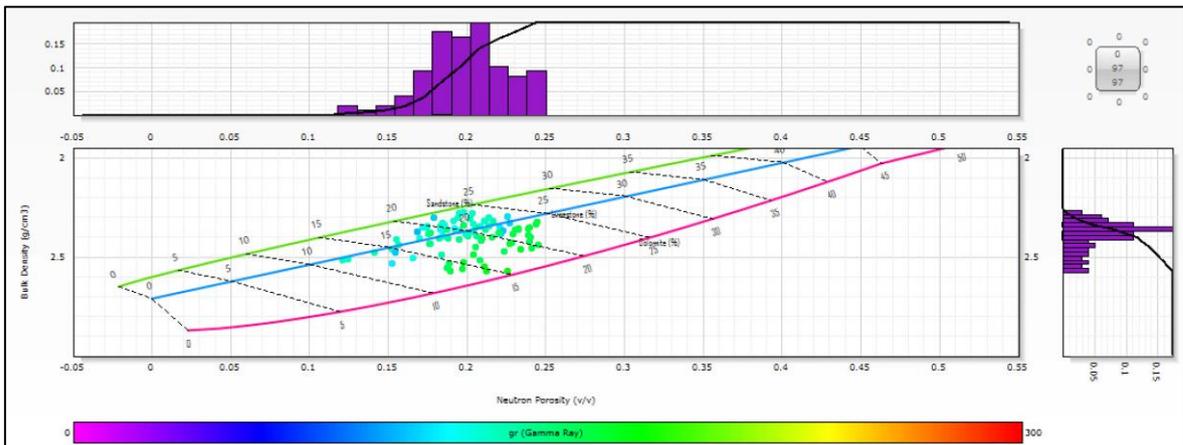


Figura 14: Diagrama de NPHI x RHOB, dos poços 7-KS-5D-AL e 7-JW-6DP-AL.

Nos poços 1-SVT-1D-AL, 7-CS-1D-AL, 7-SM-10D-AL, 7-LDS-15D-AL, o perfil de GR é visto com dois intervalos areníticos cilíndricos interrompidos por folhelho. Essa forma cilíndrica caracteriza um intervalo de baixa radioatividade e pouca variação interna; limites bruscos com zonas mais radioativas, uma possível interpretação, levando em consideração o sistema fluvio-deltaico que encontra a formação, é preenchimento de canal. (Figura 15).

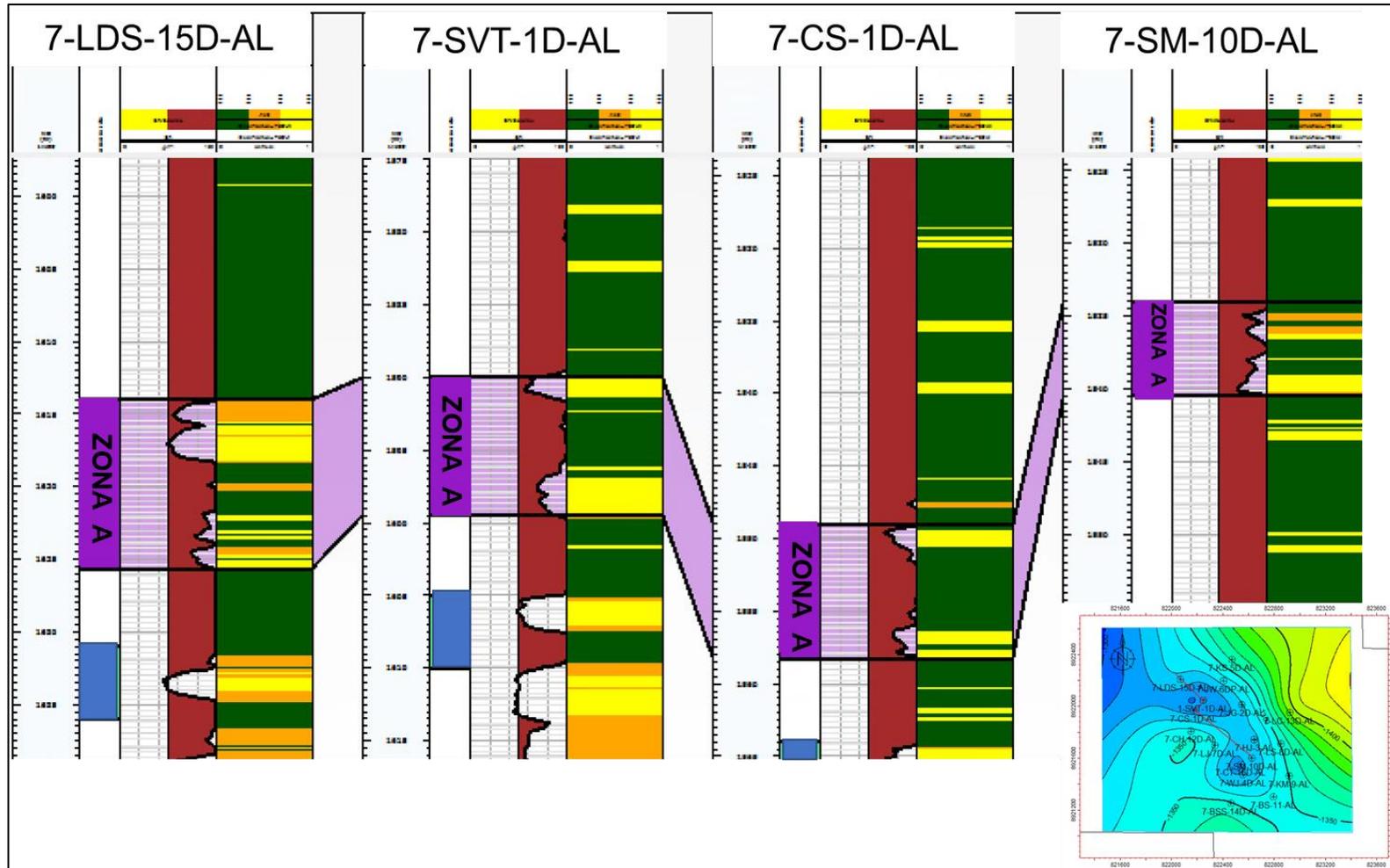


Figura 15: Correlação de eletrofácies para as melhores zonas de produção da ZONA A.

O diagrama de NPHI x RHOB x GR mostra que a zona apresenta características predominantemente de arenito, onde é possível observar que os tons mais azulados indicam comportamento menos radioativo. Assim explica-se o comportamento do GR ser cilíndrico. (Figura 16).

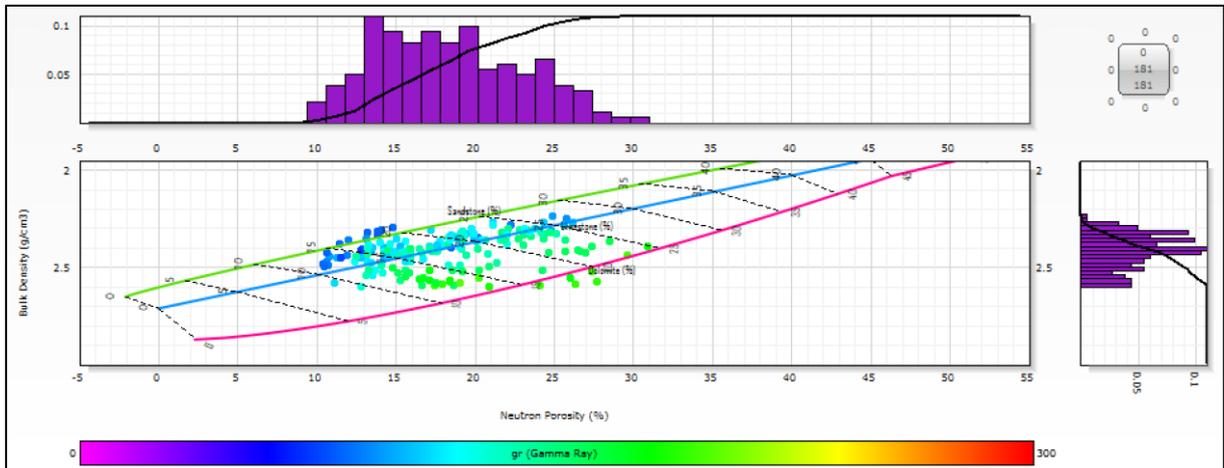


Figura 16: Diagrama de NPHI x RHOB, dos poços 1-SVT-1D-AL, 7-CS-1D-AL, 7-SM-10D-AL, 7-LDS-15D-AL, na ZONA A.

5.4 MAPAS DE AMBIENTE DEPOSICIONAL

A partir das curvas calculadas de volume de argila, porosidade e saturação de água, é possível ter conhecimento a respeito dos valores de corte (*cutoffs*) para a zona. Para este trabalho foi trabalhado corte de $V_{sh} \leq 50\%$, $9\% < \phi$ e $S_w \leq 50\%$.

O resultado desses valores para ZONA A, foram inseridos no *Petrel* para a criação de mapa de espessura x porosidade x saturação de hidrocarboneto ($S_{HC} = 1 - S_w$) (Figura 17), sendo os melhores poços para produção de 0.6 a 1.4.

Em contrapartida, utilizando só a informação de espessura da classe 3 – Arenito, o mapa de isopácas de eletrofácies sugere a existência de um canal na direção NW-SE (Figura 18). Nesse mapa no Sudoeste como não há ponto de controle o *software* superestimou essa região.

Compilando o mapa de eletrofácies com a informação do mapa de $h\Phi_{shc}$, junto com o entendimento dos perfis, foi possível montar um mapa de ambiente deposicional, onde há a presença de meandro e um canal fluvial (Figura 19).

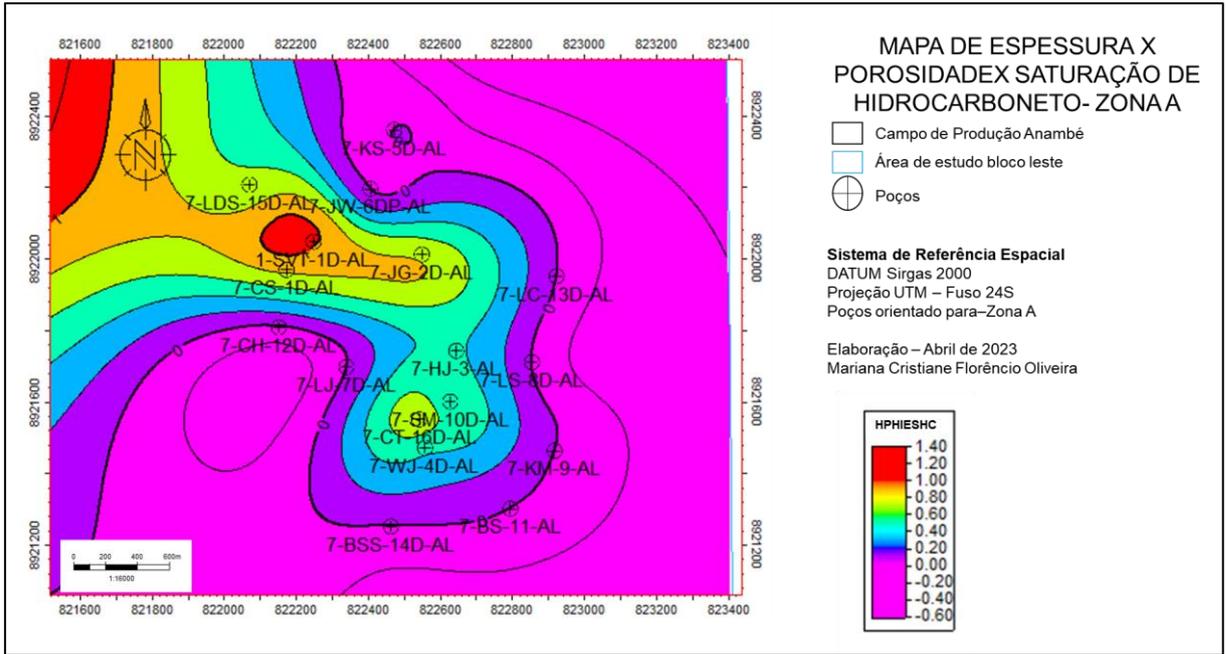


Figura 17: Mapa de Espessura versus Porosidade versus Saturação de Hidrocarboneto para ZONA A.

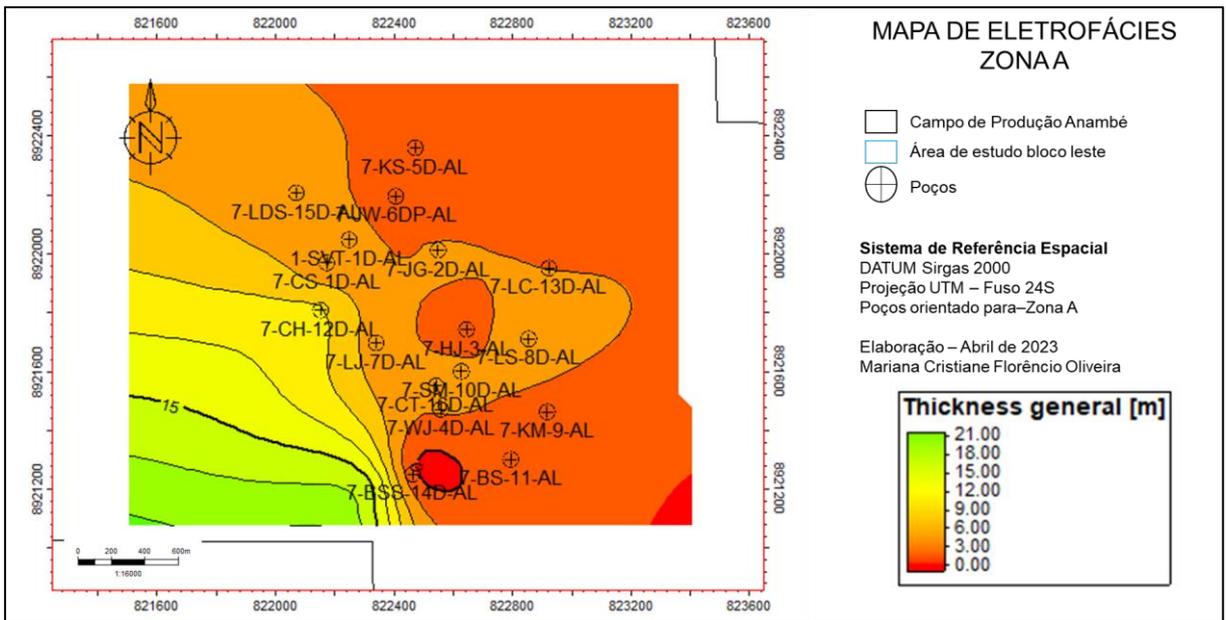
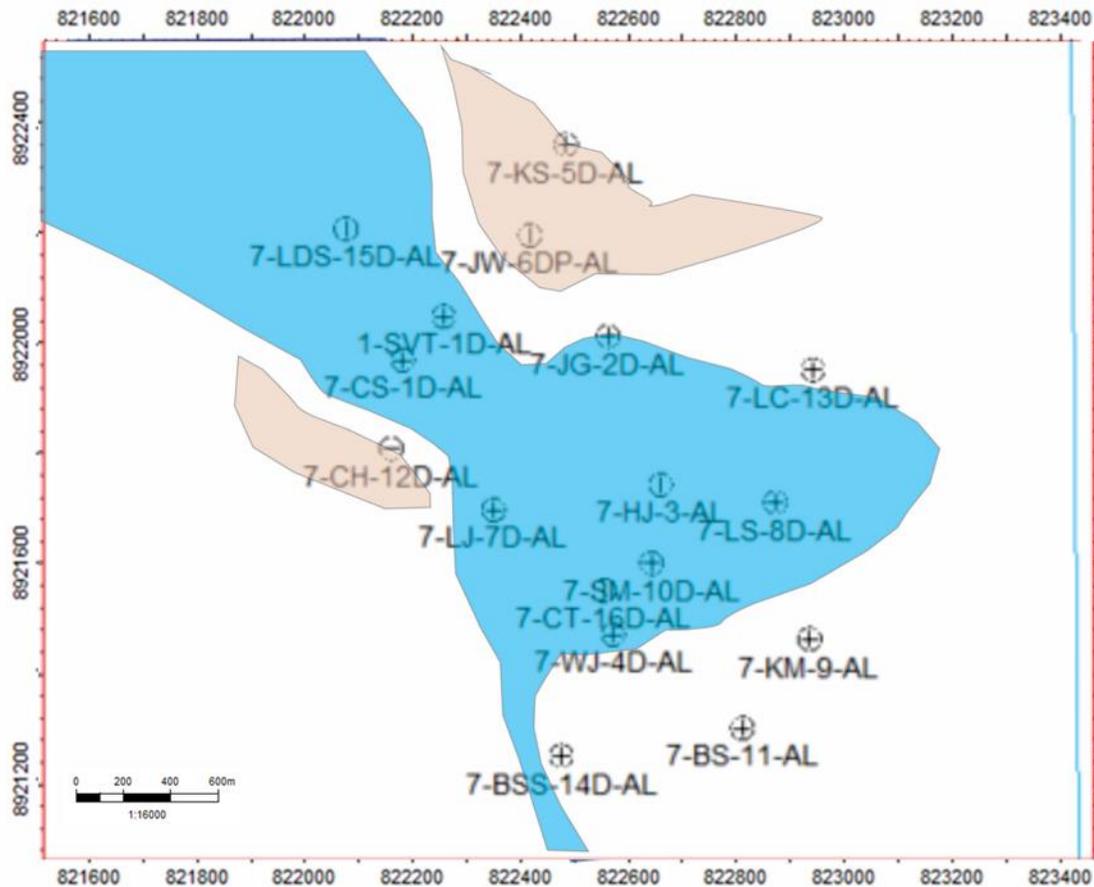


Figura 18: Mapa de Isopáca das eletrofácies, classe areia, na ZONA A.



MAPA DE DEPOSICIONAL DE AMBIENTE ZONAA

-  Campo de Produção Anambé
-  Área de estudo bloco leste
-  Poços
-  Meandro
-  Preenchimento do canal

Sistema de Referência Espacial
 DATUM Sirgas 2000
 Projeção UTM – Fuso 24S
 Poços orientado para–Zona A

Elaboração – Abril de 2023
 Mariana Cristiane Florêncio Oliveira

Figura 19: Mapa Depositional de Ambiente- ZONA A.

5.5 ANÁLISE DOS MAPAS A PARTIR DOS VARIOGRAMAS

Dos mapas apresentados nesses trabalhos para estabelecer uma correlação quantitativa foram criados mapas dos variogramas e seus respectivos gráficos de semivariogramas utilizando o método de krigagem simples e seu modelo esférico.

No mapa de topo estratigráfico o alcance principal estimado foi de 2,5km NW-SE e o alcance menor foi de 0,5km NE-SW. Nessa mesma direção encontra-se o mapa de hPHIShc com alcance máximo de 0,7km e mínimo de 0,3km. Por fim, o mapa de eletrofácies tem o alcance principal estimado foi de 0,4km NE-SW e o alcance menor foi de 0,4km NW-SE.

Por meio dos variogramas foi possível entender a construção de como os mapas foram criados a partir do *software Petrel*.

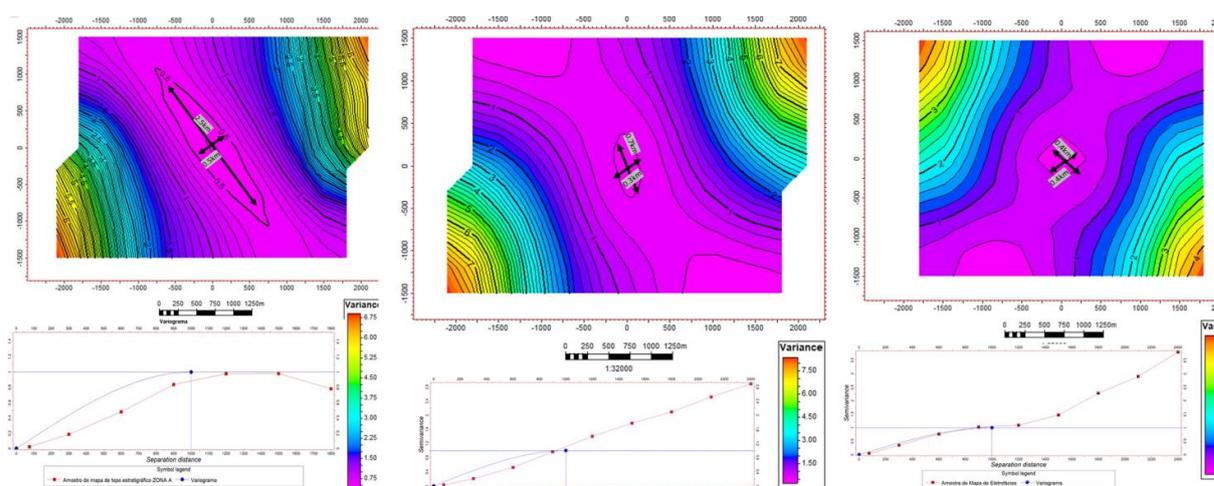


Figura 20: Mapa de variogramas para topo estratigráfico, hPHIShc e eletrofácies com seus respectivos semivariogramas e com o modelo esférico como parâmetro.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O foco nesse trabalho é trazer à tona informações sobre o Campo de Anambé, principalmente devido a carência de publicações. Além trazer uma revisão bibliográfica, tem o intuito de propor conhecimento estratigráficos, petrofísicos e de eletrofácies da Fm. Coqueiro Seco, na Bacia Sergipe-Alagoas. A principal contribuição aqui apresentada esteve em abordar de maneira simples por meio de perfis geofísicos a construção de mapas de ambientes deposicionais.

O estudo estratigráfico nos poços permitiu a identificação das formações em suas determinadas ordens hierárquicas e a individualização de pacotes sedimentares através do reconhecimento de ciclos tectônicos da fase rifte. Ademais foi possível correlacionar a zona produtora “A” com os aspectos que apresentam seus perfis.

A avaliação petrofísica permitiu a interpretação e estimativa de propriedades básicas para a caracterização de reservatórios, tais como: volume de argila, porosidade além da curva de saturação de água. Assim, foi possível localizar uma zona saturada em gás, com net pay variável entre 5,25 e 15,8 metros.

A classificação das eletrofácies usando o método SOM levou à distinção de três grupos de fácies: folhelhos, arenitos argilosos e arenitos. Os diagramas de densidade, nêutrons e raios gama foram os responsáveis por fechar o entendimento. Por meio dos variogramas foi possível entender a construção de como os mapas foram criados a partir do *software*. Portanto, é possível compilar eletrofácies e mapas hPhiShc para desenvolver um mapa de ambiente deposicional.

É válido ressaltar que todas as interpretações realizadas partiram de dados de perfis elétricos, perfil composto, relatórios de perfuração e arquivo geral de poço. Uma interpretação mais precisa exigiria o acesso direto aos dados de rochas e de dados sísmicos para corroborar o direcionamento do ambiente.

De maneira geral, o estudo abordado apresentou-se satisfatório na busca de um melhor entendimento da análise estratigráfica, procedimentos de perfilagem e análise de reservatórios. Espera-se que o trabalho aqui apresentado seja aplicável em locais com características semelhantes ao Campo de Anambé e em outras diferentes regiões com as devidas modificações necessárias para isso.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMS, M.; BEDFORD, J.; FULLER, J.; Beating the exploration Schedule with Integrated Data Interpretation: Cam Oil's Experience, *Oilfield Review*. 1994.
- ANP. 2017. Bacia de Sergipe-Alagoas (Terra) - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Nota Técnica da 14ª Rodada de Licitações. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 2019.
- ANP.2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 393 p.
- ASQUITH, G. AND KRYGOWSKI, D. (2004) Basic Well Log Analysis. Vol. 16, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- BARCELOS, F. B.; HAMACHER, S. Metodologia e Aplicações da Evolução de Descobertas de Óleo e Gás. In: XI CBE: Congresso Brasileiro de Energia, 2006, Rio de Janeiro. XI CBE: Congresso Brasileiro de Energia, 2006.
- CATUNEANU, O. 2006. Principles of Sequence Stratigraphy. Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta. Edmonton, Alberta, Canada.
- COSTA, V. L. F. **Caracterização Geológica Com Base Em Pesquisas Bibliográficas da Bacia de Sergipe-Alagoas**. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.
- ELLIS, D. & SINGER, J. 2007. Well logging for earth scientists: Springer.
- HECHENBICHLER, K.; SCHLIEP, K. 2004. Weighted k-Nearest-Neighbor Techniques and Ordinal Classification. Collaborative Research Center 386, University of Munich. Discussion Paper 399. 16p.
- HOLDAWAY, K. R.; IRVING, D. H. B. Enhance Oil & Gas Exploration with Data-Driven Geophysical and Petrophysical Models. Hoboken: John Wiley & Sons, 2018.
- HOT. Exploration and Data Management. Disponível em: < www.hoteng.com/oil-and-gas/exploration-and-data-management/ >. Acessado em 12 de abril de 2023.
- ISAAKS E. H. , SRIVASTAVA R. M.: An Introduction to Applied Geostatistics, 1989.
- JAHN F.; COOK M.; GRAHAM M. Hydrocarbon Exploration and Production. Elsevier, 2003.
- Lana, M. C. **Bacia de Sergipe-Alagoas: Uma Hipótese de Evolução Tectono-Sedimentar, 1990.**

- LARRÉ, Luciano. **Análise Sismoestratigráfica dos Depósitos Sinrifte da Formação Coqueiro Seco (Aptiano Inferior a Médio), Bacia de Sergipe-Alagoas**. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2009.
- PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. 2007. Cartas Estratigráficas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 183-572.
- SERRA, O. Fundamentals of well log interpretation, vol 1: The Acquisition of Logging Data. Amsterdam: Elsevier, 1984.
- SIMANDOUX, P., 1963, Dielectric measurements in porous media and application to shaly formation: Revue de L'Institut Français du Pétrole, 18, 193–215.
- SLB. Energy Glossary. Disponível em: < <https://glossary.slb.com/>>. Acessado em 12 de abril de 2023.
- SUMÁRIOS EXECUTIVOS DA ANP 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>. Acesso em agosto 2022.
- UFRN. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2008. Projeto "Revisão Geológica e Reavaliação dos Sistemas Petrolíferos da Bacia Sergipe-Alagoas" (Contrato ANP/UFRN/FUNPEC N 5.059/03-ANP-009.519). Relatório Final. Material disponibilizado na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Rio Grande do Norte: ANP/UFRN/FUNPEC, 2008.