



Rodrigo Mota Dutra dos Santos

Modelagem estocástica de perfis de poços: Aplicação no campo de Massapê, Bacia do Recôncavo - Bahia

Niterói, RJ - Brasil

14 de janeiro de 2021

Rodrigo Mota Dutra dos Santos

Modelagem estocástica de perfis de poços: Aplicação no campo de Massapê, Bacia do Recôncavo - Bahia

Projeto Final de Graduação em Geofísica
apresentado à Universidade Federal Fluminense
como exigência parcial para obtenção
do título de Bacharel em Geofísica

Universidade Federal Fluminense - UFF

Orientador: Mario Martins Ramos

Coorientador: Rodrigo Bijani

Niterói, RJ - Brasil

14 de janeiro de 2021

Rodrigo Mota Dutra dos Santos

Modelagem estocástica de perfis de poços: Aplicação no campo de Massapê, Bacia do Recôncavo - Bahia

Projeto Final de Graduação em Geofísica
apresentado à Universidade Federal Fluminense como exigência parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica

Avaliado pela seguinte comissão examinadora:

Mario Martins Ramos
Orientador - GIECAR/UFF

Rodrigo Bijani
Co-orientador - GGO/UFF

Fernando Vizeu Santos
GIECAR/UFF

Victor Ribeiro Carreira
DIPPG/ON

Niterói, RJ - Brasil
14 de janeiro de 2021

Agradecimentos

À minha família, por sempre dar todo suporte possível aos meus estudos, por ajudar a realizar meus sonhos. Em especial, aos meus irmãos, Bruno e Lucas, que servem de inspiração para que a cada dia eu possa ser melhor.

À minha segunda família, Canal Baleia, o grupo de amigos que se formou há quase 15 anos e até hoje se mantem unido. Ao grupo que eu sou sempre confortável em compartilhar minhas vitórias e derrotas. Ao grupo que todos os dias me deixa mais forte. Obrigado por tudo, CBO.

Aos amigos do Q26, sempre presentes desde o início da minha caminhada na geofísica, e espero que continuem presentes em qualquer outra. Com vocês pude aprender muito, compartilhar minhas ideias e mostraram que a amizade pode ser construída de diferentes formas. Obrigado pelas diversas histórias durante esse tempo e que venham mais, desejo todo sucesso para vocês sempre.

Aos amigos que chegaram quase no fim da graduação, mas que sempre tive um carinho especial por cada um. Obrigado por toda experiência compartilhada durante essa fase, conversas, intervalos mais alegres e também, por toda ajuda. Sem vocês seria impossível. Peruano, Hellen, Natacha, Rômulo, Luiz, Malu, Paulo e Thaísa, espero sempre estar por perto comemorando suas conquistas.

Em especial aos amigos, Peluso e Thiago, que por tão sensacionais conseguem se encaixar em todos os grupos aqui já citados. Vocês são incríveis, tenho uma sorte gigantesca de poder contar com cada um.

Aos doidões, Rodrigo Bijani, Mario Martins e Fernando Vizeu, por sempre contribuir com conversas descontraídas. Obrigado pelos conhecimentos compartilhados, não só na geofísica, como em várias outras áreas. Vocês são tão sensacionais que compraram tanto a ideia do trabalho, aceitando ser orientadores e também membro da banca. Obrigado por tudo que fizeram por mim.

Ao amigo, Victor Carreira, por topar a participar da banca e dedicar parte do seu tempo para avaliar este trabalho.

Aos amigos do grupo Caruaçu, que com certeza fizeram da minha participação no projeto, a melhor experiência que tive na UFF. Os conhecimentos trocados, as conversas e discussões contribuíram muito para a minha formação.

Aos todos professores do departamento e aos funcionários do Instituto e da UFF. Vocês foram responsáveis por amadurecer minha paixão pela geofísica e também pela universidade.

À ANP, por ceder os dados para a realização deste trabalho.

À Petrobras, pela bolsa de iniciação científica, que contribuiu para este trabalho.

Resumo

A perfilagem geofísica de poço é um método de grande valia para prospecção de recursos oriundos da subsuperfície. A partir da interpretação dos perfis de poços medidos, é possível ratificar a interpretação de cunho exploratório e, conseqüentemente, aumentar o potencial comercial dos campos produtores de óleo e gás. No entanto, a complexidade tecnológica do processo de aquisição pode acarretar em dados poucos confiáveis. Dessa forma, a simulação dos perfis geofísicos corrompidos e/ou ausentes pode ser considerada uma alternativa efetiva, possibilitando a avaliação de diferentes cenários geofísicos/geológicos. Adicionalmente, perfis sintéticos podem ser particularmente úteis para que novos métodos baseados em inteligência artificial possam ser testados e validados. O objetivo principal desse trabalho é apresentar uma metodologia baseada em conceitos básicos de estatística, como média, desvio padrão e janelamento de dados, para estimar perfis de poços. Inicialmente, define-se o poço modelado e os respectivos perfis a serem simulados. Em seguida, utilizamos o princípio da continuidade lateral de Steno a fim de estabelecer dois critérios para a construção do banco de dados: O primeiro, chamado de banco de dados singular, consiste de somente um poço, aquele espacialmente mais próximo do poço modelado. Já o segundo, chamado banco de dados múltiplo, baseia-se em vários poços vizinhos, cujo critério da menor distância é considerado. Dessa forma é possível promover maior robustez ao processo estatístico de sortear as propriedades físicas simuladas, respeitando a função distribuição Gaussiana. Para refinar a simulação dos perfis sintéticos, os bancos de dados singular e múltiplo foram separados por eletrofácies, para cada propriedade geofísica. Em seguida, foi definida pelo usuário uma janela vertical para determinar a estatística local. Para validação da metodologia proposta, testes controlados foram realizados no poço modelado 7-MP-55D-BA, pertencente ao Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo, Bahia. Nele, os perfis de densidade, neutrão e raios gama estão todos em perfeito estado. Podemos observar que a comparação entre os perfis verdadeiros e os simulados para o caso do banco de dados singular indica uma severa limitação associada à baixa amostragem de eletrofácies de siltito e *slurry* no banco de dados singular, para uma janela específica. Essa limitação foi mitigada quando o banco de dados múltiplo foi considerado, melhorando significativamente a qualidade dos perfis simulados, uma vez que as eletrofácies ficam melhor caracterizadas dentro da janela vertical. Finalizamos nossa aplicação simulando o perfil sônico, ausente no poço modelado. Com o efeito, percebe-se o valor agregado da metodologia estocástica proposta, toda implementada em linguagem de programação *open-source* Python.

Palavras-chave: Modelagem estocástica de perfis, Bacia do Recôncavo, Campo de massapê, Correlação vertical, Perfilagem Geofísica.

Abstract

Geophysical well logging is a valuable method for prospecting resources from the subsurface. From the interpretation of the measured well logs, it is possible to ratify the interpretation of an exploratory nature, and hence, improve the commercial potential of the producing fields. However, the technological complexity of the acquisition process can result in unreliable data. Thus, the simulation of corrupted and / or absent geophysical well logs can be considered an effective alternative, allowing the evaluation of different geophysical / geological scenarios. In addition, synthetic well logs can be particularly useful so that new methods based on artificial intelligence can be tested and validated. The main objective of this work is to present a methodology based on basic statistical concepts, such as mean, standard deviation and data windowing, to estimate well logs. Initially, the modeled well log and the respective logs to be simulated are defined. Then, we used the Steno's principle of lateral continuity in order to establish two criteria for the construction of the database: The first, called singular database, consists of only one well, the one spatially closest to the modeled well. The second, called the multiple database, is based on several neighboring wells, whose criterion of the shortest distance is considered. Thus, it is possible to promote greater robustness to the statistical process of drawing the simulated physical properties, respecting the gaussian distribution function. To refine the simulation of synthetic well logs, the single and multiple databases were separated by electrofacies, for each geophysical property, considering the depth. Then, a vertical window was defined by the user to determine the local statistics. To validate the proposed methodology, controlled tests were performed in the modeled well 7-MP-55D-BA, belonging to the Massapê Field, Recôncavo Basin, Bahia. The density, neutron and gamma ray logs are all in perfect condition. It was observed that the comparison between the real and simulated data for the case of the singular database indicates a severe limitation associated with the low sampling of siltite and slurry electrofacies in the singular database, for a specific window. This limitation was mitigated when the multiple database was considered, significantly improving the quality of the simulated logs, since the electrofacies are better characterized within the vertical window. We finished our application by simulating the sonic log, absent in the modeled well. In effect, the added value of the proposed stochastic methodology is all implemented in open-source Python programming language.

Keywords— Well log modelling, Recôncavo Basin, Massapê Field, Vertical correlation, Well logging

Sumário

	Agradecimentos	3
	Sumário	7
	Lista de ilustrações	9
1	INTRODUÇÃO	11
2	ÁREA DE ESTUDO	13
2.1	Bacia do Recôncavo	13
2.1.1	Embasamento	14
2.1.2	Evolução Sedimentar da Bacia	15
2.2	Campo de Massapê	17
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
3.1	Perfilagem Geofísica	18
3.1.1	Perfil de raios gama (GR)	18
3.1.2	Perfil de densidade (RHOB)	18
3.1.3	Perfil neutrão (NPHI)	20
3.1.4	Perfil sônico (DT)	20
3.2	Conceitos fundamentais de estatística	21
3.2.1	Média	21
3.2.2	Desvio padrão	21
3.2.3	Densidade de probabilidade	21
3.2.4	Distribuição gaussiana	22
3.2.5	Coeficiente de correlação	22
3.2.6	Correlação vertical	23
4	METODOLOGIA	24
4.1	Seleção dos dados	24
4.2	Tratamento dos dados selecionados	25
4.3	Criação do banco de dados	26
4.3.1	Janela vertical ótima	27
4.4	Criação das curvas modeladas	29
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	32
5.1	Implementação computacional	32

5.2	Dados utilizados	32
5.3	Teste de Validação para o Banco de dados singular	33
5.3.1	Janela vertical grosseira	34
5.3.2	Janela vertical refinada	37
5.4	Banco de dados múltiplo	40
6	CONCLUSÕES	44
	REFERÊNCIAS	45

Lista de ilustrações

Figura 1 – Localização do campo de Massapê. (ANP, 2020)	13
Figura 2 – Localização da bacia do Recôncavo e suas delimitações (BRUHN, 1999).	14
Figura 3 – A - Seção da bacia do recôncavo esquemática (MAGNAVITA, 1995); B - estimativa de profundidade da bacia por modelagem gravimétrica (SALES; BIJANI; FREIRE, 2019).	15
Figura 4 – Carta estratigráfica da bacia do Recôncavo (SILVA et al., 2007). Com a Formação Maracangalha em destaque.	16
Figura 5 – Gráfico exemplificando as respostas qualitativamente dos perfis GR (B), DT (C), NPHI (D) e RHOB (E) para as eletrofácies (A): arenito (amarelo), slurry (cinza), siltito (vermelho) e folhelho (verde).	19
Figura 6 – (a) Fases que compõem a metodologia. (b) Subetapas de cada fase representado pelas diferentes cores.	24
Figura 7 – Os pontos azuis representam a localização de todos os poços disponíveis do campo de massapê. Já o ponto vermelho indica o poço modelado e os pontos verdes os poços que compõem o banco de dados múltiplo.	25
Figura 8 – Exemplo da etapa de separação de uma curva (B) em função das eletrofácies em profundidade para um poço hipotético. (A): Perfil de litologia interpretada apresentando as quatro eletrofácies diferentes, representadas pelas cores: verde, amarelo, vermelho e cinza. (B): Perfil geofísico. (C): Resultado da separação da curva para a litologia 1 (verde). (D): para a litologia 2 (amarelo). (E): para a litologia 3 (vermelho). (F): para a litologia 4 (cinza).	27
Figura 9 – Exemplo da utilização da janela vertical, com 100 metros de tamanho, para a litologia 1 e a propriedade X do poço hipotético. Em (A) o perfil de litologia interpretada. (B), (C), (D) e (F) indicam as primeiras quatro etapas da aplicação da janela vertical, percorrendo os primeiros 400 metros de profundidade.	28
Figura 10 – Demonstração das variáveis estatísticas do banco de dados singular. Os círculos amarelos indicam arenito, os vermelhos siltitos, os cinzas slurry e os verdes o folhelho. A posição dos círculos na horizontal indicam o valor da média, já o raio indica o valor do desvio padrão. A posição dos círculos na vertical está representada no centro de cada janela móvel. Em (A) é apresentado a curva de litologia interpretada. (B), (C), (D) e (F) representam os perfis GR, NPHI, RHOB e DT, respectivamente, do poço que contempla o banco de dados singular.	29

Figura 11 – Exemplo da distribuição gaussiana para os perfis GR, NPHI e RHOB. Os gráficos foram gerados para cada litologia do exemplo proposto. . .	30
Figura 12 – Mapa da localização do campo de Massapê e a distribuição espacial dos poços disponíveis.	33
Figura 13 – Localização do poço sintético (vermelho) e do poço 7-MP-25-BA (azul), que forma o banco de dados singular.	34
Figura 14 – Perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela mó- vel de 100 metros. A representa a curva de litologia interpretada. B representa o perfil verdadeiro de GR, C o perfil sintético. D representa o perfil verdadeiro de NPHI, E o perfil sintético. F representa o perfil verdadeiro de RHOB, G o perfil sintético.	35
Figura 15 – Gráficos de dispersão para janela de 100 metros do banco de dados singular. Perfis (A) GR, (B) NPHI e (C) RHOB	36
Figura 16 – Correlação vertical para os perfis GR (verde), NPHI (azul), RHOB (vermelho).	37
Figura 17 – Perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela móvel de 3 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil sintético.	38
Figura 18 – Gráficos de dispersão para janela de 3 metros do banco de dados singular. (A) perfil GR, (B) perfil NPHI, (C) perfil RHOB	39
Figura 19 – Detalhe dos perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela móvel de 3 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil DT sintético.	40
Figura 20 – Localização do poço sintético (vermelho) e dos poços (azul) que formam o banco de dados múltiplo.	41
Figura 21 – Perfis simulados a partir do banco de dados múltiplo, para janela móvel de 5 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil sintético. (J) representa o perfil sintético de DT.	42
Figura 22 – Gráficos de dispersão para janela de 5 metros do banco de dados múltiplo. (A) perfil GR, (B) perfil NPHI, (C) perfil RHOB	43

1 Introdução

Uma das latentes contribuições da Geofísica aplicada consiste em aprimorar o conhecimento geológico das bacias sedimentares por meio da aquisição, tratamento, modelagem, inversão e interpretação de dados geofísicos. Diversas escalas de trabalho compõem as investigações geofísicas em uma bacia sedimentar. A determinação das grandes estruturas em subsuperfície, como a morfologia do embasamento, pode ser obtida através das aquisições geofísicas em escala regional (KELLOGG, 1953; BLAKELY, 1996). Já a realização de medidas pontuais através da perfilagem geofísica de poços são cruciais em regiões prolíficas para prospecção de recursos oriundos da subsuperfície (KEAREY; BROOKS; HILL, 2009).

A perfilagem geofísica de poço é um método fundamental para a investigação hidrogeológica e de hidrocarbonetos. Basicamente, esse método consiste na investigação das regiões de interesse em bacias sedimentares através da perfuração de poços. Nesse momento, ferramentas de aquisição são inseridas a partir da boca do poço para dar início à perfilagem em profundidade. A grande variedade de ferramentas resulta em diferentes dados de perfis geofísicos (i.e., densidade (*RHOB*), resistividade (*ILD*), potencial espontâneo(*SP*), raios gama (*GR*), até mesmo o gradiente geotérmico), que registram as propriedades físicas da rochas perfiladas (CANNON, 2015; DVORKIN; GUTIERREZ; GRANA, 2014). Com o efeito, esse conjunto valioso de observações possibilitam um estudo minucioso para que a exploração do óleo e gás armazenados em subsuperfície seja potencializada (ELLIS; SINGER, 2007). A partir da interpretação dos perfis geofísicos é possível estimar algumas propriedades das formações geológicas cortadas pelo poço e conseqüentemente das rochas-reservatório. Dessa forma, estimativas e predições de alguns parâmetros importantes para a avaliação do potencial comercial dos poços são realizados. De acordo com o interesse, objetivo e o alto custo operacional de certas ferramentas, alguns perfis se tornam preferenciais (ASQUITH; GIBSON, 1982; ELLIS; SINGER, 2007; FREIRE et al., 2020).

Embora a perfilagem de poços se apresente como uma predominante área da geofísica aplicada, devido à afinidade entre a rocha e o perfil, alguns problemas podem acometer o poço e conseqüentemente os dados aquisitados. Devido ao engenhoso processo de aquisição em profundidade, diversas falhas técnicas (e.g., desmoronamento do poço, danos e aprisionamento das ferramentas) podem ocorrer durante a perfilagem, promovendo a ausência ou corrompimento dos dados (ASQUITH; GIBSON, 1982; ELLIS; SINGER, 2007; KEAREY; BROOKS; HILL, 2009). Para contornar esses aspectos limitantes, diversas metodologias tem sido consideradas ao longo dos últimos anos para simular perfis de poços. Silva et al. (2015) utilizaram algumas relações empíricas para estimar os perfis sônico e densidade. Dessa forma, a amarração sísmica-poço pode ser feita de forma mais adequada para dados da bacia do Recôncavo. Já Chagas, Russo e Simon (2010) buscam, por meio da estatística

multivariada, uma equação do perfil sônico de modo a observar o seu comportamento no poço e relacioná-la a outras variáveis de perfil (profundidade, raios gama, indução e arrombamento). Para reduzir a autocorrelação observada nos coeficientes da equação empírica obtida, foi necessário usar técnicas estatísticas para a remoção de tendências. [Carreira, Neto e Bijani \(2018\)](#) utilizam diferentes métodos de inteligência artificial, como o Mapa auto-organizável (*Self-Organizing Maps*, em inglês) e os classificadores Euclidiano e de Mahalanobis para classificar litofácies. No entanto, para mostrar as peculiaridades de cada método consistentemente, dados sintéticos baseados em uma seção Geológica interpretada foram simulados. Alternativamente, [\(FAUSTINO, 2007\)](#) propõe a simulação de perfis sônicos por meio da técnica da defuzzificação paramétrica. Basicamente, uma regressão linear multivariada é aplicada e funções de pertinência Gaussianas são utilizadas para simular os perfis sônicos em diferentes poços do campo de Namorado, Bacia de Campos. Para que a referida técnica funcione adequadamente, alguns dados de poços conhecidos são utilizados como treinamento para o método. Seguindo a diretriz da inteligência artificial, [Zhang, Yuntian e Jin \(2018\)](#) propõem uma rede neural recorrente para estimar perfis ausentes ou incompletos. Os autores informam que a vantagem dessa abordagem recorrente está na eficiência do método diante de um pequeno conjunto de dados de treinamento.

O presente trabalho tem como objetivo central apresentar uma metodologia baseada em conceitos fundamentais da estatística, tais como média aritmética, desvio padrão, correlação cruzada, janelamento móvel, para que seja possível simular perfis geofísicos. Inicialmente, define-se o poço e os perfis geofísicos a serem simulados. Estruturamos um banco de dados composto pelos perfis separados por eletrofácies. Depois, para conferir maior robustez às etapas estatísticas do método, uma janela móvel é estabelecida pelo usuário a partir do cálculo da correlação vertical de cada perfil. Com isso, uma função densidade de probabilidade (fdp) Gaussiana é utilizada para estimar o valor do perfil simulado para cada janela estabelecida. Vale salientar que todos os algoritmos para cada etapa da metodologia foram desenvolvidos em linguagem de programação *Python*. Como validação da metodologia, apresentamos resultados para um poço específico da Bacia do Recôncavo, no contexto do campo de Massapê. Visando melhorar o nível de detalhamento dos perfis simulados, consideramos ampliar o banco de dados para a consulta estatística. Para isso, utilizamos o critério da menor distância euclidiana entre o poço modelado e os poços que compõem o banco de dados, chamado aqui de banco de dados múltiplo. Essa estratégia é comparada com as simulações quando somente um único poço é considerado. Testes com diferentes tamanhos de janela móvel também foram apresentados e discutidos. Por fim, aplicamos a metodologia para estimar o perfil sônico do poço modelado, uma vez que essa é uma curva ausente para o poço original.

2 Área de estudo

A área de estudo referente a este trabalho é o campo de Massapê com aproximadamente $23,96 \text{ km}^2$, localizado na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, nordeste do Brasil. Mais precisamente no município de São Sebastião do Passé, aproximadamente 45 km a norte da cidade de Salvador. A figura 1, apresenta em destaque o campo de Massapê. O conjunto de dados para que esse trabalho fosse realizado foi disponibilizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Petrobras, por meio do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) intitulado "Estratigrafia de Alta Resolução e Petrofísica em Sistemas Turbidíticos em Bacias do Tipo Rifte". O referido P&D é coordenado pela Universidade Federal Fluminense e financiado pela Petrobras.

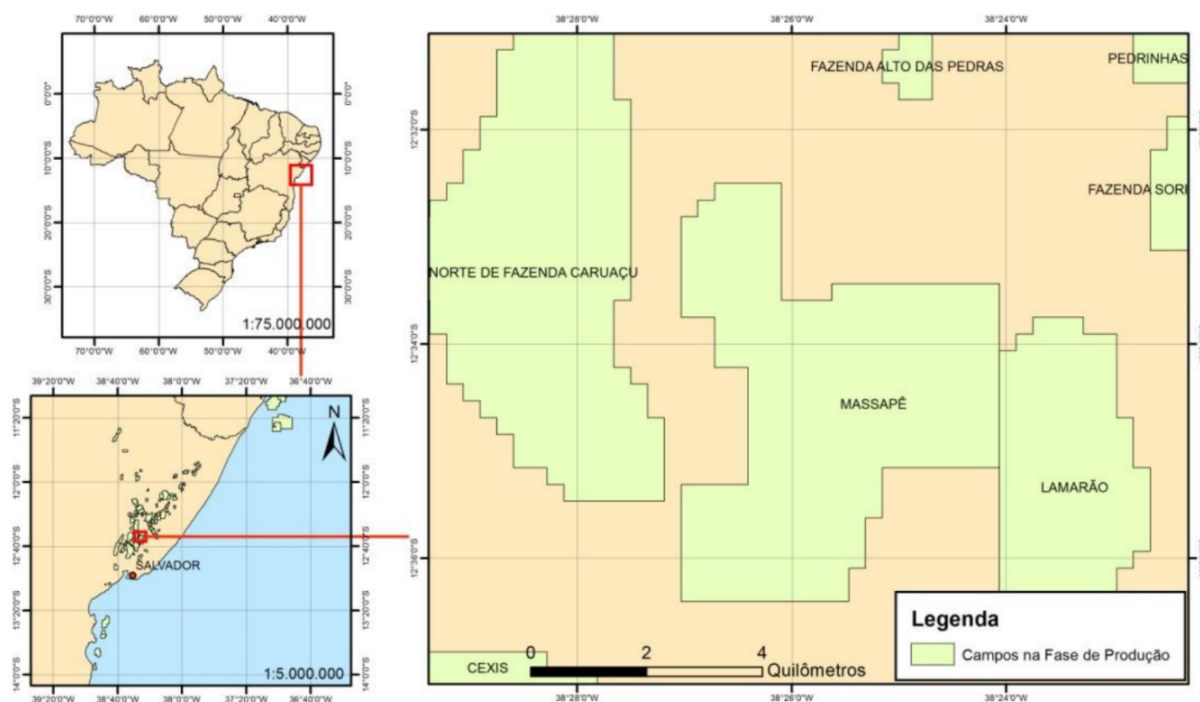


Figura 1 – Localização do campo de Massapê. (ANP, 2020)

2.1 Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo é majoritariamente terrestre, localizada na região nordeste do Brasil, no estado da Bahia, e possui uma área de cerca de 11.500 km^2 . Sua configuração estrutural está relacionada a fase inicial da fragmentação do supercontinente Gondwana, no Eocretáceo, causando a abertura do Oceano Atlântico (SILVA et al., 2007). Ao norte e noroeste, a bacia é limitada pelo Alto de aporá; a leste, pelo sistema de falhas de Salvador; a sul, pelo sistema de falhas da Barra; e a oeste, pela falha de Maragogipe (SILVA et al., 2007;

MAGNAVITA, 1995). Ela faz parte do Rifte intracontinental do Recôncavo-Tucano-Jatobá e possui arquitetura de um meio-gráben com falha de borda a leste, conforme pode ser observado na figura 2.

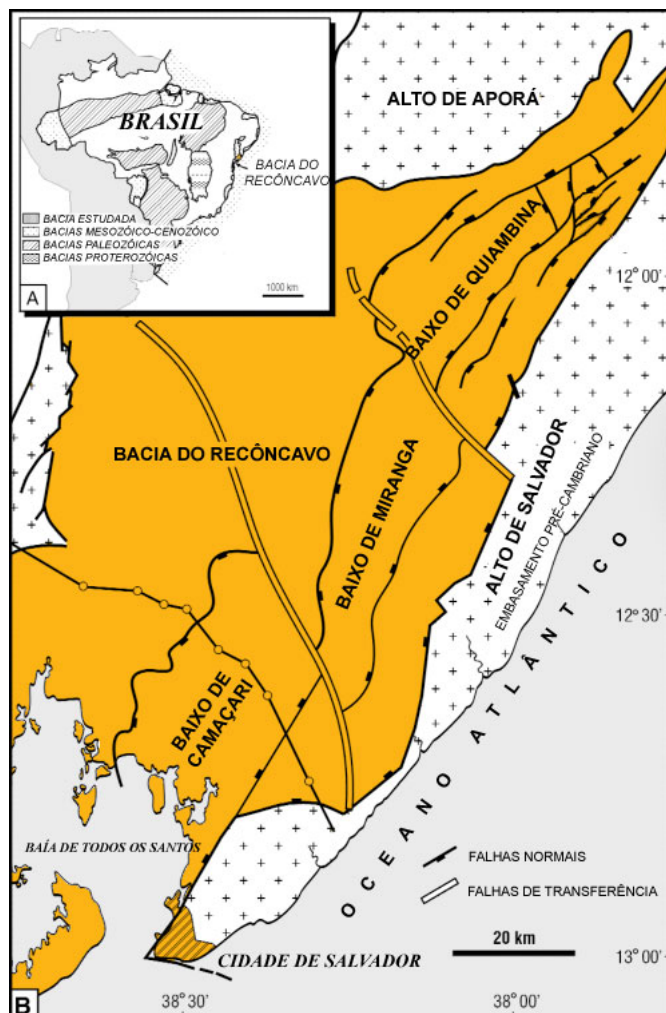


Figura 2 – Localização da bacia do Recôncavo e suas delimitações (BRUHN, 1999).

2.1.1 Embasamento

O embasamento da Bacia do Recôncavo é formado majoritariamente por rochas arqueanas e paleoproterozóicas do Cráton do São Francisco (SILVA et al., 2007) e (GORDON; DESTRO; HEILBRON, 2017) no qual a composição inclui gnaisses, granitos, rochas ultramáficas oceânicas e metassedimentos. Recentemente, Sales, Bijani e Freire (2019) apresentaram um trabalho de modelagem gravimétrica integrada com interpretação de perfis para determinar o relevo do embasamento da porção sul da Bacia do Recôncavo. O resultado apresentado corroborou com investigações anteriores, conforme pode ser constatado na figura 3

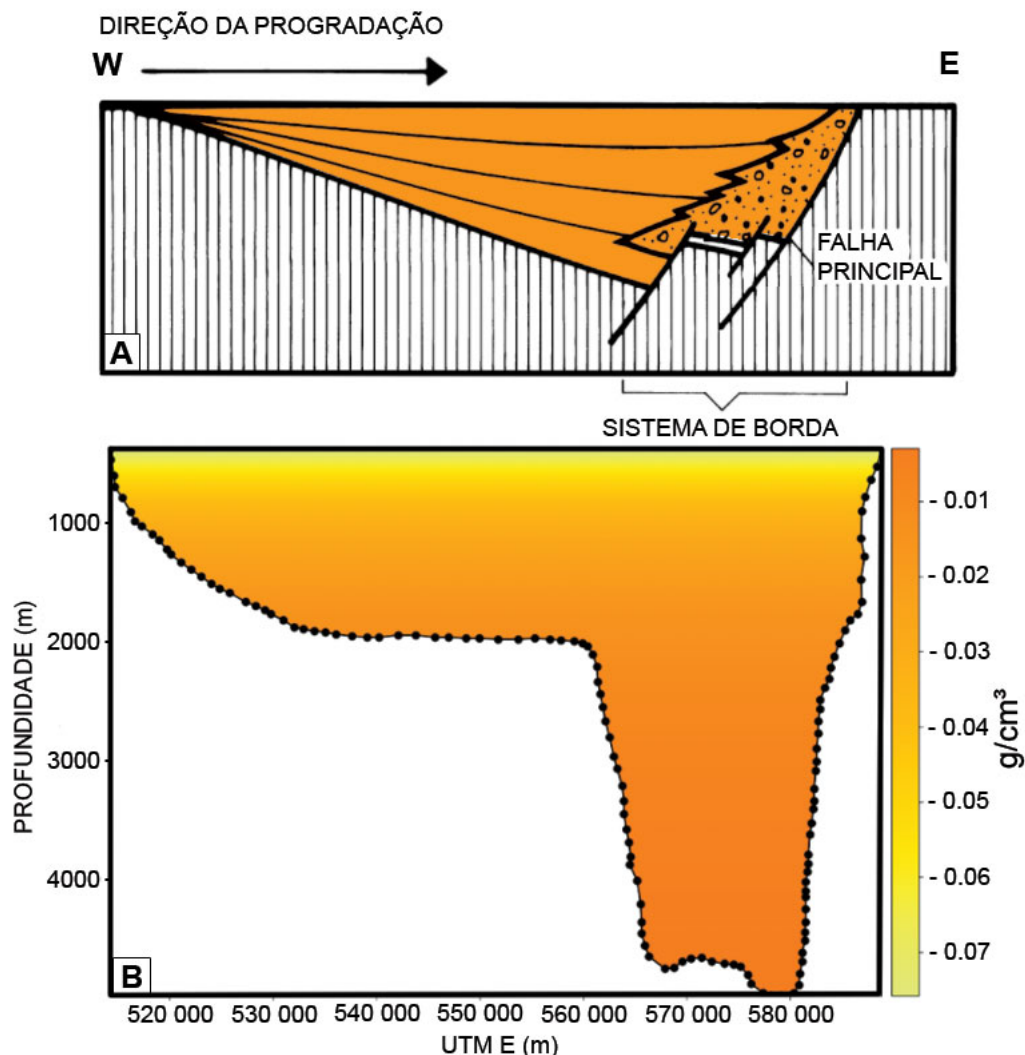


Figura 3 – A - Seção da bacia do recôncavo esquemática (MAGNAVITA, 1995); B - estimativa de profundidade da bacia por modelagem gravimétrica (SALES; BIJANI; FREIRE, 2019).

2.1.2 Evolução Sedimentar da Bacia

O preenchimento da Bacia do Recôncavo está diretamente associado ao processo de rifteamento do atlântico sul, onde são documentadas as sequências tectônicas de sinéclise, pré-rifte, rifte, e pós-rifte (SILVA et al., 2007). Por se tratar de um rifte abortado, a sequência pós-rifte tem baixa proeminência no registro geológico, de modo que grande parte do registro deposicional está relacionado às sequências pré-rifte e rifte. Os processos deposicionais dessas sequências são descritos com mais detalhe a seguir. Na figura 4, é apresentado a carta estratigráfica onde é possível observar todo o histórico de deposição da bacia do Recôncavo.

O Grupo Brotas, de idade Neo-Jurássica, pertence a sequência pré-rifte, e é caracterizado por ambientes flúvio-eólicos e lacustres. O Grupo Brotas é a última sequência sedimentar Jurássica comum às bacias do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá e às bacias de

Camamu e Almada, e indicam um ambiente prévio ao afogamento da bacia. O Grupo Santo Amaro compreende a sequência rifte da Bacia do Recôncavo no Neocomiano (Eocretáceo) e é formado por sedimentos predominantemente lacustres (Fm. Maracangalha, Fm. Candeias, Mb. Tauá) e depósitos de origem turbidítica (Mbs. Gomo e Caruaçu). Este grupo representa uma evolução abrupta para o sistema lacustre na região, com ampla criação de espaço e que migra para um sistema deltaico no final do Neocomiano. Neste grupo estão localizadas as principais rochas geradoras da bacia do recôncavo e as principais reservas turbidíticas. O Grupo Ilhas também está incluso na sequência rifte da Bacia do Recôncavo na transição do Neocomiano para o gálico (Eo-Cretáceo) e indica uma sedimentação predominantemente deltaica na Bacia do Recôncavo, apresentando que o aporte sedimentar na região suplantou o fim da criação de espaço. Por fim o Grupo Massacar, no final da sequência rifte, é composto por uma sedimentação majoritariamente fluvial (SILVA et al., 2007).

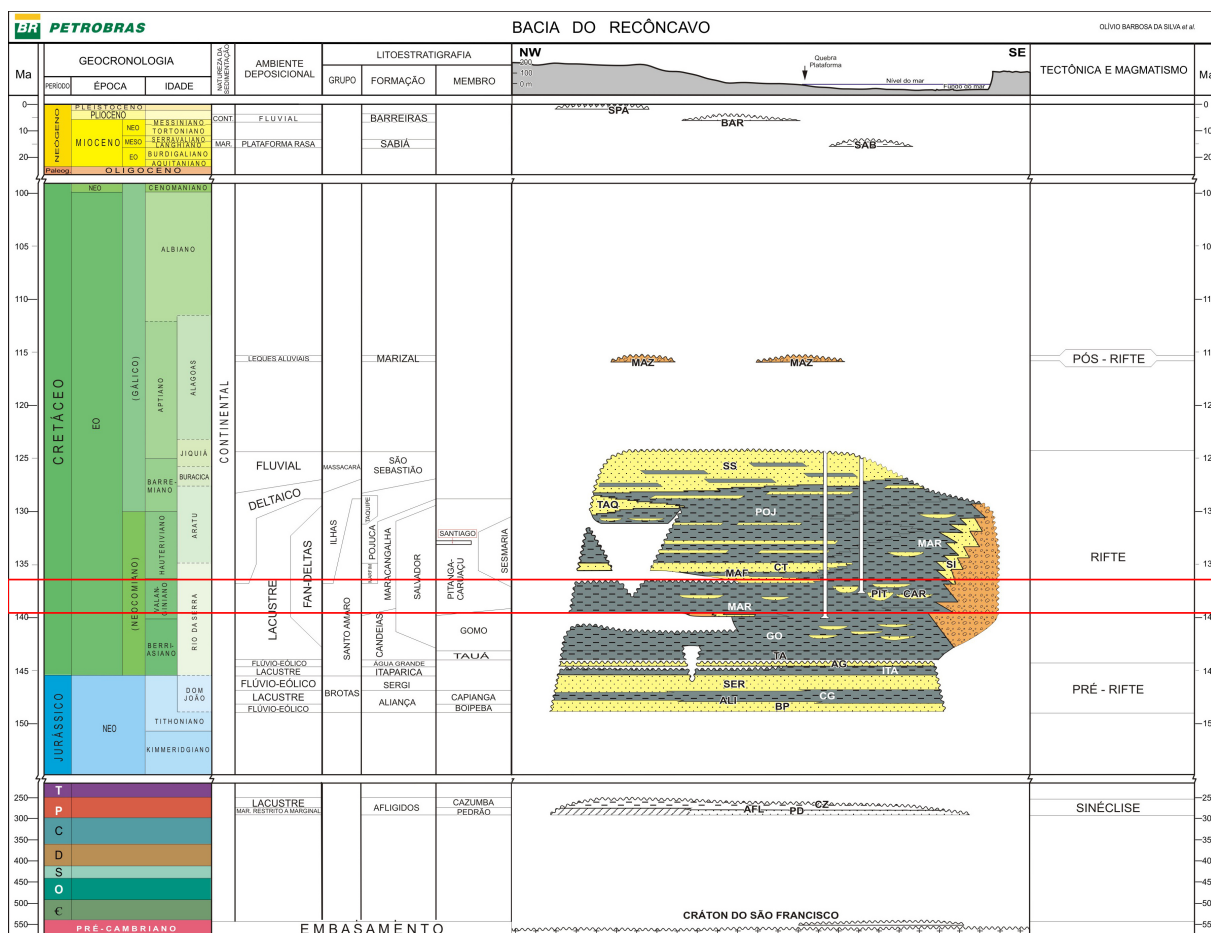


Figura 4 – Carta estratigráfica da bacia do Recôncavo (SILVA et al., 2007). Com a Formação Maracangalha em destaque.

Dentro do Grupo Brotas a Formação Maracangalha é composta predominantemente por folhelhos lacustres (SILVA et al., 2007) e ocorrências locais de siltitos margas e calcilitos. Folhelhos deltaicos podem ter uma influência maior nos depósitos no topo da

formação, no limite com o Grupo Ilhas, onde ocorre uma predominância do ambiente deltaico. Localmente a Formação Maracangalha ocorrem depósitos turbidíticos dos membros Caruaçu e Pitangas, que são corpos arenosos depositados nos canais submarinos e são formados predominantemente por folhelhos, siltitos e arenitos (D'AVILA, 2020), (FREIRE et al., 2018), (FREIRE et al., 2019). Os arenitos do membro Caruaçu são denominados arenitos ou slurries (arenitos argilosos) em função de sua qualidade como rocha reservatório.

2.2 Campo de Massapê

O campo de Massapê tem a capacidade de produzir tanto óleo como gás, onde que os seus principais reservatórios são os arenitos da Formação Maracangalha, membro Caruaçu, com capacidade de produzir óleo de 38° API. Este, corresponde a 93% do óleo *in place*, o restante está presente nos reservatórios da Formação Pojuca e também nos arenitos da formação Marfim (ANP, 2020). Um outro fator fundamental para o campo de Massapê ser uma importante área de estudo, e também de produção de hidrocarboneto, é a proximidade com o complexo petroquímico de Camaçari (aproximadamente 20 Km). Isso, tem grande influência na praticidade do transporte da matéria prima e redução nos custos e riscos de transporte.

As zonas de reservatórios do campo de Massapê, conhecidas por engenheiros e geólogos, são divididas em Caruaçu-1 (CRC-1), Caruaçu-2 (CRC-2) e Caruaçu-3 (CRC-3). Essas, interpretadas como sistemas turbidíticos, podem ser ainda separadas em 23 estágios, caracterizados por diferentes respostas a certos perfis geofísicos. Os estágios, e consequentemente, os sistemas turbidíticos são formados por quatro eletrofácies presentes em 56 poços de exploração e desenvolvimento do campo de Massapê, sendo elas: arenito, slurry, folhelho e siltito. (FREIRE et al., 2018; FREIRE et al., 2019; FREIRE et al., 2020)

3 Fundamentação Teórica

3.1 Perfilagem Geofísica

As rochas podem ser identificadas em função de propriedades elétricas, acústicas, radioativas, mecânicas, entre outras. A técnica para a obtenção desses parâmetros a partir de sensores presentes em ferramentas específicas é denominada perfilagem geofísica de poço. Já o perfil geofísico é a representação gráfica da resposta produzida pelas formações em subsuperfície, ou seja, como é apresentado os dados obtidos das propriedades em relação à profundidade (NERY, 2013). Existem diversos tipos de perfis geofísicos, sendo cada um deles responsável por uma propriedade da formação. As seções subsequentes apresentam uma breve discussão acerca das características de quatro perfis geofísicos básicos importantes para o presente trabalho, sendo: perfil de raios gama (GR), densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e sônico (DT). Na figura 5 é apresentado uma relação esquemática do comportamento de cada perfil para os tipos de eletrofácies encontrados no campo de Massapê. Observa-se que a maior variação dos perfis se dá na presença do folhelho enquanto que para as demais eletrofácies a variação dos perfis é mais suave.

3.1.1 Perfil de raios gama (GR)

O perfil de raio gama é o resultado da medição da radioatividade natural das formações presentes no poço. A partir dessas medidas é possível analisar e correlacionar qualitativamente as litologias presentes na formação, além de calcular o volume de argila (ASQUITH; GIBSON, 1982). O valor da medida é dado pela soma da radioatividade natural emitida pelos isótopos de urânio (U^{235}), tório (Th^{232}) e potássio (K^{40}) e sua unidade é o grau API, no perfil de raios gama simples. Já o raio gama espectral consiste em determinar a influência de cada elemento separadamente. (KEAREY; BROOKS; HILL, 2009)

Como a radioatividade é um efeito natural, a diferenciação da litologia a partir do perfil de GR irá depender da composição da rocha. A argila favorece para altos valores do perfil de raio gama, devido a presença do potássio. Porém o comportamento de cada elemento radioativo nos minerais de argila são diferentes, podendo causar uma assinatura diferente para os folhelhos. (RIDER, 2002)

3.1.2 Perfil de densidade (RHOB)

O perfil de densidade é um registro contínuo das variações das densidades das formações presente no poço em função da profundidade. Essa propriedade da rocha é influenciada pela matriz sólida e também pelo fluido presentes nos poros. A unidade de

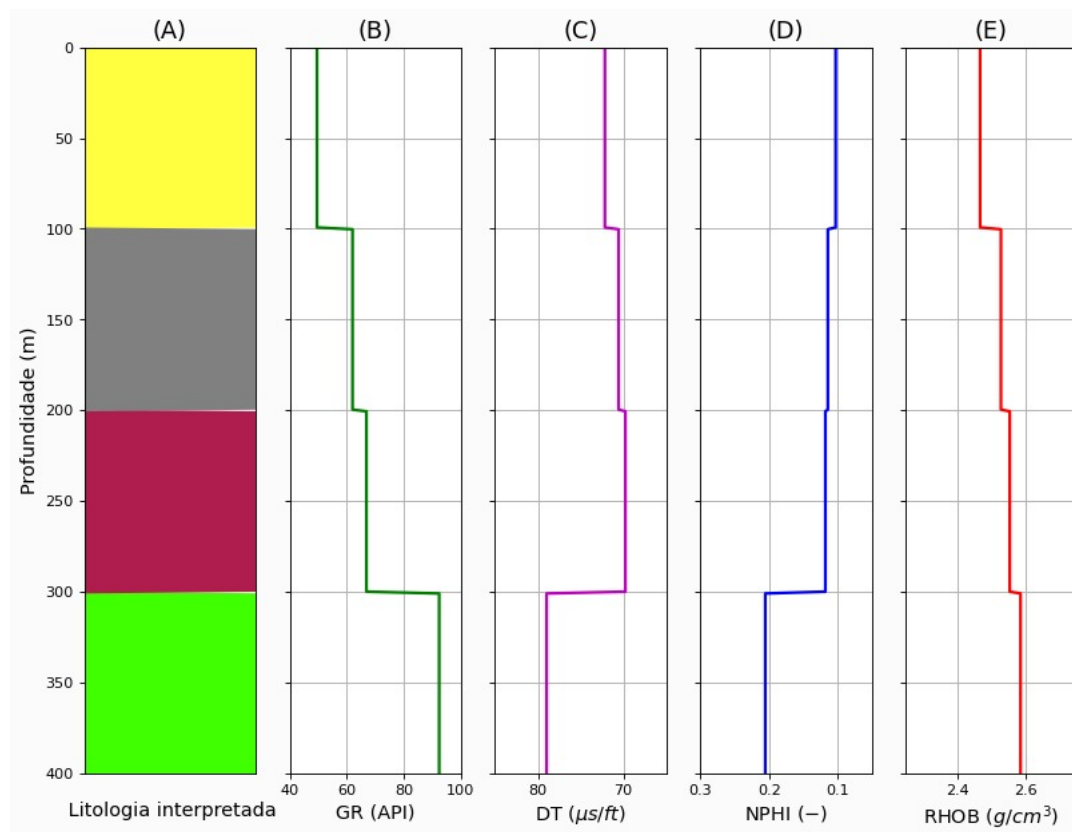


Figura 5 – Gráfico exemplificando as respostas qualitativamente dos perfis GR (B), DT (C), NPHI (D) e RHOB (E) para as eletrofácies (A): arenito (amarelo), slurry (cinza), siltito (vermelho) e folhelho (verde).

medida é, geralmente, gramas por centímetro cúbico (g/cm^3) ou quilogramas por metro cúbico (kg/m^3).

O perfil de densidade tem como principal aplicação o cálculo da porosidade. Também pode ser utilizado de forma qualitativa para identificar litologias, quando combinado com as informações do perfil neutrão, e indiretamente para apontar zonas de reservatórios (RIDER, 2002). Além disso, segundo Asquith e Gibson (1982), o perfil de densidade é importante para determinar densidades de hidrocarbonetos leves.

De acordo com Rider (2002), diversos fatores são responsáveis pela mudança de densidade das rochas, como por exemplo, a compactação, idade, composição da matriz da rocha e a porosidade. Por essas razões, o perfil de densidade necessita de combinações com outras curvas para a diferenciação das litologias

Nery (2013) ainda afirma que o perfil de densidade não está isento de problemas. Diversos fatores podem provocar uma leitura equivocada dos valores, prejudicando a interpretação. A maior dificuldade encontrada é causada pela presença de lama ou reboco a frente das camadas, impossibilitando a penetração dos fótons emitidos pela fonte que compõem o equipamento de perfilagem.

3.1.3 Perfil neutrão (NPHI)

O perfil neutrão, ou neutrônico, é responsável por fornecer a resposta da formação devido ao rápido bombardeamento de nêutrons ao longo da profundidade. De certa forma, o perfil neutrão é um indicador de riqueza de hidrogênio da formação, já que a resposta é dado por unidades de porosidade neutrão e está relacionada ao índice de hidrogênio medido.

A resposta do perfil neutrão é dado diretamente em unidades de porosidade, relativas a uma litologia de calibração. Segundo [Rider \(2002\)](#), a curva dessa propriedade é originalmente calibrada para calcários limpos e a porosidade indicada pelo perfil, é a porosidade real para essa litologia. Para outros diferentes tipos de rochas, é necessário fatores de correção para a interpretação da curva. Além de indicar diretamente a porosidade, o perfil neutrão é geralmente utilizado em conjunto com o perfil de densidade. A combinação dessas curvas favorece para a identificação de litologias e consequentemente, apontar potenciais zonas de reservatórios.

3.1.4 Perfil sônico (DT)

O perfil sônico fornece a diferença nos tempos de trânsito percorridos por uma onda mecânica na formação presente no poço. Em outros termos, mede a capacidade da formação em transmitir uma onda sonora ([RIDER, 2002](#)). O tempo de trânsito é indicado em microssegundos por pé ($\mu s/ft$) ou em microssegundos por metro ($\mu s/m$). Essa propriedade é inversamente proporcional a velocidade compressional da rocha, sendo assim, um maior tempo de trânsito indica uma menor velocidade de propagação.

Ainda segundo [Rider \(2002\)](#), o perfil sônico tem importantes aplicabilidades na integração de dados de perfis com dado sísmico, sendo fundamental para produção do perfil de impedância acústica e a amarração de poços. Além disso, essa propriedade é utilizada para calcular porosidade, de forma quantitativa, e para auxiliar na correlação de poços, de forma qualitativamente.

De acordo com [Asquith e Gibson \(1982\)](#), o tempo de trânsito é influenciado pela litologia e também pela porosidade. [Nery \(2013\)](#) adiciona que a velocidade de propagação da onda sonora na matriz da rocha é maior do que no fluido. Dessa forma, o perfil sônico apresenta um estiramento na curva com a presença desse fluido. Outra consequência é que por essa razão, a curva não é favorável para cálculos de porosidade secundária, com presença de cavidades e vesículas.

3.2 Conceitos fundamentais de estatística

A inferência de propriedades petrofísicas é uma etapa fundamental deste trabalho, onde o objetivo é encontrar o cenário mais provável dentro de um grande número de cenários possíveis. Para atender esse objetivo foi escolhida uma aplicação básica da simulação de Monte Carlo para perfis, cujo objetivo é reproduzir amostragens seguindo uma distribuição de probabilidades (MCCLARREN, 2018). Neste capítulo são apresentados alguns conceitos fundamentais para a plena compreensão da metodologia a ser apresentado no capítulo 4.

3.2.1 Média

A média aritmética consiste do valor representativo de uma população (ou conjunto de dados). Se tomarmos, por exemplo, um perfil de uma propriedade petrofísica X em um poço com n amostras em profundidade, a média desse perfil X é dada por: (ISAACS et al., 1989) e (TEAM, 2020a)

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.1)$$

em que, x_i é o i -ésimo valor da propriedade petrofísica X e $\bar{x}$ a média de X .

3.2.2 Desvio padrão

O desvio padrão significa o quanto um valor se afasta da média ou de seu valor representativo. Portanto, quanto menor o desvio padrão, mais significativo é o valor da média para uma dada população. Considerando-se a mesma propriedade petrofísica X supracitada, o desvio padrão é definido por Isaacs et al. (1989) e Harris et al. (2020a):

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (3.2)$$

em que, x_i é o i -ésimo valor da propriedade petrofísica X e $\bar{x}$ a média de X .

Em nosso caso, o desvio padrão calcula o afastamento da média em relação aos perfis a serem calculados a partir da configuração da função distribuição Gaussiana, discutida na seção a seguir.

3.2.3 Densidade de probabilidade

Segundo Bishop (2006), a teoria da probabilidade tem aplicação direta na quantificação e manipulação da incerteza. Um exemplo básico da teoria da probabilidade seria um poço em que 20% de todas as litologias (classes) são do tipo l , portanto uma amostra aleatória obtida neste poço teria 20% de chance de ser da litologia l e 80% de chance de ser das demais. Neste exemplo é fácil determinar a probabilidade pois se considera um número finito e conhecido do espaço amostral, ou seja, todas as litologias possíveis são conhecidas.

Porém, para variáveis contínuas, como no caso dos perfis geofísicos, existe um número infinito de possibilidades no espaço amostral, o que impossibilitaria a determinação da probabilidade. A densidade de probabilidade resolve esta questão ao levar em consideração a probabilidade em um intervalo, o que discretiza um problema originalmente contínuo (BISHOP, 2006).

3.2.4 Distribuição gaussiana

A distribuição de probabilidades é uma curva que descreve a possibilidade de se obter qualquer valor que uma variável aleatória pode assumir (FROST, 2020). Ainda que não seja possível ajustar essa curva com perfeita exatidão, o histograma fornece uma representação visual desta distribuição. A distribuição normal (ou Gaussiana) é a distribuição mais comum encontrada na natureza (LYON, 2014), e é usualmente encontrada nos perfis geofísicos. Por este motivo foi utilizada a função de densidade de probabilidade da distribuição normal (PDF normal) cuja forma é:

$$G(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\bar{x}}{\sigma}\right)^2} \quad (3.3)$$

em que, σ é desvio padrão, $\bar{x}$ a média de X . Como o interesse do presente trabalho é simular valores, foi utilizada a função `numpy.random.normal` para gerar valores aleatórios seguindo uma tendência da distribuição normal (HARRIS et al., 2020a).

3.2.5 Coeficiente de correlação

Na análise de dados, usualmente é necessária uma comparação entre dois ou mais dados distintos. O Coeficiente de correlação $\alpha(x, y)$ consiste em uma estratégia a fim de verificar o grau de similaridade entre dois conjuntos de dados quaisquer. Dentre as múltiplas alternativas, destacamos aqui o Coeficiente de Correlação de Pearson, que pode ser calculado a partir da seguinte relação (MUKAKA, 2012):

$$\alpha(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.4)$$

em que, x_i e y_i são os dados correlacionados, $\bar{x}$ e $\bar{y}$ são as médias aritméticas, respectivamente (ISAACS et al., 1989). Os valores do α variam de -1 a 1. Quando $\alpha(x, y)$ é próximo de 1, significa que os dados são linearmente similares. Valores próximos a -1 indica uma relação anti-linear. Já o $\alpha(x, y)$ próximo de zero, não há qualquer similaridade entre os sinais. Em nosso método, utilizamos o coeficiente de correlação para verificar a similaridade linear de uma mesma curva em relação à variação progressiva da profundidade.

3.2.6 Correlação vertical

A correlação vertical é um processo que submete um vetor de dados a vários processos de janelamento, e que permite a identificação de estruturas internas no próprio dado. Este processo é possível ao se adaptar, para um conjunto de dados em uma dimensão, análises estatísticas multivariadas (2 dimensões ou mais). Considerando um conjunto de dados de perfilagem X composto por n elementos $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ dispostos em profundidade, todos os elementos x_i são armazenados em um vetor de dados denominado *heads*, assim como os elementos a um passo p de distância, $x_i + p$, é armazenado em um vetor de distâncias chamado *tails*. Na sequência, é calculado o coeficiente de correlação entre os vetores *heads* e *tails*, para se verificar similaridades no dado a um passo p de distância.

A análise da correlação vertical requer que o procedimento previamente descrito seja realizado inúmeras vezes para uma sequência crescente de valores de p , e que os coeficientes de correlação sejam armazenados e verificados graficamente. Naturalmente, observa-se que a medida que o valor de p aumenta, a correlação diminui, visto que dados mais distantes (verticalmente) apresentam maior distinção em relação aqueles mais próximos. A análise gráfica permite o reconhecimento de um ponto de distinção, onde a correlação migra para uma assíntota em zero. Existem inúmeras interpretações sobre o significado deste ponto de distinção, neste presente trabalho estamos utilizamos a interpretação de [Dvorkin, Gutierrez e Grana \(2014\)](#). O intervalo entre a maior correlação e este ponto de convergência assintótica estaria associado a camadas geológicas inerentes a amostragem.

4 Metodologia

A metodologia proposta neste trabalho foi dividida em quatro etapas: (1) seleção dos dados, (2) tratamento dos dados selecionados, (3) criação do banco de dados e (4) geração das curvas modeladas. Cada etapa do trabalho e suas subetapas são descritas a seguir e foram implementadas utilizando a linguagem de programação *Python*, por meio da plataforma *Jupyter Notebook* e utilizando as bibliotecas de códigos livres *numpy*, *matplotlib* e *pandas*. A figura 6 apresenta em fluxograma todas as etapas necessárias para desenvolver o trabalho.

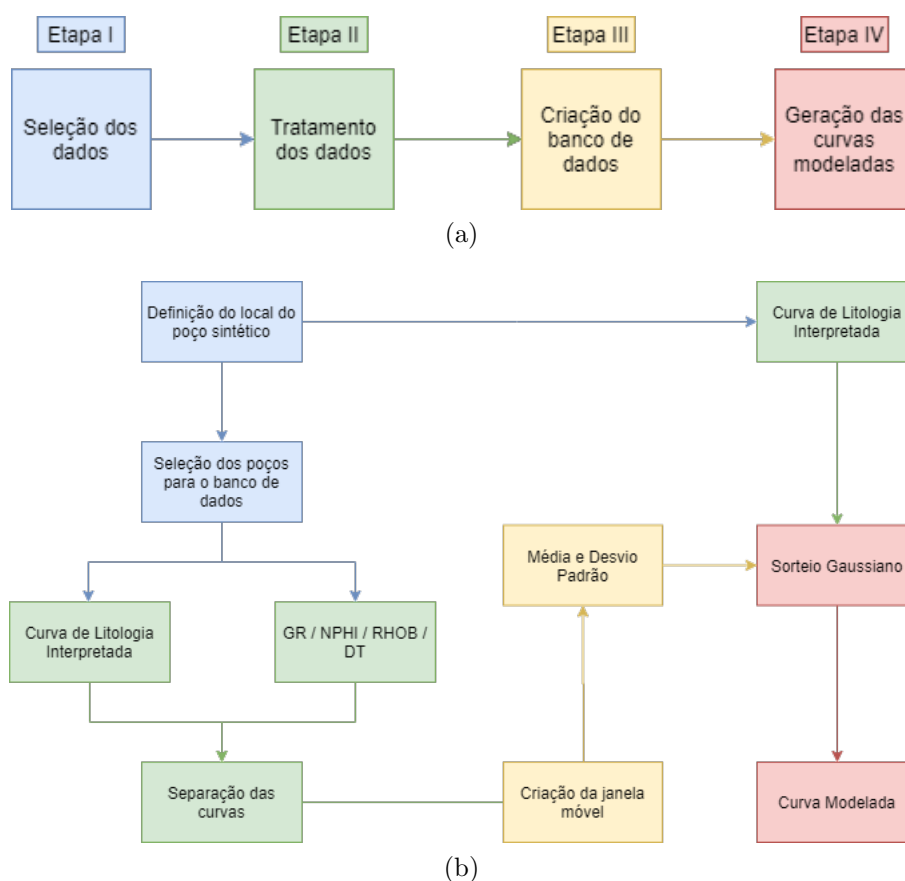


Figura 6 – (a) Fases que compõem a metodologia. (b) Subetapas de cada fase representado pelas diferentes cores.

4.1 Seleção dos dados

Os dados disponíveis para este estudo são perfis de poços do campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. Estes dados fazem parte do contexto de um projeto de pesquisa coordenado pela Universidade Federal Fluminense e financiado pela Petrobras.

A partir de uma tabela organizada com as informações de localização dos poços, por meio do sistema de coordenadas UTM, foi possível criar o mapa apresentado na figura 7. Esse mapa representa a distribuição de todos os poços presentes no campo e, com ele, foi possível escolher o local do poço sintético, que terá suas curvas modeladas, além do conjunto de poços que formarão o banco de dados.

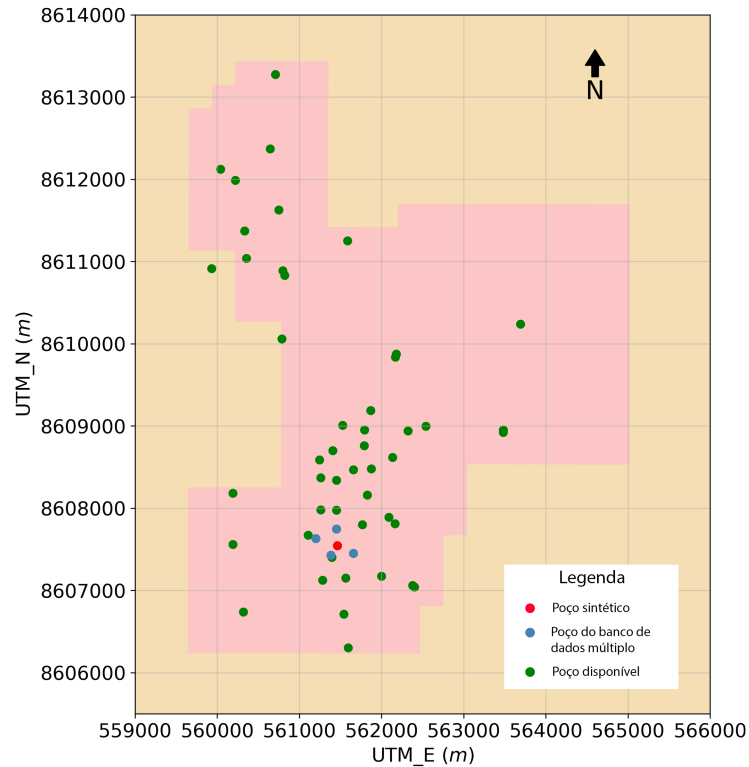


Figura 7 – Os pontos azuis representam a localização de todos os poços disponíveis do campo de massapê. Já o ponto vermelho indica o poço modelado e os pontos verdes os poços que compõem o banco de dados múltiplo.

A fim de validar a metodologia proposta utilizando-se de comparações entre perfis sintéticos e reais, o local escolhido para o poço modelado coincide propositalmente com o poço 7-MP-55D-BA. Um dos critérios para a escolha desse poço específico foi a grande quantidade de poços circunvizinhos, permitindo a construção de um banco de dados mais completo e consistente. Outro motivo essencial foi a presença dos perfis utilizados nesse trabalho e também da litologia interpretada. Já para a criação do banco de dados foi utilizado o critério da distância mínima para selecionar a quantidade de poços desejados. O banco de dados consiste dos N poços mais próximos do poço modelado.

4.2 Tratamento dos dados selecionados

Com o objetivo de criar um banco de dados específico para esse trabalho, foi realizado um tratamento nos dados dos poços selecionados. As informações das curvas

existentes estavam armazenadas em arquivos do tipo *Log ASCII Standard* (LAS). Sendo assim, essa fase da metodologia se inicia com a importação desse tipo de arquivo e a visualização das curvas para facilitar uma prévia interpretação e realizar o controle de qualidade dos dados.

Inicialmente, foi verificada a presença das curvas essenciais para este trabalho: profundidade, raios gama, densidade, neutrão, sônico e litologia. Em seguida, esses perfis foram delimitados entre os valores de profundidade que contenham a área de interesse, nesse caso, o intervalo que compreende o topo e a base da Formação Maracangalha. É importante considerar que, devido ao contexto histórico da bacia do Recôncavo, a Formação Maracangalha não apresenta os mesmos topo e base para toda bacia, e conseqüentemente para todos os poços considerados em nossa metodologia. Por exemplo, seja um poço qualquer cujo a Formação Maracangalha apresenta topo em 2000 *m* e base em 2500 *m* de profundidade. Já para um outro poço qualquer, esses valores mudam para 2200 *m* e 2900 *m*, respectivamente. Então fazemos uma extrapolação e arbitramos que o topo e a base da formação encontram-se a 2000 *m* e 2900 *m*, respectivamente.

Estabelecida o topo e base da Formação de interesse, foi realizada a separação das curvas para cada eletrofácies presente no poço. A partir da litologia interpretada e do perfil geofísico, o próximo passo é criar uma curva de propriedades físicas para cada litologia, respeitando o posicionamento e a dimensão originais das curvas. Valores nulos são atribuídos onde a litologia é inexistente. A figura 8 exemplifica essa etapa para um poço qualquer que apresenta quatro litologias diferentes, representadas pelas cores: verde, amarelo, vermelho e cinza (8-A), e também o perfil geofísico (8-B), que descreve a propriedade X em relação a profundidade. Após a separação da curva, foram obtidas as novas curvas para cada eletrofácies presente (8-C, 8-D, 8-E e 8-F). Por fim, essa última etapa foi realizada para cada perfil geofísico presente em cada poço utilizado nesse trabalho.

4.3 Criação do banco de dados

Para extrair as informações estatísticas necessárias e com elas criar o banco de dados, adotou-se a técnica de janela móvel, também chamada de janela vertical, para percorrer o poço em profundidade. Isso consiste em definir uma área que contemple uma parte do perfil. Fazendo essa janela variar em profundidade, podemos avaliar melhor o perfil em profundidades específicas, o que confere maior realismo às simulações. A figura 9 ilustra a utilização da janela vertical. Em outros termos, deseja-se que a partir do primeiro valor de profundidade do poço seja adicionado o valor do passo, formando um intervalo (ou janela). Em seguida, a base do intervalo anterior torna-se o topo da próxima janela e dessa forma também é adicionado o valor do passo para obter a nova base. Esse processo é repetido até que o poço seja percorrido completamente pela janela móvel construída,

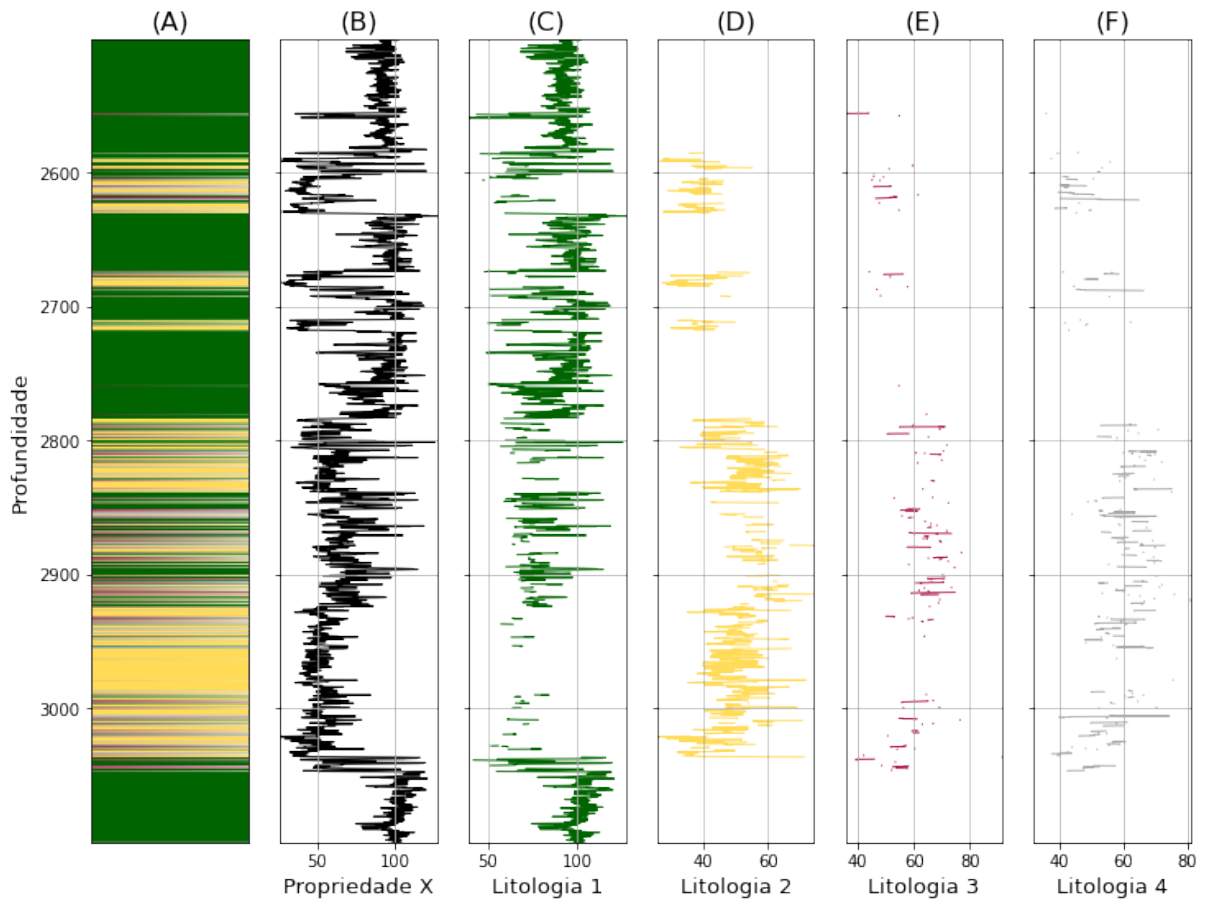


Figura 8 – Exemplo da etapa de separação de uma curva (B) em função das eletrofácies em profundidade para um poço hipotético. (A): Perfil de litologia interpretada apresentando as quatro eletrofácies diferentes, representadas pelas cores: verde, amarelo, vermelho e cinza. (B): Perfil geofísico. (C): Resultado da separação da curva para a litologia 1 (verde). (D): para a litologia 2 (amarelo). (E): para a litologia 3 (vermelho). (F): para a litologia 4 (cinza).

resultando em diferentes intervalos de profundidade.

4.3.1 Janela vertical ótima

Uma questão pertinente surge nesta etapa da metodologia: Qual tamanho de janela vertical seria adequado para as nossas simulações? Diante desse dilema, optou-se pela análise do coeficiente de correlação. Essa técnica consiste em calcular um parâmetro que indica a similaridade linear entre dois conjuntos de dados (ISAACS *et al.*, 1989). Em nosso caso, usamos a equação 3.4, em que x_i é um perfil e y_i é o mesmo perfil deslocado de um δz em profundidade. A partir da análise do coeficiente de correlação, obtém-se o valor ideal de δz quando o coeficiente de correlação for próximo a 1, e então é criada a janela móvel. Com os diferentes intervalos de profundidade gerados a partir da janela móvel, é possível utilizar as equações 3.1 e 3.2 para definir as funções distribuição de probabilidades utilizadas nesse trabalho, para cada tipo de curva e também para cada litologia. Sendo

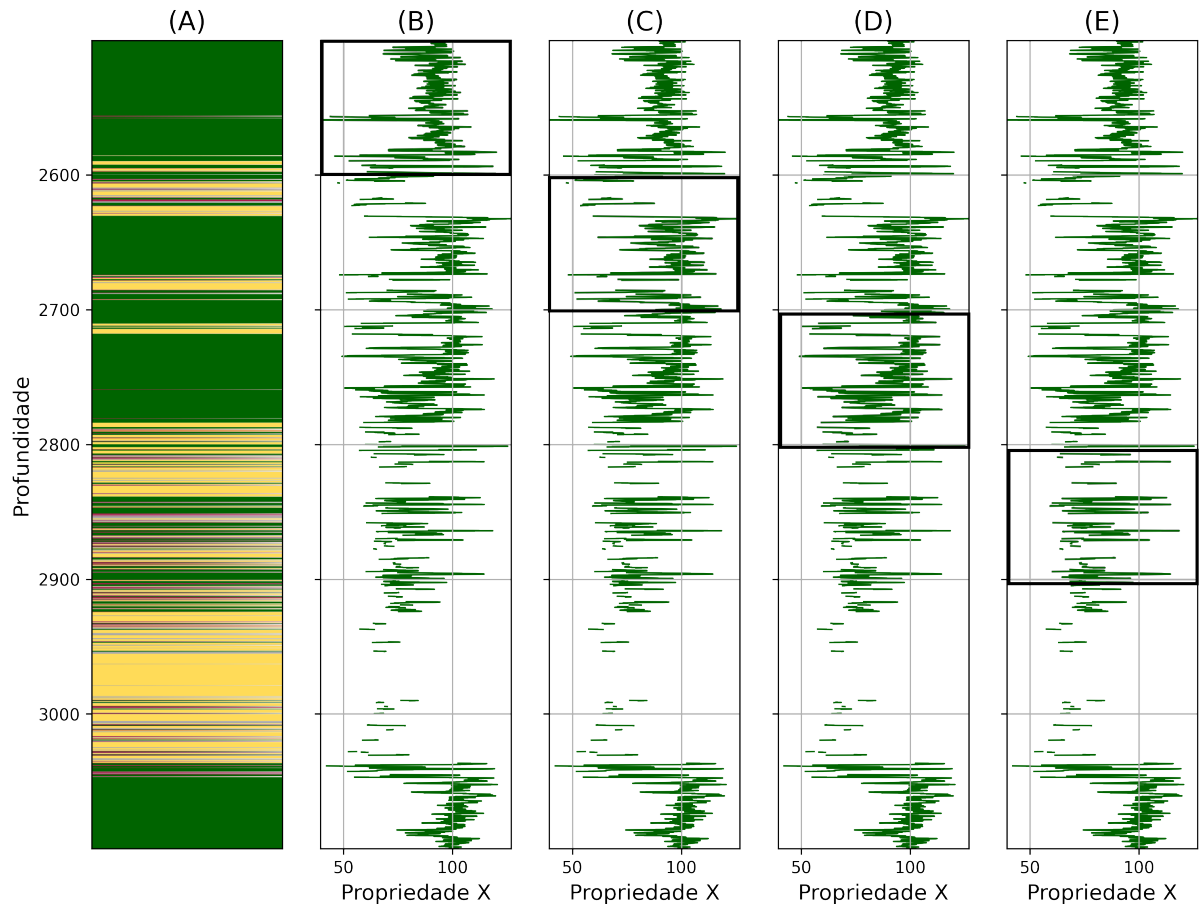


Figura 9 – Exemplo da utilização da janela vertical, com 100 metros de tamanho, para a litologia 1 e a propriedade X do poço hipotético. Em (A) o perfil de litologia interpretada. (B), (C), (D) e (E) indicam as primeiras quatro etapas da aplicação da janela vertical, percorrendo os primeiros 400 metros de profundidade.

assim, o banco de dados é formado pelas informações estatísticas de cada curva dos poços selecionados na primeira etapa, para cada intervalo de profundidade criado por meio da janela móvel, e também, para cada litologia presente.

Na figura 10 é apresentado um exemplo do processo para calcular os valores de média e desvio padrão para um poço qualquer. A partir de cada perfil geofísico e após a etapa de separação das litologias, são calculados a média e o desvio padrão da propriedade estudada dentro de cada janela vertical. No exemplo, a janela vertical possui 100 metros de extensão, e as informações estatísticas estão representados pelos círculos grafados em seu ponto médio. A posição de cada círculo no eixo horizontal refere-se a média da propriedade geofísica, enquanto que o raio do círculo está associado ao valor do desvio padrão para a janela vertical de 100 metros. As cores dos círculos indicam as diferentes eletrofácies presentes no poço.

O banco de dados é formado a partir dos perfis de poços mais próximos ao local onde deseja gerar a curva modelada. No caso de falta de informações estatísticas devido

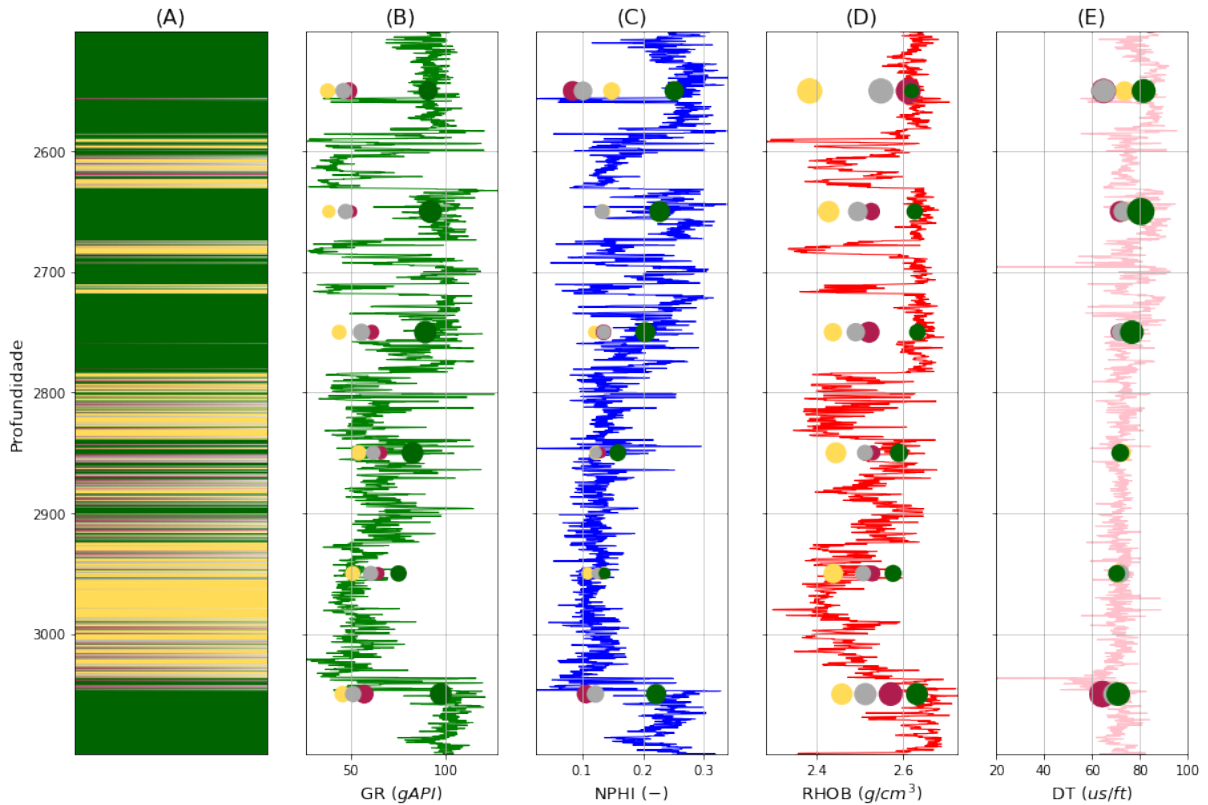


Figura 10 – Demonstração das variáveis estatísticas do banco de dados singular. Os círculos amarelos indicam arenito, os vermelhos siltitos, os cinzas slurry e os verdes o folhelho. A posição dos círculos na horizontal indicam o valor da média, já o raio indica o valor do desvio padrão. A posição dos círculos na vertical está representada no centro de cada janela móvel. Em (A) é apresentado a curva de litologia interpretada. (B), (C), (D) e (E) representam os perfis GR, NPHI, RHOB e DT, respectivamente, do poço que contempla o banco de dados singular.

a falta de litologia em uma certa profundidade, recorre-se aos valores de média e desvio padrão do poço adjacente. Dessa forma, é possível criar um banco de dados mais completo e consistente. Se a falta de informações persistir após utilizar todos os poços selecionados, é recomendado aumentar a quantidade de poços escolhidos para compor o banco de dados múltiplo.

4.4 Criação das curvas modeladas

Como consequência das etapas anteriores, o banco de dados é fundamental para a criação das curvas modeladas. Com base nas informações estatísticas em profundidade para cada eletrofácies, foi gerado uma curva, para cada propriedade geofísica estudada, por meio da distribuição gaussiana 3.3. O perfil geofísico sintético é devido ao sorteio Gaussiano do valor da propriedade para cada amostra de profundidade do poço sintético, sempre ancorado nas informações estatísticas do(s) poço(s) vizinho(s). Vale salientar que

esse processo é repetido para cada janela vertical ótima, estabelecida pela correlação vertical. Além disso, a partir do perfil de litologia interpretada do poço sintético é feita a comparação do tipo de litologia presente na respectiva amostra. Em outras palavras, a cada profundidade do poço modelado é verificada a litologia, a média e o desvio padrão dentro da janela vertical. Com efeito, é realizado o sorteio baseado na distribuição gaussiana para cada amostra de profundidade, construindo assim, o perfil geofísico modelado.

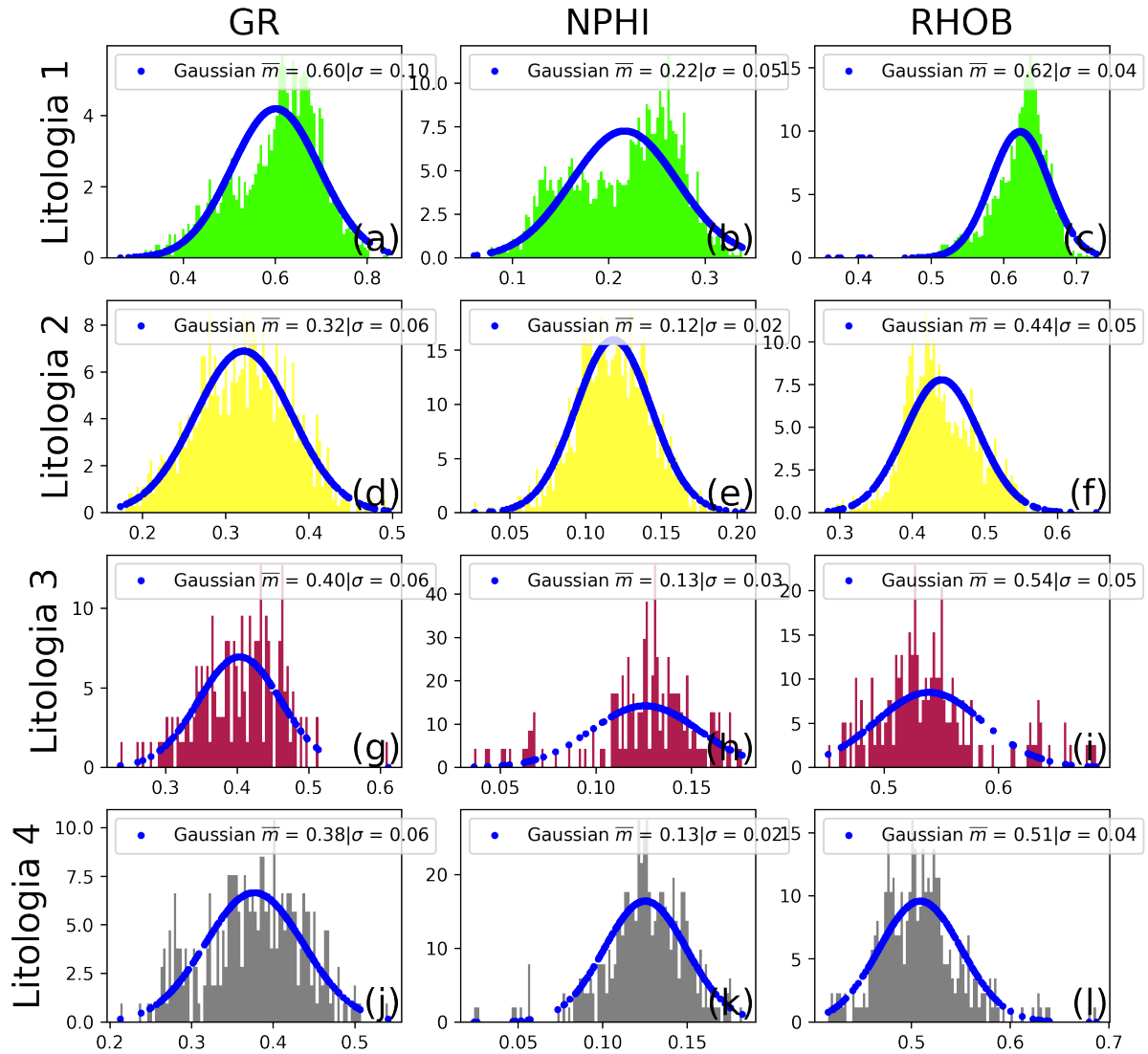


Figura 11 – Exemplo da distribuição gaussiana para os perfis GR, NPHI e RHOB. Os gráficos foram gerados para cada litologia do exemplo proposto.

Na figura 11 é apresentado um exemplo das curvas Gaussianas geradas para os perfis GR, NPHI e RHOB, e também para quatro litologias diferentes. A partir dos gráficos gerados é possível observar que apesar da pouca amostragem de dados para as litologias 3 e 4, os perfis se comportam de acordo com a distribuição Gaussiana. Os gráficos para a litologia 1 e 2 apresentam uma curva bem definida de acordo com a distribuição Gaussiana. Dessa forma, foi escolhido esse tipo de distribuição para o sorteio dos perfis sintéticos.

É importante ressaltar que caso não haja qualquer informação estatística em uma janela vertical específica, devido a litologia inexistente, busca-se a janela vertical mais próxima que contenha valores de média e desvio padrão da eletrofácies em questão. Esse fator evita a falta de informações essenciais para o sorteio gaussiano e consequentemente evita as lacunas nas curvas geradas.

Podemos finalizar esse capítulo sintetizando as principais etapas:

- Seleção do poço sintético;
- Definição do número de poços que compõem o banco de dados;
- Separação dos perfis por eletrofácies;
- Definição da janela vertical em função da correlação (equação 3.4);
- Cálculos estatísticos por janela (equações 3.1 e 3.2);
- Sorteios gaussianos (equação 3.3) por perfil e para cada eletrofácies;

5 Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões referentes as duas perspectivas propostas para a aplicação da metodologia, a fim de gerar produtos diferentes e comparar as estratégias utilizadas. A primeira abordagem apresenta a simulação do perfis quando o banco de dados é composto por apenas um poço, sendo referenciado aqui como banco de dados singular. Já a segunda estratégia consiste de um banco de dados composto por mais poços vizinhos ao poço modelado, sendo chamado de banco de dados múltiplo. Inicialmente, é feita uma breve consideração em relação a implementação computacional da metodologia e também dos dados utilizados.

5.1 Implementação computacional

Para cada etapa da metodologia descrita no capítulo 4, foram implementados *scripts* na linguagem de programação *Python*, por meio da plataforma *Jupyter Notebook*. O *Python* é uma linguagem de alto nível, gratuita e com sintaxe simples. Devido a essas razões e por possuir bibliotecas com diversos recursos distintos, se torna uma ferramenta importante para trabalhos dessa natureza.

A biblioteca *NumPy* ([HARRIS et al., 2020b](#)) foi utilizada para cálculos numéricos, manipulação de *arrays* e algumas funções estatísticas. Para a visualização dos dados e também a geração dos gráficos apresentados nesse trabalho, foi utilizada a biblioteca *Matplotlib* ([HUNTER, 2007](#)). Por fim, para a importação de alguns tipos de arquivos específicos (.csv e .shp), foram utilizadas as bibliotecas *Pandas* e *GeoPandas* ([TEAM, 2020b](#)).

5.2 Dados utilizados

Este trabalho faz parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D), coordenado pela Universidade Federal Fluminense (UFF), e financiado pela Petrobras. Portanto, os dados disponíveis para a aplicação da metodologia proposta são perfis geofísicos de 53 poços do campo de Massapê, bacia do Recôncavo e foram cedidos pela Agência Nacional do petróleo (ANP). O mapa com a localização do campo, assim como a distribuição dos poços disponíveis é apresentado na figura 12.

Durante as etapas do trabalho, contou-se com os perfis de raios gama (GR), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI) e também o sônico (DT). Uma outra curva utilizada, essencial para a aplicação da metodologia proposta, é a de litologia

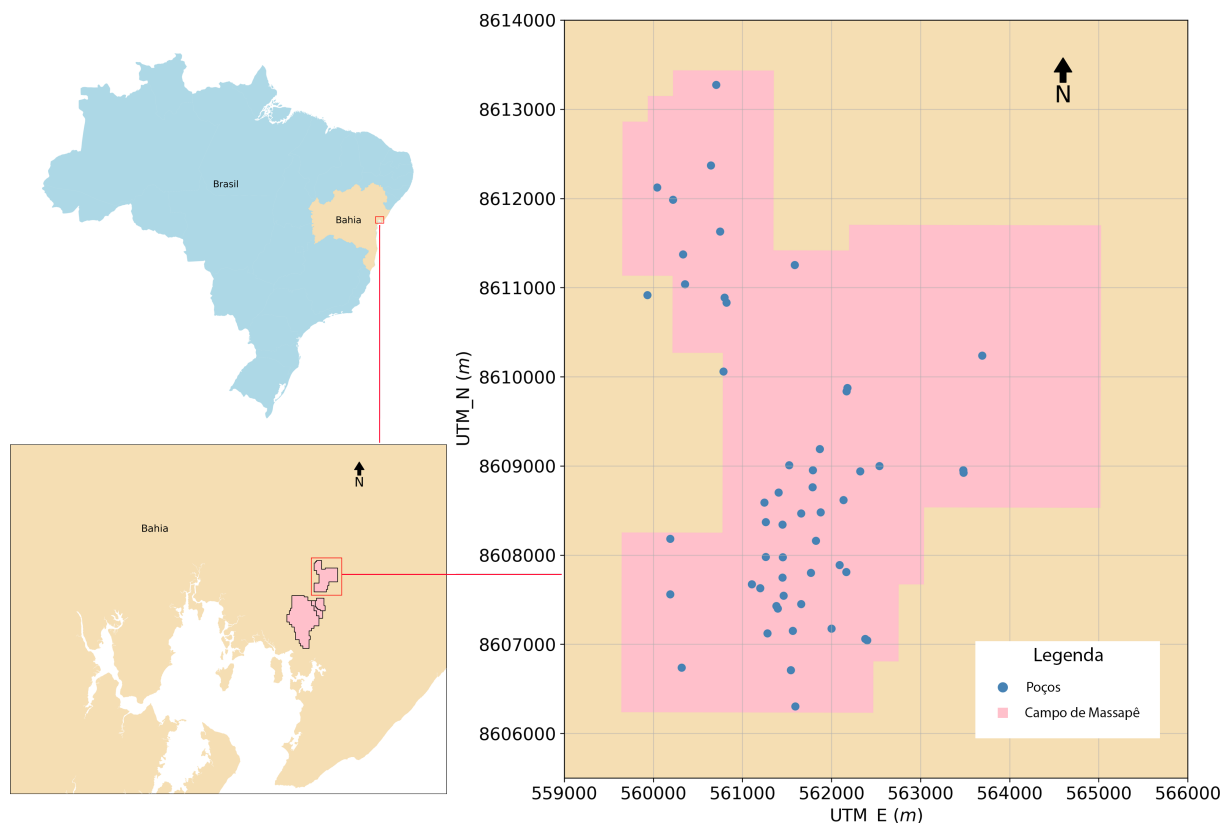


Figura 12 – Mapa da localização do campo de Massapê e a distribuição espacial dos poços disponíveis.

interpretada. As curvas foram configuradas para apenas compreender a área de interesse, a formação Maracangalha. Desse modo, todos os perfis utilizados foram delimitados no intervalo de profundidade entre 2500 e 3100 metros. Esses valores foram escolhidos com base na interpretação da localização das formações para cada poço, realizada por pesquisadores do grupo de pesquisa em qual este trabalho está inserido, assim como, as curvas de litologias interpretadas (FREIRE et al., 2018; FREIRE et al., 2019; FREIRE et al., 2020).

5.3 Teste de Validação para o Banco de dados singular

Para formar o banco de dados singular foi escolhido o poço 7-MP-25-BA, por ser o mais próximo espacialmente do poço modelado. A figura 13 apresenta a localização de cada um dos poços utilizados. Com o intuito de validar a metodologia apresentada no capítulo anterior, escolhemos o poço 7-MP-55D-BA. Nesse, temos os perfis GR, RHOB e NPHI completos e consistentes, conforme pode ser observado na figura 14. Dessa forma, podemos comparar as simulações com os perfis verdadeiros e conferir maior detalhamento na análise dos resultados.

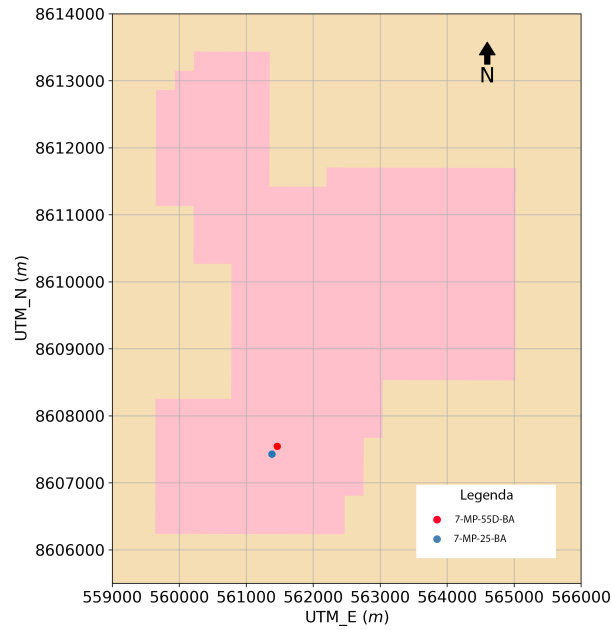


Figura 13 – Localização do poço sintético (vermelho) e do poço 7-MP-25-BA (azul), que forma o banco de dados singular.

5.3.1 Janela vertical grosseira

Inicialmente, uma janela móvel de 100 *m* de profundidade foi definida. A partir dos intervalos criados pela aplicação dessa janela no poço 7-MP-25-BA, foram calculados os valores de média e desvio padrão para os perfis (GR, RHOB e NPHI) obtidos após a separação das quatro eletrofácies presentes no poço. As figuras 14 (C), (E) e (G) apresentam os perfis GR, NPHI e RHOB modelados para poço 7-MP-55D-BA. Já na figura 14 (A) é apresentado a curva de litologia interpretada do poço e nas figuras 14 (B), (D) e (F) são mostrados os perfis verdadeiros, que foram utilizados como validação.

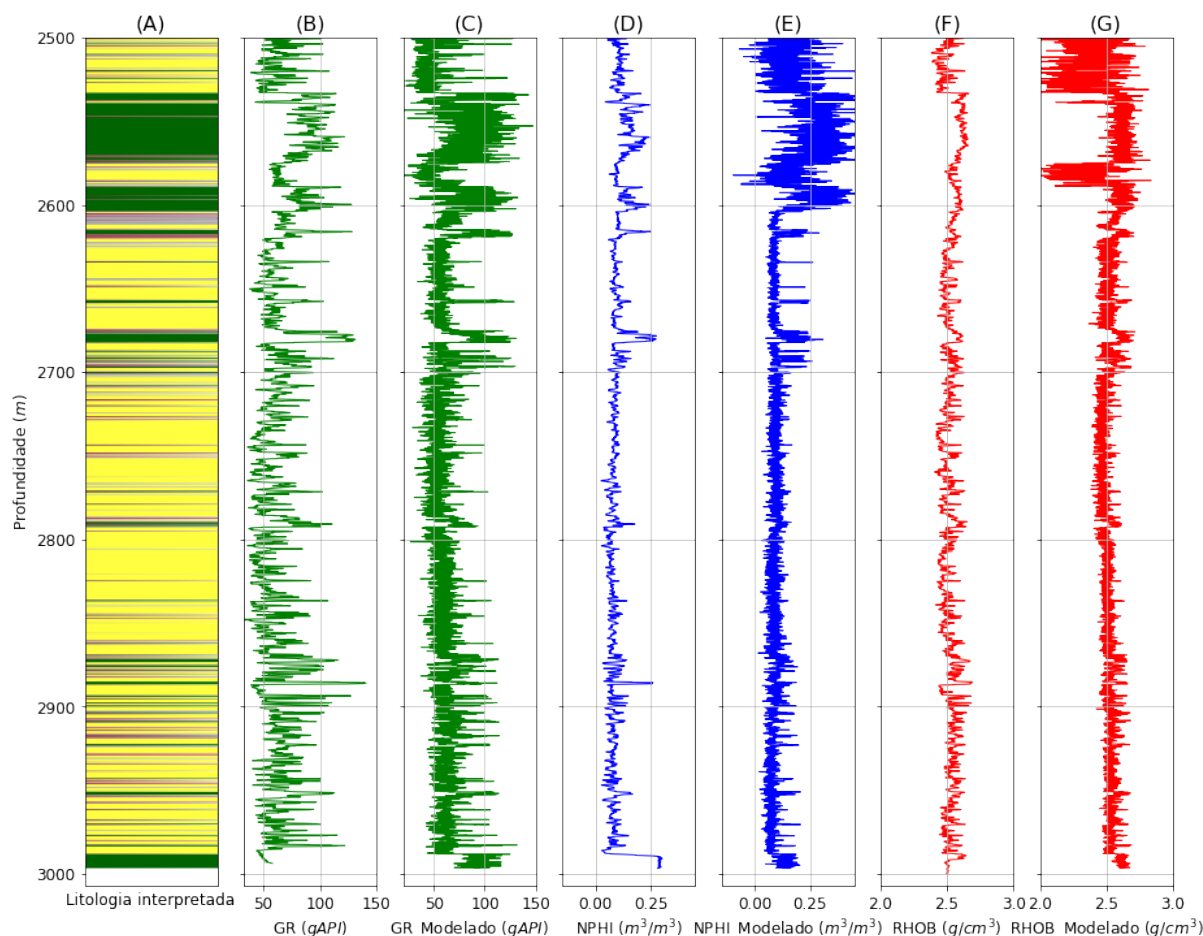


Figura 14 – Perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela móvel de 100 metros. A representa a curva de litologia interpretada. B representa o perfil verdadeiro de GR, C o perfil sintético. D representa o perfil verdadeiro de NPHI, E o perfil sintético. F representa o perfil verdadeiro de RHOB, G o perfil sintético.

Em linhas gerais, podemos observar que, embora o nível de detalhamento dos perfis seja considerado um pouco grosseiro, as principais variações e características dos perfis verdadeiros foram adequadamente simuladas pelo método proposto. Dessa forma, é possível afirmar que a robustez do método é satisfeita. Um aspecto a ser mencionado é que o tamanho da janela vertical de 100 m deve ser evitado, pois neste caso os perfis variam muito, o que acarreta em um valor de desvio padrão elevado. Esse aspecto "engrossa" as linhas dos perfis simulados. Por isso que decidimos avançar no estudo e propor um refinamento na janela móvel por meio da correlação vertical.

A partir da análise dos resultados, constatou-se que o comportamento geral da curva sintética corresponde aos perfis originais. Em outros termos, fica claro que as mudanças abruptas nos valores dos perfis sintéticos são também observados nos perfis verdadeiros. Isso ocorre devido a curva de litologia interpretada do perfil sintético ser bastante coerente e detalhada, além do sorteio Gaussiano resperitar totalmente as litologias interpretadas.

Além disso, outra característica interessante que permanece nos perfis simulados em relação aos verdadeiros é a posição da curva no eixo horizontal. Ou seja, ao longo de toda a curva os valores da propriedade geofísica são semelhantes. Uma explicação é o caso das litologias presentes no banco de dados singular possuírem petrofísica semelhante às litologias do poço sintético. Com o efeito, possuam propriedades equivalentes, o que acarreta em médias e desvios padrão consistentes. Sendo assim, é importante ressaltar a importância do critério de proximidade para a escolha dos poços que contemplam o banco de dados, respeitando o princípio da continuidade lateral.

Considerando o tamanho da janela móvel de 100 metros e a taxa de amostragem dos perfis do banco de dados singular, de 15 centímetros, é possível observar valores de desvio padrão elevados para cada janela. Esse fator é consequência dos intervalos de profundidade abrangerem uma mesma litologia com características diferentes, aumentando o desvio padrão do sorteio gaussiano para a respectiva janela. Sendo assim, o resultado gerado na curva modelada é uma grande variação da propriedade ao longo da profundidade.

A figura 15 (A), (B) e (C) apresentam os gráficos de dispersão para os perfis GR, NPHI, RHOB, quando a janela de 100 m é considerada. Pode-se observar que para este teste, as diferenças entre o perfil verdadeiro e modelado foram mais acentuadas no perfil NPHI, que pode estar associada ao conteúdo poroso das rochas do poço. Vale salientar que em geral os gráficos apresentam dispersão considerável devido a janela vertical grosseira.

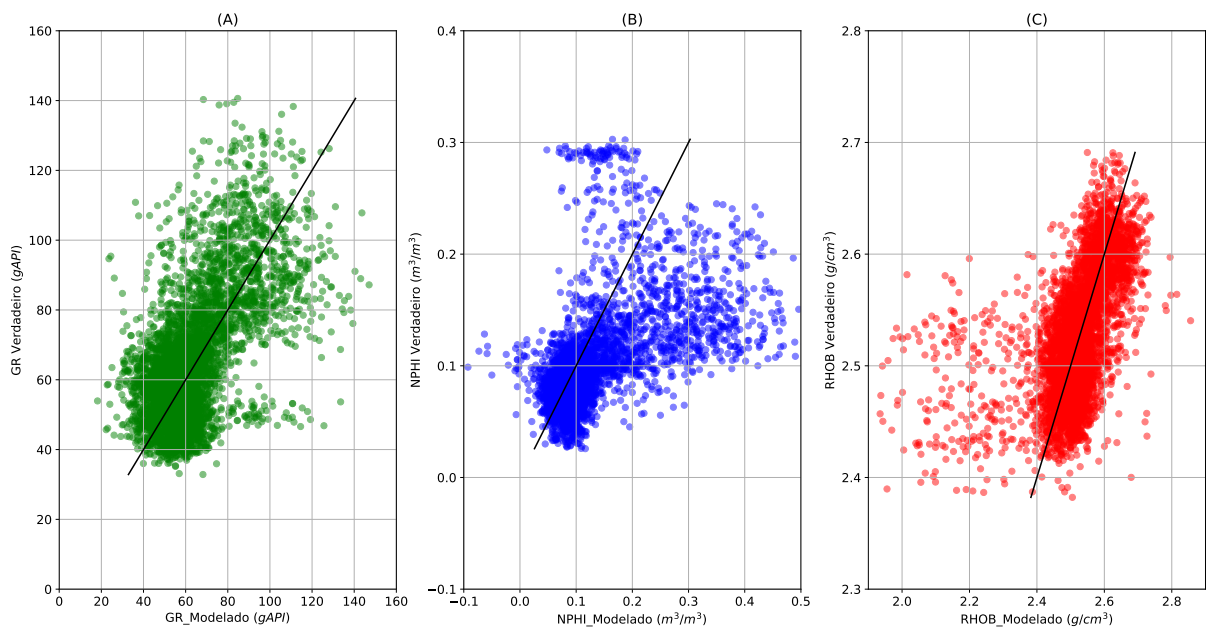


Figura 15 – Gráficos de dispersão para janela de 100 metros do banco de dados singular. Perfis (A) GR, (B) NPHI e (C) RHOB

5.3.2 Janela vertical refinada

A partir dessa última análise dos resultados, foi preciso definir um valor ótimo para o tamanho da janela móvel. Para auxiliar a escolha desse parâmetro, foi calculado o coeficiente de correlação. Na figura 16 é apresentado o gráfico dos coeficientes de correlação em profundidade. Dessa forma, a partir da interpretação do gráfico, é possível observar que quanto menor a janela vertical, maior a correlação entre os dados da curva. Portanto, com o objetivo de manter a relação dos dados, foi definido um novo valor de 3 m para o tamanho da janela móvel.

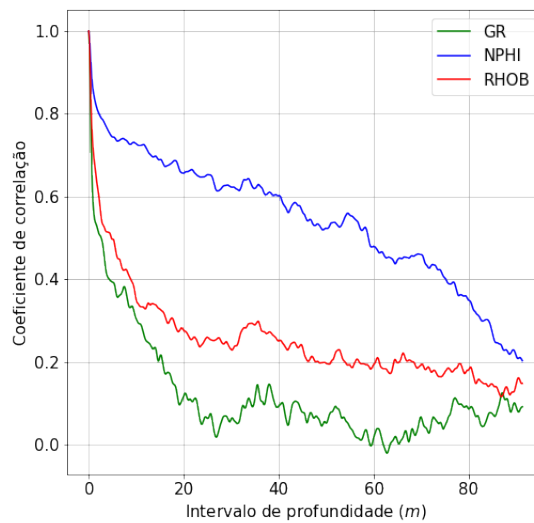


Figura 16 – Correlação vertical para os perfis GR (verde), NPHI (azul), RHOB (vermelho).

Com um novo valor para o tamanho da janela vertical, a metodologia foi novamente considerada e os resultados são apresentados na figura 17 (A-G).

Repare que houve uma perceptível melhoria no detalhamento dos perfis em profundidade, o que reforça a necessidade de definir uma janela vertical adequada para que a simulação dos perfis seja fiel aos dados verdadeiros. No entanto, quando as camadas litológicas são muito finas no poço simulado, a metodologia estocástica discutida neste trabalho apresenta dificuldades em representar o detalhamento dos perfis, como pode ser comprovado pela figura 17 C, que representa o perfil GR modelado.

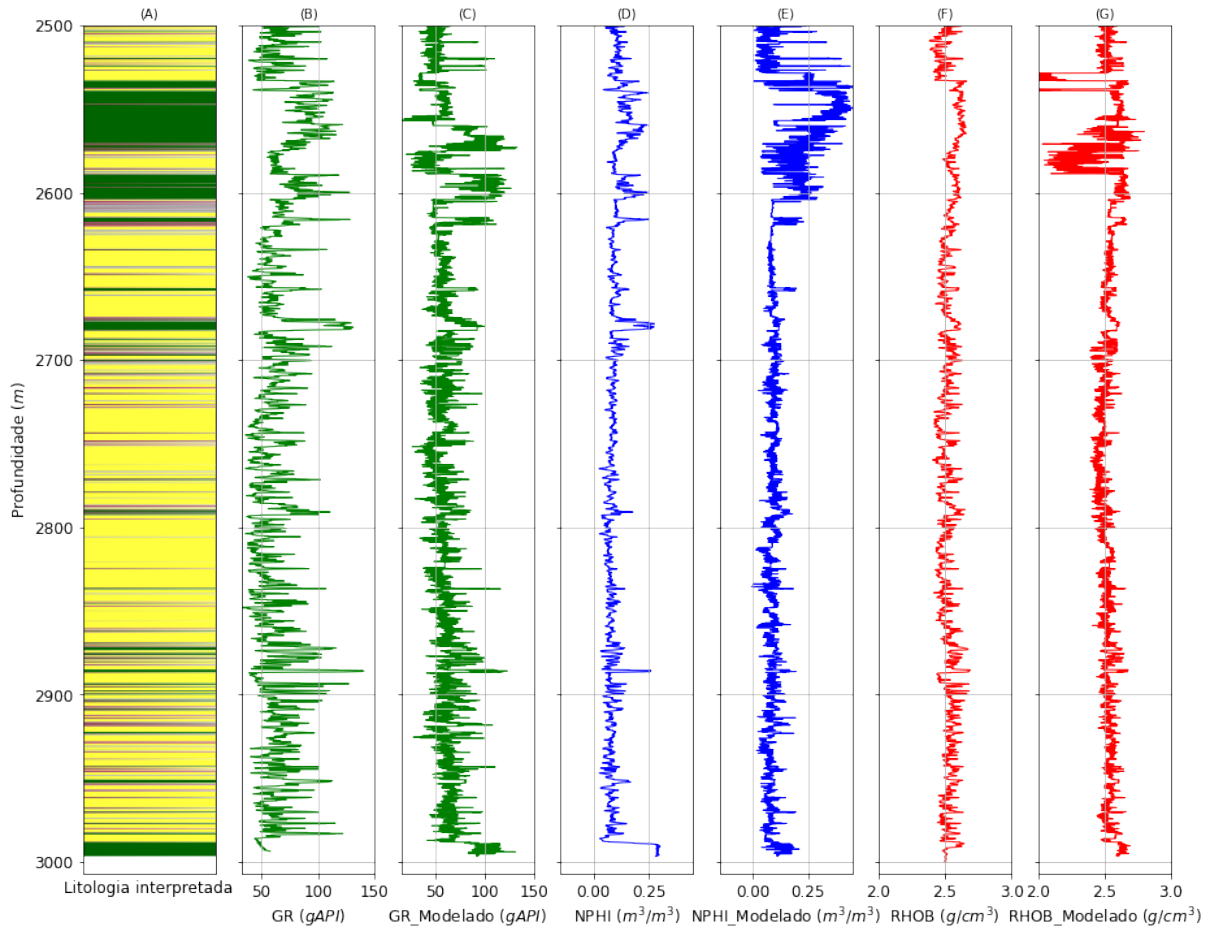


Figura 17 – Perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela móvel de 3 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil sintético.

A partir do valor de 3 m para a janela vertical, é possível observar que a variação dos valores da curva para cada propriedade é atenuada. Ou seja, como agora a janela é menor, possuem perfis mais bem definidos, com desvios padrão menores, conforme pode ser analisado na figura 17.

A figura 18 (A), (B) e (C) apresentam os gráficos de dispersão para os perfis GR, NPHI, RHOB, quando a janela de 3 m é considerada. Pode-se observar que, em linhas gerais, a dispersão dos dados apresenta leve redução quando comparada com a figura 15. Este comportamento é esperado, uma vez que, a janela restringe os valores a serem consideradas na estatística. Ou seja, uma litologia a 3000 metros não participa do cálculo de média e desvio padrão para a profundidade de 2900 metros, por exemplo.

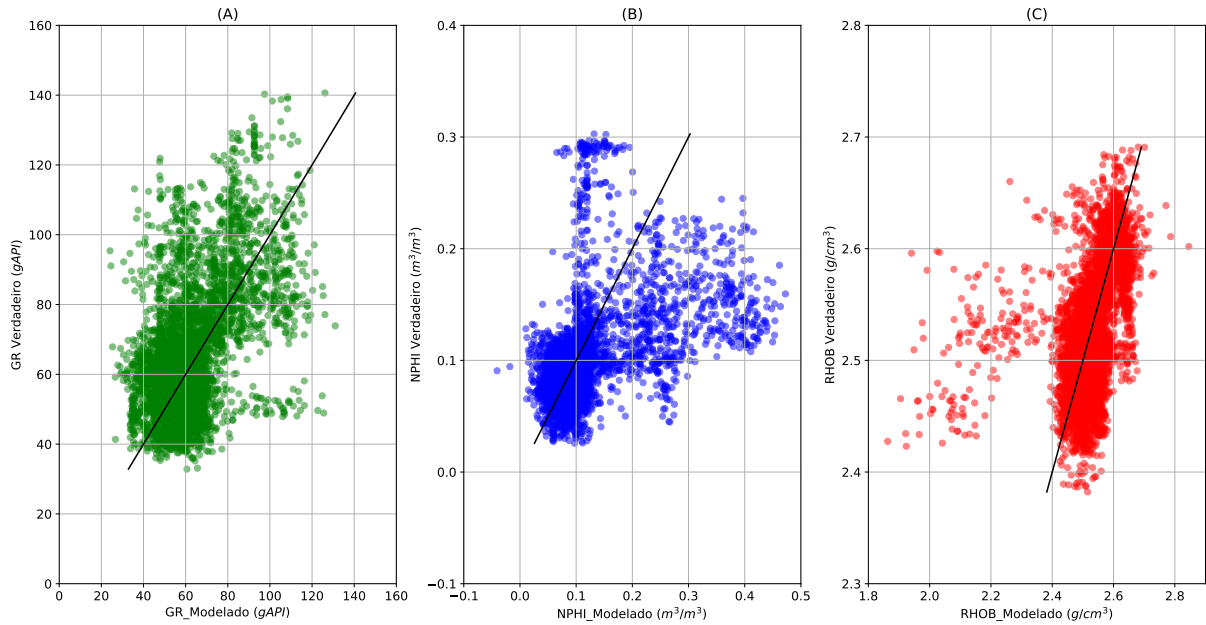


Figura 18 – Gráficos de dispersão para janela de 3 metros do banco de dados singular. (A) perfil GR, (B) perfil NPHI, (C) perfil RHOB

Por outro lado, o aumento do número de janelas verticais reduz a quantidade de dados por janela. Isto posto, é provável que uma janela de profundidade curta não apresente qualquer informação sobre uma eletrofácies específica. A figura 19 mostra três trechos de perfil em que esse fenômeno ocorre. Repare que nos perfis GR, NPHI e RHOB modelados (i.e., figuras 19 C,E e G) apresentam total ausência de variação, o que reforça a necessidade de ampliar a estatística para que as simulações sejam mais robustas.

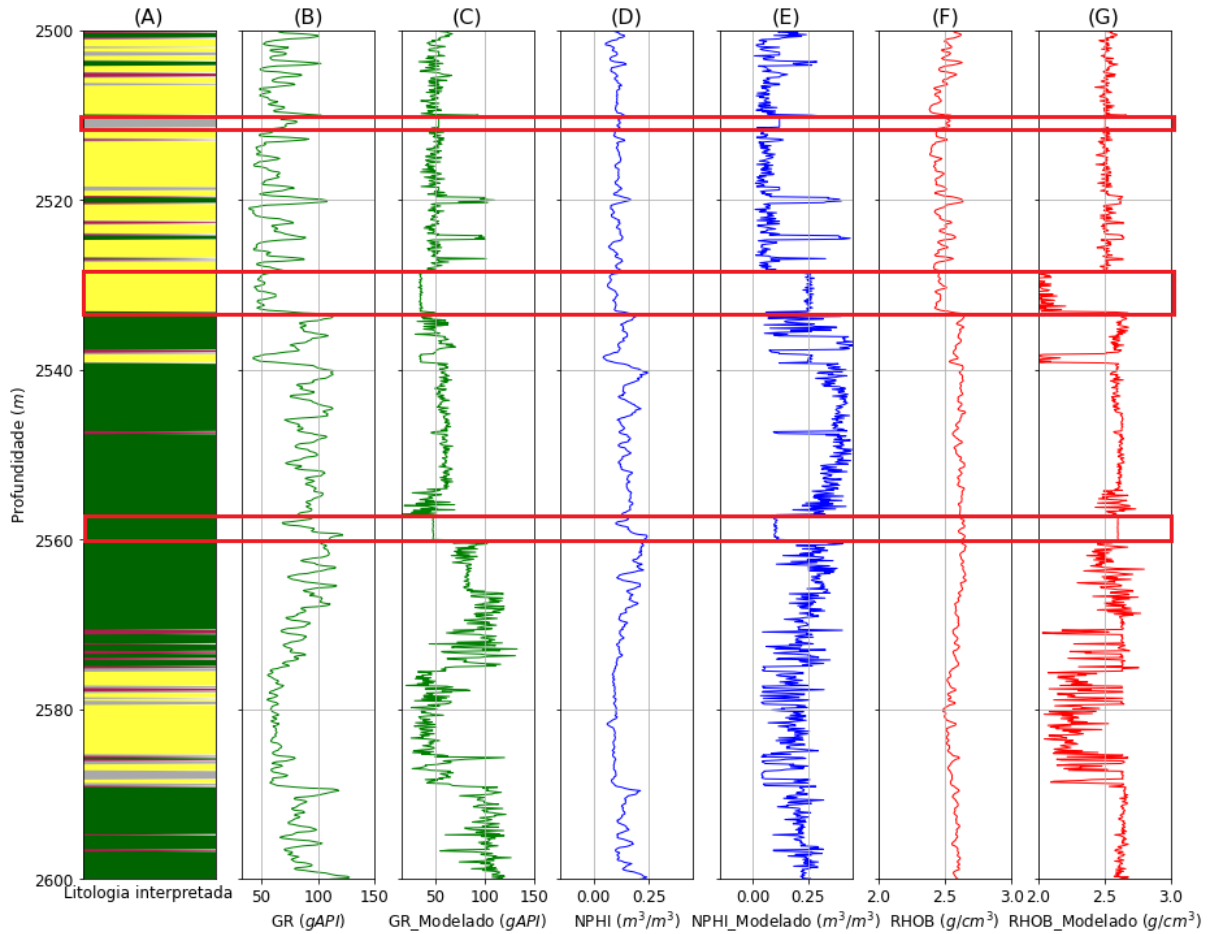


Figura 19 – Detalhe dos perfis simulados a partir do banco de dados singular, para janela móvel de 3 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil DT sintético.

A fim de erradicar esse tipo de feição da curva, foi proposto a ampliação do banco de dados, considerando agora os quatro poços mais próximos ao poço em que as curvas são modeladas. Os resultados e discussões dessa nova abordagem é descritos a seguir.

5.4 Banco de dados múltiplo

Para esse novo cenário, foram utilizados quatro poços para formar o banco de dados. Seguindo o critério de proximidade, os poços selecionados foram: 7-MP-25-BA, 7-MP-34D-BA, 7-MP-36D-BA e 7-MP-47DP-BA. O mapa apresenta a localização dos poços escolhidos para formar o banco de dados múltiplo em relação ao local do poço sintético, conforme pode ser observado na figura 20.

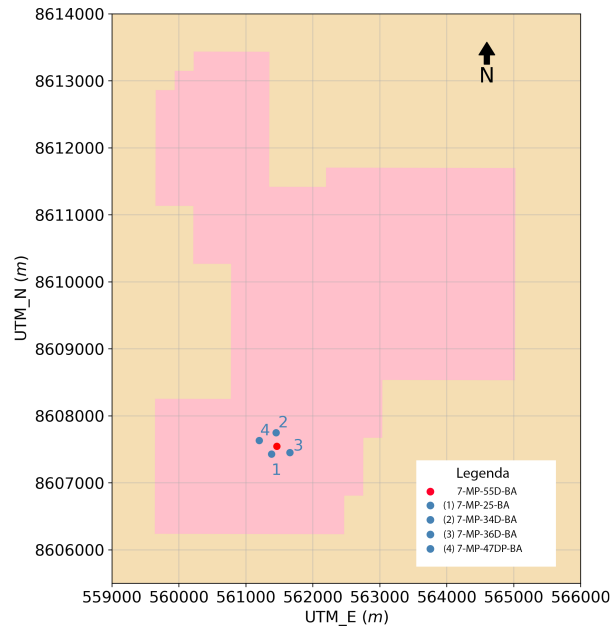


Figura 20 – Localização do poço sintético (vermelho) e dos poços (azul) que formam o banco de dados múltiplo.

Com base na análise dos resultados anteriores e também no coeficiente de correlação (figura 16), o tamanho da janela móvel foi configurado para 5 metros. Os resultados obtidos são apresentados na figura 21. É possível analisar que a semelhança entre a curva modelada e a curva real para cada propriedade foi aumentada. O motivo para isso se deve à melhor caracterização das eletrofácies ao longo da profundidade, isto significa, que é mais garantido obter valores de média e desvio padrão para diferentes profundidades com o banco de dados múltiplo.

Além disso, para essa abordagem baseada em banco de dados múltiplo, foi simulado também o perfil sônico (DT). Considerando que o poço 7-MP-55D-BA é ausente para o perfil DT, a estimativa desse perfil adicional evidencia uma aplicabilidade diferente de todas aqui tratada. Esse perfil foi simulado a partir das informações estatísticas para essa propriedade, oriundas dos poços presentes no banco de dados múltiplo. A partir dessa metodologia é possível gerar curvas de propriedades inexistentes ao conjunto de dados original do poço sintético, porém é necessário que os poços que formam o banco de dados múltiplo possuem esse tipo de informação.

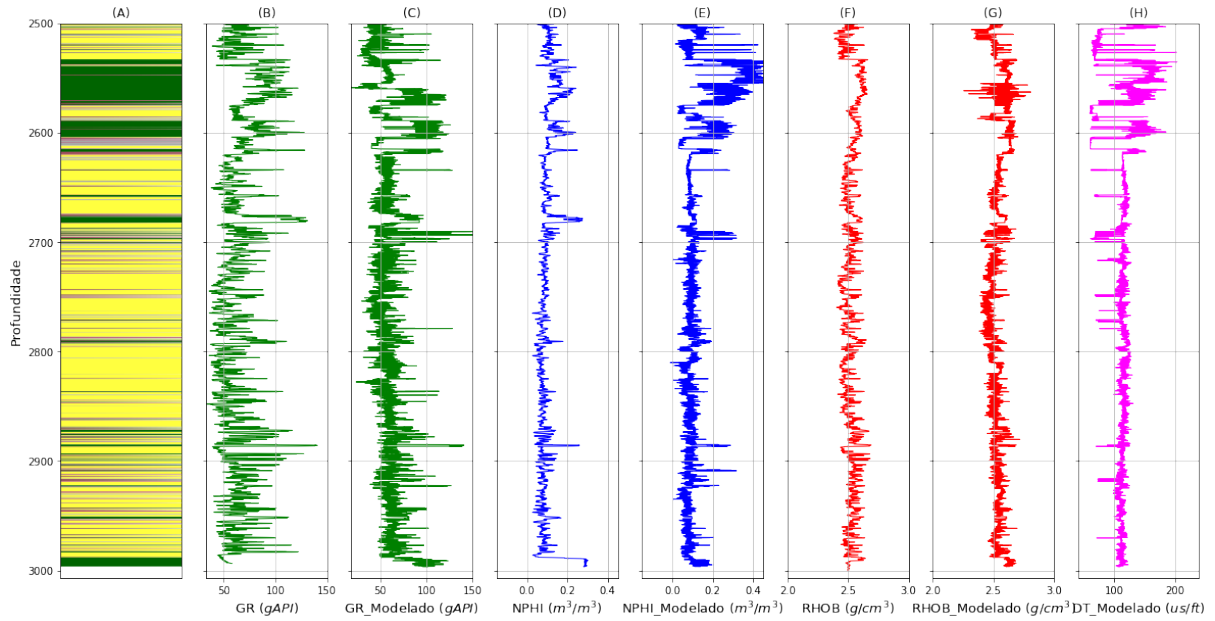


Figura 21 – Perfis simulados a partir do banco de dados múltiplo, para janela móvel de 5 metros. (A) representa o perfil verdadeiro de GR, (B) o perfil sintético. (C) representa o perfil verdadeiro de NPHI, (D) o perfil sintético. (E) representa o perfil verdadeiro de RHOB, (F) o perfil sintético. (J) representa o perfil sintético de DT.

A figura 22 (A), (B) e (C) apresentam os gráficos de dispersão para os perfis GR, NPHI, RHOB, quando a janela de 5 metros é considerada. Observa-se que neste caso a dispersão apresenta redução mais significativa do que no caso anterior (Figura 18). Isso se deve a contribuição para a estatística dos demais poços considerados no banco de dados múltiplo. Particularmente, o ajuste observado para o perfil RHOB é o melhor comparado aos demais perfis.

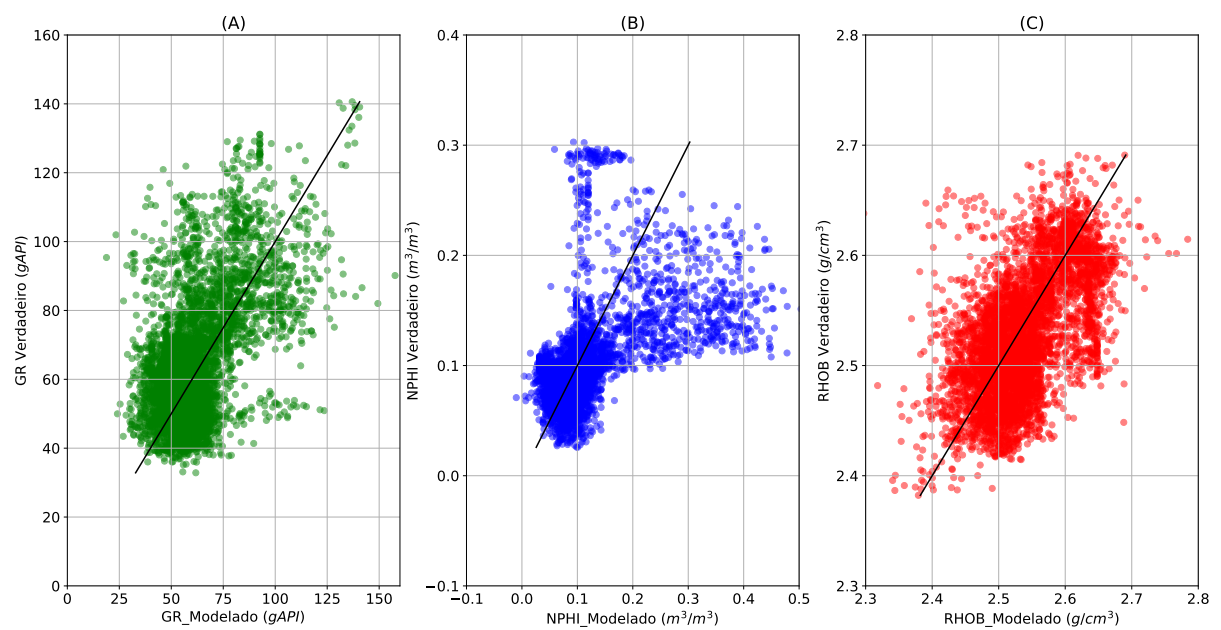


Figura 22 – Gráficos de dispersão para janela de 5 metros do banco de dados múltiplo.
(A) perfil GR, (B) perfil NPHI, (C) perfil RHOB

6 Conclusões

O presente trabalho apresenta uma metodologia que consiste em gerar perfis de poços por meio de sorteios Gaussianos em janelas verticais. Inicialmente, foram definidas duas abordagens para a aplicação da metodologia. A primeira consiste em utilizar somente um poço para compor o banco de dados, chamado de banco de dados singular. Já a segunda expande-se o banco de dados para mais poços, chamando de banco de dados múltiplo. Em seguida, foram configurados, de acordo com a análise dos coeficientes de correlação, diferentes comprimentos para a janela vertical, a fim de investigar a influência desse parâmetro na simulação adequada das curvas. Foi possível observar que a proposta com banco de dados múltiplo, combinado com o tamanho de janela móvel de 5 metros favorece a simulação de perfis. Outro aspecto importante para uma boa simulação é conhecer o perfil litológico do poço modelado com detalhes, uma vez que os perfis geofísicos são baseados nesse aspecto. Uma outra característica apresentada nesta metodologia consiste da flexibilidade das estimativas no caso de carência de dados circunvizinhos ao poço sintético.

Para validar a metodologia escolheu-se modelar os perfis de GR, NPHI e RHOB do poço 7-MP-55D-BA. As simulações, para o banco de dados singular, representaram satisfatoriamente as principais feições dos perfis verdadeiros. No entanto, observamos desvios padrão elevados para algumas litologias como siltito e slurry, devido a baixa amostragem dessas eletrofácies. Este aspecto é ratificado nos gráficos de dispersão, principalmente para o perfil NPHI modelado a partir da janela de 100 metros. Visando reduzir as elevadas dispersões observadas nos casos anteriores, a estratégia do banco de dados múltiplo é considerada. Embora tenham apresentado melhor ajuste, as dispersões entre os perfis modelados e os verdadeiros ainda requerem maiores refinamentos. Como teste complementar, simulamos o perfil DT do poço 7-MP-55D-BA, uma vez que este perfil é ausente no arquivo original do poço. Dessa forma, reforçamos a relevância da metodologia apresentada neste trabalho.

Uma exigência da metodologia consiste em ter informações detalhadas sobre as litologias locais em profundidade. Além disso, a metodologia pode não ser eficiente para campos recém explorados, onde as informações litológicas ainda são inconsistentes. Para campos consolidados, como o de Massapê, a metodologia mostra-se eficiente e pode resolver diferentes questões, como: ausência de perfis, perfis incompletos, ou ainda atingir áreas próximas que não foram investigadas. Por fim, o uso dessa metodologia pode alavancar estudos em que seja necessário um grande volume de dados, ou até mesmo, dados específicos. Dentre esses temas, técnicas de aprendizado de máquina são destacadas como exemplo.

Referências

ANP. *Plano de desenvolvimento Massapê*. 2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Massape.pdf>.

ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. *Basic well log analysis for geologists*. [S.l.]: Amer Assn of Petroleum Geologists, 1982. v. 3.

BISHOP, C. M. *Pattern recognition and machine learning*. [S.l.]: Springer, 2006. 738 p. ISBN 1493938436.

BLAKELY, R. J. *Potential theory in gravity and magnetic applications*. [S.l.]: Cambridge university press, 1996.

BRUHN, C. H. L. Reservoir Architecture of Deep-Lacustrine Sandstones from the Early Cretaceous Recôncavo Rift Basin, Brazil. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists); (United States)*, p. 1502–1525, 1999.

CANNON, S. *Petrophysics: a practical guide*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015.

CARREIRA, V.; NETO, C. P.; BIJANI, R. A comparison of machine learning processes for classification of rock units using well log data. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *80th EAGE Conference and Exhibition 2018*. [S.l.], 2018. v. 2018, n. 1, p. 1–5.

CHAGAS, E. S.; RUSSO, S.; SIMON, V. Geração de perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora. *Scientia Plena*, v. 6, n. 12 (b), 2010.

D'AVILA, R. S. *GIECAR (UFF) - Turbiditos de Margem Passiva x Rifte: contextos distintos, reservatórios diferentes - YouTube*. 2020. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=X6mNdVAwRYY>>.

DVORKIN, J.; GUTIERREZ, M. A.; GRANA, D. *Seismic reflections of rock properties*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2014.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well logging for earth scientists*. [S.l.]: Springer, 2007. v. 692.

FAUSTINO, L. H. C. Simulação de perfis sônico do campo de namorado através da técnica de defuzzificação paramétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

FREIRE, A. et al. Estratigrafia de alta resolução em estágios turbidíticos de 3ª e 4ª ordens do membro caruaçu da formação maracangalha, no campo de massapê, bacia do recôncavo. In: D'AVILA, R.; CARVALHO, I. de S. (Ed.). SBG (Sociedade Brasileira de Geologia), 2018. Disponível em: <<https://www.49cbg.com.br/lista-aprovados.pdf>>.

FREIRE, A. F. M. et al. High resolution stratigraphy using well logs to identify turbidite stages in the massapê oil field, recôncavo basin, brazil. In: . [S.l.]: SBGF (Sociedade Brasileira de Geofísica), 2019.

FREIRE, A. F. M. et al. Recognition of turbidite stages in the massapê oil field, recôncavo basin - brazil, using well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier B.V., v. 192, p. 107279, 9 2020.

FROST, J. *Understanding Probability Distributions - Statistics By Jim*. 2020. Disponível em: <<https://statisticsbyjim.com/basics/probability-distributions/>>.

GORDON, A.; DESTRO, N.; HEILBRON, M. *The Recôncavo-Tucano-Jatobá Rift and Associated Atlantic Continental Margin Basins*. 2017. 171-185 p. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-01715-0_9>.

HARRIS, C. R. et al. Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, set. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-020-2649-2>>.

HARRIS, C. R. et al. Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, set. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-020-2649-2>>.

HUNTER, J. D. Matplotlib: A 2d graphics environment. *Computing in Science & Engineering*, IEEE COMPUTER SOC, v. 9, n. 3, p. 90–95, 2007.

ISAAKS, E. H. et al. *Applied Geostatistics*. [S.l.]: Oxford University Press, 1989. ISBN 9780195050134.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Geofísica de exploração: Tradução maria cristina moreira coelho. *São Paulo, Oficina de Textos*, 2009.

KELLOGG, O. D. *Foundations of potential theory*. [S.l.]: Courier Corporation, 1953. v. 31.

LYON, A. Why are normal distributions normal? *British Journal for the Philosophy of Science*, Oxford University Press, v. 65, p. 621–649, 9 2014. ISSN 14643537. Disponível em: <<https://academic.oup.com/bjps/article/65/3/621/1497281>>.

MAGNAVITA, H. T. F. L. P. Rift border system: The interplay between tectonics and sedimentation in the reconcavo basin, northeastern brazil. *AAPG Bulletin*, v. 79, 1995.

MCCLARREN, R. G. *Introduction to Uncertainty Quantification and Predictive Science*. [S.l.]: Springer International Publishing, 2018. 3-17 p.

MUKAKA, M. M. A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research. *Malawi medical journal*, v. 24, n. 3, p. 69–71, 2012.

NERY, G. G. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - Fundamentos Básicos com ênfase em Petróleo*. [S.l.]: Sociedade Brasileira de Geofísica - SBGf, 2013.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. [S.l.]: Rider-French Consulting Ltd, 2002.

SALES, T. S.; BIJANI, R.; FREIRE, A. F. M. 2d gravity modelling integrated with multi geophysical data to investigate the basement of the southern compartment of reconcavo basin. In: D'AVILA, R.; CARVALHO, I. de S. (Ed.). SBG (Sociedade Brasileira de Geologia), 2019. Disponível em: <<https://www.49cbg.com.br/lista-aprovados.pdf>>.

SILVA, A. A. N. da et al. Modelagem de perfis geofísicos sintéticos para possibilitar a amarração sísmica-poço na bacia do recôncavo. In: BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3-6 August 2015*. [S.l.], 2015. p. 1121–1126.

SILVA, O. B. et al. *Bacia do Recôncavo*. 2007. 423 - 432 p.

TEAM, T. N. development. *numpy.mean — NumPy v1.19 Manual*. 2020. Disponível em: <<https://numpy.org/doc/stable/reference/generated/numpy.mean.html>>.

TEAM, T. pandas development. *pandas-dev/pandas: Pandas*. Zenodo, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.3509134>>.

ZHANG, D.; YUNTIAN, C.; JIN, M. Synthetic well logs generation via recurrent neural networks. *Petroleum Exploration and Development*, Elsevier, v. 45, n. 4, p. 629–639, 2018.