

**ANÁLISES ESPECTRAL,
FRACTAL E MULTIVARIADA:
APLICAÇÕES EM DADOS
CLIMÁTICOS E DE PERFIS DE
POÇOS DE MOÇAMBIQUE**

JONE LUCAS MEDJA USSALU

SALVADOR – BAHIA
MARÇO – 2021

Análises Espectral, Fractal e Multivariada: Aplicações em Dados Climáticos e de Perfis de Poços de Moçambique

por

JONE LUCAS MEDJA USSALU

Orientador: Prof. Dr. Amin Bassrei

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Submetida em satisfação parcial dos requisitos ao grau de

MESTRE EM CIÊNCIAS

EM

GEOFÍSICA


ao

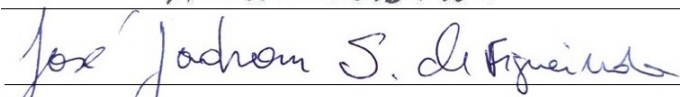
Conselho Acadêmico de Ensino

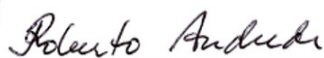
da

Universidade Federal da Bahia

Comissão Examinadora:







Dr. Amin Bassrei

Dr. José Jadsom Sampaio de Figueiredo

Dr. Roberto Fernandes Silva Andrade

Aprovada em 26 de março de 2021

A presente pesquisa foi desenvolvida no Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da UFBA, com recursos próprios, da CAPES, do CNPq e da FAPESB

M491 Medja, Jone Lucas Medja Ussalu

Análises Espectral, Fractal e Multivariada: Aplicações em Dados Climáticos e de Perfis de Poços de Moçambique / Jone Lucas Medja Ussalu. — Salvador, 2021.

89 f.

Orientador: Prof. Dr. Amin Bassrei

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia. Instituto de Geociências, 2021.

1. Métodos Geofísicos. 2. Análise Espectral. 3. Análise Fractal. I. Bassrei, Amin. II. Universidade Federal da Bahia. III. Título.

CDU 550.8

Dedico este trabalho para toda a família MEDJA e à memória da minha mãe Lomista Machiricão.

Resumo

Esta dissertação aplica as análises espectral e fractal em séries climatológicas e as análises de agrupamento e discriminante em perfis geofísicos de poços. O primeiro caso teve como objetivo estudar a dinâmica climática da região sul de Moçambique, especificamente para determinar a periodicidade, persistência, tendência e variabilidade ao longo termo das séries de precipitação e de temperaturas extremas do período de 1960-2018. Os resultados das análises são relacionados com as atuais observações e projeções globais do clima constantes no quinto relatório de avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC-AR5) sobre a região da África Austral que inclui Moçambique. Em geral, o sinal de mudança climática em Moçambique é visível, e as tendências convergem para aquelas reportadas pelo IPCC-AR5. A aplicação das análises de agrupamento e discriminante em perfis de poços teve como objetivo determinar o perfil litológico e contatos fluidos em reservatórios. Foram utilizados dados de perfis de cinco poços perfurados sobre a Bacia sedimentar do Rovuma - Moçambique. Para a discriminação, um poço de referência foi escolhido para treinamento, e as funções obtidas a partir deste são aplicadas aos demais poços. O processo classificatório foi desmembrado em três fases principais. Os dois métodos foram aplicados de forma paralela e os resultados são confrontados em cada fase classificatória. De modo geral os dois métodos convergiram na definição litológica e na identificação dos fluidos. Os reservatórios da região são predominantemente saturados de gás.

Palavras chave: análise espectral, análise fractal, dinâmica climática, análise de agrupamento, análise discriminante, perfil litológico, contato fluido.

Abstract

This study applies the spectral and fractal analyses in climate series and the cluster and discriminant analyses in geophysical well log data. In the first case, we intended to understand the climatic dynamics of the southern region of Mozambique by evaluating the periodicity, persistence, tendency and long-term variability of the time series of precipitation and extreme temperatures related to 1960-2018. The results of the analyzes are related to the current global climate observations and projections contained in the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC-AR5), regarding the Austral Africa which include Mozambique. In particular, the signal of climate change in Mozambique is visible, and the trends converge to those reported in the IPCC-AR5. In the second case, the main objective was to determine the lithological profile and fluid contacts in reservoirs. Well log data from five wells over the Rovuma sedimentary Basin - Mozambique were used. For the discrimination, a reference well was chosen for training, and the obtained functions from it were then applied to the remaining wells. The classification process comprehended three main phases. The two methods were applied in parallel and the results are compared in each classification phase. In general, both methods converged to the same lithological model and fluidtypes in reservoirs. Gas has been indicated as the most predominant hydrocarbon in the basin.

Keywords: espectral analysis, fractal analysis, climate dynamics, cluster analysis, discriminant analysis, lithological profile, fluid contact.

Índice

Resumo	4
Abstract	5
Índice	6
Índice de Tabelas	8
Índice de Figuras	9
Introdução	14
1 PARTE I: Dinâmica Climática da Região Sul de Moçambique	16
1.1 A região de estudo	16
1.1.1 Clima geral e principais sistemas de tempo	16
1.2 Dados e métodos	19
1.2.1 Séries climatológicas usadas	19
1.2.2 Determinação e caracterização da época chuvosa	19
1.2.3 Análise re-escalorada (R/S)	21
1.2.4 Análise espectral	23
1.2.5 Determinação da tendência das séries temporais	24
1.3 Resultados e discussão	26
1.3.1 Sazonalidade da temperatura e precipitação	26
1.3.2 Periodicidade	26
1.3.3 Variabilidade a longo termo e tendência	27
1.3.4 Persistência	33
1.4 Conclusões	37
2 PARTE II: Perfil Litológico e de Contatos Fluidos em Reservatórios	38
2.1 A região de estudo	38
2.1.1 Geologia geral	39
2.2 Dados e métodos	41

2.2.1	Perfis geofísicos de poço	41
2.2.2	Análise de agrupamento	41
2.2.3	Análise discriminante	44
2.2.4	Determinação do perfil litológico e contatos fluidos	48
2.3	Resultados e discussão	55
2.3.1	Análises no poço de referência	55
2.3.2	Análises nos restantes poços	60
2.4	Conclusões	66
Agradecimentos		67
Apêndice A Interpretação dos perfis de poço		68
A.1	Interpretação qualitativa	69
A.2	Interpretação quantitativa	70
Referências Bibliográficas		78
Anexo I Dados dos perfis geofísicos dos poços estudados		81

Índice de Tabelas

1.1	Lista das estações meteorológicas e suas respectivas posições geográficas.	19
1.2	Médias climatológicas de precipitação nas três províncias da região sul de Moçambique.	31
1.3	Valores do expoente de Hurst H e da dimensão fractal D	34
2.1	Perfis geofísicos de poço utilizados.	41
2.2	Coefficientes e contribuição relativa de cada variável para os três problemas classificatórios. O sinal dos coeficientes indica apenas se a variável está contribuindo positiva ou negativamente na função discriminante.	55
A.1	Propriedades recomendadas da matriz e fluido.	72

Índice de Figuras

1.1	Mapa da área de estudo. No detalhe a região sul de Moçambique.	17
1.2	Diagrama ombrotérmico das três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza, (c) Inhambane. As barras representam a precipitação e a linha representa a temperatura.	26
1.3	Ocorrência de períodos secos dentro da época chuvosa (veranicos) nas três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza e (c) Inhambane. Dados referentes ao período entre 1960 a 2018.	27
1.4	Espectro de Fourier da (a) precipitação, (b) temperatura máxima e (c) temperatura mínima, nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior). A periodicidade mais significativa é identificada na frequência de aproximadamente 0.083 ciclos por mês o que corresponde a variabilidade anual. Outra periodicidade embora menos evidente é identificada na frequência de 0.166 ciclos por mês que corresponde aproximadamente a variabilidade semestral.	28
1.5	Tendência e variabilidade a longo termo da (a) precipitação acumulada durante a época chuvosa (mm), (b) intensidade média da precipitação durante a época chuvosa (mm/dia) e (c) duração da época chuvosa (dias), nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior). Dados referentes ao período entre 1960 a 2018. A linha cheia representa a variabilidade a longo termo e a linha tracejada representa a tendência da série temporal.	29
1.6	Tendência e variabilidade a longo termo das temperaturas (a) máxima e (b) mínima em °C, nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior) durante o período entre 1960 a 2018. A linha cheia representa a variabilidade a longo termo e a linha tracejada representa a tendência da série temporal.	30

- 1.7 Desvios da (a) precipitação acumulada durante a época chuvosa, (b) temperatura máxima média anual e (c) temperatura mínima média anual em relação a média climatológica do período entre 1975 a 2004 na região sul de Moçambique. As barras representam os desvios anuais e a curva representa o ajuste polinomial. 33
- 1.8 Projeções globais da precipitação para o período de 2016 a 2035, baseando-se no cenário intermediário de políticas de emissão dos gases de efeito de estufa - RCP4.5, que apontam para anomalias negativas em cerca de -10% de precipitação sobre a região do extremo sul da África (zonas circundadas a vermelho, onde o extremo sul de Moçambique faz parte) (Fonte: Hartmann et al., 2013). 34
- 1.9 Tendências globais da temperatura da superfície: (a) anomalias observadas analisando três bases de dados (HadCRUT4, MLOST e GISS) no período de 1901 a 2012, onde as áreas brancas indicam regiões com dados indisponíveis nas bases de dados; e (b) projeções de anomalias ao longo do período de 2016 a 2035 com base no cenário intermediário de políticas de emissão dos gases de efeito estufa - RCP4.5. Áreas circundadas em azul são as que incluem o extremo sul de Moçambique (Fonte: Hartmann et al., 2013). 35
- 1.10 Determinação do expoente de Hurst das séries climatológicas: (i) Precipitação, (ii) Temperatura máxima, (iii) Temperatura mínima, (iv) Duração da época chuvosa e (v) Intensidade média da precipitação durante a época chuvosa nas três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza e (c) Inhambane. Dados referentes ao período de 1960 a 2018. 36
- 2.1 A área de estudo, a bacia do Rovuma localizada na região nordeste de Moçambique. 39
- 2.2 Coluna estratigráfica das partes onshore e offshore da Bacia do Rovuma, norte de Moçambique (Fonte: Brownfield, 2016). 40
- 2.3 Exemplo ilustrativo do algoritmo K-Means Clustering, para $K = 2$. Dados de treinamento estão mostrados como pontos e os centróides como cruces. (a) Conjunto de dados original. (b) Centróides iniciais aleatórios. (c), (d), (e) e (f) Ilustração da execução de duas iterações. Em cada iteração, classificamos cada ponto dos dados ao centróide mais próximo (pintando com a cor do centróide ao qual foi atribuído); em seguida, movemos cada centróide dos grupos para a média dos pontos atribuídos a ele, repetindo o processo até a convergência (Imagem extraída em <https://stanford.edu/~cpiech/cs221/handouts/kmeans.html> no dia 03/09/2020). 43
- 2.4 Representação da função discriminante para uma distribuição bivariada. Os dois conjuntos de dados são indicados por círculos vazios para o grupo A e pontos sólidos para o grupo B. As linhas tracejadas indicam médias bivariadas dos dois grupos (Modificado de Davis, 2002). 45

2.5	Representação esquemática da metodologia aplicada para a determinação dos contatos fluidos.	49
2.6	Cross-plots dos perfis, (a) porosidade neutrônica versus densidade e (b) sônico compressional versus densidade. Ambos estão com pontos codificados pelo índice de raios gama (I_{GR}). As linhas tracejada vermelha, sólida preta e traço-pontilhada azul plotadas em (a) representam valores característicos de arenito, calcário e dolomito respectivamente, baseando-se em “Log Interpretation Charts” de Schlumberger (2009).	50
2.7	Seleção de banco de dados amostrais para folhelhos (3012 - 3030 m) e não folhelhos (2938 - 2953 m) no poço de referência. Os cabeçalhos de cada painel mostram os perfis plotados e seus respectivos intervalos e unidades. As setas indicam a orientação dos eixos de cada perfil.	51
2.8	Seleção de bancos de dados amostrais para água (2990 - 3005 m), óleo (2903 - 2913 m) e gás (2938 - 2953 m) no poço de referência. Os cabeçalhos de cada painel mostram os perfis plotados e seus respectivos intervalos e unidades. As setas indicam a orientação dos eixos de cada perfil.	52
2.9	Exemplo ilustrativo do processo de determinação do reservatório efetivo. De (a) para (b) ocorre a aplicação do cutoff $V_{Sh} \leq 0.4$, remoção das interfaces de alta argilosidade e de (b) para (c) ocorre a aplicação do cutoff $\phi \geq 0.15$, remoção de interfaces de arenitos compactos ou cimentados.	54
2.10	Projeção da distribuição dos dados amostrais sobre o eixo da função discriminante: (a) discriminação de folhelhos e não folhelhos, centroide para folhelhos (Z_{Sh}) e centroide para não folhelhos (Z_{Res}); (b) discriminação de hidrocarbonetos e água, centroide para hidrocarbonetos (Z_H) e centroide para água (Z_W); (c) discriminação de óleo e gás, centroide para óleo (Z_O) e centroide para gás (Z_G). O índice de corte é indicado por (Z_C).	56
2.11	Classificação litológica no poço de referência (Well-3), (a) a função e os índices discriminantes, (b) a definição litológica pela análise discriminante e (c) a definição litológica pela análise de agrupamento.	57
2.12	Os contatos fluidos no poço de referência (Well-3): (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.	59

2.13	Cross-plots dos perfis neutrônico versus densidade para os quatro reservatórios identificados no poço de referência (Well-3). A concentração de pontos nos gráficos reflete o efeito de cada tipo de fluido nos reservatórios. A linha de Arenito (tracejada vermelha), a linha de Calcário (solida preta) e a linha de Dolomito (traço-pontilhada azul), foram plotadas baseando-se em “Log Interpretation Charts” de Schlumberger (2009).	61
2.14	Os contatos fluidos no poço Well-1: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.	62
2.15	Os contatos fluidos no poço Well-2: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.	63
2.16	Os contatos fluidos no poço Well-4: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.	64
2.17	Os contatos fluidos no poço Well-5: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.	65
A.1	Fluxograma (varredura dos perfis) para identificação das zonas de hidrocarbonetos (Asquith e Krygowsky, 2004).	70
A.2	Perfis geofísicos básicos. Uma combinação comum em perfilagem inclui raios gama, resistividade, porosidade neutrônica e densidade. O perfil de raios gama (Faixa 1) distingue os arenitos (baixo valor de GR) dos folhelhos (alto valor de GR). A coluna estreita, a da profundidade, indica a localização da sonda em pés abaixo de um marcador de superfície. Dentro da formação de arenitos, a resistividade (Faixa 2) é alta onde os hidrocarbonetos estão presentes e baixa onde águas salubres estão presentes. Tanto a porosidade neutrônica quanto a densidade (Faixa 3) fornecem medidas de porosidade, quando propriamente dimensionadas. Dentro da zona de hidrocarbonetos, uma ampla separação das duas curvas é observada indicando a presença de gás (Fonte: Andersen, 2011).	74
A.3	Cross-plot dos perfis de densidade (RHOB - Bulk Density) e de porosidade neutrônica termal (TNPH - Thermal Neutron Porosity) para determinação da porosidade e composição da matriz da formação (Fonte: Schlumberger, 2009).	76
A.4	Modelo de um arenito argiloso (Schön, 2015).	76
I.1	Dados dos perfis geofísicos do poço Well-1.	82
I.2	Dados dos perfis geofísicos do poço Well-2.	83

I.3	Dados dos perfis geofísicos do poço Well-3.	84
I.4	Dados dos perfis geofísicos do poço Well-4.	85
I.5	Dados dos perfis geofísicos do poço Well-5.	86

Introdução

As análises espectral e fractal são ferramentas com bastante aplicabilidade na análise de séries temporais. Permitem acessar informações importantes e fundamentais para a caracterização dos padrões de variabilidade das séries. Por outro lado, as técnicas da análise estatística multivariada tem mostrado uma boa aplicabilidade no processamento e interpretação de dados geofísicos. No caso particular da geofísica de poços, as análises de agrupamento e discriminante vem sendo muito aplicadas para a identificação e separação de eletrofácies e a sua associação aos diversos litotipos atravessados pelo poço (Flexa et al., 2004; Rosa et al., 2008).

Este trabalho compreende duas partes, na primeira são aplicadas as técnicas de análises espectral e fractal para estudar a dinâmica climática na região sul de Moçambique. Neste caso, é determinada a periodicidade, variabilidade a longo termo e persistência de séries climatológicas de precipitação e temperaturas extremas. Uma vez que muitos fenômenos climáticos extremos que ocorrem têm sido relacionados a possíveis mudanças globais do clima, essas informações são importantes para entender o comportamento destes parâmetros climáticos na região.

De acordo com o quinto relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC-AR5), a evidência de mudança climática cresceu significativamente nos últimos anos em observações da atmosfera e da superfície (Hartmann et al., 2013). No entanto, as tendências globais do clima atualmente conhecidas nem sempre representam o cenário real para uma região específica, por outras palavras, em certas regiões as variáveis climáticas podem apresentar tendências singulares, que se distanciam do comportamento global.

Daí que, embora muitos fenômenos climáticos extremos que ocorrem atualmente sejam relacionados à possíveis mudanças climáticas, algumas correntes não concordam com esta possibilidade, admitindo tratar-se apenas de uma variabilidade ou flutuações climáticas. E uma vez que o conhecimento da variabilidade climática em um determinado local é crucial para a tomada de decisão, esta incerteza é preocupante para diversos setores de atividades principalmente para um país em via de desenvolvimento. Os resultados obtidos aqui são confrontados com as observações e projeções constantes no IPCC-AR5 em relação a região da África Austral, da qual Moçambique faz parte.

Na segunda parte do trabalho são aplicadas as análises de agrupamento (Cluster Analysis) e discriminante (Discriminant Analysis) em dados de perfis geofísicos de poços da Bacia sedimentar do Rovuma - Moçambique para determinar o perfil litológico e contatos fluidos em reservatórios. A qualidade de reservatórios também foi avaliada pela aplicação de cutoffs em relação a argilosidade e a porosidade efetiva, delimitando o reservatório efetivo.

De um modo geral, a análise geofísica de perfis de poço compreende um conjunto de métodos que visam extrair informações, com o objetivo de identificar, quantificar e produzir um modelo geológico.

A análise de agrupamento é um processo de classificação não supervisionado, o que torna o método bastante útil, principalmente na fase exploratória, quando não há hipóteses prévias sobre o modelo de classificação de litologias em campo. Por outro lado, a análise discriminante é um processo supervisionado, e pode ser aplicado para diversos fins, desde os casos em que se pretende classificar ou realizar a separação estatística entre dois ou mais grupos de dados, nos casos em que se pretende prever a ocorrência de um determinado evento, ou mesmo quando se pretende explicar a relação entre as variáveis.

Moçambique possui duas principais bacias sedimentares com grande potencial para produção de hidrocarbonetos, a Bacia do Rovuma ao norte e a Bacia de Moçambique no centro e sul do País. Até o momento, apenas gás natural vem sendo explorado nas duas bacias. Entretanto já existe também confirmação de futura exploração de óleo na Bacia do Rovuma.

Aqui foram utilizados dados de cinco poços perfurados sobre Bacia do Rovuma. Em geral, a aplicação conjunta dos dois métodos levou a resultados consistentes. Ambos métodos convergiram para modelos litológicos bastante semelhantes e para os mesmos tipos de fluidos em reservatórios. O potencial de hidrocarboneto na bacia foi confirmado e a maioria dos reservatórios identificados são predominantemente saturados de gás.

1

PARTE I: Dinâmica Climática da Região Sul de Moçambique

Nesta parte da dissertação são aplicadas as técnicas de análise de sinais (a análise espectral e a análise fractal) em séries climatológicas de precipitação e de temperaturas extremas. As análises feitas incluem a periodicidade, a persistência, tendência e variabilidade a longo termo. O comportamento da época chuvosa da região também foi avaliado, tendo em conta o início e fim da época, a duração da época, a intensidade média da precipitação e os veranicos.

1.1 A região de estudo

O estudo da dinâmica climática foi realizado para a região sul de Moçambique. Situa-se entre os paralelos $21^{\circ} 05'S$ e $26^{\circ} 52'S$ e os meridianos $31^{\circ} 20'E$ e $35^{\circ} 20'E$, na costa sudeste do continente africano, ao sul do rio Save e compreende as províncias de Maputo, Gaza e Inhambane. A Figura 1.1 mostra a região de estudo.

1.1.1 Clima geral e principais sistemas de tempo

De forma geral, o clima em Moçambique é do tipo tropical com duas estações por ano, uma quente e chuvosa (outubro a abril) e a outra fria e seca de (maio a setembro). O sul de Moçambique é em geral a região mais seca do país com precipitação média anual inferior a 800 mm descendo para 300 mm na região do Pafuri. As temperaturas médias anuais nas províncias do sul oscilam em torno de 24 a $26\text{ }^{\circ}\text{C}$. No litoral, a temperatura média do ar aumenta gradualmente de sul para norte (Queiroz et al., 2007).

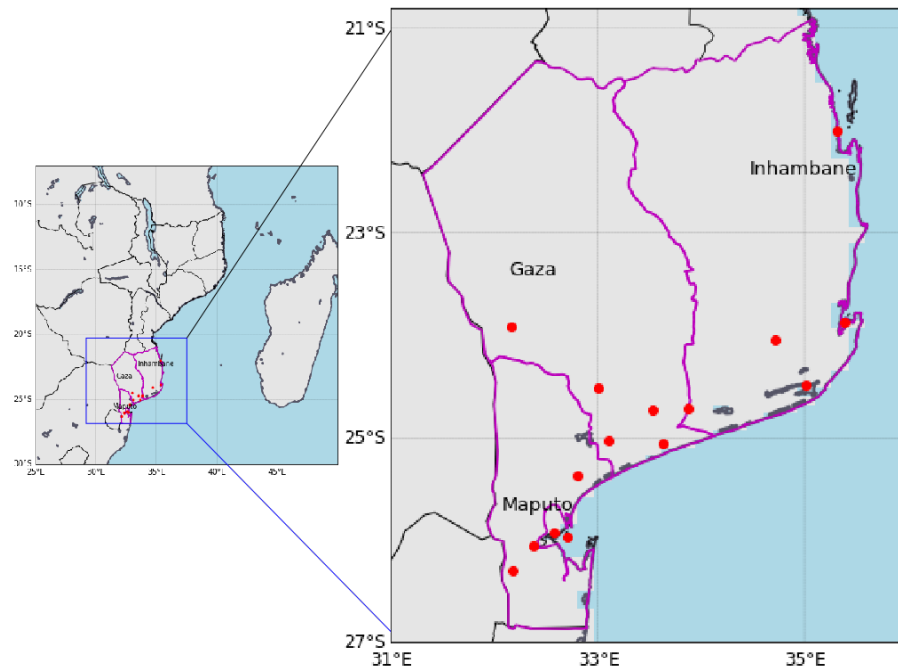


Figura 1.1: Mapa da área de estudo. No detalhe a região sul de Moçambique.

Dos sistemas de tempo e clima com muita influência na região sul de Moçambique destacam-se os centros de altas pressões semi-permanentes do Atlântico e do Índico ao longo do Trópico de Capricórnio, as frentes frias do sul e os ciclones tropicais. Além dos dois centros de alta pressão, um centro de baixa pressão ou depressão de origem térmica se forma sobre o continente. Como esses sistemas tendem a se deslocar para leste, o sistema de alta pressão do Atlântico chega a bifurcar-se devido ao sistema do continente alongando-se e criando uma crista de alta pressão que tem muita influência no estado do tempo na região sul de Moçambique. O regime dos ventos se torna do sudeste transportando ar frio e úmido, e isso gera muitas vezes precipitação principalmente nas terras altas se houver suficiente transporte de umidade.

As frentes frias do sul estão associadas ao braço direito do anticiclone do Atlântico sul, que transporta o ar frio e úmido do mar para o continente. Por isso essas frentes deslocam-se para leste acompanhando o movimento do anticiclone e invadindo ciclicamente o extremo sul de Moçambique principalmente no inverno.

Os ciclones que atingem a região ocorrem de novembro a abril e formam-se ao leste de Madagascar e por vezes no canal de Moçambique, e por isso, os países costeiros como Moçambique e África do Sul são os mais vulneráveis. Este fenômeno tende a causar ventos muito fortes, muita instabilidade atmosférica intensificada pelas águas quentes do canal de Moçambique, gerando chuvas intensas e muitas vezes causando cheias, principalmente na região costeira de Moçambique. Um estudo feito pelo Mavume (2008), mostrou haver tendência para o aumento da frequência deste fenômeno.

O fenômeno ENSO (El-Niño oscilação-sul) também apresenta efeitos destacáveis e bem

distintos dentro do território moçambicano. Com o El-Niño ocorre escassez de chuvas nas regiões sul e centro, e excesso de chuvas no extremo norte, o inverso acontece com a sua contraparte, a La-Niña, onde ocorre muita chuva no sul e centro e escassez no norte.

1.2 Dados e métodos

1.2.1 Séries climatológicas usadas

Nesta pesquisa são analisadas séries climatológicas que consistem em registros diários de precipitação e de temperaturas máxima e mínima correspondentes a 15 estações meteorológicas distribuídas ao longo das três províncias da zona sul de Moçambique: Maputo, Gaza e Inhambane. Os dados foram concedidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INAM) e correspondem ao período de 1960 a 2018. As estações meteorológicas avaliadas estão distribuídas por província como segue: 5 estações da província de Maputo, 6 estações de Gaza e 4 de Inhambane. A Tabela 1.1 mostra a lista das estações e suas respectivas posições geográficas.

Tabela 1.1: Lista das estações meteorológicas e suas respectivas posições geográficas.

Nr.	Sigla	Nome da Estação	Latitude ($^{\circ}$ S)	Longitude ($^{\circ}$ E)	Elevação (m)
1	GZ-MANJ	Manjacaze	24,72	33,88	65,0
2	GZ-MACI	Macie	25,03	33,10	56,0
3	GZ-XAI	Xai-Xai	25,05	33,63	4,0
4	GZ-MANIQ	Maniquenique	24,73	33,53	13,0
5	GZ-CHOK	Chókwe	24,52	33,00	33,0
6	GZ-MASSG	Massingir	23,92	32,16	252
7	IB-INHAM	Inhambane	23,87	35,38	14,0
8	IB-INHAR	Inharime	24,48	35,02	43,0
9	IB-PAND	Panda	24,05	34,72	150,0
10	IB-VILA	Vilânculos	22,00	35,32	20,0
11	MP-UMBE	Umbeluzi	26,05	32,38	12,0
12	MP-MANH	Manhiça	25,37	32,80	35,0
13	MP-OBS	Maputo/Observatório	25,97	32,70	47,0
14	MP-MAV	Maputo/Mavalane	25,92	32,57	39,0
15	MP-CHANG	Changalane	26,30	32,18	100,0

1.2.2 Determinação e caracterização da época chuvosa

O início, o fim e a duração da época chuvosa foram determinados para cada província da região de estudo e para cada ano dentro do período considerado. Existem na literatura diversos modelos para determinar o início e fim da época chuvosa, dentre eles citam-se os critérios utilizados por Sansigolo (1989) e por Marengo et al. (2001).

Neste trabalho o início e o fim da época chuvosa foi estimado com base no padrão de distribuição das chuvas ao longo do ano, de onde foram definidos os períodos secos e chuvosos.

A definição dos períodos secos e chuvosos foi feita através do diagrama ombrotérmico proposto por Bagnouls e Gaussen (1957). Este método baseia-se no comportamento da temperatura e da precipitação ao longo do ano, levando em conta os estados favoráveis e desfavoráveis ao

desenvolvimento da cobertura vegetal natural. No diagrama ombrotérmico a abscissa contém os meses do ano, e as ordenadas (os eixos principal e secundário) indicam a precipitação média mensal em mm e a temperatura média mensal em $^{\circ}C$, com a escala disposta de modo que os valores da temperatura sejam a metade dos da precipitação, por exemplo, para $20^{\circ}C$ corresponde a $40 mm$. Desse modo, os meses em que a coluna da precipitação está abaixo da curva térmica, isto é, quando $P < 2T$, são considerados meses secos. Esta relação é também usada na classificação climática de Köppen no grupo climático do tipo B, como critério para definir os limites de climas secos, onde a evaporação potencial excede a precipitação. O contrário, quando $P \geq 2T$, os meses são considerados úmidos.

O fato da relação proposta por Bagnouls e Gaussen para definição dos períodos secos e úmidos basear-se nos fatores favoráveis e desfavoráveis para desenvolvimento da vegetação natural faz com que a mesma se atualize por si só (não perde validade em decorrência da mudança climática). Uma vez que a umidade relativa de uma parcela de ar está diretamente relacionada com a temperatura a que ela se encontra, então, uma alteração da temperatura ao longo do tempo, altera por sua vez a demanda por vapor para a saturação do ar, ou seja, altera o deficit de vapor na região em causa, e isso culmina em um novo regime de precipitação em conformidade à tal alteração, ajustando-se ao novo estado.

O procedimento anterior permitiu a indicação do intervalo de meses de referência para o período chuvoso. Assim, foi considerada data de início da época chuvosa, o primeiro dia com registro de precipitação de pelo menos $1 mm$ no mês em que a precipitação acumulada é igual ou superior ao dobro da temperatura média do mesmo mês ($P \geq 2T$), contando a partir do mês limite inferior do intervalo de referência pré-estabelecido. A data do fim foi determinada pelo procedimento inverso. O algoritmo para a execução deste método foi programado em linguagem Fortran.

Depois de achar as datas de início e fim da época chuvosa, foram determinados os parâmetros característicos da época como segue:

A) A duração da época chuvosa em dias: achando-se o somatório dos dias desde a data de início até a data do fim do período chuvoso.

$$D_{ép} = (365 + d_{fim}) - d_{início} , \quad (1.1)$$

onde $D_{ép}$ é a duração da época chuvosa em dias, $d_{início}$ e d_{fim} são as datas julianas de início e fim da época chuvosa, respectivamente.

B) O volume total da precipitação durante a época chuvosa em milímetros (mm): calculado pelo somatório da precipitação média diária ocorrida ao longo da época chuvosa.

$$P_{total} = \sum_{i=d_{inicio}}^{(365+d_{fim})} P_i, \quad (1.2)$$

onde P_{total} é a precipitação total durante a época chuvosa e P_i é a precipitação diária.

C) A intensidade média da precipitação durante a época em milímetros por dia (mm/dia): pela razão entre o volume de precipitação acumulado durante a época e a duração da mesma.

$$I_{prec} = \frac{P_{total}}{D_{ép}}, \quad (1.3)$$

onde I_{prec} é intensidade média da precipitação.

D) Veranicos: ocorrência de sequências de 10 ou mais dias consecutivos sem precipitação dentro do período chuvoso. Esta avaliação é importante uma vez que as necessidades hídricas das plantas podem, em períodos de até dez dias, serem satisfeitas pela água armazenada no solo (Machado et al., 1996).

1.2.3 Análise re-escalada (R/S)

A análise re-escalada ou simplesmente análise R/S é uma ferramenta utilizada por pesquisadores de diversas áreas para investigar a auto-correlação ou a persistência em uma escala larga de fenômenos naturais ou processos com comportamento fractal. Um fractal é um objeto cuja geometria apresenta infinitas auto-similaridades em diferentes escalas. Leonardi e Kümpel (1998) aplicaram o método para estudar a variabilidade de perfis geofísicos de poços na Alemanha; Souza et al. (2006) utilizaram o método para investigar a memória de longo prazo na taxa de câmbio no Brasil; Braga e Bassrei (2011) aplicaram o método para estudar a persistência de séries climatológicas na cidade de Salvador-Brasil; Yusuf et al. (2014) aplicaram o método para estudar estoques de mercado na Índia, e entre outros estudos.

A análise R/S clássica foi formulada por Hurst (1951) ao estudar problemas de dimensionamento de represas sobre a bacia do Rio Nilo. A ideia de Hurst consistia em determinar quais eram os volumes máximo e mínimo no reservatório (capacidade ideal) tendo em conta as vazões anuais a ele associadas durante o período de algumas décadas para evitar tanto o transbordamento quanto a secagem do mesmo. Desta forma Hurst (1951) analisou uma variável estatística denominada “adjusted range” R a partir dos fluxos cumulativos do rio no decurso do tempo.

Se X_k representar uma sequência de números aleatórios (série de observações), não necessariamente independentes, definiremos a k -ésima soma parcial $Y_k = X_1 + X_2 + \dots + X_k$ ($k = 1, 2, 3, \dots, \tau$), sendo τ o número de elementos da sequência. Assim, R_τ é definido como:

$$R_\tau = \max_{(1 < k < \tau)} \left\{ Y_k - \frac{k}{\tau} Y_\tau \right\} - \min_{(1 < k < \tau)} \left\{ Y_k - \frac{k}{\tau} Y_\tau \right\}. \quad (1.4)$$

Depois Hurst normalizou este valor pelo desvio padrão da amostra S_τ para obter o que chamou de “rescaled adjusted range”, neste caso a estatística $R/S_{(\tau)}$, uma quantidade adimensional:

$$R/S_{(\tau)} = \frac{R_\tau}{\sqrt{\frac{1}{\tau} \sum_{k=1}^{\tau} (X_k - \frac{1}{\tau} Y_\tau)^2}}. \quad (1.5)$$

Embora inicialmente as razões da normalização não fossem claras, Hurst, ao analisar essa estatística em séries de observações envolvendo diferentes fenômenos naturais, descobriu que havia uma função relacionando o valor da estatística R/S ao número de observações que entraram no cálculo. Nessa relação, a estatística R/S é igual à metade do número de observações elevado a uma constante H denominada expoente de Hurst:

$$R/S_{(\tau)} = \left(\frac{\tau}{2} \right)^H. \quad (1.6)$$

Mandelbrot e Wallis (1969) verificaram que a relação empírica descoberta por Hurst era aplicável a fenômenos dotados de movimento browniano fracionário. Do ponto de vista matemático, movimentos brownianos fracionários são caracterizados por três propriedades: (a) São processos gaussianos; (b) Seus incrementos constituem um processo aleatório estacionário; (c) São auto-similares (característica da geometria fractal), de maneira que, se a escala do tempo for trocada em uma certa proporção, obtém-se uma função com uma distribuição idêntica a da função original. E tais funções existem se e somente se $0 < H < 1$ (Mandelbrot e Wallis, 1969).

Os valores do expoente de Hurst têm a seguinte interpretação: (a) Se $0.5 < H < 1$ a série é dita persistente, ela indica correlações positivas a longo termo (escala larga), o que significa que um aumento no passado será em média (provavelmente) seguido de outro aumento no futuro, a situação contrária também é verdadeira, um decréscimo no passado tenderá a ser seguido por outro decréscimo no futuro; (b) Se $0 < H < 0.5$ a série é dita anti-persistente, ocorrem a longo termo alternadamente valores altos e baixos em pares adjacentes, significando que um aumento no passado implica em média um decréscimo no futuro e vice-versa; (c) Se $H = 0.5$ a série apresenta comportamento puramente aleatório (também conhecido como ruído branco).

O expoente de Hurst H se relaciona com a dimensão fractal (D) da série em análise pela expressão: $D = 2 - H$, sendo $1 < D < 2$. Valores de D próximos de unidade indicam auto-similaridades observáveis para escalas bem menores. Adicionalmente, H também fornece informação sobre a correlação entre os incrementos passados e os incrementos futuros da série

através da relação $C = 2^{2H-1} - 1$ (Feder, 1989). Essas relações mostram que o expoente de Hurst varia na direção oposta a da dimensão fractal e que se for exatamente igual a 0.5 a correlação torna-se nula.

1.2.4 Análise espectral

Na análise espectral ou análise de Fourier ocorre uma transformação de um sinal do domínio de tempo ou espaço para o domínio de frequência temporal (f) ou espacial (k) conhecida como número de onda, respectivamente. No domínio de frequência o sinal é representado pelo espectro de Fourier que permite identificar padrões de variabilidade individuais que compõem o sinal original, isto é, cada frequência do espectro armazena um padrão de variabilidade particular do sinal original cuja significância é determinada pela sua respectiva amplitude ou potência. Frequências de altas amplitudes armazenam padrões de variabilidade mais significativas para o sinal original. Por outro lado, independentemente da amplitude, altas frequências no espectro de Fourier estão associadas a variabilidade do sinal original com período curto para séries temporais ou com comprimento curto para séries espaciais, enquanto que as baixas frequências estão associadas a variabilidade com período ou comprimento longo.

Considerando uma determinada série temporal representada por uma função genérica $x(t)$, a relação que permite passar do domínio do tempo ao domínio da frequência $X(f)$, denomina-se transformada de Fourier (Bracewell, 1999):

$$X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-j2\pi ft} dt . \quad (1.7)$$

Aqui as expressões matemáticas são descritas considerando uma série temporal. Entretanto para uma série espacial as expressões são obtidas por analogia, substituindo a frequência temporal nas expressões pela frequência espacial.

Como as observações das variáveis climatológicas são feitas em intervalos de tempo discretos, então, estas resultam em séries temporais discretas, ou simplesmente funções discretas. Por conta disso faremos o uso da Transformada Discreta de Fourier (DFT), ou do ponto de vista computacional podemos fazer o uso do método conhecido como “Fast Fourier Transform” (FFT).

Assim, em geral temos a transformada discreta de Fourier $X[n]$ da sequência $x[k]$ dada por:

$$X[n] = \sum_{k=0}^{N-1} x[k]e^{-j\frac{2\pi}{N}nk} \quad (n = 0, 1, 2, \dots, N - 1) . \quad (1.8)$$

A transformada inversa de Fourier é dada por:

$$x[k] = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X[n] e^{+j \frac{2\pi}{N} nk}. \quad (1.9)$$

No domínio da frequência temos o sinal representado pelo espectro de Fourier que corresponde à representação gráfica relacionando a frequência com a amplitude ou a potência do sinal. Como a função transformada de Fourier $X[n]$ é complexa, então, para cada frequência $f[n]$ é determinada a sua amplitude $A[n]$ pela expressão:

$$A[n] = \sqrt{\text{Re}(X[n])^2 + \text{Im}(X[n])^2}, \quad (n = 0, 1, 2, \dots, N - 1). \quad (1.10)$$

Uma vez que aqui os dados climatológicos estão amostrados mensalmente, a frequência é dada em ciclos por mês ao invés da unidade fundamental de ciclos por segundo, para facilidade de análise. Assim, dentro do período de 1960-2018 onde temos $N = 696$ dados amostrados com separação de $\Delta t = 1$ mês, a n -ésima frequência em ciclos por mês será:

$$f[n] = \frac{n}{N\Delta t} = \frac{n}{696 \times 1} = 0.00144n, \quad (n = 0, 1, 2, \dots, N - 1). \quad (1.11)$$

Na transformada inversa de Fourier, ou seja, na passagem do domínio da frequência para o domínio do tempo, o espectro foi filtrado de modo a atenuar o efeito das altas frequências. O conteúdo de baixas frequências permite determinar a variabilidade dos dados a longo prazo. No caso particular, permaneceram as frequências no intervalo entre 0 e 0.0083 ciclo por mês, para assim poder se definir um padrão de variabilidade da ordem de décadas.

1.2.5 Determinação da tendência das séries temporais

A tendência das series climatológicas foi calculada pela técnica de ajuste linear, isto é, pela determinação de uma reta que melhor ajusta a dispersão dos dados da serie temporal. Este método pode ser usado para a previsão de valores futuros ou estimativa de valores em períodos com ausência de observação desde que as séries demostrem alguma tendência no tempo.

A reta a ser ajustada é:

$$T = b + at, \quad (1.12)$$

sendo T , o dado previsto a ocorrer ou estimado no período de tempo t , a é o declive da reta cujo o sinal determina a tendência (crescimento ou decrescimento dos valores da série temporal), b é uma constante que define a intercepção da reta no eixo dos dados.

As constantes a e b são calculadas pelas expressões:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})^2}, \quad (1.13)$$

$$b = \bar{Y} - a\bar{t}, \quad (1.14)$$

onde Y_i é o valor da série temporal no período de tempo t_i , N é o número de observações, \bar{Y} é o valor médio da série temporal, e \bar{t} é o valor médio de t .

1.3 Resultados e discussão

1.3.1 Sazonalidade da temperatura e precipitação

A região sul de Moçambique apresenta nitidamente duas estações distintas, sendo uma estação de inverno relativamente fria e seca e outra de verão relativamente quente e úmida, conforme pode ser observado na Figura 1.2 que mostra os diagramas ombrotérmicos das três províncias da região de estudo. O período seco e relativamente frio vai em média de maio a outubro (os meses com a coluna de precipitação abaixo da curva térmica), sendo o mês de agosto o mais seco e julho o mais frio do ano na região. Já o período chuvoso e relativamente quente vai em média de outubro a abril (os meses com a coluna de precipitação acima da curva térmica), sendo os meses de janeiro e fevereiro os mais úmidos e quentes do ano. Baseando-se no critério de classificação climática de Köppen o padrão de precipitação e temperatura patente nos diagramas confere o clima do tipo Aw para a região sul de Moçambique, o que corresponde ao clima tropical úmido com estação seca no inverno, apresentando Savana como a vegetação característica.

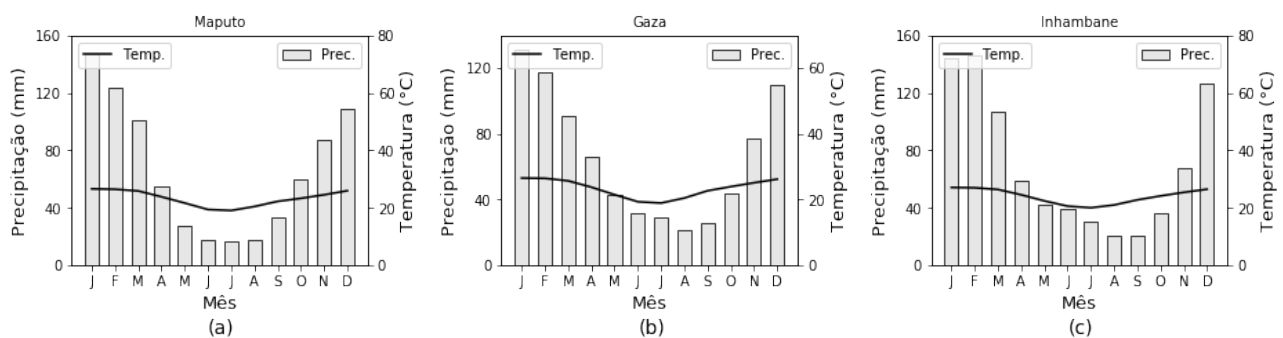


Figura 1.2: Diagrama ombrotérmico das três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza, (c) Inhambane. As barras representam a precipitação e a linha representa a temperatura.

Tomando a metodologia proposta anteriormente para a determinação do início-fim da época chuvosa, em média esta começa na primeira semana de outubro e vai até a última semana de abril. A ocorrência de sequências de pelo menos 10 dias secos (veranicos) dentro do período chuvoso foi identificada em alguns anos e apresenta uma distribuição aproximadamente uniforme ao longo do período avaliado com maior predominância na província de Gaza. A Figura 1.3 mostra para cada ano as épocas secas, chuvosas e a ocorrência de veranicos na região sul de Moçambique ao longo do período de 1960 a 2018.

1.3.2 Periodicidade

A periodicidade foi determinada para as séries de precipitação e das temperaturas máxima e mínima a partir do espectro de Fourier. Tanto para a precipitação como para as temperaturas

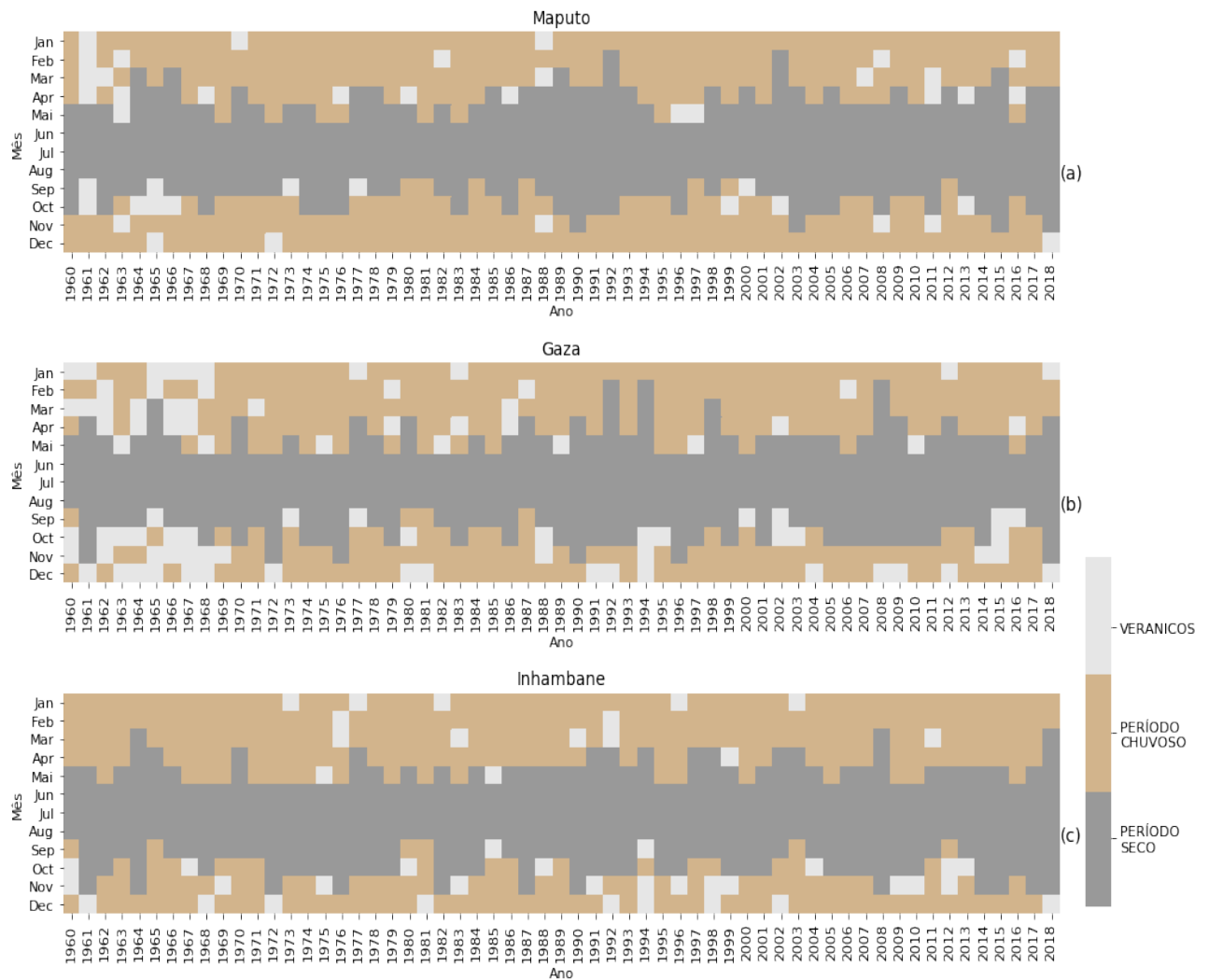


Figura 1.3: Ocorrência de períodos secos dentro da época chuvosa (veranicos) nas três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza e (c) Inhambane. Dados referentes ao período entre 1960 a 2018.

foi possível identificar a frequência de $f = 0.083$ ciclos por mês como a mais significativa em todos os espectros, e isto resulta na periodicidade $T = 1/f$ de 12 meses o que corresponde a variabilidade anual, como já era de esperar. Uma pequena variabilidade semestral também foi observada na frequência de aproximadamente $f = 0.166$ ciclos por mês, sendo esta muito bem pronunciada para as temperaturas comparativamente a precipitação. A Figura 1.4 mostra o espectro de Fourier das séries de precipitação e das temperaturas máxima e mínima nas três províncias da região de estudo.

1.3.3 Variabilidade a longo termo e tendência

O espectro de Fourier foi filtrado deixando passar as baixas frequências correspondentes a $0 < f < 0.0083$ para determinar no domínio do tempo o padrão de variabilidade decadal,

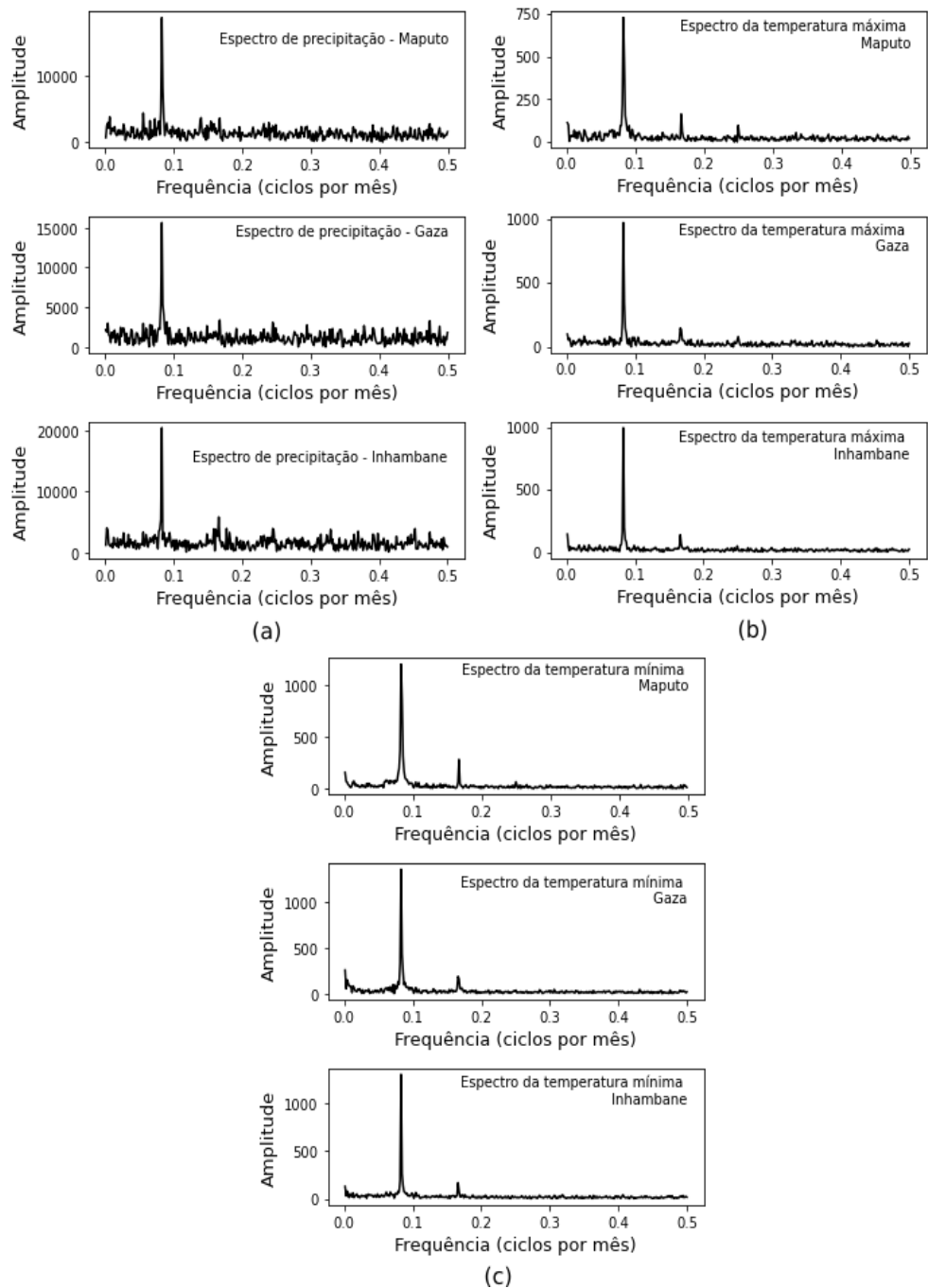


Figura 1.4: Espectro de Fourier da (a) precipitação, (b) temperatura máxima e (c) temperatura mínima, nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior). A periodicidade mais significativa é identificada na frequência de aproximadamente 0.083 ciclos por mês o que corresponde a variabilidade anual. Outra periodicidade embora menos evidente é identificada na frequência de 0.166 ciclos por mês que corresponde aproximadamente a variabilidade semestral.

isto é, na escala de 10 em 10 anos. As Figuras 1.5 e 1.6 mostram as linhas de tendência e a variabilidade a longo termo das variáveis climatológicas nas três províncias da região sul de

Moçambique.

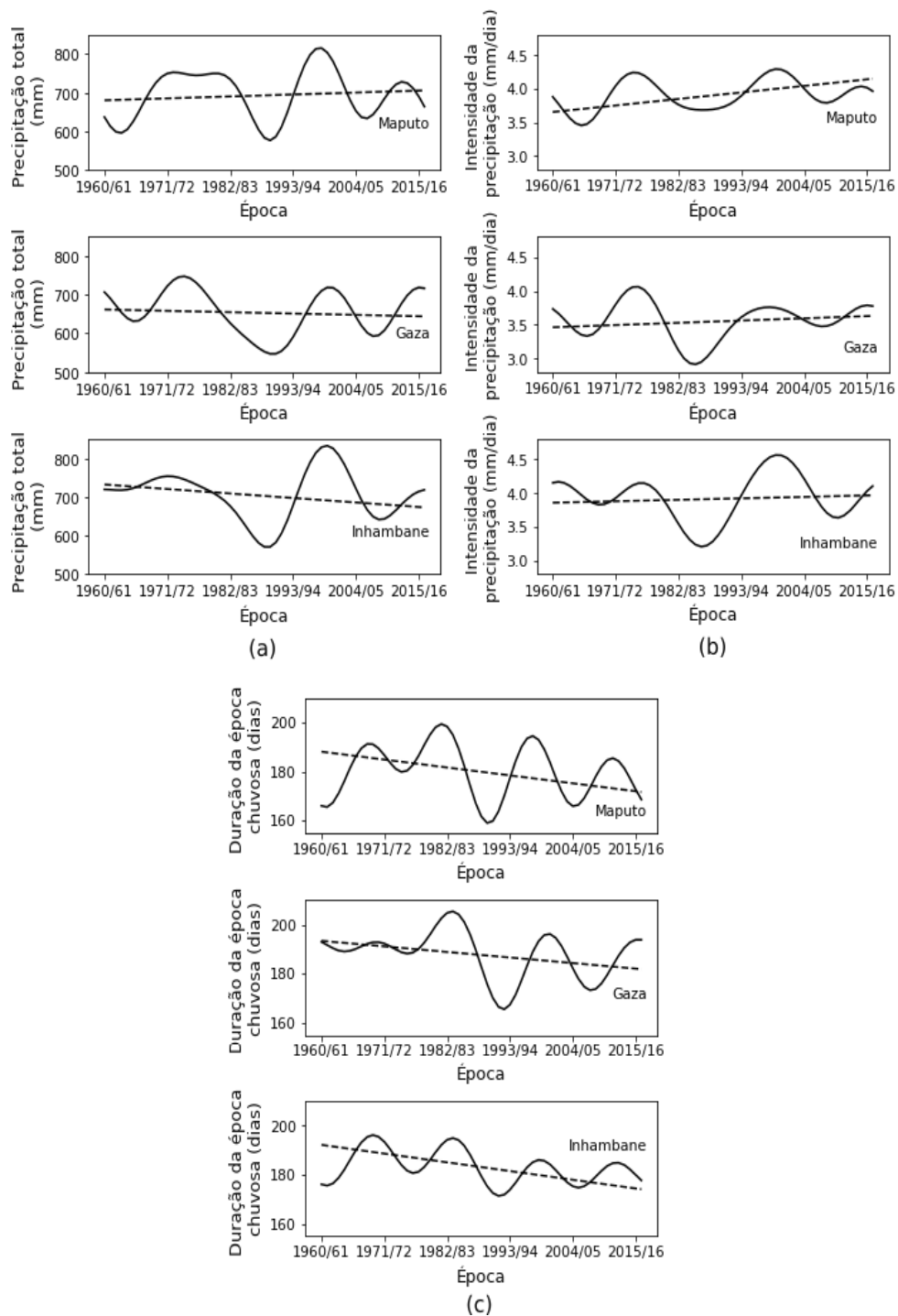


Figura 1.5: Tendência e variabilidade a longo termo da (a) precipitação acumulada durante a época chuvosa (mm), (b) intensidade média da precipitação durante a época chuvosa (mm/dia) e (c) duração da época chuvosa (dias), nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior). Dados referentes ao período entre 1960 a 2018. A linha cheia representa a variabilidade a longo termo e a linha tracejada representa a tendência da série temporal.

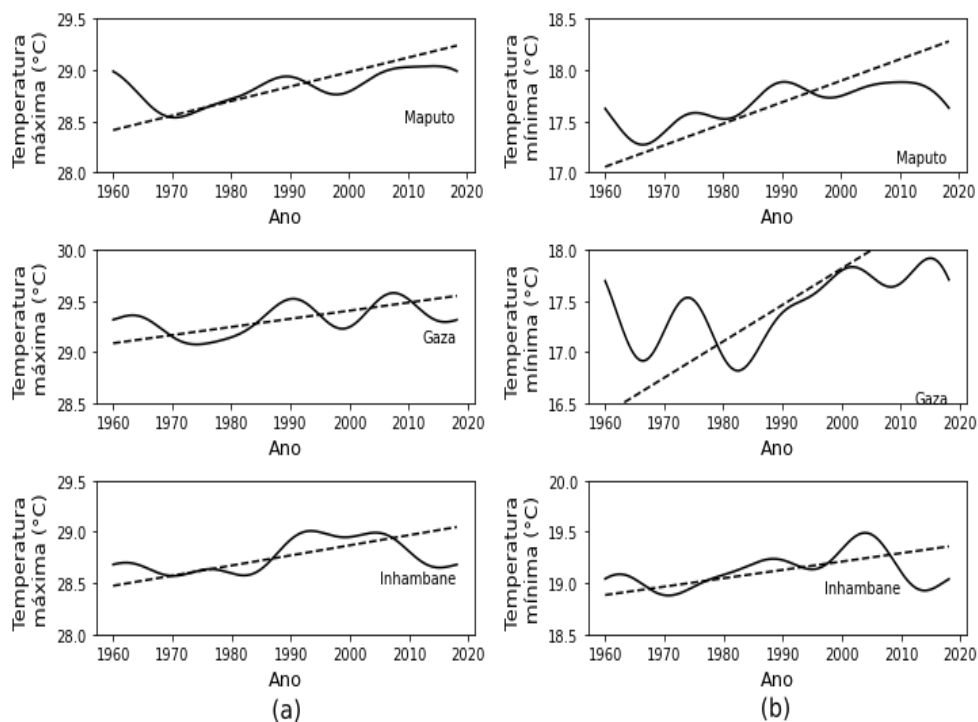


Figura 1.6: Tendência e variabilidade a longo termo das temperaturas (a) máxima e (b) mínima em $^{\circ}\text{C}$, nas três províncias da região sul de Moçambique: Maputo (painel superior), Gaza (painel intermediário) e Inhambane (painel inferior) durante o período entre 1960 a 2018. A linha cheia representa a variabilidade a longo termo e a linha tracejada representa a tendência da série temporal.

A precipitação por natureza é uma grandeza com bastante variabilidade tanto espacial como temporal. Aqui foi avaliado o comportamento da precipitação somente nos meses do período chuvoso, e em geral, esta mostrou uma grande variabilidade ao longo da série temporal avaliada (1960 a 2018), o que já era de esperar. O volume de precipitação durante a época chuvosa flutua em torno de uma média de 710 mm. Embora sem tendências significativas, de forma geral a época chuvosa mostrou pequena tendência para uma diminuição das chuvas, com a exceção da província de Maputo. Este cenário é evidente na Figura 1.5(a) que mostra a tendência e variabilidade da precipitação a longo termo e na Tabela 1.2 onde são comparadas as médias da precipitação dos primeiros e últimos 30 anos do período avaliado.

O desvio mais acentuado da precipitação em toda a série histórica foi registrado na época chuvosa de 1999/2000, onde superou a média climatológica em quase 100% (Figura 1.7(a)). Este cenário foi devido a ocorrência de uma sequência de três ciclones tropicais no ano 2000, o ciclone Eline em fevereiro, Glória em março e Hudah em abril. Coletivamente, estes três ciclones tiveram o impacto mais devastador na história de Moçambique antes do mais recente episódio dos ciclones Idai e Kenneth em 2019.

A duração da época chuvosa mostrou uma ligeira tendência de diminuição ao longo da

Tabela 1.2: Médias climatológicas de precipitação nas três províncias da região sul de Moçambique.

Precipitação média anual (mm)			
Províncias	Primeiros 30 anos (1960 - 1989)	Últimos 30 anos (1988 - 2017)	Todo o período
Maputo	791	794	794
Gaza	794	765	786
Inhambane	831	827	836
Temperatura máxima média (°C)			
Províncias	Primeiros 30 anos (1960 - 1989)	Últimos 30 anos (1988 - 2017)	Todo o período
Maputo	28.6	29.0	28.8
Gaza	29.2	29.5	29.3
Inhambane	28.5	29.0	28.8
Temperatura mínima média (°C)			
Províncias	Primeiros 30 anos (1960 - 1989)	Últimos 30 anos (1988 - 2017)	Todo o período
Maputo	17.4	18.0	17.7
Gaza	16.8	18.0	17.4
Inhambane	19.0	19.3	19.1

série temporal avaliada (épocas de 1960/61 a 2017/18) como consequência da predominância de épocas com um início tardio e um fim precoce nos últimos anos, embora não muito significativa. Este cenário está muito evidente nas províncias de Maputo e Gaza (Figura 1.5(c)). O cálculo de tendência linear para a duração da época chuvosa mostra que durante este período ela caiu em uma média de 20 dias (quase três semanas), de uma média de 195 dias para uma média de 175 dias.

Por outro lado, a intensidade média de precipitação mostrou uma tendência de aumento apesar da quantidade total da precipitação tender a diminuir (Figura 1.5(b)). Este fato demonstra que a diminuição da duração da época chuvosa ao longo da série temporal é significativa para que isto ocorra. Em outras palavras, a intensidade média da precipitação tende a aumentar como resultado da diminuição da duração da época chuvosa com um declive ligeiramente superior ao da precipitação total. Portanto, uma hipótese pode ser aqui levantada, é provável que a ocorrência da precipitação nos últimos anos esteja mais associada a ocorrência de eventos extremos já que ela tende a ocorrer com maior intensidade em um período relativamente curto.

As temperaturas máxima e mínima mostraram uma clara tendência para o aumento. Esta observação é válida para as três províncias da zona sul do país, conforme pode ser visto na Figura 1.6. Na mesma figura uma particularidade importante é observada dentro do padrão de variabilidade patente nos gráficos, onde está evidente que a maior taxa de aumento de temperatura ao longo do período de estudo ocorreu durante o intervalo compreendido entre as décadas 70 a 90. Isto é, a temperatura média cresceu significativamente durante este período,

e de lá para cá o aquecimento continua, porém a uma taxa reduzida, como se ela tendesse a estabilizar-se.

O cálculo de tendência mostrou que durante o período em análise (1960 a 2018), a temperatura máxima na região aumentou em média cerca de $0.65\text{ }^{\circ}\text{C}$ dentro do intervalo de incerteza de 0.5 a $0.8\text{ }^{\circ}\text{C}$, isto é, avaliando as três províncias da região separadamente aponta-se para um aumento mínimo de $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ na província de Gaza e um máximo de $0.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ na província de Maputo. Já a temperatura mínima aumentou em média cerca de $1.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ dentro do intervalo de incerteza de 0.5 a $1.9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Comparando a média das temperaturas dos primeiros e últimos 30 anos do período de estudo (Tabela 1.2), verifica-se um aumento médio de $0.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ na temperatura máxima e $0.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ na temperatura mínima, para a região sul de Moçambique. As temperaturas mínimas apresentam uma taxa de aumento ligeiramente superior ao que se verifica em temperaturas máximas. Por causa disso, a amplitude térmica anual vem diminuindo em média, conforme consta no quarto e quinto relatórios de avaliação do IPCC, onde refere-se que a amplitude térmica tem diminuído desde 1950 com um rápido aumento das temperaturas mínimas comparado ao aumento das temperaturas máximas. Christy et al. (2009), reportou que para a parte leste da África este cenário está sendo verificado nas últimas décadas.

A taxa média de aquecimento é de pelo menos $0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ por década na temperatura máxima e de pelo menos $0.15\text{ }^{\circ}\text{C}$ por década na temperatura mínima. Outro aspecto importante que se evidencia é o fato de a maior declividade do aquecimento ter sido verificada durante as décadas 70 a 90, por aproximadamente 20 anos. Se a análise da variabilidade das anomalias de temperatura fosse feita somente ao longo das últimas três décadas, a partir de 1992, não haveria tendências significativas na variabilidade das temperaturas, o que significa que em média as temperaturas na região têm se mantido elevadas e aproximadamente estáveis ao longo das últimas décadas, embora o ano de 1992 tenha sido o mais quente dos últimos 26 anos (Figuras 1.7(b) e 1.7(c)).

É importante referir que em geral estes resultados convergem para as observações e projeções reportadas pelo IPCC-AR5 (Hartmann et al., 2013) para a região da África Austral que inclui a região sul de Moçambique, tanto para precipitação como para as temperaturas. O relatório apontava baseando-se no cenário intermediário de políticas de emissão dos gases de efeito estufa - RCP4.5 para uma diminuição de precipitação em pelo menos 10% de 2016 até aos meados do século 21 (Figura 1.8) e um aumento de temperatura em torno de $0.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ nas observações do período de 1901 a 2012 (Figura 1.9(a)), e ainda um aumento na ordem de $0.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ de 2016 até os meados do século 21 (Figura 1.9(b)).

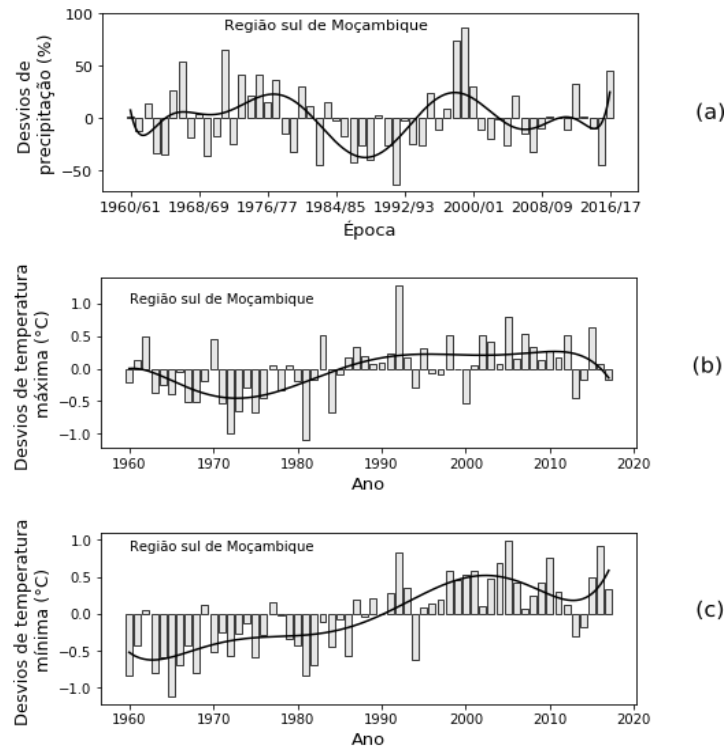


Figura 1.7: Desvios da (a) precipitação acumulada durante a época chuvosa, (b) temperatura máxima média anual e (c) temperatura mínima média anual em relação a média climatológica do período entre 1975 a 2004 na região sul de Moçambique. As barras representam os desvios anuais e a curva representa o ajuste polinomial.

1.3.4 Persistência

A análise R/S foi aplicada para determinar a persistência das séries climatológicas e o expoente de Hurst variou entre 0.51 a 0.85. Este resultado indica que todas as variáveis foram persistentes, o que significa que a correlação entre tendências no passado e no futuro existe e é positiva. Por outro lado, a possibilidade de que a ocorrência das variáveis climatológicas avaliadas seja aleatória é mínima. Há maior probabilidade de que o comportamento observado nas séries prevaleça por longo período de tempo no futuro.

Segundo Mandelbrot e Wallis (1969), quando $0 < H < 1$ a ocorrência do fenômeno apresenta auto-similaridades como as do fractal. Por isso, um outro parâmetro importante para a caracterização de fenômenos atmosféricos é determinado: a dimensão fractal D que se relaciona ao expoente de Hurst H . Aqui D variou entre 1.15 a 1.49, o que demonstra que uma alteração de escala na amostragem das séries temporais resultaria aproximadamente no mesmo resultado. A Figura 1.10 e a Tabela 1.3 apresentam o expoente de Hurst e a dimensão fractal para a precipitação, temperaturas máxima e mínima, duração da época chuvosa e a intensidade média da precipitação durante a época chuvosa nas três províncias da região sul de Moçambique.

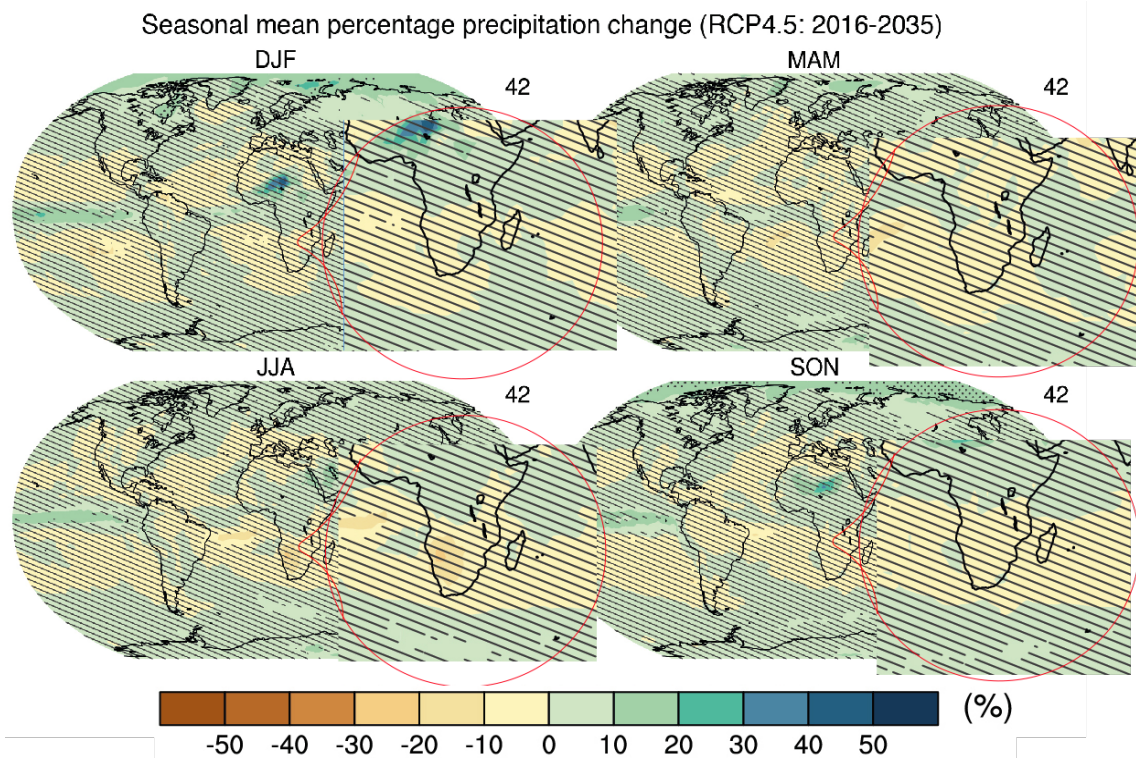


Figura 1.8: Projeções globais da precipitação para o período de 2016 a 2035, baseando-se no cenário intermediário de políticas de emissão dos gases de efeito de estufa - RCP4.5, que apontam para anomalias negativas em cerca de -10% de precipitação sobre a região do extremo sul da África (zonas circundadas a vermelho, onde o extremo sul de Moçambique faz parte) (Fonte: Hartmann et al., 2013).

Tabela 1.3: Valores do expoente de Hurst H e da dimensão fractal D .

Variável	Maputo		Gaza		Inhambane	
	H	D	H	D	H	D
Precipitação	0.53 ± 0.006	1.47	0.65 ± 0.026	1.35	0.61 ± 0.015	1.39
Temperatura máxima	0.67 ± 0.014	1.33	0.62 ± 0.010	1.38	0.83 ± 0.046	1.17
Temperatura mínima	0.67 ± 0.036	1.33	0.85 ± 0.041	1.15	0.67 ± 0.027	1.33
Duração da época chuvosa	0.64 ± 0.022	1.36	0.67 ± 0.009	1.33	0.57 ± 0.011	1.43
Intensidade da precipitação durante a época chuvosa	0.51 ± 0.017	1.49	0.77 ± 0.010	1.23	0.81 ± 0.010	1.19

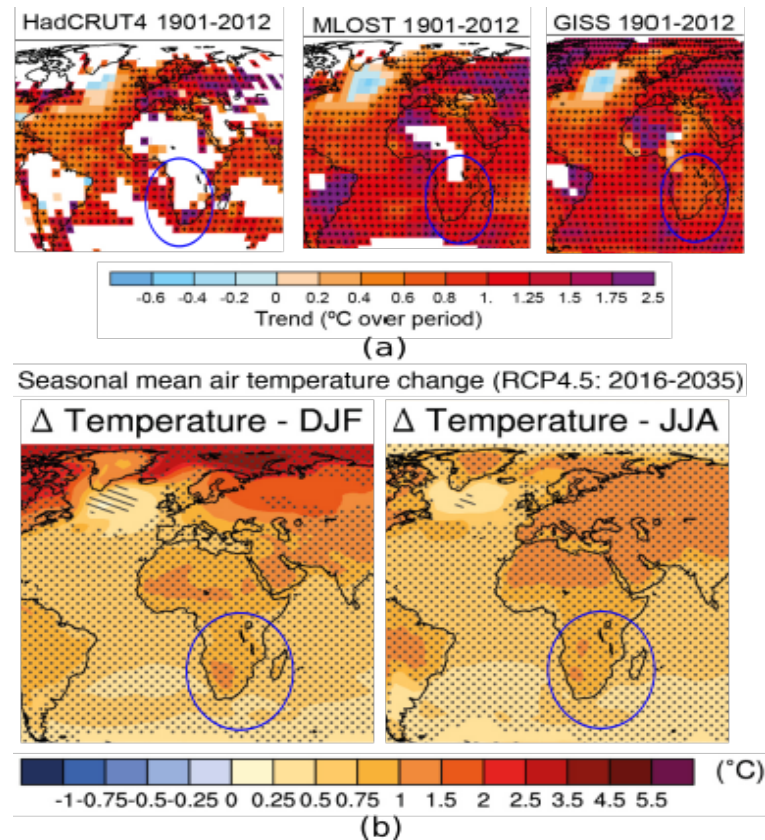


Figura 1.9: Tendências globais da temperatura da superfície: (a) anomalias observadas analisando três bases de dados (HadCRUT4, MLOST e GISS) no período de 1901 a 2012, onde as áreas brancas indicam regiões com dados indisponíveis nas bases de dados; e (b) projeções de anomalias ao longo do período de 2016 a 2035 com base no cenário intermediário de políticas de emissão dos gases de efeito estufa - RCP4.5. Áreas circundadas em azul são as que incluem o extremo sul de Moçambique (Fonte: Hartmann et al., 2013).

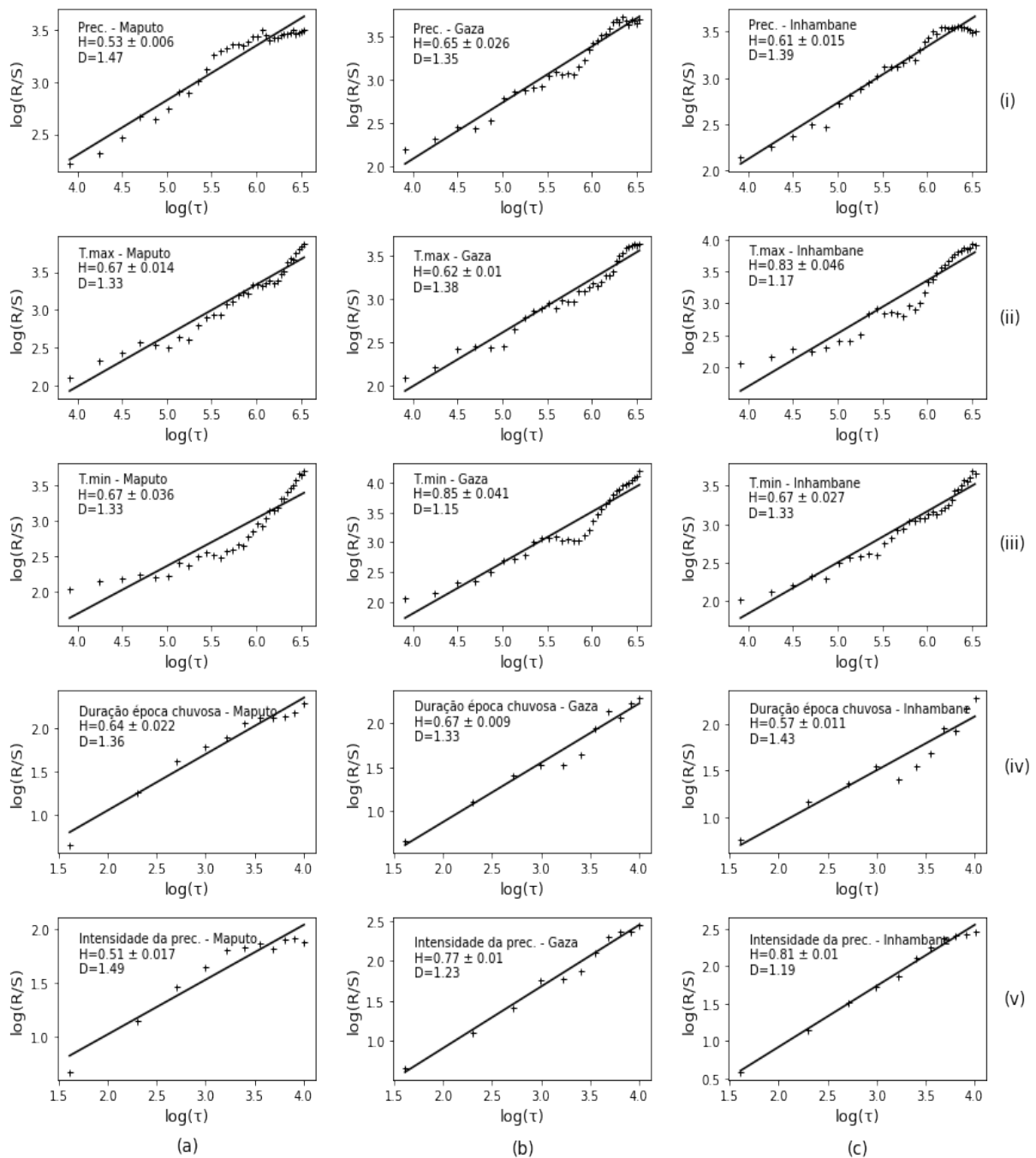


Figura 1.10: Determinação do expoente de Hurst das séries climatológicas: (i) Precipitação, (ii) Temperatura máxima, (iii) Temperatura mínima, (iv) Duração da época chuvosa e (v) Intensidade média da precipitação durante a época chuvosa nas três províncias da região sul de Moçambique: (a) Maputo, (b) Gaza e (c) Inhambane. Dados referentes ao período de 1960 a 2018.

1.4 Conclusões

De forma geral o sinal das mudanças climáticas na região sul de Moçambique já é visível. Os resultados obtidos concordam com quase todas as observações reportadas pelo IPCC-AR5 em relação a região da África Austral que inclui Moçambique.

Na região sul de Moçambique a época das chuvas vai da primeira semana de outubro até a última semana de abril. O volume de precipitação durante a época chuvosa oscila em torno de uma média de 710 mm, e sua tendência embora menos significativa demonstrou uma ligeira diminuição juntamente com a duração da época chuvosa que reduziu em média cerca de 20 dias durante o período de 1960 a 2018. A análise das três províncias separadamente mostra que a província de Gaza apresenta em média os mais baixos índices pluviométricos da região sul de Moçambique.

Embora tenha sido verificada alguma frequência de eventos secos dentro do período chuvoso (veranicos), de forma geral o regime de precipitação em toda a região é ainda favorável para o desenvolvimento das principais culturas praticadas na região em regime de sequeiro (milho, mandioca, amendoim, etc.) desde que esses eventos não ocorram nas fases de maior necessidade hídrica da planta.

Por outro lado, houve uma clara indicação de aquecimento, isto é, aumento de temperatura ao longo da série temporal. A temperatura máxima aumentou em média cerca de 0.65 °C dentro do intervalo de incerteza de 0.5 a 0.8 °C e a temperatura mínima mostrou um aumento a uma taxa relativamente superior em cerca de 1.2 °C dentro do intervalo de incerteza de 0.5 a 1.9 °C durante todo o período (1960 a 2018). A temperatura mínima aumenta muito rapidamente comparada com a temperatura máxima, embora continue a registrar-se ocasionalmente nos últimos tempos temperaturas mínimas bem baixas no inverno. Por conta disso, a amplitude térmica vem diminuindo como consequência do rápido aumento da temperatura mínima em relação ao aumento da temperatura máxima.

Todas as séries climatológicas apresentaram persistência com o expoente de Hurst variando entre 0.51 a 0.85. Desta forma, a probabilidade de que o comportamento apresentado pelas variáveis climáticas seja aleatório é mínima, sendo muito provável que as tendências observadas prevaleçam por longo período de tempo no futuro. Adicionalmente, os valores da dimensão fractal entre 1.15 a 1.41 indicam que dentro das séries avaliadas existem algumas auto-similaridades de maneira que uma alteração da escala amostral dos dados em uma certa proporção não mudaria significativamente o resultado obtido.

2

PARTE II: Perfil Litológico e de Contatos Fluidos em Reservatórios

Nesta segunda parte da dissertação são aplicadas as técnicas de análise multivariada (a análise de agrupamento e a análise discriminante) em dados de perfis geofísicos de poço, para determinar o perfil litológico e os contatos de fluidos em reservatórios.

2.1 A região de estudo

Os poços estudados foram perfurados na Bacia sedimentar do Rovuma, localizada no extremo nordeste de Moçambique. A Figura 2.1 mostra o mapa da Bacia. A parte onshore da bacia estende-se por cerca de 400 *km* na direção norte-sul, compreendendo toda a parte leste da província de Cabo Delgado e parcialmente a parte leste de Nampula, com a largura máxima leste-oeste de cerca de 160 *km* na extremidade norte da bacia. A parte onshore cobre uma área de cerca de 17.000 *km*² e a parte offshore cerca de 12.500 *km*² (Hancox et al., 2002; Key et al., 2008).

A bacia do Rovuma constitui uma das principais bacias sedimentares no país quer em termos de volume de sedimentos acumulados, quer em termos da ocorrência de hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos ocorrem tanto em onshore como em offshore. Vários poços perfurados na região já deram confirmação de ocorrência de hidrocarbonetos com maior destaque para o gás natural.

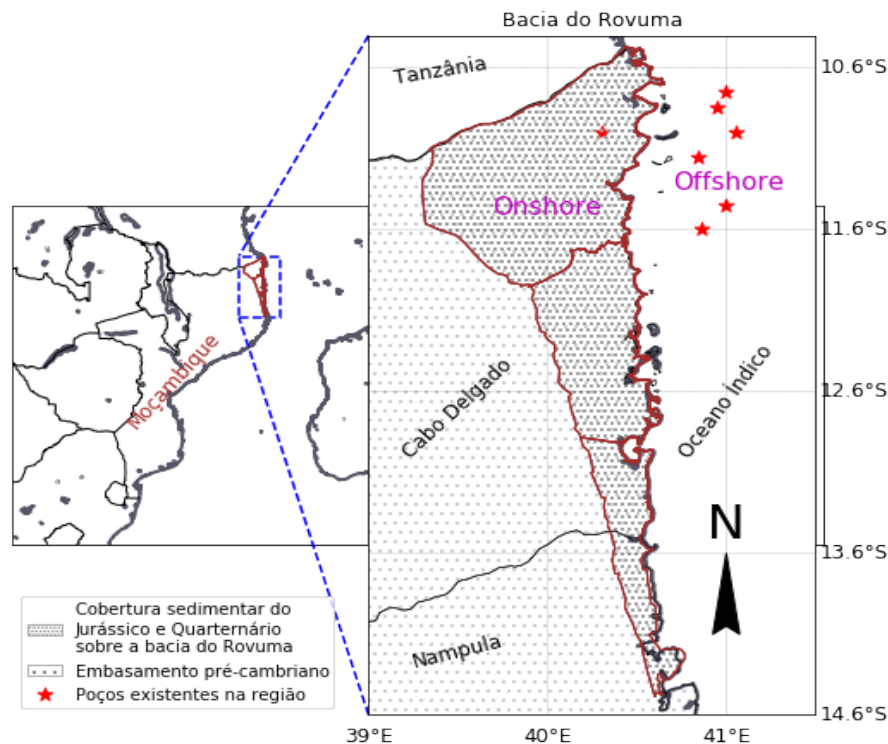


Figura 2.1: A área de estudo, a bacia do Rovuma localizada na região nordeste de Moçambique.

2.1.1 Geologia geral

Em geral, o território moçambicano apresenta grandes diferenças geológicas entre o norte, o centro e o sul do País. O norte é fundamentalmente proterozóico e o sul inteiramente fanerozóico, com a região centro possuindo terrenos arcaicos, proterozóicos e fanerozóicos (Vasconcelos, 2014).

Todo o desenvolvimento estratigráfico da Bacia do Rovuma está diretamente relacionado com a fragmentação progressiva do sudeste do Gondwana que criou a África como um continente separado. O tectonismo intra-continental (levantamento crustal regional e falhas associadas) associado ao Sistema de Rift da África Oriental também influenciou a sedimentação Cenozóica na Bacia do Rovuma (Key et al., 2008, Brownfield, 2016).

Os sedimentos da Bacia do Rovuma depositaram-se entre os períodos Jurássico e Quaternário (Hancox et al., 2002). A espessura máxima dos sedimentos em toda a Bacia do Rovuma é de cerca de 10 km com base em levantamentos geofísicos (Key et al., 2008).

Em termos gerais, a parte offshore da bacia apresenta sedimentos superiores compostos por depósitos deltaicos, associados ao Rio Rovuma. Os depósitos deltaicos são sustentados em grande profundidade por arenitos e carbonatos de cálcio do Cretáceo. Estas formações estão cobertas por arenitos marinhos de textura fina (do início do Terciário), e estes por sua vez,

estão cobertos pela Formação de Mikindani, um arenito ferruginoso e conglomerado, a formação predominante do manto rochoso (Key et al., 2008). Uma coluna estratigráfica para as partes onshore e offshore da Bacia do Rovuma e Delta ao longo da região norte de Moçambique é mostrada na Figura 2.2.

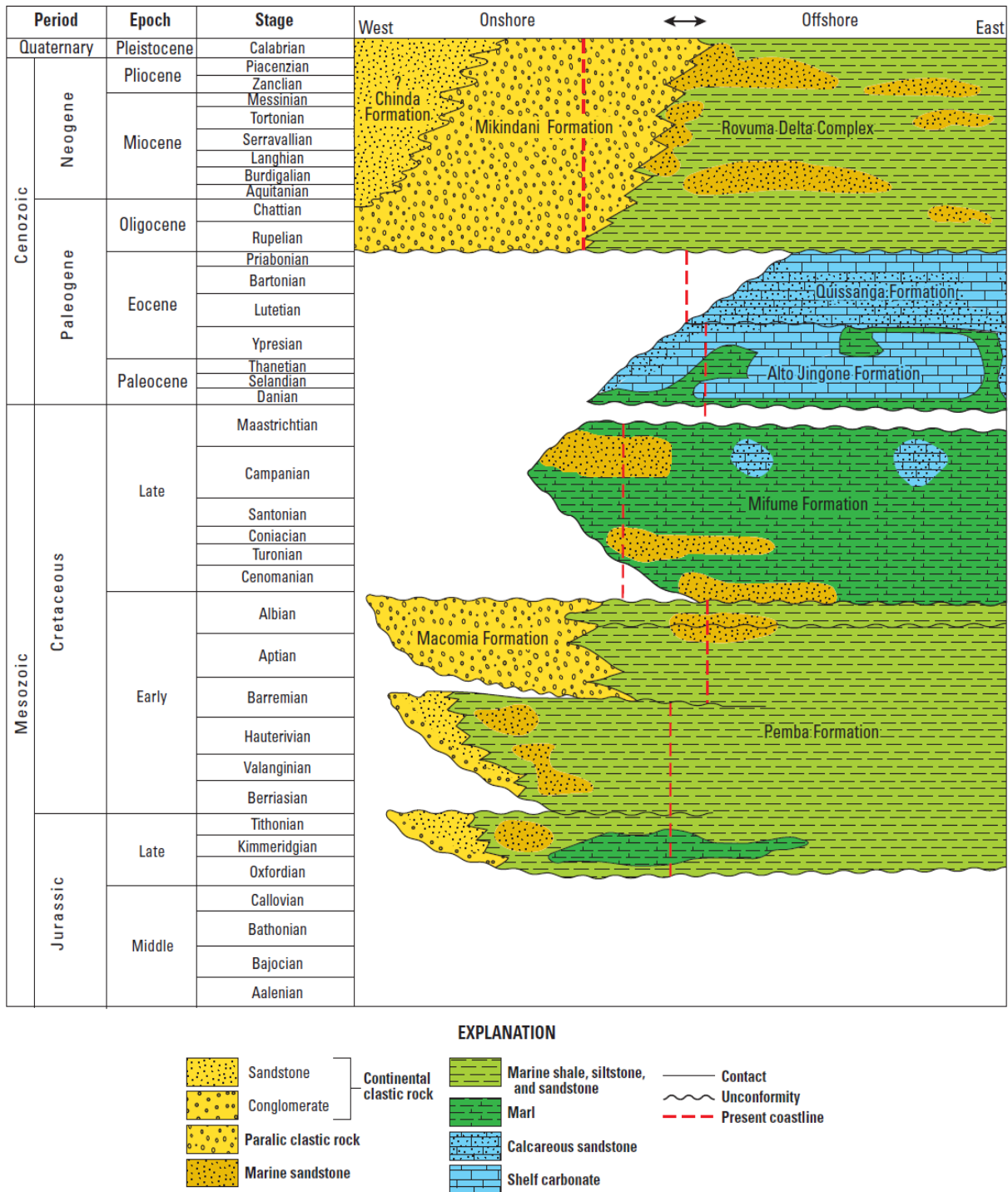


Figura 2.2: Coluna estratigráfica das partes onshore e offshore da Bacia do Rovuma, norte de Moçambique (Fonte: Brownfield, 2016).

2.2 Dados e métodos

2.2.1 Perfis geofísicos de poço

Foram analisados os dados de perfis geofísicos correspondentes a cinco poços perfurados sobre a mesma bacia, denominados Well-1, Well-2, Well-3, Well-4 e Well-5. Os perfis apresentam valores amostrados a cada 0.1524 metro de profundidade, e o intervalo perfilado em cada poço varia como segue: Well-1 (2243.0227 - 3243.0715 *m*), Well-2 (2455.0114 - 4393.3870 *m*), Well-3 (2454.8592 - 3414.0648 *m*), Well-4 (596.1000 - 3104.1000 *m*) e Well-5 (1052.0172 - 3842.0040 *m*). A lista dos perfis selecionados para análise neste trabalho são mostrados na Tabela 2.1. No anexo I estão figuras com plots dos principais perfis dos cinco poços estudados.

Tabela 2.1: Perfis geofísicos de poço utilizados.

MNEMÔNICO	TIPO DE CURVA	UNIDADE	COMENTÁRIO
HCAL	Caliper	in	HRCC Caliper Calibrated
GR	Raios Gama	gAPI	Natural Gamma Ray
RHOZ	Densidade	g/cm^3	HRDD Standard Resolution Formation Density
TNPH	Porosidade Neutrônica	V/V	Thermal Neutron Porosity
DTCO	Sônico (tempo de trânsito)	μsec	Delta-T Compressional
AO10	Resistividade Rasa	$\Omega.m$	Array Induction One Foot Resistivity A10
RT	Resistividade Profunda	$\Omega.m$	Array Induction One Foot Resistivity

2.2.2 Análise de agrupamento

A análise de agrupamento é um processo que consiste basicamente em reunir um conjunto de dados ou objetos com características comuns em grupos. Os objetos pertencentes ao mesmo grupo ou “cluster” apresentam mais similaridades entre si (alguma afinidade) que os diferencia daqueles pertencentes aos outros grupos.

Na análise de agrupamento não é necessário que as categorias a serem classificadas sejam previamente conhecidas, o que torna o método bastante útil em Geofísica de poço, principalmente na fase exploratória quando não há hipóteses a priori sobre o modelo litológico.

Na vida real, conjuntos de dados são muito complexos de tal maneira que diferentes grupos podem não ser claramente separados. Os algoritmos de agrupamento encontram o mesmo desafio, daí que precisamos definir algum critério de dissimilaridade, o que em alguns casos pode ser uma tarefa desafiadora. Aqui faremos o uso do método baseado em centroides, no caso particular o método de agrupamento mais comum conhecido por K-Means Clustering.

O algoritmo K-Means Clustering particiona os dados em K grupos ou clusters de forma que os pontos de dados do mesmo grupo sejam mais próximos e os pontos de dados nos diferentes grupos sejam mais distantes. O algoritmo tenta minimizar as distâncias dentro dos grupos e maximizar a distância entre os diferentes grupos (Everitt et al., 2011). Normalmente, a métrica utilizada para determinar a distância em muitas situações é a distância euclidiana, entretanto outras métricas podem ser usadas.

Para fins de demonstração do processo, consideraremos uma matriz \mathbf{X}_{NM} , onde as colunas correspondem aos perfis de poço \mathbf{x}_j , tal que x_{ij} seja o valor de um perfil j medido na profundidade i . Cada perfil será normalizado subtraindo em cada valor do perfil a média do mesmo, e dividindo pelo seu desvio padrão conforme Davis (2002):

$$x'_{ij} = \frac{x_{ij} - \bar{\mathbf{x}}_j}{\sigma_j}, \quad (2.1)$$

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_{ij} - \bar{\mathbf{x}}_j)^2}{N - 1}}, \quad (2.2)$$

onde, x'_{ij} e σ_j são o valor normalizado do perfil j na profundidade i e o desvio padrão do perfil j , respectivamente. Isso faz com que todos os perfis tenham a média zero e variância igual a unidade.

As linhas de \mathbf{X}'_{NM} definem pontos no espaço M -dimensional onde as coordenadas são as medidas de cada perfil na profundidade i . A Distância Euclidiana (DE) entre dois pontos arbitrários $\mathbf{p}_1(x'_{11}, x'_{12}, \dots, x'_{1M})$ e $\mathbf{p}_2(x'_{21}, x'_{22}, \dots, x'_{2M})$ nesse espaço pode ser expressa por:

$$DE = \sqrt{(x'_{11} - x'_{21})^2 + (x'_{12} - x'_{22})^2 + \dots + (x'_{1M} - x'_{2M})^2}, \quad (2.3)$$

ou de forma compacta:

$$DE = \sqrt{(\mathbf{p}_1 - \mathbf{p}_2)(\mathbf{p}_1 - \mathbf{p}_2)^T}. \quad (2.4)$$

K-Means é um processo iterativo conforme mostrado na Figura 2.3. O algoritmo executa seguindo as seguintes etapas:

- (1) Inicialmente seleciona aleatoriamente K pontos no espaço dos dados como centróides dos grupos por classificar.
- (2) Calcula a distância entre cada ponto dos dados e os centróides.
- (3) Associa cada ponto dos dados ao centroide mais próximo.
- (4) Encontra novos centróides tomando a média multivariada dos pontos de dados já agrupados.

- (5) Repete as etapas 2,3 e 4 até que haja convergência, todos os centroides se tornam inalteráveis.

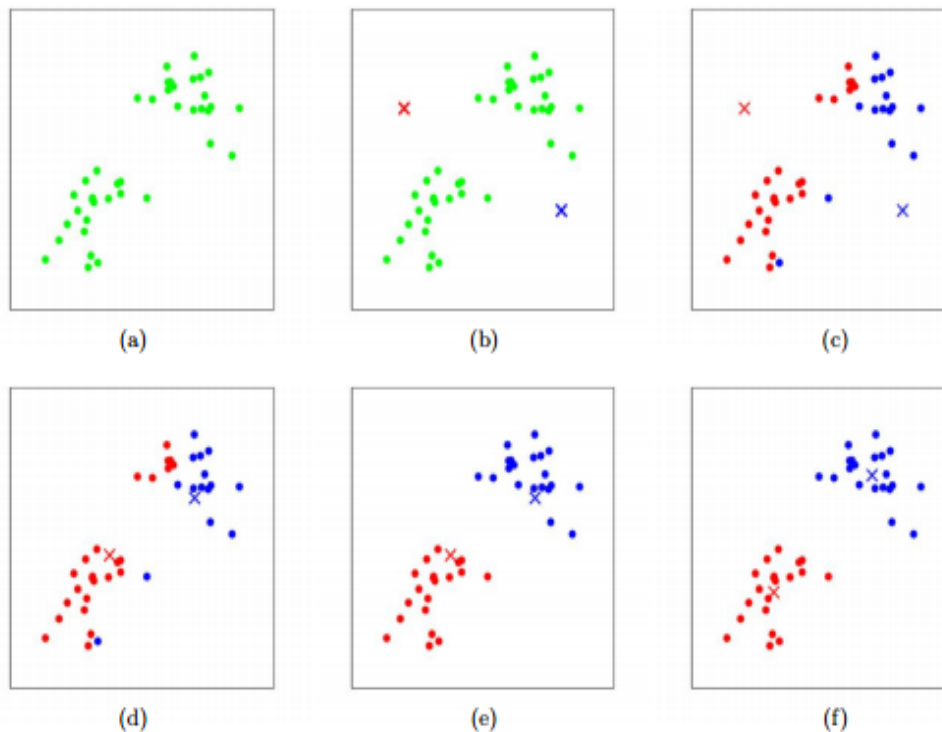


Figura 2.3: Exemplo ilustrativo do algoritmo K-Means Clustering, para $K = 2$. Dados de treinamento estão mostrados como pontos e os centróides como cruces. (a) Conjunto de dados original. (b) Centróides iniciais aleatórios. (c), (d), (e) e (f) Ilustração da execução de duas iterações. Em cada iteração, classificamos cada ponto dos dados ao centróide mais próximo (pintando com a cor do centróide ao qual foi atribuído); em seguida, movemos cada centróide dos grupos para a média dos pontos atribuídos a ele, repetindo o processo até a convergência (Imagem extraída em <https://stanford.edu/~cpiech/cs221/handouts/kmeans.html> no dia 03/09/2020).

Como os centróides iniciais são escolhidos aleatoriamente, eventualmente, a depender da distribuição dos dados pode ocorrer convergência local. Para superar esse problema, o algoritmo foi projetado para executar múltiplas vezes inicializando com diferentes centróides para garantir que o resultado final seja o melhor possível. O melhor agrupamento é aquele que apresenta o menor valor do somatório das distâncias quadráticas dentro dos grupos, que é expresso por:

$$SS_W = \sum_{g=1}^K \sum_{i=1}^{N_k} (\mathbf{p}_i^{(g)} - \mathbf{c}_g)(\mathbf{p}_i^{(g)} - \mathbf{c}_g)^T, \quad (2.5)$$

onde SS_W é soma dos quadrados das distâncias entre pontos dentro dos grupo, \mathbf{c}_g é o centróide e N_k é o tamanho de cada grupo.

2.2.3 Análise discriminante

Os propósitos da aplicação da análise discriminante podem ser vários, desde os casos em que se pretende classificar ou realizar a separação estatística entre dois ou mais grupos de dados, prever a ocorrência de um determinado evento e até quando se pretende explicar a relação entre as variáveis. Ao contrário da técnica de análise de regressão múltipla onde a variável dependente é contínua, na análise discriminante a variável dependente é nominal ou categórica. Em estatística multivariada, a aplicação da análise discriminante é conveniente quando os dados apresentam uma distribuição aproximadamente normal. Em casos de uma distribuição não necessariamente normal é conveniente a adoção da técnica denominada análise de regressão logística (logistic regression analysis) (Ramayah et al., 2010).

Os grupos de dados a serem discriminados devem ser definidos previamente pela caracterização de suas variáveis independentes, também denominadas variáveis discriminantes (o que leva a que esse método seja considerado como supervisionado). Essas variáveis são combinadas de modo a maximizar a diferença entre os grupos. Assim, são gerados coeficientes ou pesos das variáveis independentes para serem empregados na solução das funções que discriminam os grupos entre si denominadas funções discriminantes. A combinação pode ser linear ou quadrática a depender do número de grupos por discriminar ou complexidade do problema, resultando em análise discriminante linear ou análise discriminante quadrática respectivamente. Como neste trabalho serão definidos apenas dois grupos para cada fase discriminatória, portanto, a análise discriminante linear é mais conveniente. Para cada ponto a função discriminante gera um índice discriminante, que representa a sua posição ao longo da linha definida pela função discriminante.

Considerando-se o caso de dois grupos, como consistindo de dois conjuntos em um espaço multivariado, o método busca uma orientação junto da qual os conjuntos apresentam a máxima separação, e que simultaneamente, em cada conjunto a variância seja mínima. Isto é ilustrado para o caso bidimensional (bivariado), na Figura 2.4. Como pode se observar nessa figura, uma separação entre os grupos A e B não pode ser obtida usando as variáveis X_1 e X_2 . No entanto, é possível encontrar uma nova orientação junto da qual os dois conjuntos são separados o máximo possível e com uma mínima variância em cada grupo (Davis, 2002).

Usando a convenção anterior para a análise de agrupamento, a função discriminante linear é definida como:

$$Z_i = \lambda_1 x_{i1} + \lambda_2 x_{i2} + \dots + \lambda_M x_{iM} , \quad (2.6)$$

ou

$$Z_i = \sum_{j=1}^M \lambda_j x_{ij} , \quad (2.7)$$

onde Z_i é o índice discriminante, λ_j são os coeficientes da função discriminante e x_{ij} os valores da j -ésima variável em uma determinada profundidade i , com $j = 1, 2, \dots, M$ em que M é o número total das variáveis utilizadas na discriminação.

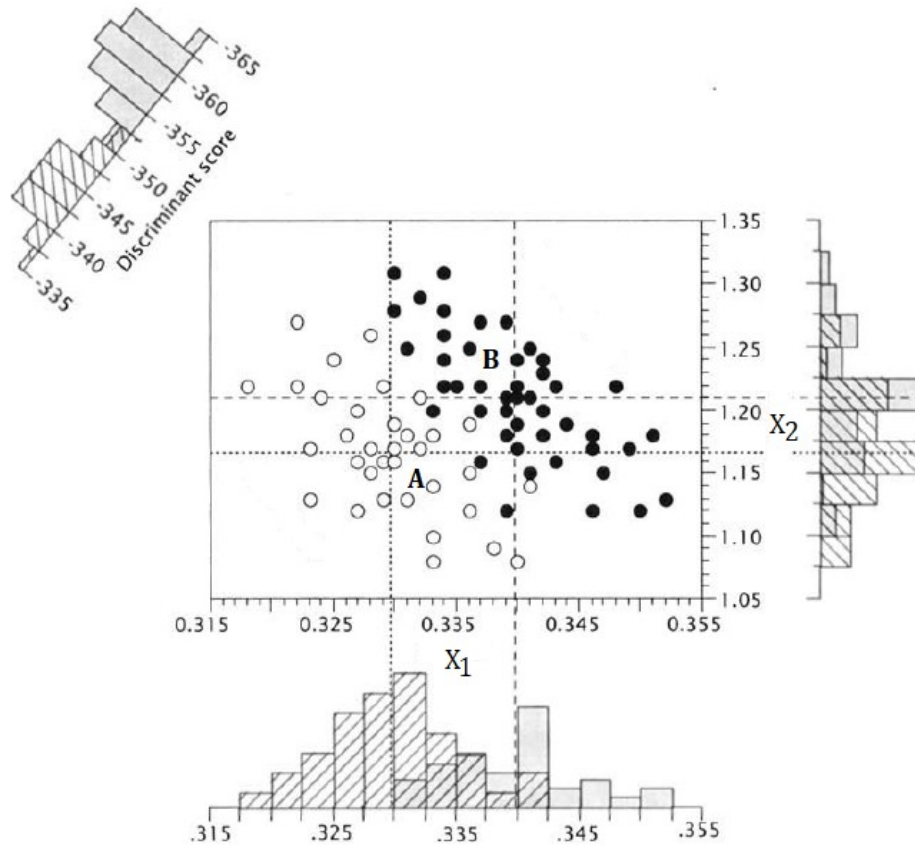


Figura 2.4: Representação da função discriminante para uma distribuição bivariada. Os dois conjuntos de dados são indicados por círculos vazios para o grupo A e pontos sólidos para o grupo B. As linhas tracejadas indicam médias bivariadas dos dois grupos (Modificado de Davis, 2002).

Determinação dos coeficientes

Segundo Davis (2002), um método que pode ser usado para encontrar os coeficientes da função discriminante de modo que a probabilidade de classificar erroneamente um novo elemento em qualquer um dos grupos seja mínima, é através do uso da regressão múltipla onde a variável dependente consiste na diferença das médias multivariadas dos dois grupos. Essa técnica também foi adotada por Flexa et al. (2004), e se traduz por uma equação matricial na forma:

$$\mathbf{S} \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{d} , \tag{2.8}$$

onde \mathbf{S} é uma matriz $M \times M$, denominada matriz das variâncias e covariâncias combinadas de M variáveis, $\boldsymbol{\lambda}$ é um vetor formado pelos coeficientes da função discriminante e \mathbf{d} é um vetor formado pelas diferenças entre as médias multivariadas dos dois grupos. A equação 2.8 pode

ser resolvida usando os conceitos básicos de inversão de matrizes. Uma vez que \mathbf{S} é matriz quadrada, garantindo que a mesma seja não singular, então \mathbf{S}^{-1} existe, e logo temos:

$$\boldsymbol{\lambda} = \mathbf{S}^{-1} \mathbf{d} . \quad (2.9)$$

O vetor \mathbf{d} pode ser, simplesmente, encontrado por:

$$d_j = \bar{x}_j^A - \bar{x}_j^B = \frac{1}{N_A} \sum_{i=1}^{N_A} x_{ij}^A - \frac{1}{N_B} \sum_{i=1}^{N_B} x_{ij}^B , \quad (2.10)$$

sendo:

x_{ij}^A a i -ésima observação da variável j no grupo A,

\bar{x}_j^A a média da variável j no grupo A,

x_{ij}^B a i -ésima observação da variável j no grupo B,

\bar{x}_j^B a média da variável j no grupo B,

N_A é o número de observações no grupo A e

N_B é o número de observações no grupo B.

As médias multivariadas dos grupos A e B formam dois vetores, de forma que podemos encontrar os elementos de \mathbf{d} da seguinte forma expandida:

$$\begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ d_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{x}_1^A \\ \bar{x}_2^A \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \bar{x}_M^A \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{x}_1^B \\ \bar{x}_2^B \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \bar{x}_M^B \end{bmatrix} . \quad (2.11)$$

Para construir a matriz das variâncias e covariâncias combinadas, devemos calcular uma matriz das somas dos quadrados e os produtos cruzados de todas as variáveis no grupo A (**SCA**) e uma matriz semelhante para a grupo B (**SCB**).

Consideremos o grupo A, por exemplo,

$$SCA_{jk} = \sum_{i=1}^{N_A} (x_{ij}^A \cdot x_{ik}^A) - \frac{\sum_{i=1}^{N_A} (x_{ij}^A) \sum_{i=1}^{N_A} (x_{ik}^A)}{N_A} , \quad (2.12)$$

onde x_{ij}^A e x_{ik}^A representam as i -ésimas observações de um par de variáveis j e k do mesmo grupo A.

O processo análogo se aplica para encontrar SCB_{jk} para o grupo B. Assim, a matriz das variâncias e covariâncias pode ser calculada como:

$$\mathbf{S} = \frac{\mathbf{SCA} + \mathbf{SCB}}{N_A + N_B - 2} . \quad (2.13)$$

Agora já dispomos dos termos necessárias para resolver a equação 2.8, e determinar os coeficientes λ_j que são os pesos das variáveis na equação 2.6 da função discriminante. A função discriminante produzirá para cada ponto de observação um único número, o índice discriminante.

Centroides e a distância entre os grupos

A substituição das médias multivariadas $\bar{\mathbf{x}}^A$ e $\bar{\mathbf{x}}^B$ dos grupos A e B na função discriminante gera os índices discriminantes Z_A e Z_B , respectivamente. Estes índices definem os centroides de cada grupo ao longo da função discriminante:

$$Z_A = \lambda_1 \bar{\mathbf{x}}_1^A + \lambda_2 \bar{\mathbf{x}}_2^A + \dots + \lambda_M \bar{\mathbf{x}}_M^A, \quad (2.14)$$

e

$$Z_B = \lambda_1 \bar{\mathbf{x}}_1^B + \lambda_2 \bar{\mathbf{x}}_2^B + \dots + \lambda_M \bar{\mathbf{x}}_M^B. \quad (2.15)$$

A diferença $Z_A - Z_B$ corresponde a distância entre as dois centroides. Esta medida de distância é denominada distância de Mahalanobis ou distância generalizada D^2 (Davis, 2002). É a medida da separação entre as duas médias multivariadas expressas em unidade de variância combinada. Podemos concluir que, se as médias dos grupos A e B ficarem próximas, será difícil distinguí-los, especialmente se ambos possuírem altos valores de variâncias. Por outro lado, se a diferença entre as duas médias for expressiva e as suas variâncias pequenas, a discriminação entre os dois conjuntos será mais efetiva. A distância de Mahalanobis ajuda no cálculo da contribuição relativa de cada variável e_k na discriminação, dada na forma:

$$e_k = \frac{\lambda_k d_k}{D^2} \times 100\%. \quad (2.16)$$

Índice de corte ou de separação

O índice de corte corresponde ao índice discriminante usado para classificar unicamente os dois grupos. O índice de corte ótimo depende das dimensões das amostras dos grupos conforme Ramayah et al. (2010). Se as dimensões forem iguais o índice será simplesmente a média dos dois centroides dos grupos:

$$Z_C = \frac{Z_A + Z_B}{2}, \quad (2.17)$$

e se as dimensões forem diferentes o índice será encontrado pela fórmula:

$$Z_C = \frac{N_B Z_A + N_A Z_B}{N_A + N_B}, \quad (2.18)$$

onde:

Z_C é o índice que corresponde ao ponto de separação dos grupos,

Z_A é o centroide do grupo A e

Z_B é o centroide do grupo B.

2.2.4 Determinação do perfil litológico e contatos fluidos

A determinação da separação de interfaces litológicas e de fluidos nos poços foi feita aplicando os métodos de análise de agrupamentos e análise discriminante linear. O procedimento consistiu em três fases ou estágios principais: (i) a separação das formações classificadas como folhelhos (selantes) e não folhelhos (potenciais reservatórios), (ii) a separação de água - hidrocarboneto nos reservatórios e (iii) a separação do tipo de hidrocarboneto (óleo - gás).

Os fundamentos das análises de agrupamento e discriminante foram descritos nas subseções 2.2.2 e 2.2.3, respectivamente. Essas duas técnicas foram aplicadas de forma paralela e os resultados são confrontados em cada estágio de classificação. Algoritmos em linguagem Fortran foram desenvolvidos para a execução dos dois métodos.

Ao contrário da análise de agrupamento, na análise discriminante, amostras dos grupos a serem classificados devem ser definidos a priori. Esses dados amostrais dos grupos são usados para a determinação dos coeficientes das funções discriminantes bem como dos índices discriminantes. Informações provenientes de testemunhos tem sido muito importante para a formação dos dados amostrais. Entretanto não dispondo de tal informação como é o caso deste trabalho, bancos de dados amostrais dos diferentes grupos foram produzidos através das técnicas de interpretação geofísica dos perfis conforme descrito no apêndice A. Uma representação esquemática mostrando o passo a passo da metodologia usada pode ser vista na Figura 2.5.

Um poço de referência foi escolhido dentre os cinco disponíveis. Os perfis deste poço são interpretados para a seleção dos bancos de dados usados para a determinação das funções discriminantes. As funções e índices obtidos a partir do poço de referência são posteriormente aplicados para os restantes poços. Segundo Flexa et al. (2004), considerando a ausência de importantes efeitos diagenéticos, pode-se aplicar estas funções discriminantes aos poços vizinhos. E deste modo, estende-se a interpretação realizada no poço de referência ao longo de todo o campo da bacia.

1) Seleção dos bancos de dados usados na análise discriminante

A formação dos bancos de dados consistiu na identificação e seleção das interfaces cujo o conjunto de curvas descreve os padrões característicos de cada grupo. Na identificação dos dife-

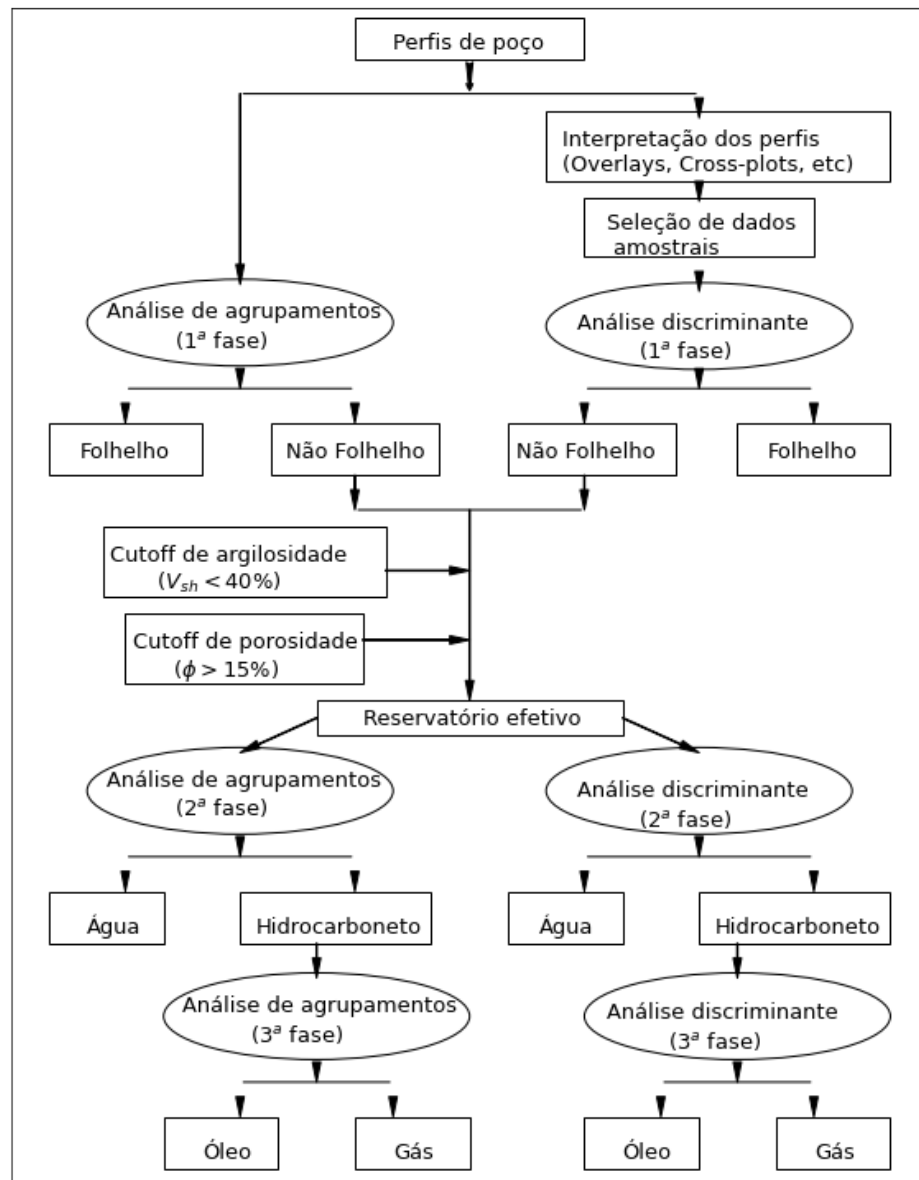


Figura 2.5: Representação esquemática da metodologia aplicada para a determinação dos contatos fluidos.

rentes grupos, a combinação das técnicas de interpretação descritas no apêndice A foi aplicada: interpretação visual, overlays e cross-plots.

Como a análise discriminante foi desmembrada em três problemas classificatórios, três bancos de dados também foram formados. Dos diversos perfis geofísicos disponíveis no poço de referência, foram selecionados aqueles mais significativos para a definição dos diferentes grupos de interesse. Essa seleção foi feita com base na classificação dos perfis geofísicos quanto a sua sensibilidade litológica e aos fluidos de formação. Com isso, foram escolhidos os conjuntos de curvas mais indicadas em cada discriminação. Quanto mais discrepantes forem os padrões das variáveis entre os grupos, maior será a chance de sucesso na classificação.

Folhelhos e não folhelhos

A partir dos perfis considerados sensíveis a litologia foi construído o banco de dados utilizado para identificar a classe dos folhelhos (selantes) e de não-folhelhos (potenciais reservatórios). Na seleção desse banco de dados, as curvas dos perfis GR e TNPH desempenharam papel importante. Enquanto a classe dos folhelhos é caracterizada por valores de GR e TNPH relativamente altos, a classe de não folhelhos (arenitos e carbonatos) é caracterizada por valores de GR e TNPH relativamente baixos. As discrepâncias dessas variáveis entre os dois grupos são bem significativas. Outros perfis complementares foram DTCO e HCAL.

A Figura 2.6 mostra dois cross-plots, $TNPH \times RHOZ$ e $DTCO \times RHOZ$. Ambos estão com pontos codificados pelo índice de raios gama (I_{GR}) e observa-se nitidamente os dois grupos, os folhelhos codificados com altos valores de I_{GR} e não folhelhos com baixos valores de I_{GR} .

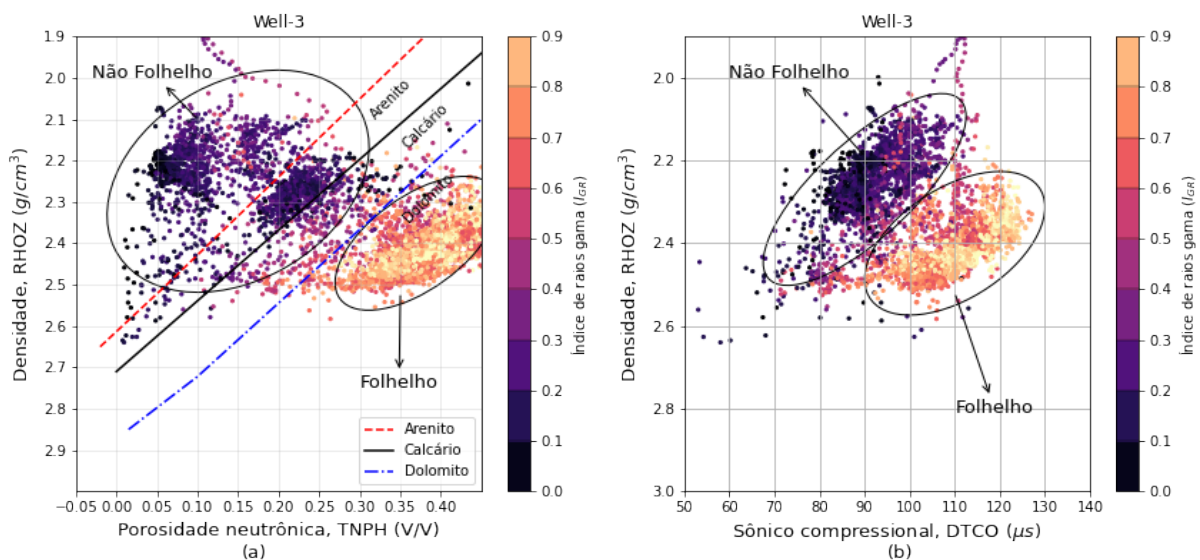


Figura 2.6: Cross-plots dos perfis, (a) porosidade neutrônica versus densidade e (b) sônico compressional versus densidade. Ambos estão com pontos codificados pelo índice de raios gama (I_{GR}). As linhas tracejada vermelha, sólida preta e traço-pontilhada azul plotadas em (a) representam valores característicos de arenito, calcário e dolomito respectivamente, baseando-se em “Log Interpretation Charts” de Schlumberger (2009).

A representação do cross-plot conforme a Figura 2.6 (a) é fundamental para a determinação da composição mineralógica da matriz dos reservatórios (arenito, calcário e dolomito) cujo valores característicos para uma formação limpa estão representados pelas linhas vermelha, preta e azul. Neste caso particular, observa-se que a distribuição dos pontos caracteriza reservatórios cuja matriz é formada principalmente por arenitos, e alguma mistura de arenito e calcário. Observa-se também que o aumento de argilosidade (indicado pelo I_{GR}) arrasta os pontos em direção as linhas de calcário e dolomito, o que indica arenitos argilosos.

A Figura 2.7 mostra a seleção das interfaces representativas dos dois grupos no poço de

referência, sendo folhelhos entre as profundidades de 3012 - 3030 metros e não-folhelhos entre as profundidades de 2898 - 2913 metros.

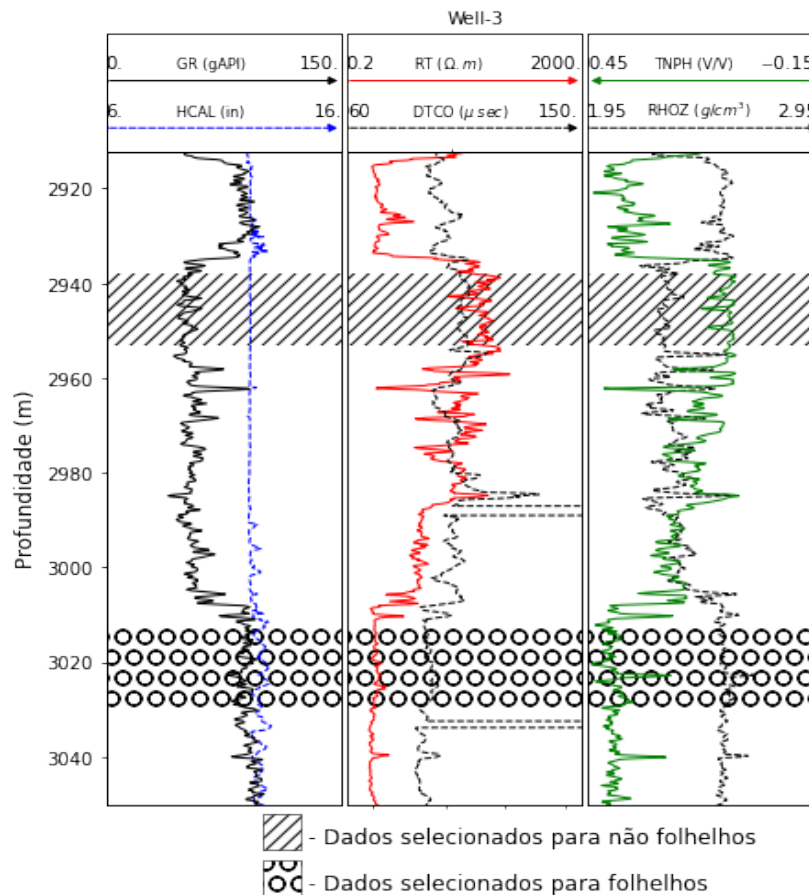


Figura 2.7: Seleção de banco de dados amostrais para folhelhos (3012 - 3030 m) e não folhelhos (2938 - 2953 m) no poço de referência. Os cabeçalhos de cada painel mostram os perfis plotados e seus respectivos intervalos e unidades. As setas indicam a orientação dos eixos de cada perfil.

Água e hidrocarbonetos

Nessa seleção, as análises foram centradas somente sobre as formações classificadas como reservatórios. Overlays e cross-plots de densidade e porosidade neutrônica foram conjugados com o perfil de resistividade profunda. Os reservatórios contendo água são caracterizados por resistividade relativamente baixa mas com porosidade neutrônica e densidade relativamente alta. Com a presença de óleo ou gás a resistividade torna-se elevada e a densidade diminui. A porosidade neutrônica que está relacionada ao índice de hidrogênio do fluido, apenas se altera com a presença de gás diminuindo para valores bem baixos.

Avaliando a distribuição dos pontos com baixo I_{GR} na Figura 2.6 (a) é possível identificar três focos sendo dois de maior concentração. Isso mostra que os três tipos de fluidos estão presentes nos arenitos porosos. A Figura 2.8 mostra as faixas selecionadas representativas dos três grupos no poço de referência, água (2990 - 3005 m), óleo (2903 - 2913 m) e gás (2938

- 2953 m). Nos reservatórios contendo hidrocarboneto (óleo e gás), as curvas de densidade e porosidade neutrônica se cruzam (separação positiva) pela diminuição da densidade no caso do óleo e diminuição tanto da densidade como da porosidade neutrônica no caso do gás, cujo sinal é consistente com a alta resistividade. Já em reservatório contendo água, tal cruzamento não ocorre e a resistividade é relativamente baixa.

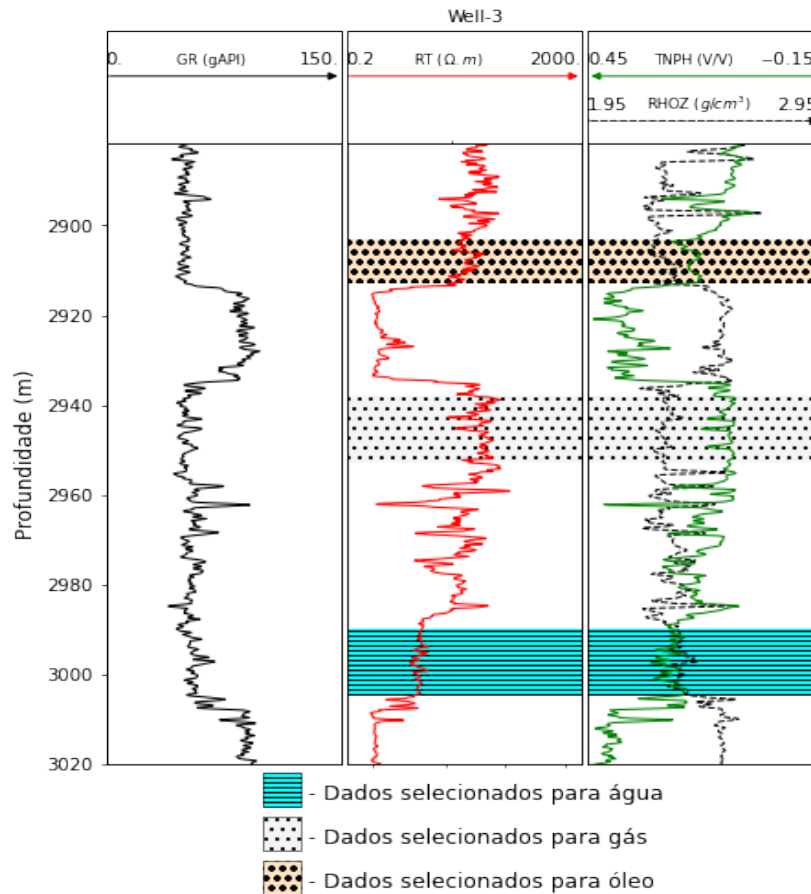


Figura 2.8: Seleção de bancos de dados amostrais para água (2990 - 3005 m), óleo (2903 - 2913 m) e gás (2938 - 2953 m) no poço de referência. Os cabeçalhos de cada painel mostram os perfis plotados e seus respectivos intervalos e unidades. As setas indicam a orientação dos eixos de cada perfil.

2) Separação de folhelhos e não folhelhos

Este foi o primeiro problema a ser tratado. Quatro perfis foram usados neste processo: GR, TNPH, DTCO e HCAL. Nesta fase, toda a seção perfilada do poço foi considerada. Assim, a função discriminante ficou definida conforme a expressão:

$$Z = \lambda_{GR} \times GR + \lambda_{TNPH} \times TNPH + \lambda_{DTCO} \times DTCO + \lambda_{HCAL} \times HCAL . \quad (2.19)$$

3) Reservatório efetivo

O procedimento anterior permitiu a separação da interface de interesse, a espessura ou bloco com potenciais reservatórios (gross reservoir). A determinação do reservatório efetivo (net reservoir) foi necessária antes da classificação dos fluidos em reservatórios.

O termo reservatório efetivo usado aqui pode ser entendido como sendo a fração da espessura total do reservatório capaz de armazenar fluidos. Isso implica que a porosidade da formação deve ser significativa e com teor de argilosidade insignificante. A determinação do reservatório efetivo foi feita pela aplicação de valores limites (cutoffs) em relação a argilosidade e a porosidade da formação.

Os cutoffs podem ser entendidos como delineadores impostos para definir a região de interesse. Na indústria petrolífera, os cutoffs foram adotados e aplicados como regras gerais para fins de avaliação das zonas produtivas de hidrocarbonetos (net pay), considerando quatro parâmetros petrofísicos, o volume de argila, porosidade efetiva, saturação de água e a permeabilidade da formação.

Não existe critério definido para determinar os valores dos cutoffs, o que implica que valores razoáveis em função dos objetivos definidos são arbitrariamente escolhidos (Worthington e Cosentino, 2005). Crain (2019) apresentou intervalos típicos para a delimitação das zonas produtivas de hidrocarbonetos como segue: máximo volume de folhelhos de 0.25 a 0.45, porosidade mínima de 0.03 a 0.16, máxima saturação de água de 0.30 a 0.70 e permeabilidade mínima de 0.01 a 5.0.

Os cutoffs utilizados neste trabalho foram $V_{Sh} \leq 0.4$ e $\phi \geq 0.15$. O primeiro cutoff ($V_{Sh} \leq 0.4$) é aplicado à espessura total contendo reservatórios para eliminar as porções da formação que contém grandes quantidades de argila, obtendo desta forma, um reservatório “limpo” (net sand). Esta aplicação é importante para o propósito deste trabalho porque evita que na classificação dos fluidos, interfaces de arenitos argilosos por exemplo sejam classificados como reservatórios saturados de água já que a argilosidade reduz a resistividade e aumenta porosidade neutrônica. E o segundo cutoff ($\phi \geq 0.15$) é aplicado ao reservatório “limpo” para remover as porções da formação com baixa porosidade (formação compacta), delineando assim o reservatório efetivo. Esse processo é ilustrado na Figura 2.9.

Existem diversas metodologias para a estimativa do volume de argila e da porosidade. Neste trabalho o volume de argila foi calculado a partir do perfil GR, e foi escolhida a aproximação linear $V_{Sh} \simeq I_{GR}$ conforme sugerido por Asquith e Krygowski (2004), para obter o valor mais pessimista, isto é, para garantir que o valor calculado de argilosidade seja o máximo possível (as equações encontram-se descritas no apêndice A, na seção A.2). Para a estimativa

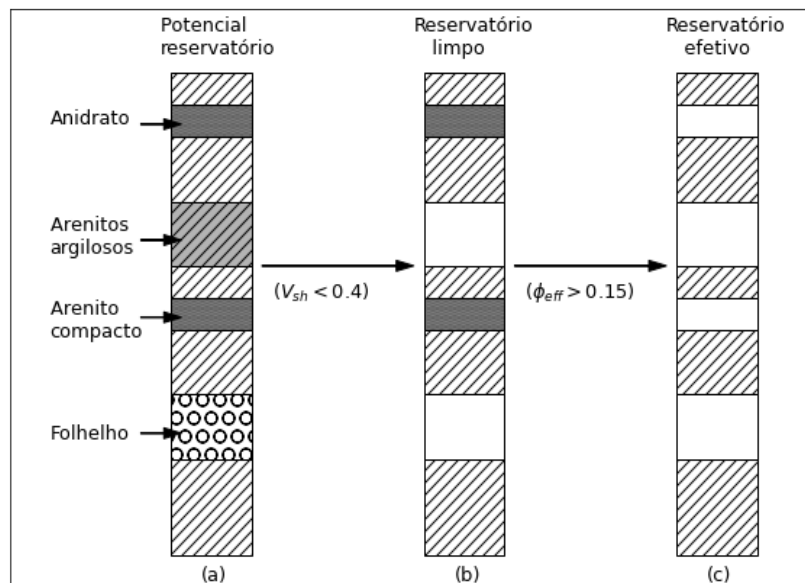


Figura 2.9: Exemplo ilustrativo do processo de determinação do reservatório efetivo. De (a) para (b) ocorre a aplicação do cutoff $V_{sh} \leq 0.4$, remoção das interfaces de alta argilosidade e de (b) para (c) ocorre a aplicação do cutoff $\phi \geq 0.15$, remoção de interfaces de arenitos compactos ou cimentados.

da porosidade efetiva foi utilizado método que combina os perfis de densidade e porosidade neutrônica conforme a equação A.8 por ser um método recomendado para arenitos argilosos. Estas equações estão descritas no apêndice A.

4) Contatos água e hidrocarbonetos

Até aqui as camadas classificadas como folhelhos foram descartadas. E dispendo das interfaces do reservatório efetivo seguiu-se com o segundo problema classificatório. Nesta classificação os perfis considerados sensíveis a influência de fluidos da formação, foram utilizados: RT, RHOZ e TNPH. A função discriminante foi expressa conforme:

$$Z = \lambda_{RT} \times RT + \lambda_{RHOZ} \times RHOZ + \lambda_{TNPH} \times TNPH . \quad (2.20)$$

5) Contatos óleo e gás

Aqui os reservatórios contendo água foram excluídos. E dispendo das interfaces do reservatório contendo hidrocarbonetos seguiu-se com o terceiro e último problema. Nesta classificação foram usados seguintes perfis: RHOZ e TNPH. Assim a expressão da função discriminante ficou:

$$Z = \lambda_{RHOZ} \times RHOZ + \lambda_{TNPH} \times TNPH . \quad (2.21)$$

2.3 Resultados e discussão

Os resultados são apresentados começando pelo poço de referência de onde foram obtidos para cada um dos problemas classificatórios, os coeficientes das funções discriminantes e os índices discriminantes. Depois são apresentados os resultados da sua aplicação nos restantes quatro poços da mesma bacia. Os coeficientes e índices discriminantes foram determinados mantendo-se os dados originais dos perfis geofísicos sem nenhum pré-processamento. A análise discriminante será tratada com a sigla DA - Discriminant Analysis e a análise de agrupamento será tratada como CA - Cluster Analysis.

2.3.1 Análises no poço de referência

Conforme foi referido anteriormente, para os dois métodos de análise o processo classificatório foi desmembrado em três problemas. No primeiro que consistiu na classificação litológica, os perfis HCAL, GR, TNPH e DTCO foram utilizados. A Tabela 2.2 mostra os coeficientes das funções e a contribuição relativa de cada variável para os três problemas classificatórios. O sinal dos coeficientes indica apenas se a variável está contribuindo positiva ou negativamente na função discriminante. Os valores absolutos dos coeficientes discriminantes são influenciados pelas variâncias das respectivas variáveis discriminantes envolvidas. Uma variável com variância maior tende a ter menor peso e desta forma contribuindo menos para a discriminação.

O perfil GR teve a maior contribuição relativa (81.24%) na discriminação entre os grupos de folhelhos e potenciais reservatórios, como esperado, seguido do perfil HCAL (16.14%). O perfil DTCO apresentou a mais baixa contribuição relativa (0.073 %) de tal forma que poderia ser descartado para simplificar a função discriminante.

Tabela 2.2: Coeficientes e contribuição relativa de cada variável para os três problemas classificatórios. O sinal dos coeficientes indica apenas se a variável está contribuindo positiva ou negativamente na função discriminante.

		Variáveis					
		HCAL	GR	DTCO	TNPH	RT	RHOZ
Folhelhos / Não-Folhelhos	Coeficiente	-34.78	-2.05	-0.01	-8.96		
	Contribuição relativa (%)	16.14	81.24	0.07	2.55		
Água / Hidrocarboneto	Coeficiente				56.33	-0.07	74.23
	Contribuição relativa (%)				45.27	15.07	39.66
Óleo / Gás	Coeficiente				232.95		-7.31
	Contribuição relativa (%)				99.64		0.36

A Figura 2.10(a) mostra a projeção da distribuição dos dados amostrais de cada grupo e os seus respectivos centroides na função discriminante. Os índices discriminantes Z_{Sh} e Z_{Res}

definem os centroides de folhelhos e de potenciais reservatórios respectivamente. Os centroides representam os índices característicos para cada grupo discriminado.

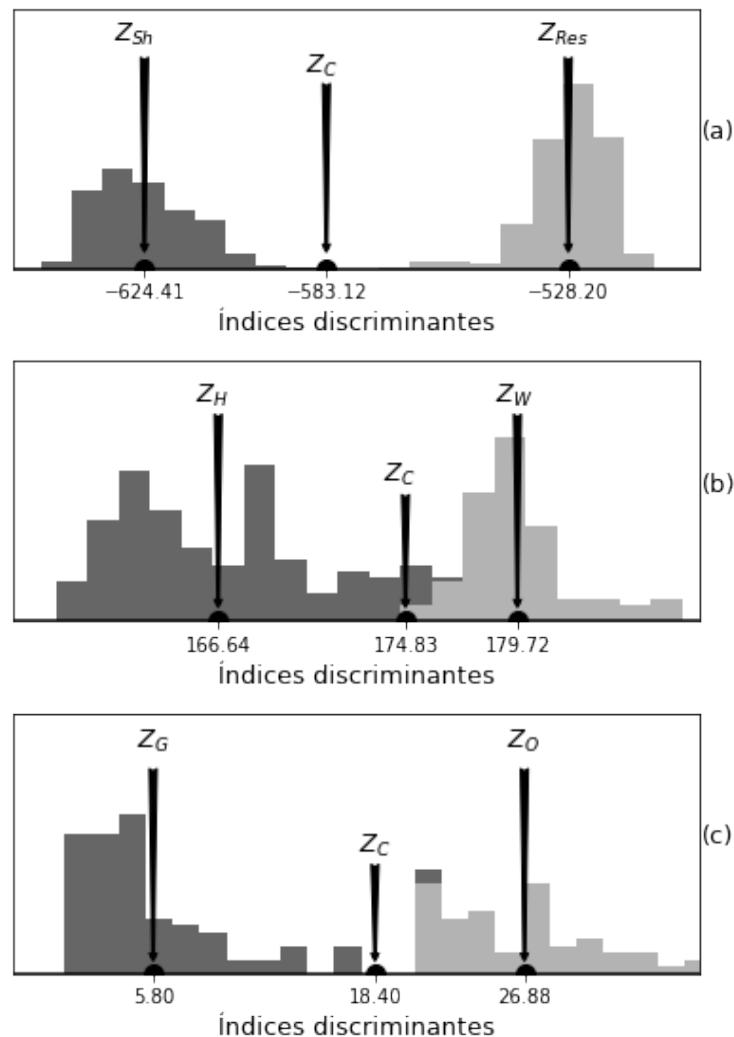


Figura 2.10: Projeção da distribuição dos dados amostrais sobre o eixo da função discriminante: (a) discriminação de folhelhos e não folhelhos, centroide para folhelhos (Z_{Sh}) e centroide para não folhelhos (Z_{Res}); (b) discriminação de hidrocarbonetos e água, centroide para hidrocarbonetos (Z_H) e centroide para água (Z_W); (c) discriminação de óleo e gás, centroide para óleo (Z_O) e centroide para gás (Z_G). O índice de corte é indicado por (Z_C).

A classificação dos grupos é feita a partir do índice de corte (Z_C). Para cada profundidade, é calculado um índice Z_i pela substituição na função discriminante dos valores do conjunto das variáveis nessa profundidade, e sendo este índice comparado com o Z_C . Neste caso particular, se $Z_i < Z_C$ a amostra nessa profundidade é assinalada como pertencente ao grupo dos folhelhos, e se $Z_i > Z_C$, a mesma é assinalada como sendo da classe dos potenciais reservatórios.

A Figura 2.11 mostra a definição dos limites litológicos no poço de referência. Foram identificados quatro potenciais reservatórios, designados por W3-R1 (2845 - 2905 m), W3-R2

(2935 - 3010 m), W3-R3 (3050 - 3170 m) and W3-R4 (3270 - 3330 m).

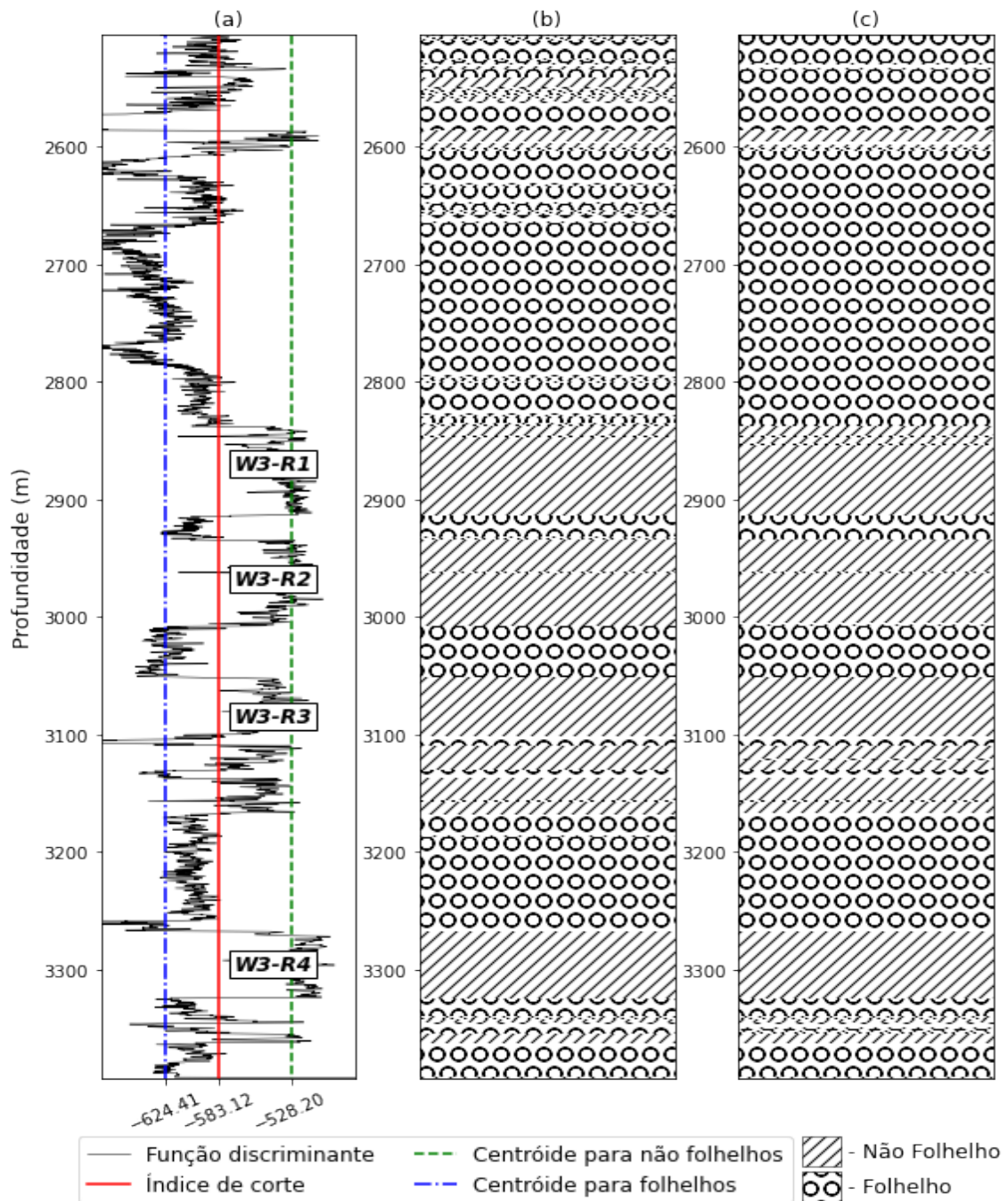


Figura 2.11: Classificação litológica no poço de referência (Well-3), (a) a função e os índices discriminantes, (b) a definição litológica pela análise discriminante e (c) a definição litológica pela análise de agrupamento.

O conjunto formado pelos quatro reservatórios constitui a região de interesse (gross reservoir). Sobre esta região são aplicados os cutoffs de argilosidade e de porosidade para definir o reservatório efetivo antes de seguir para a segunda fase. Este processo consistiu na remoção de todas as interfaces com teor de argila superior a 0.4, e todas interfaces com porosidade inferior a 0.15.

Na segunda fase correspondente a discriminação de água e hidrocarboneto, uma nova função discriminante foi determinada a partir do segundo banco de dados. Entraram nesta discriminação os perfis RT, RHOZ e TNPH. O perfil TNPH teve a contribuição mais significativa (45,27%), seguido pelo RHOZ (39,66%). Em princípio, esperava-se que o perfil RT tivesse a maior contribuição, pois teoricamente a discrepância de resistividade entre a água e hidrocarbonetos é bem significativa. Portanto, duas possibilidades podem ser consideradas para explicar esse resultado. Uma é que o hidrocarboneto mais predominante é o gás, o que maximiza as discrepâncias dos perfis TNPH e RHOZ entre os dois grupos. E a outra é que muito provavelmente a água presente em aquíferos profundos seja doce, de modo que a resistividade varia menos entre as zonas saturadas de água e as zonas saturadas de hidrocarbonetos.

A Figura 2.10(b) mostra os centroides dos dois grupos Z_H e Z_W que correspondem aos índices característicos de hidrocarbonetos e água, respectivamente. Analogamente ao procedimento anterior, um índice Z_i é calculado para cada profundidade, e se $Z_i < Z_C$ a profundidade é assinalada como zona de saturação de hidrocarboneto, e se $Z_i > Z_C$, a mesma é assinalada como sendo zona de saturação de água.

Na terceira fase correspondente a discriminação de óleo e gás, uma nova função discriminante foi determinada a partir do terceiro banco de dados. Entraram nesta discriminação os perfis RHOZ e TNPH. A contribuição mais significativa foi do perfil TNPH, como já era esperado. Os centroides dos dois grupos Z_G e Z_O são mostrados na Figura 2.10(c) que correspondem aos índices característicos de gás e óleo respectivamente. Mais uma vez, um índice Z_i é calculado para cada profundidade, a zona de saturação de gás é assinalada para $Z_i < Z_C$, e para $Z_i > Z_C$, a zona é saturada de óleo.

Concluída a terceira etapa já se dispõe dos contatos água-óleo-gás dentro dos reservatórios. A Figura 2.12 mostra de forma sequencial de (a) a (d), a fracção do poço que contém os potenciais reservatórios obtidos na primeira fase na coluna (a), o reservatório efetivo depois dos cortes das zonas argilosas e de baixa porosidade na coluna (b), e os contatos fluidos pelos dois métodos nas colunas (c) e (d). Observa-se que os dois métodos de análise DA e CA identificam e definem os mesmos grupos na maioria das profundidades do reservatório.

Os espaços em branco apresentadas nos reservatórios (Figura 2.12(c) e 2.12(d)) refletem os cortes efetuados no processo da determinação do reservatório efetivo. Nessas profundidades os reservatórios não tem potencial de armazenar fluidos, devido a ambos ou um dos fatores, alto teor de argilosidade ou baixa porosidade.

O reservatório W3-R1 foi identificado como sendo majoritariamente saturado de gás pelos dois métodos, com indicação de um contato com uma pequena interface de óleo na profundidade de 2901 m pelo DA e na profundidade de 2894 m pelo CA. Já no reservatório W3-R2

imediatamente seguinte os três fluidos foram identificados pelos dois métodos, com contatos gás-óleo e óleo-água respectivamente em 2960 e 2970 m para DA e em 2957 e 2968 m para CA. No reservatório W3-R3 apenas saturação de água foi identificada e no último reservatório W3-R4 que aparece depois de uma interface relativamente extensa de folhelhos foi identificado somente o gás.

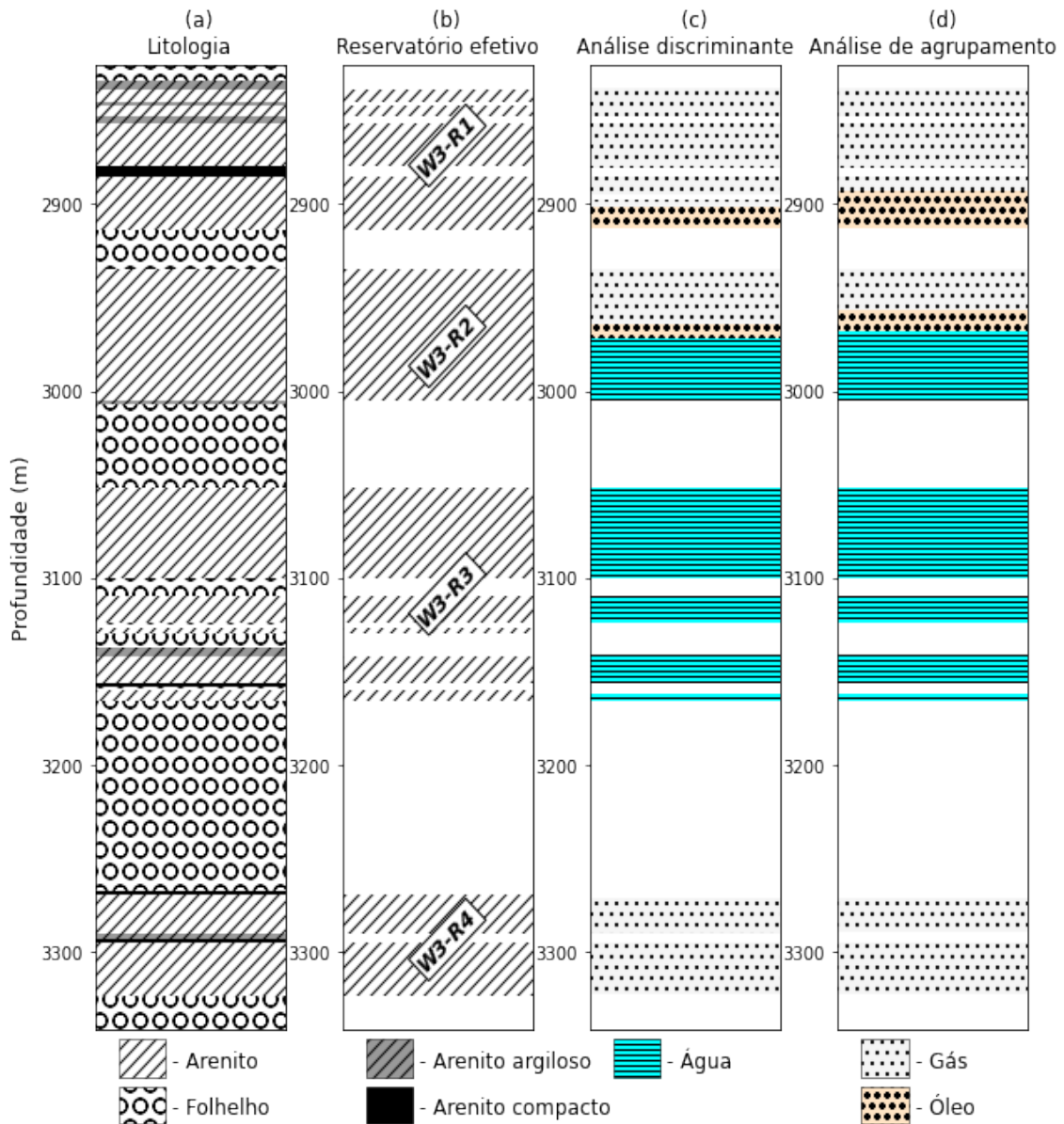


Figura 2.12: Os contatos fluidos no poço de referência (Well-3): (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.

Para confrontar os resultados em relação aos fluidos de formação identificados e avaliar o desempenho das funções discriminantes obtidas, cross-plots de densidade - porosidade neutrônica são mostrados na Figura 2.13 para os quatro reservatórios separadamente, e neles observa-se o efeito esperado devido aos fluidos identificados. Em um reservatório de arenitos hipotética-

mente limpos e saturados de água a distribuição dos pontos cairia exatamente sobre a linha vermelha, e a presença de óleo e gás desviaria os pontos para cima da linha. O gás em particular puxa os pontos para o canto superior esquerdo do gráfico (baixos valores de densidade e da porosidade neutrônica) (Schön, 2015).

Neste caso, tratando-se de arenitos não precisamente limpos (existe algum efeito remanescente de argilosidade), observa-se que o reservatório saturado de água (W3-R3) apresenta concentração de pontos ligeiramente arrastado da linha dos arenitos (cor vermelha) em direção à linha de calcário (cor preta). Os reservatórios saturados de gás (W3-R1 e W3-R4) apresentam um foco de concentração dos pontos por cima da linha de arenitos, em direção ao canto superior esquerdo conforme esperado. No reservatório com contato água-óleo-gás (W3-R2) os pontos apresentam uma distribuição que compreende a linha dos arenitos em direção ao extremo do gás.

2.3.2 Análises nos restantes poços

As funções e os índices discriminantes obtidos a partir do poço de referência (Well-3) foram aplicadas nos restantes 4 poços perfurados na mesma bacia. Esta aplicação estende a interpretação ao longo do campo da bacia e por sua vez constitui uma avaliação do desempenho das funções obtidas para a classificação dos litotipos e dos fluidos.

No Poço Well-1, foram identificados três potenciais reservatórios, conforme pode ser observado na Figura 2.14. No primeiro reservatório W1-R1, os dois métodos DA e CA indicaram a presença de óleo, e no segundo W1-R2 é identificada a saturação de gás e uma pequena camada de água abaixo, que aparece depois de uma minúscula espessura de arenito argiloso na profundidade de 2622 *m*. No terceiro reservatório W1-R3, o contato gás-água é indicado por ambos os métodos, mas em profundidades diferentes. Enquanto a DA indica o contato na profundidade de 2825 *m*, a CA indica em 2807 *m*. Ainda, no mesmo reservatório uma camada saturada de óleo também foi detectada intercalada por uma pequena espessura de arenito compacto.

O poço Well-2 é ilustrado na Figura 2.15, e dois potenciais reservatórios foram definidos. O primeiro reservatório W2-R1 é de qualidade baixa (presença de formações com alto teor de argila e baixa porosidade), de forma que a maior parte foi descartada após ser submetida aos cortes de argilosidade e porosidade. Os dois métodos não convergiram para a identificação de fluidos no primeiro reservatório, enquanto a DA indica saturação de gás, a CA sugere saturação de óleo, possivelmente devido ao efeito da argilosidade remanescente. No segundo reservatório W2-R2, um contato água-óleo foi indicado pela CA na profundidade de 3240 *m*, contrariamente ao método DA que identificou apenas água na mesma interface. De fato, era de esperar que a CA sempre apresente todos os fluidos possíveis para cada poço, porque o método K-Means

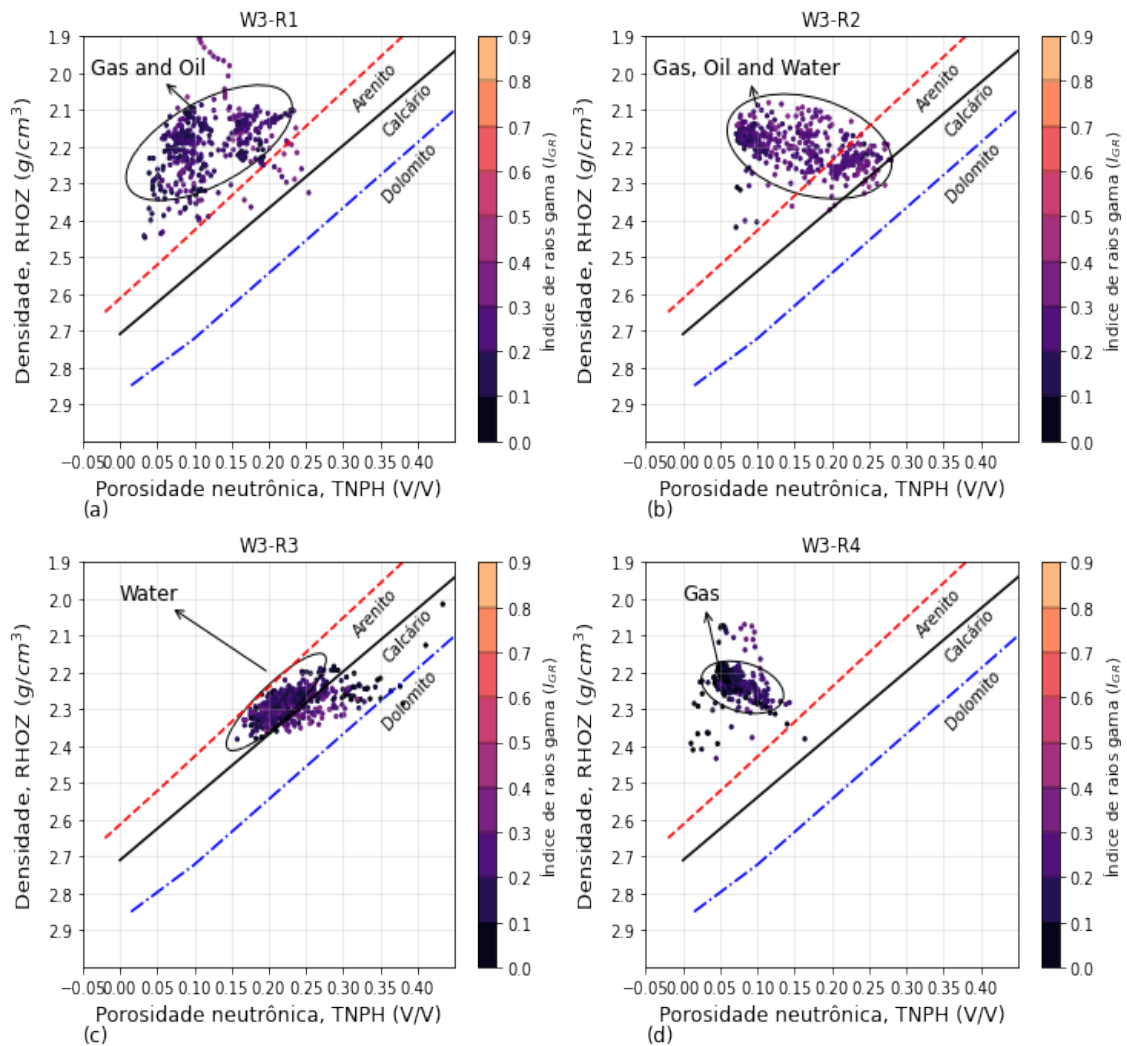


Figura 2.13: Cross-plots dos perfis neutrônico versus densidade para os quatro reservatórios identificados no poço de referência (Well-3). A concentração de pontos nos gráficos reflete o efeito de cada tipo de fluido nos reservatórios. A linha de Arenito (tracejada vermelha), a linha de Calcário (sólida preta) e a linha de Dolomito (traço-pontilhada azul), foram plotadas baseando-se em “Log Interpretation Charts” de Schlumberger (2009).

sempre separa os dados de entrada nos K possíveis grupos propostos a priori, mesmo quando estes correspondem, na verdade, a um único grupo.

A Figura 2.16 mostra a classificação para o poço Well-4, onde três reservatórios estão definidos. Enquanto a DA identificou apenas a saturação de gás no primeiro reservatório W4-R1, a CA indica a presença de gás e óleo separados por uma interface fina de arenito compacto entre 2718 - 2723 m. O segundo reservatório W4-R2 está completamente saturado com água. E no terceiro reservatório W4-R3, ambos os métodos apresentam gás, óleo e água separados por pequenas interfaces de arenito argiloso.

O poço Well-5 apresenta a maior faixa de profundidade perfilada comparativamente aos

restantes poços. Entretanto, este possui reservatórios de baixíssima qualidade, como pode ser observado na Figura 2.17. Quase todos os reservatórios apresentaram saturação de água, exceto o último, W5-R4, onde minúsculas camadas saturadas de gás são evidentes em ambos métodos. Portanto, este poço não tem potencial para produção de hidrocarbonetos.

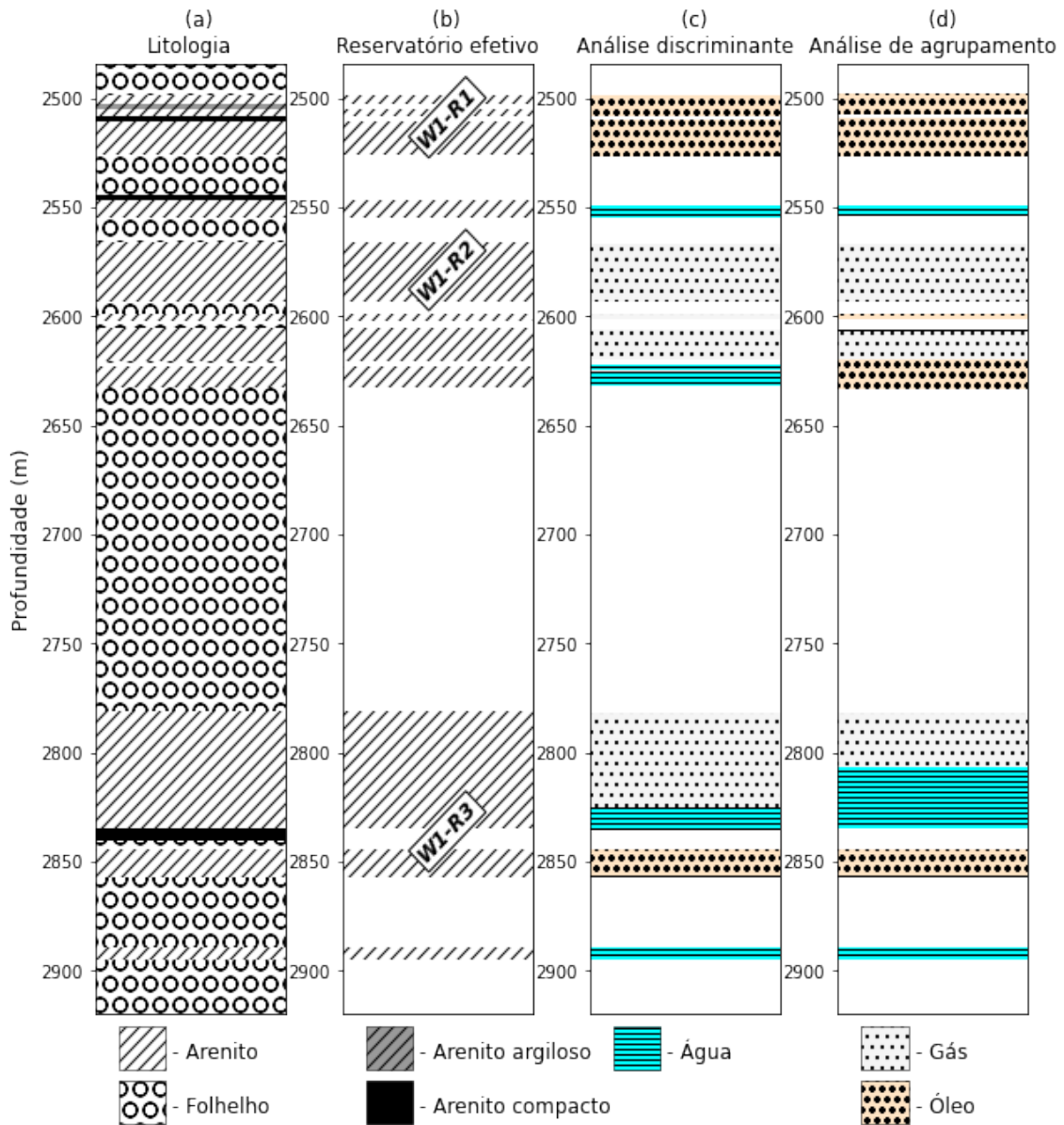


Figura 2.14: Os contatos fluidos no poço Well-1: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.

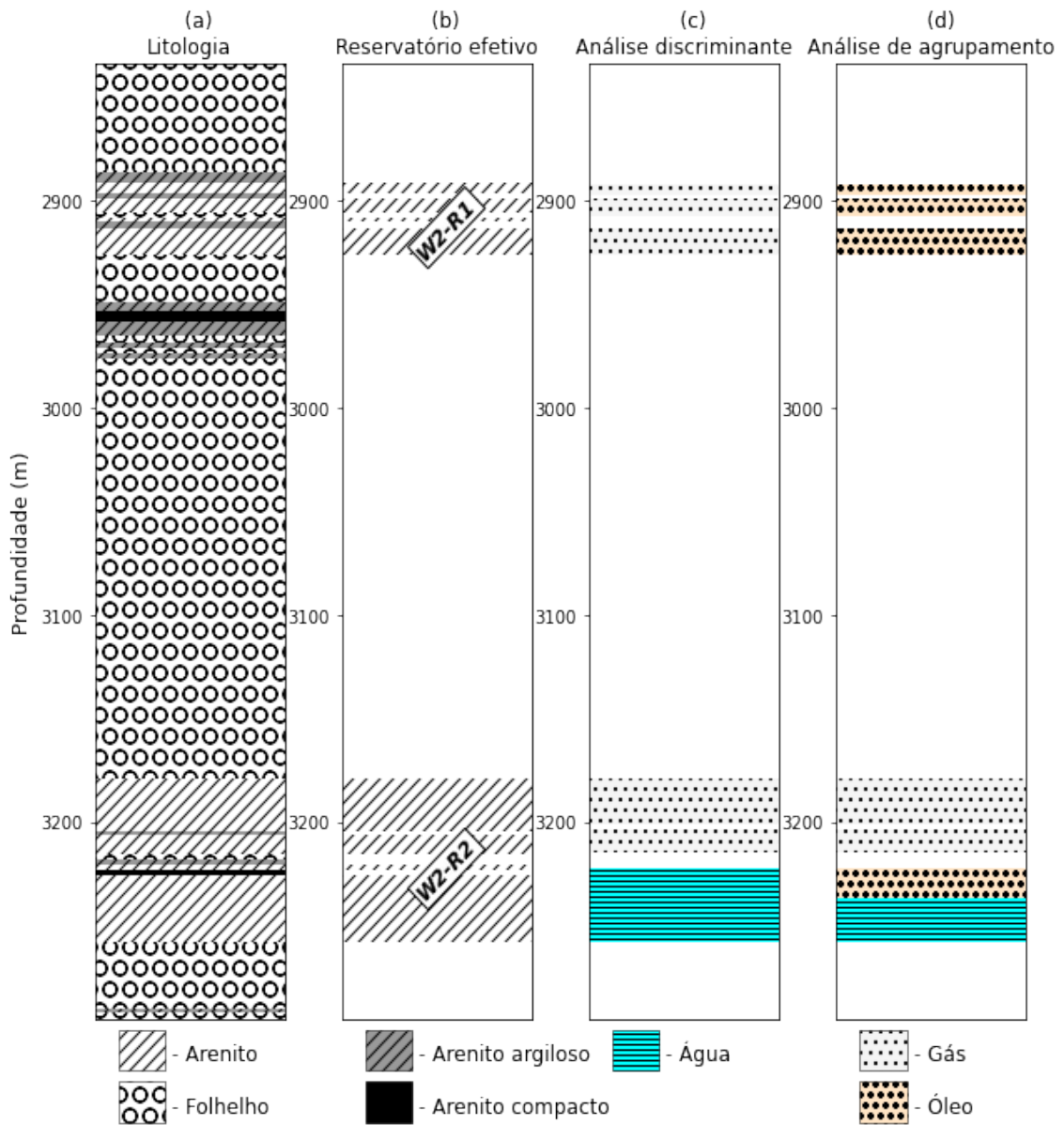


Figura 2.15: Os contatos fluidos no poço Well-2: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.

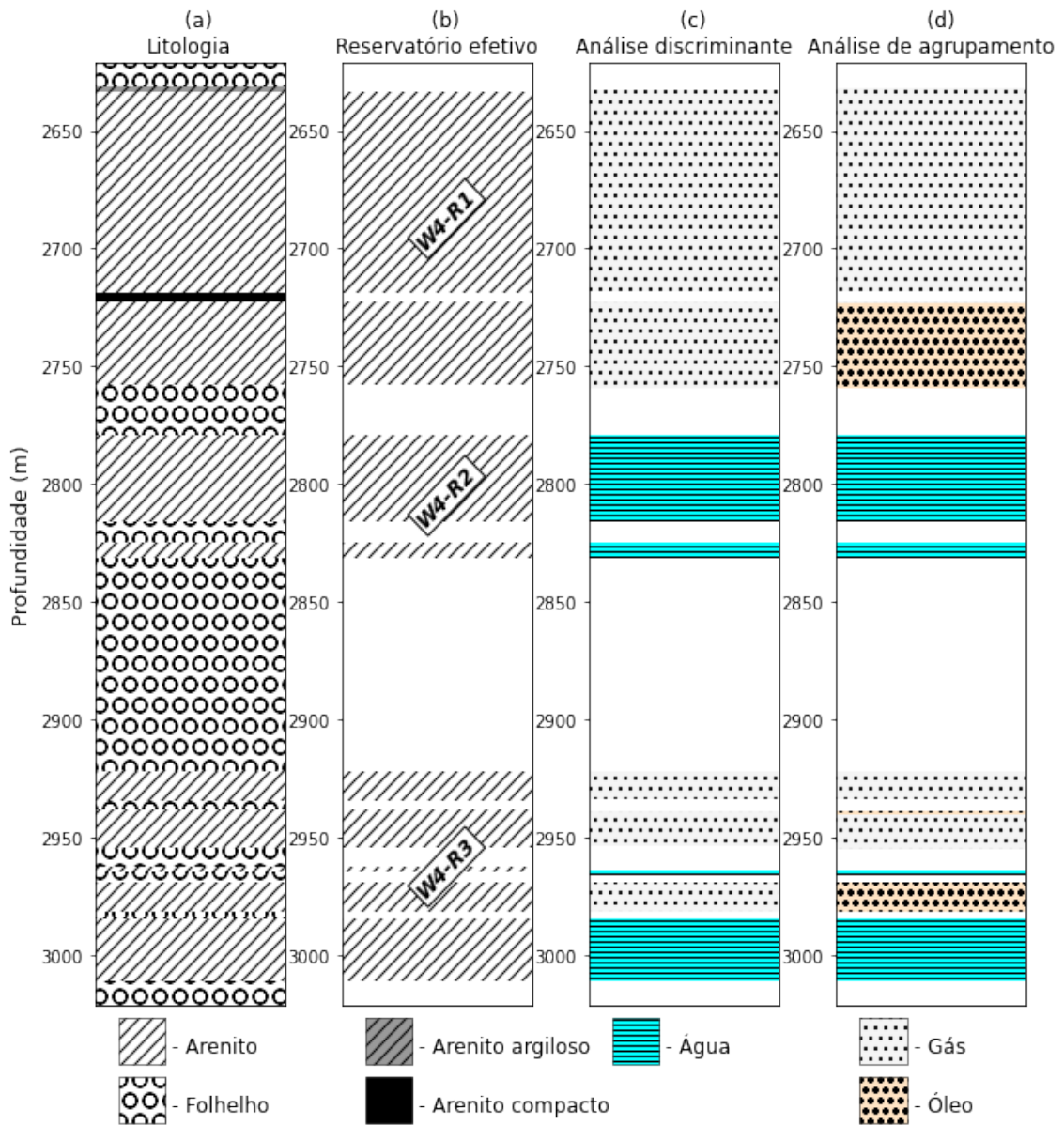


Figura 2.16: Os contatos fluidos no poço Well-4: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.

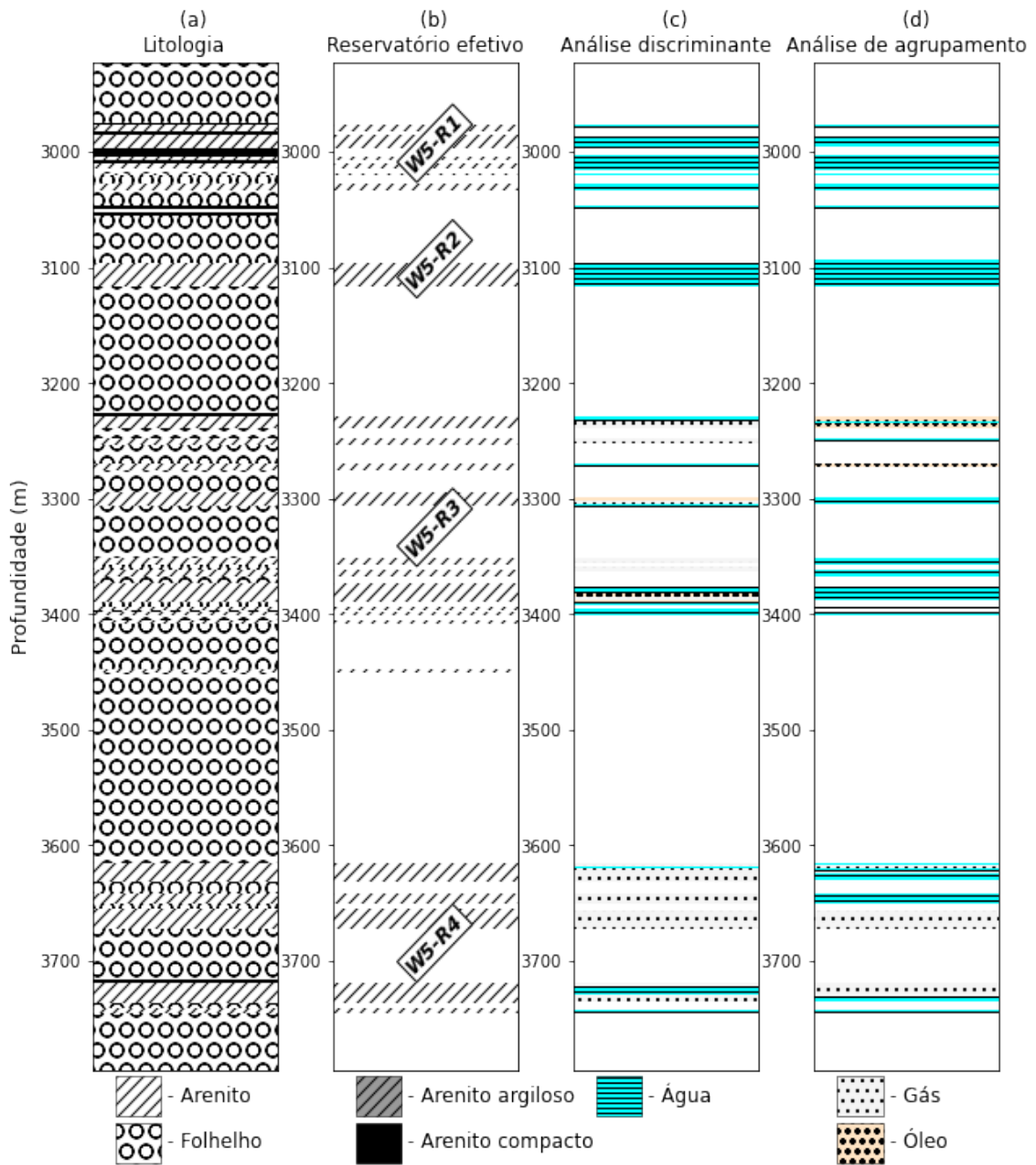


Figura 2.17: Os contatos fluidos no poço Well-5: (a) perfil litológico, (b) reservatório efetivo, (c) contato fluido pela análise discriminante e (d) contato fluido pela análise de agrupamento.

2.4 Conclusões

Embora nenhuma informação a priori proveniente de testemunhos esteve disponível na região de estudo, a aplicação da análise discriminante conjugada com a análise de agrupamento levou a resultados consistentes.

A introdução dos cutoffs para definir o reservatório efetivo foi fundamental para determinar a qualidade dos reservatórios. Os reservatórios com grande potencial para exploração de hidrocarbonetos foram identificados nos poços Well-1, Well-3 e Well-4. De um modo geral, observa-se que os três tipos de fluidos (água, óleo e gás) estão presentes na bacia, sendo o gás o hidrocarboneto mais predominante.

Os dois métodos convergiram, tanto na definição do perfil litológico quanto na classificação de fluidos, embora tenha havido pequenas diferenças na indicação dos contatos fluidos, o que é uma situação razoável, visto que um contato entre fluidos em reservatórios, é na verdade uma zona de transição e não uma separação linear como possa parecer.

Na discriminação litológica, o perfil de raios gama apresentou a maior contribuição relativa, conforme esperado. Os perfis de porosidade neutrônica e densidade foram os mais importantes para a discriminação de hidrocarbonetos e água. E na determinação do contato gás-óleo, o perfil de porosidade neutrônica também desempenhou um papel importante.

As funções e os índices discriminantes obtidos a partir do poço de referência apresentaram um bom desempenho na sua aplicação tanto para a classificação litológica como para a definição dos contatos fluidos nos outros poços da mesma unidade estratigráfica, o que valida a sua eficácia no processo discriminatório. Por outro lado, isto mostra que a seleção dos conjuntos de variáveis usadas para a construção das funções discriminantes em cada problema classificatório, foi suficientemente boa.

Em relação a análise de agrupamento, é importante ter em mente a existência de ambiguidades, pelo fato de ser um método não supervisionado. No caso do algoritmo K-Means, sempre procura classificar o conjunto dos dados de entrada no número de grupos possíveis predefinido, mesmo se erroneamente for passado um conjunto de dados que consiste na verdade em apenas um grupo. Por isso, a conjugação dos dois métodos torna-se importante.

Em particular para o contato óleo-água, uma aplicação da Lei de Archie nos reservatórios paralelamente às técnicas multivariadas pode trazer informação adicional para comparar com os contatos aqui indicados. Portanto, essa aplicação é recomendada para trabalho futuro.

Agradecimentos

Primeiro à Deus, pelo dom de vida, saúde e boa disposição para a realização deste trabalho.

À minha esposa Nércia Celina Malate e nossas filhas Lomita e Letícia pelo amor e carinho.

Aos meus pais Lucas Medja e Lonista Machiricão (em memória) pela educação e valores que me transmitiram para encerrar os desafios da vida.

Um especial agradecimento aos meus tios Américo Mapepa e Alice Melembe, que sempre me deram suporte para a continuidade dos meus estudos.

Ao meu orientador Dr. Amin Bassrei, que durante todo o programa esteve sempre disposto para me dar suporte para a realização do trabalho.

À CAPES e ao programa GCUB/ProAfri pelo suporte financeiro dos meus estudos de pós-graduação na UFBA.

E por fim agradeço a todos os professores do Departamento de Geofísica e aos colegas de turma, que direta ou indiretamente deram o seu apoio.

Apêndice **A**

Interpretação dos perfis de poço

Visão geral

A geofísica de poço envolve um conjunto de operações e técnicas, desde a aquisição, o processamento e a interpretação das medidas de propriedades físicas das rochas atravessadas pelo poço. A aquisição é feita na operação de perfilagem de poço. Trata-se do registro das propriedades físicas das rochas através de um dispositivo de medida (ferramenta e sonda de perfilagem), que se desloca de forma contínua pelo poço.

Os perfis de poços consistem em registros pontuais das variações de uma das propriedades medidas pela ferramenta em função da profundidade. A caracterização de uma formação ou reservatório não pode ser derivada de um tipo de perfil sozinho, é necessário combinar vários parâmetros físicos a fim de derivar um modelo consistente da formação. O desenvolvimento histórico da geofísica de poços é, portanto, caracterizado pelo desenvolvimento de vários sistemas com sensibilidades diferenciadas.

Os dados de perfis medidos são normalmente fornecidos como um arquivo em formato especial (arquivo LAS). O processamento de dados passa por etapas importantes, como correções e extração dos parâmetros verdadeiros do conjunto de dados medidos. Esses dados são a entrada da interpretação. Para garantir uma interpretação precisa, informações adicionais são muitas vezes necessárias, como por exemplo informações de testemunhos na região e informações sobre fluidos de perfuração à temperatura de formação.

Os fundamentos para a interpretação compreendem: (a) o conhecimento da resposta característica das diferentes ferramentas de perfilagem, (b) o conhecimento das equações derivadas empiricamente para interpretação quantitativa, (c) equações derivadas de modelos para in-

terpretação quantitativa, (d) implementação de todas as informações (geologia, testemunhos, etc).

As ferramentas de perfilagem têm uma sensibilidade particular em relação às propriedades do reservatório, com base em seu princípio físico. Existem perfis típicos geralmente preferidos para contribuir com informações para a solução de problemas específicos (por exemplo, os perfis de raios gama e de potencial espontâneo são preferenciais para a determinação do volume de folhelhos, os perfis elétricos e eletromagnéticos para determinação da saturação da água). Para a determinação da porosidade, uma combinação de pelo menos dois métodos (perfis de densidade e neutrônico) é recomendada.

Aqui são descritos de forma resumida os princípios básicos para a interpretação dos perfis de poço, com foco na exploração de hidrocarbonetos. A interpretação pode ser conduzida por via de duas práticas: (i) análise qualitativa e (ii) análise quantitativa. Na análise qualitativa recorre-se basicamente em evidências visuais das variações dos perfis com a profundidade, podendo eventualmente, distinguir as diferentes camadas atravessadas pelo poço. Enquanto que a análise quantitativa envolve cálculos numéricos, onde são determinadas as propriedades petrofísicas como argilosidade, porosidade e a saturação fluida das diversas camadas (Schön, 2015).

A.1 Interpretação qualitativa

A análise qualitativa consiste na visualização rápida dos perfis (Quick-look) e é importante por fornecer sinalizadores ou indicadores que apontam para as possíveis zonas de interesse e que requerem mais investigação (Asquith e Krygowski, 2004).

Identificação de zonas com hidrocarbonetos

Asquith e Krygowsky (2004) recomendam um fluxograma (Figura A.1) para a “varredura dos perfis” para identificar zonas de hidrocarbonetos.

Primeiro o processo consiste separar as formações argilosas, e selecionar “formações limpas”. Dispondo das formações limpas segue a seguinte análise:

- (a) Se a rocha for de sedimentos clásticos, avaliar a resistividade profunda primeiro - se for elevada, hidrocarbonetos podem estar presentes; depois observar a porosidade (se a porosidade for extremamente baixa, com alta resistividade, a rocha não é reservatório).
- (b) Se a rocha for de carbonatos, observar primeiro a porosidade - se for significativa, observar a resistividade - se for alta, hidrocarbonetos podem estar presentes.

Identificação de formações permeáveis

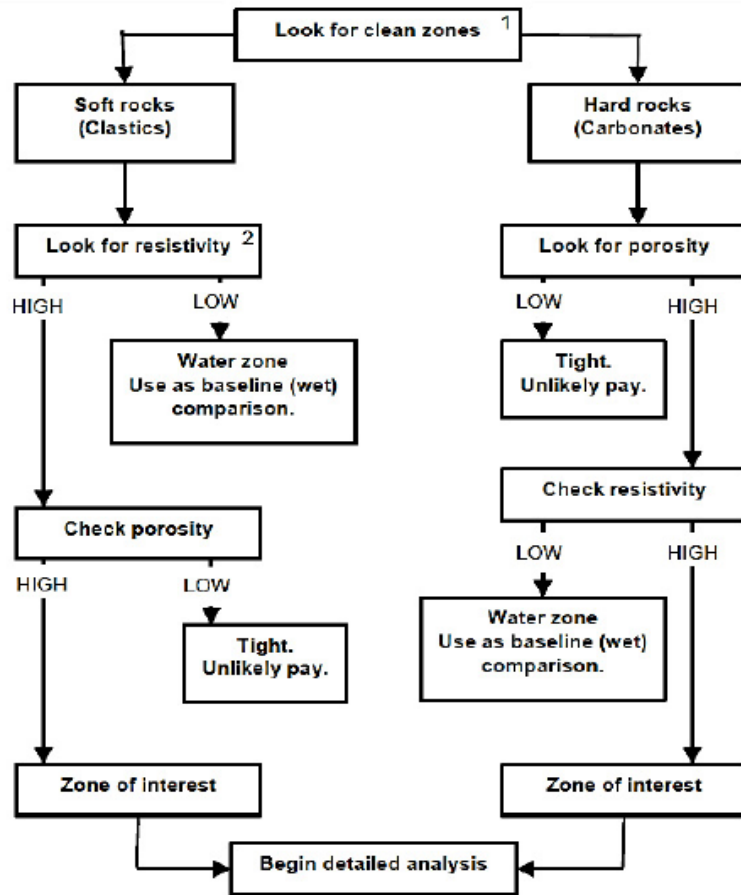


Figura A.1: Fluxograma (varredura dos perfis) para identificação das zonas de hidrocarbonetos (Asquith e Krygowsky, 2004).

A permeabilidade de uma formação é necessária para a produção; se uma formação é permeável, também possui uma certa quantidade de porosidade. Formações permeáveis podem ser identificadas rapidamente usando os seguintes indicadores:

- O perfil de potencial espontâneo - o potencial de difusão indica diretamente uma formação permeável;
- A invasão do filtrado da lama detectada por várias medidas de resistividade (rasa e profunda);
- A presença de reboco de lama indicada pelo caliper;

A.2 Interpretação quantitativa

A) Volume de argila (V_{sh})

Os métodos comuns para uma estimativa do conteúdo de argila baseiam-se nos perfis de potencial espontâneo (SP), raios gama (GR) e combinação dos perfis neutrônico (NPHI) – densidade

(RHOB) (Schön, 2015).

O cálculo do volume de argila é o primeiro passo da interpretação quantitativa. O volume de argila calculado em reservatórios é geralmente utilizado para corrigir as propriedades petrofísicas afetadas pela argilosidade, como a porosidade aparente encontrada nos perfis sônicos, neutrônico e de densidade, e a saturação de fluidos nas formações.

Aqui é apresentado apenas o método de quantificação do volume de argila utilizando o perfil GR. O método consiste inicialmente na avaliação prévia de toda a seção perfilada pela ferramenta de GR, com o objetivo de identificar a faixa de variação, valores mínimos e máximos de radioatividade. Desta forma, os valores mínimos representam os reservatórios mais limpos, com quantidades muito baixas de argila na matriz, enquanto que os máximos representam a classe dos folhelhos. Tais valores extremos são utilizados para calcular o índice de radioatividade conforme a equação A.1.

$$I_{GR} = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}. \quad (A.1)$$

onde:

I_{GR} = índice de GR (ou da radioatividade);

GR_{lido} = Valor de GR numa dada profundidade do perfil;

GR_{max} = Valor máximo de GR;

GR_{min} = Valor mínimo de GR.

Ao contrário do perfil SP, que é usado em uma única relação linear entre sua resposta e o volume de argila, com o perfil de raios gama existem várias relações empíricas não lineares, bem como uma relação linear. As relações não lineares levam em consideração alguns fatores como a área geográfica ou idade da formação rochosa, ou se outras informações suficientes estiverem disponíveis, para adequar às informações locais. Em comparação com a relação linear, todas as relações não lineares são mais otimistas, ou seja, elas produzem um valor de volume de folhelho inferior ao da equação linear. Para uma primeira aproximação do volume de folhelho, a relação linear, onde $V_{sh} = I_{GR}$, deve ser usada (Asquith e Krygowski, 2004).

As relações não lineares, são apresentadas por diferentes autores conforme:

Larionov (1969) para rochas terciárias:

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \times I_{GR}} - 1). \quad (A.2)$$

Larionov (1969) para rochas mais velhas:

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2 \times I_{GR}} - 1). \quad (A.3)$$

Stieber (1970):

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{A - (A - 1) \times I_{GR}}. \quad (\text{A.4})$$

onde $A = 3$ para uma rocha é do Terciário e $A = 2$ para rocha mais velha.

B) Cálculo da porosidade a partir de um único perfil

A porosidade como propriedade fundamental do reservatório pode ser determinada indiretamente a partir dos perfis de densidade, neutrônico e sônico.

Porosidade é definida como sendo o volume do poro por unidade de volume de formação. Ou ainda, é a fração do volume total de uma amostra ocupada por poros ou vazios (Schlumberger, 1989).

O cálculo da porosidade requer as propriedades da matriz e as propriedades do fluido como entrada adicional, conforme as equações seguintes:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}, \quad (\text{A.5})$$

$$\phi = \frac{\phi_N - \phi_{N,ma}}{\phi_{N,fl} - \phi_{N,ma}}, \quad (\text{A.6})$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{ma} - \Delta t}{\Delta t_{ma} - \Delta t_{fl}}, \quad (\text{A.7})$$

onde ρ_b , ϕ_N , Δt são os dados medidos provenientes dos perfis densidade, neutrônico e sônico, respectivamente. ρ_{ma} , $\phi_{N,ma}$, Δt_{ma} são as propriedades da matriz e ρ_{fl} , $\phi_{N,fl}$, Δt_{fl} são as propriedades do fluido da formação.

As propriedades da matriz e do fluido podem ser determinadas a partir de: (i) conhecimento da litologia ou composição mineral, neste caso, valores representativos e recomendados são mostrados na Tabela A.1, a água é assumida como o fluido da formação, (ii) medições laboratoriais de testemunhos, e (iii) cross-plots.

Tabela A.1: Propriedades recomendadas da matriz e fluido.

Componente	ρ_{ma}, ρ_{fl} (g/cm^3)	$\phi_{N,ma}, \phi_{fl}$	$\Delta t_{ma}, \Delta t_{fl}$ ($\mu s/ft$)
Quartzo	2.65	- 0.02 ... - 0.04	55
Calcita	2.71	0	49
Dolomita	2.87	0.02 ... 0.04	44
Água	1.00	1.00	189

Algumas condições específicas são consideradas no caso de um reservatório contendo gás. Tais considerações dependem da profundidade de invasão do fluido de perfuração (Asquith e

Krygowski, 2004).

C) Métodos de porosidade múltipla e composição mineralógica

Dada a relevância de obtenção de um valor preciso de porosidade para a caracterização do reservatório e para o cálculo de outras propriedades (saturação), geralmente são combinados dois ou mais perfis de porosidade. Isso dá a possibilidade de uma interpretação combinada (porosidade múltipla) permitindo uma análise que acessa ao mesmo tempo a porosidade e a composição da rocha.

A combinação dos perfis de densidade e neutrônico é frequentemente a mais aplicada. Se as porosidades calculadas a partir destes dois perfis apresentam valores iguais ou bem próximos pode se concluir que a composição mineralógica e o fluido considerados estão corretos e por sua vez a porosidade obtida também é correta. Se as porosidades calculadas forem diferentes nos dois casos, a conclusão é que o modelo de interpretação utilizado (mineralogia da matriz, fluido) não está correto. E neste caso, a entrada deve ser modificada ou aproximada. Assim, o conflito de duas respostas diferentes pode ser resolvido pela busca da composição mineral representativa e do tipo de fluido (Schön, 2015).

A combinação pode ser realizada por diferentes métodos e técnicas práticas: (a) Técnica de sobreposição de curvas (overlay), (b) Técnica de cross-plots, e (c) Solução numérica de um sistema de equações.

Na técnica overlay, duas curvas de porosidade são plotadas no mesmo sistema em relação profundidade e ajustadas em uma escala de porosidade idêntica e a um modelo de rocha definido (matriz e fluido). Se forem plotados, por exemplo, a porosidade neutrônica (ferramenta calibrada para calcita) e a porosidade derivada de densidade (calculada também com base em suposição de calcita como matriz com densidade de 2.71 g/cm^3), então em uma seção contendo calcita saturado de água, ambas curvas indicarão a mesma porosidade. Em arenito ou dolomita, as duas curvas indicarão porosidades diferentes. Com a presença de argilosidade o perfil neutrônico indicará porosidade superior ao da densidade devido ao efeito da água contida na argila. A presença de gás resultará em baixa porosidade neutrônica comparada a da densidade, consequência da menor concentração de hidrogênio.

Um aspecto importante para a aplicação de overlays é entender as escalas dos dois perfis. Existem dois tipos de arranjos das escalas. No primeiro, as duas escalas estão dispostas no mesmo sentido da esquerda para direita e na segunda as mesmas ficam em sentidos contrários, com o perfil neutrônico crescendo e o de densidade decrescendo da direita para a esquerda. Um exemplo do segundo caso é mostrado na Figura A.2.

Os perfis plotados na Figura A.2 permitem uma primeira interpretação usando os seguintes

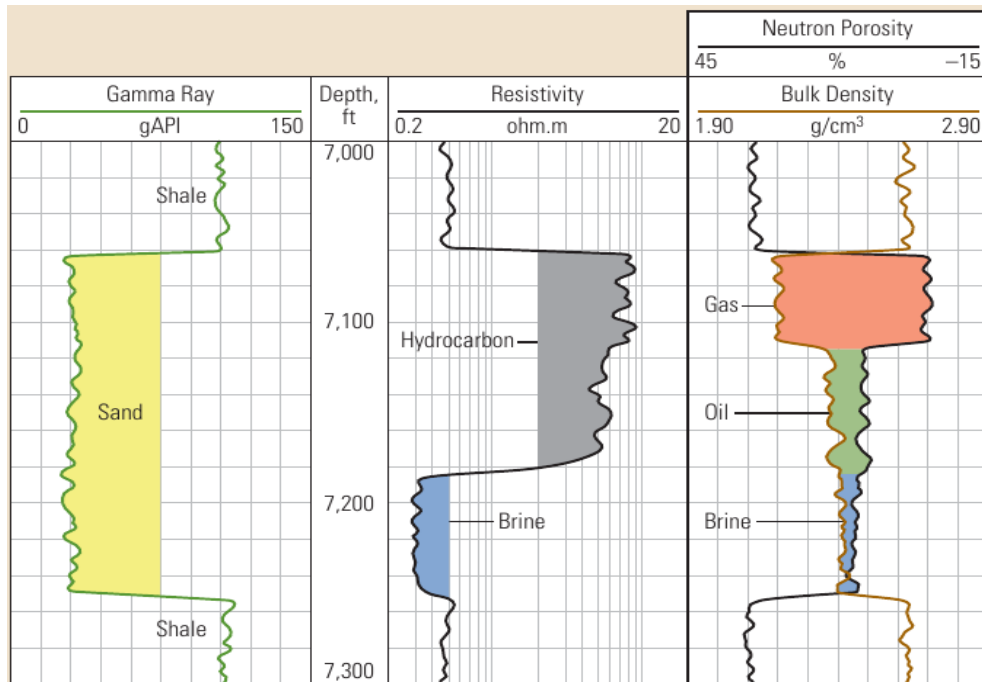


Figura A.2: Perfis geofísicos básicos. Uma combinação comum em perfilagem inclui raios gama, resistividade, porosidade neutrônica e densidade. O perfil de raios gama (Faixa 1) distingue os arenitos (baixo valor de GR) dos folhelhos (alto valor de GR). A coluna estreita, a da profundidade, indica a localização da sonda em pés abaixo de um marcador de superfície. Dentro da formação de arenitos, a resistividade (Faixa 2) é alta onde os hidrocarbonetos estão presentes e baixa onde águas salubres estão presentes. Tanto a porosidade neutrônica quanto a densidade (Faixa 3) fornecem medidas de porosidade, quando propriamente dimensionadas. Dentro da zona de hidrocarbonetos, uma ampla separação das duas curvas é observada indicando a presença de gás (Fonte: Andersen, 2011).

critérios:

- Folhelhos: GR alto, baixa resistividade, alta densidade e muito alta porosidade neutrônica aparente;
- Zona portadora de gás: GR baixo, alta resistividade e contraposição das curvas de densidade e porosidade neutrônica ampla;
- Zona portadora de óleo: GR baixo, alta resistividade e contraposição das curvas de densidade e porosidade neutrônica baixa;
- Zona portadora de água: GR baixo, baixa resistividade e contraposição de densidade e porosidade neutrônica inexistente.

Enquanto na técnica overlay são plotados perfis de uma seção, já em cross-plots um conjunto de dados individuais é combinado em intervalos definidos de profundidade. Para a

combinação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, as leituras do perfil neutrônico (porosidade calibrada em calcita) são plotadas no eixo das abcissas e o de densidade no eixo das ordenadas com eixo invertido para cada intervalo de profundidade (Figura A.3). As plotagens começam no canto inferior esquerdo com os “pontos da matriz” e sobem para o canto superior direito até o “ponto da água” com porosidade em escala linear.

Para aplicações práticas, apenas a parte da porosidade $<0,45$ ($<45\%$) é plotada. As coordenadas $x = \phi_N = 0.0$ e $y = \rho_b = 2.71 \text{ g/cm}^3$ descrevem a calcita compacta (sem porosidade) e, portanto, definem o ponto chamado “ponto de matriz calcária”. O aumento da porosidade (água dos poros) move a posição linearmente para cima a partir deste ponto da matriz na direção de um “ponto da água” em $x = \phi_N = 1.0$ e $y = \rho_b = 1.0 \text{ g/cm}^3$. A linha reta de conexão representa um calcário puro, com porosidade em escala linear.

Rochas diferentes (arenito e dolomito) apresentam um ponto de matriz definido pela densidade e resposta neutrônica da matriz. O resultado são três linhas, para calcita, dolomita e arenito. Os cross-plots permitem uma estimativa da composição mineralógica da matriz da formação e uma determinação consistente da porosidade. Os dados medidos são plotados entre o conjunto das curvas projetadas. A posição do ponto de dados fornece a porosidade correta e o tipo ou composição da matriz.

Desvios e problemas ocorrem para os cross-plots dos perfis de densidade e de porosidade neutrônica se argila ou gás estiverem presentes.

O gás na formação arrasta os pontos em direção à baixa porosidade neutrônica, porque o gás apresenta baixo índice de H em comparação com a água e, na maioria dos casos, a ferramenta neutrônica “lê” a zona não invadida. Por outro lado o teor de argila arrasta os pontos da linha de arenito em direção ao dolomito, porque a porosidade neutrônica aparente aumenta (efeito da água contida na argila).

Uma modificação importante do cross-plot dos perfis neutrônico versus densidade é o acréscimo de uma terceira dimensão, cada ponto dos dados é codificado a cor pela sua respectiva atividade radioativa (GR). Se a cor indicar baixa argilosidade (baixo GR), o ponto representa uma formação limpa nas três regiões de arenito, calcário e dolomito. Se a cor indicar alta argilosidade (alto GR) e o ponto por exemplo estiver na região do dolomito, então este pode ser um arenito argiloso e não representaria dolomito poroso.

Dai que, a aplicação principal deste tipo de cross-plot tem sido para a interpretação dos arenitos argilosos (modelo mostrado na Figura A.4). Neste caso podemos designar três pontos importantes, um ponto de arenito puro (sand point), um ponto de folhelho (wet-shale point) e um ponto de água (water point).

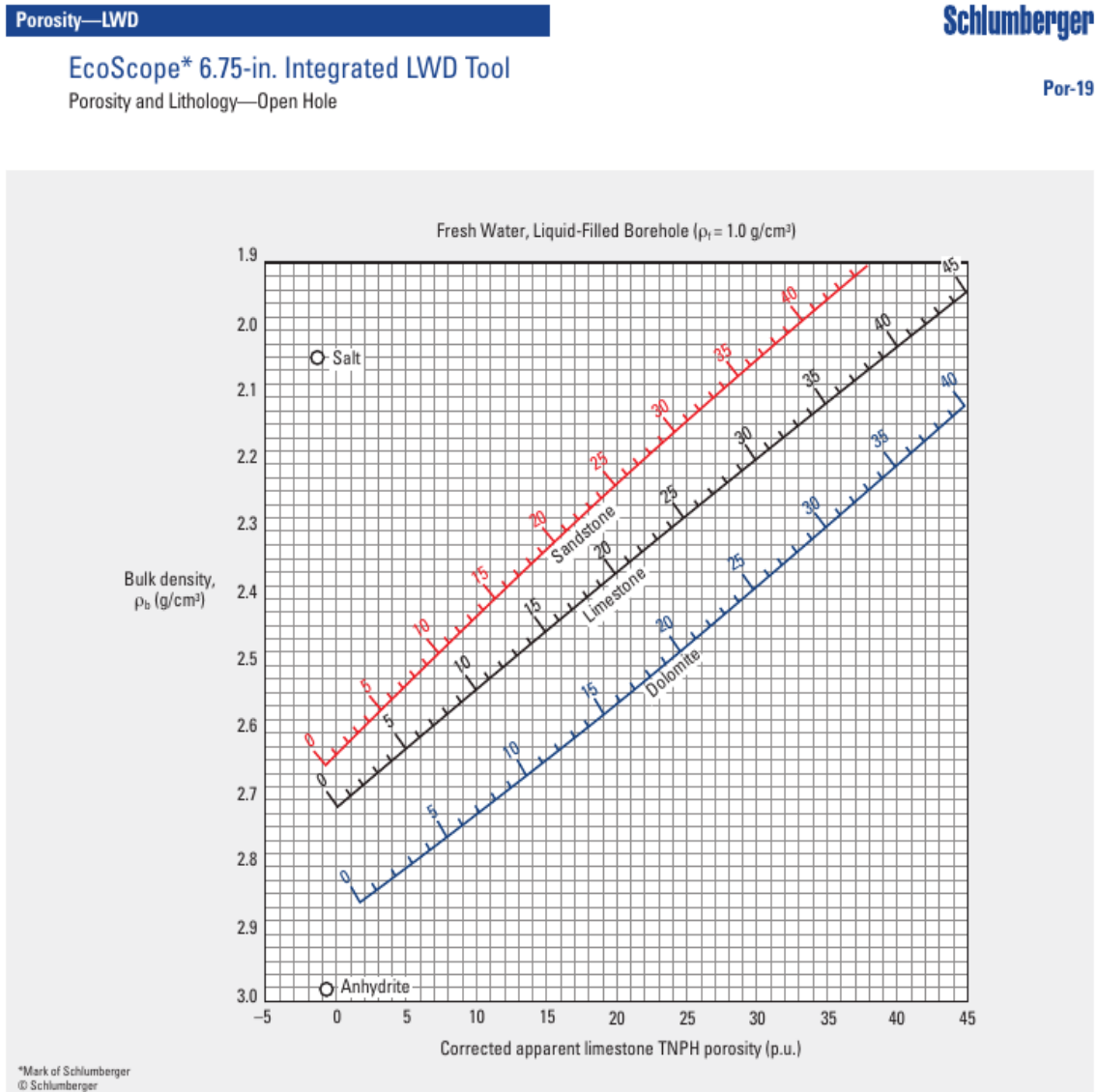


Figura A.3: Cross-plot dos perfis de densidade (RHOB - Bulk Density) e de porosidade neutrônica termal (TNPH - Thermal Neutron Porosity) para determinação da porosidade e composição da matriz da formação (Fonte: Schlumberger, 2009).

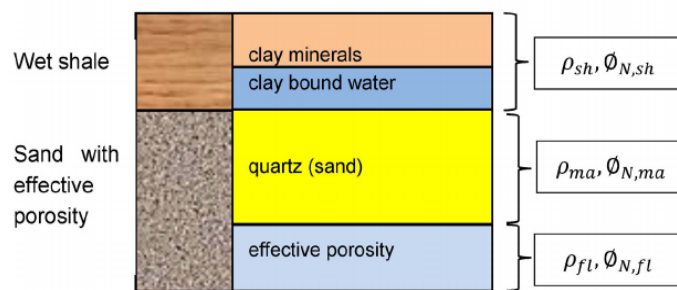


Figura A.4: Modelo de um arenito argiloso (Schön, 2015).

Em arenitos argilosos, a porosidade efetiva pode ser estimada pela equação A.8. Esta equação combina os perfis de densidade e porosidade neutrônica, incluindo a presença de argi-

losidade, por isso é a mais recomendada nesta situação (Schön, 2015).

$$\phi_{eff} = \frac{(\phi_N - \phi_{N,ma})(\rho_{ma} - \rho_{sh}) - (\phi_{N,sh} - \phi_{N,ma})(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\phi_{N,fl} - \phi_{N,ma})(\rho_{ma} - \rho_{sh}) - (\phi_{N,sh} - \phi_{N,ma})(\rho_{ma} - \rho_{fl})}, \quad (A.8)$$

onde:

ϕ_N é a porosidade neutrônica da formação, o valor indicado pelo perfil a dada profundidade;

ρ_b é a densidade da formação, o valor indicado pelo perfil a dada profundidade;

$\phi_{N,fl}$ é a resposta neutrônica (índice de Hidrogênio) do fluido;

$\phi_{N,ma}$ é a resposta neutrônica (índice de Hidrogênio) da matriz;

$\phi_{N,sh}$ é a resposta neutrônica (índice de Hidrogênio) do folhelho - pela leitura do ponto de folhelho;

ρ_{fl} é a densidade do fluido;

ρ_{ma} é a densidade da matriz;

ρ_{sh} é a densidade do folhelho - pela leitura do ponto de folhelho.

Referências Bibliográficas

Andersen, M.A., 2011. Core Truth in Formation Evaluation. Schlumberger Oilfield Review, Spring 2011: 23(1):60–62.

Asquith, G. and Krygowski, D., 2004. Basic Well Log Analysis. AAPG Methods in Exploration Series. American Association of Petroleum Geologists. 2nd edition. No. 16. Tulsa.

Bagnouls, F. e Gaussen, H., 1957. Les climats biologiques et leurs classifications, Annales de Géographie, 66: 193–220.

Bracewell, R., 1999. The Fourier Transform and Its Applications, 3rd edition, McGraw-Hill, London, 624 pp.

Braga, B. M. e Bassrei, A., 2011. A study of persistence analysis in climatic data from Salvador– Brazil. Cadernos de Geociências, 8(1):1-9.

Brownfield, M. E., 2016. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Mozambique Coastal Province, East Africa. U.S. Geological Survey, Digital Data Series 69–GG, chap.10, 13p.

Christy, J. R., Norris, W. B. and McNider, R. T., 2009. Surface temperature variations in east Africa and possible causes, Journal of Climate, 22: 3342–3356.

Crain, E. R., 2019. Crain's Petrophysical Handbook. Chapter 16 - Reserves and Productivity. Available online at <https://www.spec2000.net/16-netpay.htm>.

Davis, J. C., 2002. Statistics and Data Analysis in Geology. New York, John Wiley & Sons. 3rd edition. 651p.

Everitt, B.S., Landau, S., Leese, M., Stahl, D., 2011. Cluster Analysis. 5th edition. Wiley Series in Probability and Statistics. UK. 321p.

Feder, J., 1989. Fractals. 1st edition. Plenum Press, New York. 265p.

Flexa, R. T., Andrade, A., and Carrasquilla, A., 2004. Identificação de Litotipos nos Perfis de Poço do Campo de Namorado (Bacia de campos, Brasil) e do Lago Maracaibo (Venezuela) Aplicando Estatística Multivariada. Revista Brasileira de Geociências. 34(4):571-578.

Hancox, J., Brandt, D. Edwards, H., 2002. Sequence stratigraphic analysis of the Early Cretaceous Maconde Formation (Rovuma basin), northern Mozambique. *Journal of African Earth Sciences - J AFR EARTH SCI.* 34:291-297.

Hartmann, D., Klein Tank, A., Rusticucci, M., Alexander, L., Bronnimann, S., Charabi, Y., Dentener, F., Dlugokencky, E., Easterling, D., Kaplan, A., Soden, B., Thorne, P., Wild, M., and Zhai, P., 2013. Observations: Atmosphere and surface, *Climate Change 2013, the Physical Science Basis, Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, 159–254.

Hurst, H., 1951. Long term storage capacity of reservoirs. *Transactions of the American Society of Civil Engineers*, 116:770-799.

Key, R.M., Smith, R.A., Smelror, M., Powell, J.H, Thorsnes, T. Njange, F., Saether, O.M., Zandamela, E.B., 2008. Revised lithostratigraphy of the Mesozoic-Cenozoic succession of the onshore Rovuma Basin, northern coastal Mozambique. *South African Journal of Geology.* 111(1):89-108.

Larionov, W. W., 1969. *Borehole Radiometry*. Izdatelstvo Nedra, Moscow.

Leonardi, S., and Kümpel, H., 1998. Variability of geophysical log data and the signature of crustal heterogeneities at the KTB. *Geophysical Journal International*, 135(3):964–974.

Machado, M. A. M., Sedyama, G. C., Costa, J. M. N., Costa, M. H., 1996. Duração da estação chuvosa em função das datas de início do período chuvoso para o estado de Minas Gerais. *Revista Brasileira de Agrometeorologia*. Santa Maria, 04: 73–79.

Mandelbrot, B. and Wallis, J., 1969. Computer experiments with fractional Gaussian noises. Parts 1,2,3. *Water Resources Research*, 5(1):228-267.

Marengo, J. A., Liebmann, B., Kousky, V. E., Filizola, N. P., and Wainer, I. C., 2001. Onset and end of the rainy season in the Brazilian Amazon Basin. *Journal of Climate*, 14: 833–852.

Mavume, A., 2008. Tropical cyclones in the South-West Indian Ocean: intensity changes, oceanic interaction and impacts. *Doctoral Thesis*. University of Cape Town. 343 pp.

Queiroz, A., Manjate, T., Maure, G., Mosquito, D. P., 2007. Avaliação da vulnerabilidade dos parâmetros climáticos e projeção de cenários climáticos, Maputo - Moçambique, 39p.

Ramayah, T., Ahmad, N. H., Halim, H. A., Zainal, S. R. M., and Lo, M., 2010. Discriminant analysis: An illustrated example. *African Journal of Business Management*, 4(9):1654-1667.

Rosa, H., Suslick, S. B., Vidal, A. C., e Sakai, G. K., 2008. Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas. *Revista Escola de Minas*. 61(4):415–422.

- Sansigolo, A., 1989. Variabilidade interanual da estação chuvosa em São Paulo: Climanálise, 04: 40–43.
- Schön, J., 2015. Basic Well Logging and Formation Evaluation. 1st edition. 179p. (ISBN: 978-87-403-0979-9).
- Schlumberger, 1989. Log Interpretation Principles/Applications. Schlumberger Ed. Serv. Texas 77478.
- Schlumberger, 2009. Log Interpretation Charts. Schlumberger Ed. Serv. Texas 77478.
- Souza, S. R. S., Tabak, B. M., e Cajueiro, D. O., 2006. Investigação da Memória de Longo Prazo na Taxa de Câmbio no Brasil. RBE. Rio de Janeiro, 60(2):193–209.
- Stieber, S. J., 1970. Pulsed Neutron Capture Log Evaluation - Louisiana Gulf Coast. Society of Petroleum Engineers.
- Vasconcelos, L., 2014. Breve apresentação sobre os recursos geológicos de Moçambique. UEM, Comunicações Geológicas, 101(2):869-874.
- Worthington, P.F. and Cosentino, L., 2005. The Role of Cut-Offs in Integrated Reservoir Studies. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 8(4):276-290.
- Yusuf, H. S., Mundae, S. V., and Khan, A R., 2014. Stock Market Data Analysis using Rescaled Range (R/S) Analysis Technique. India. International Journal of Engineering Research & Technology, 3(2):576-586.

Anexo



Dados dos perfis geofísicos dos poços estudados

As curvas dos principais perfis geofísicos nos cinco poços estudados estão representadas nas Figuras I.1, I.2, I.3, I.4 e I.5 para os poços Well-1, Well-2, Well-3, Well-4 e Well-5 respectivamente.

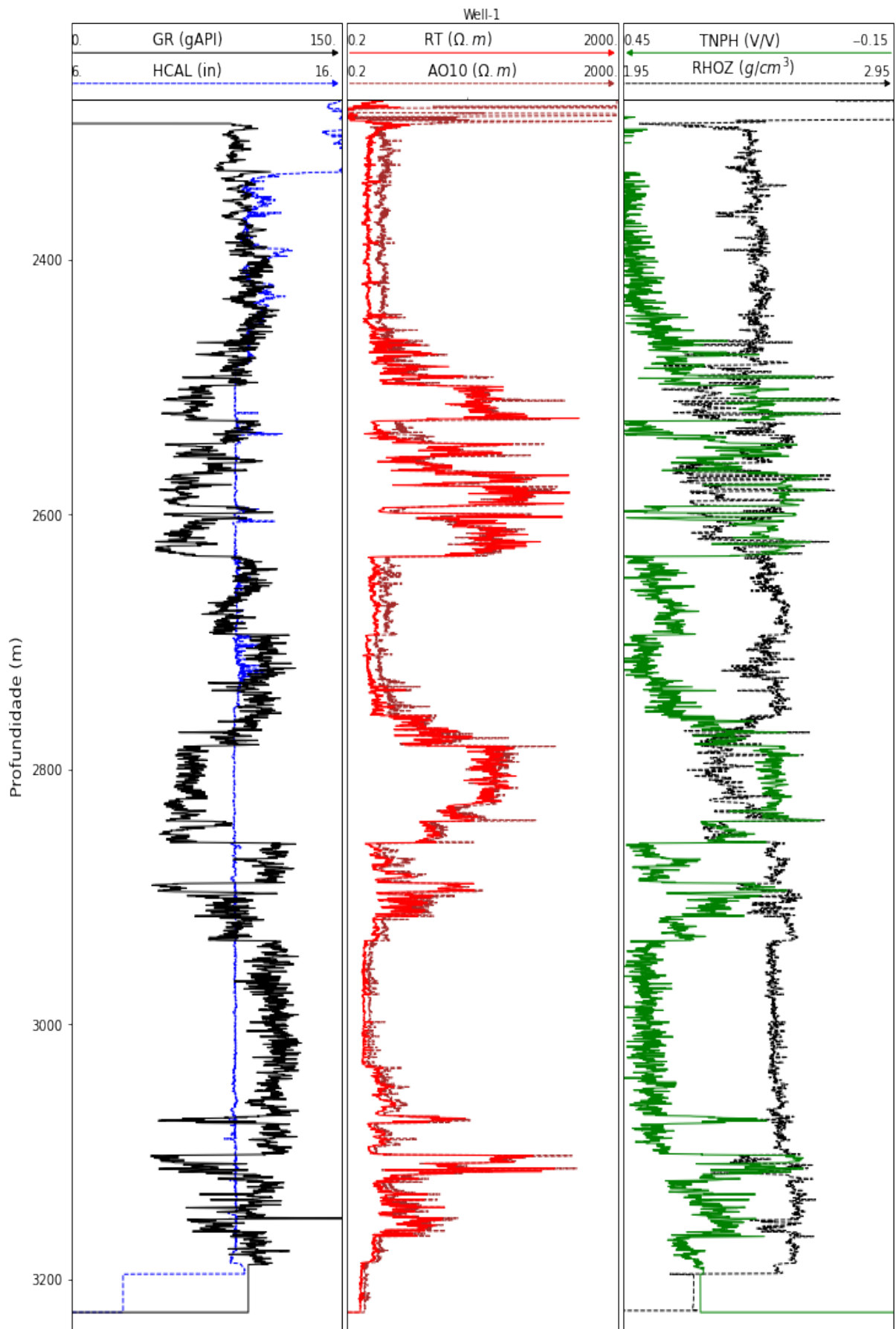


Figura I.1: Dados dos perfis geofísicos do poço Well-1.

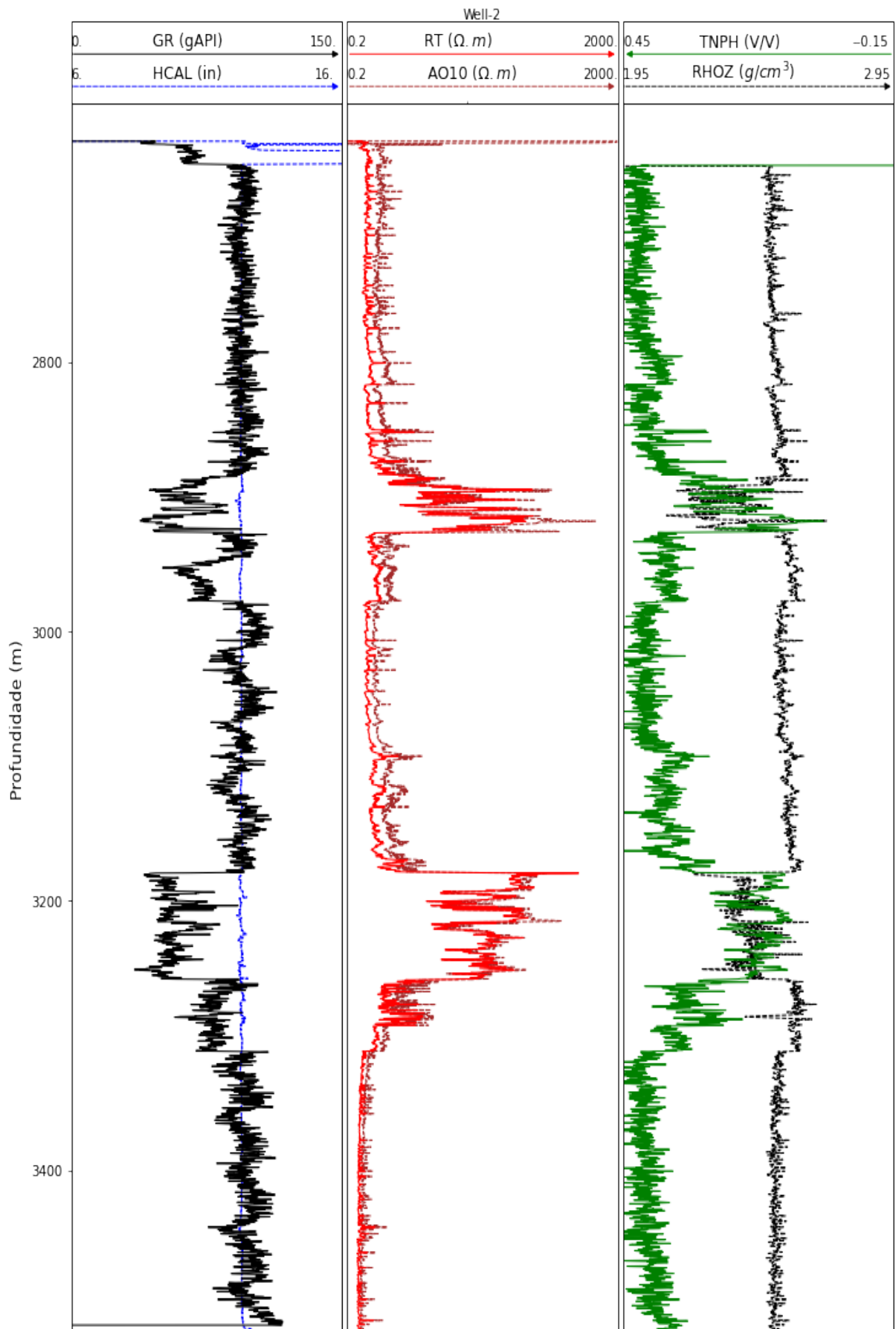


Figura I.2: Dados dos perfis geofísicos do poço Well-2.

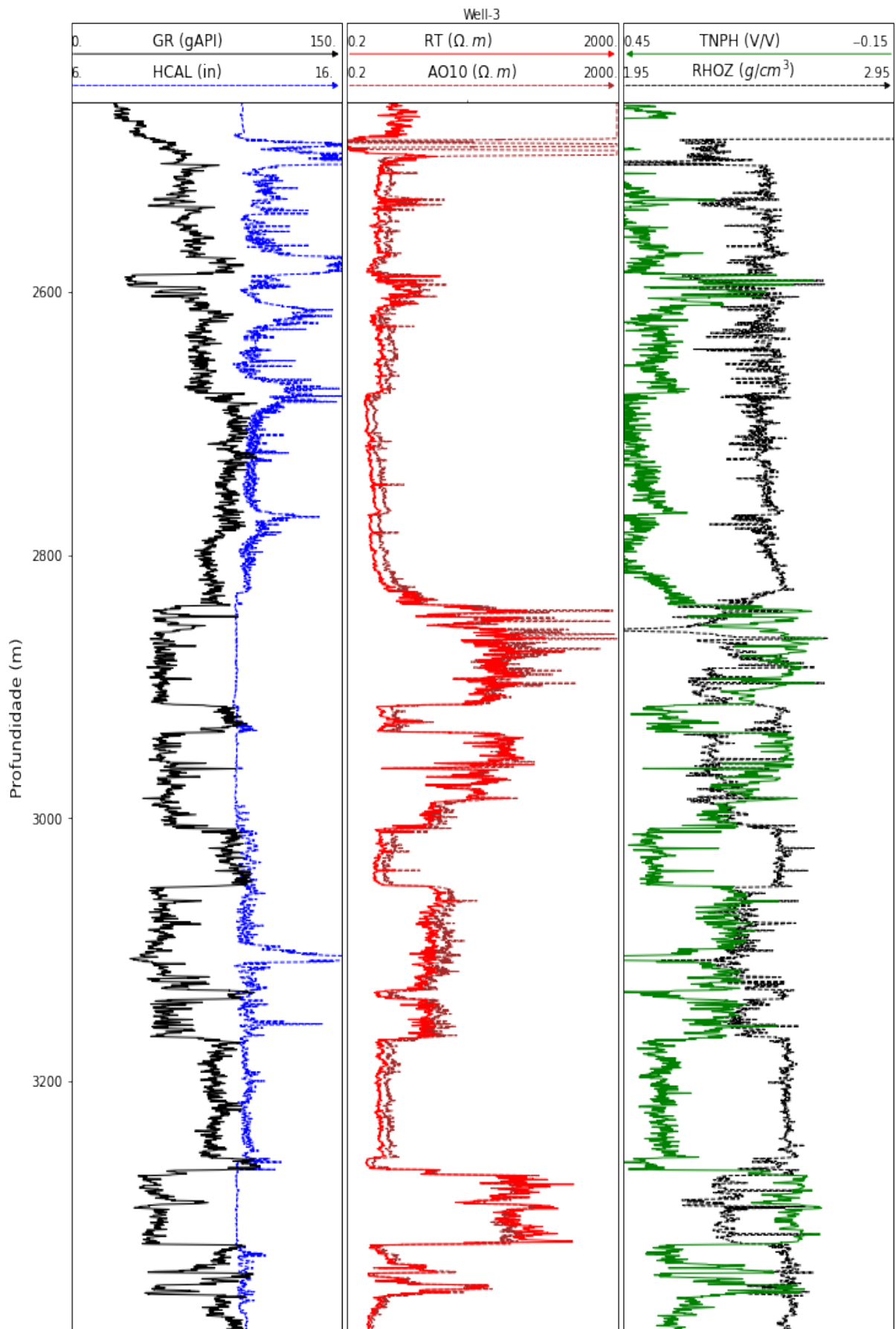


Figura I.3: Dados dos perfis geofísicos do poço Well-3.

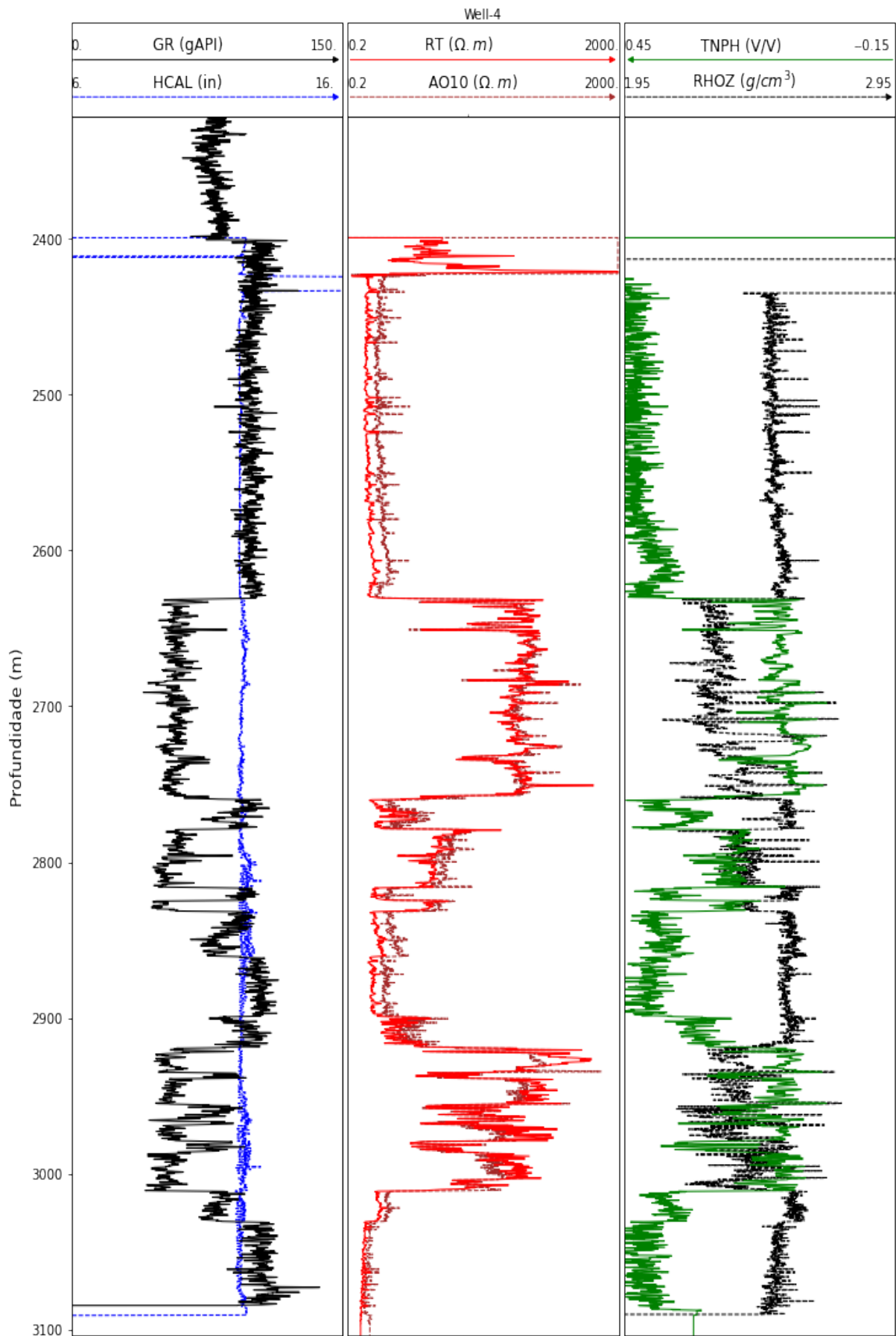


Figura I.4: Dados dos perfis geofísicos do poço Well-4.

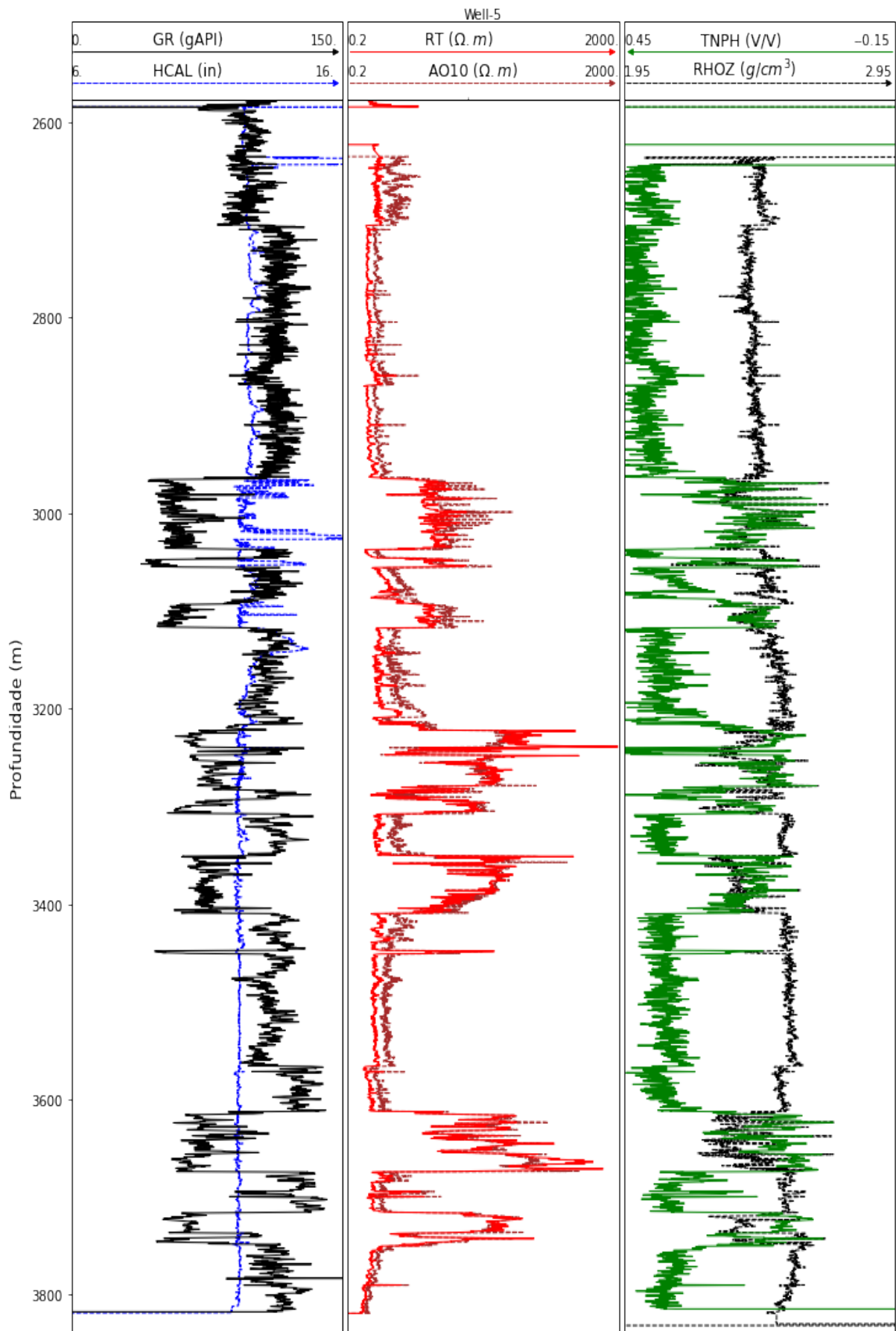


Figura I.5: Dados dos perfis geofísicos do poço Well-5.