



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

EDUARDO DOS REIS LEAUBON

**CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA 2D DA SOLEIRA DE DIABÁSIO PRINCIPAL DA
ÁREA DO PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA, ATRAVÉS DA
INTEGRAÇÃO COM DADOS DE ROCHA E DE PERFIS DE POÇOS.**

Niterói, RJ

2022

EDUARDO DOS REIS LEAUBON

**CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA 2D DA SOLEIRA DE DIABÁSIO PRINCIPAL DA
ÁREA DO PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA, ATRAVÉS DA
INTEGRAÇÃO COM DADOS DE ROCHA E DE PERFIS DE POÇOS.**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

ORIENTADOR: PROF. DR. ANTONIO FERNANDO MENEZES FREIRE

COORIENTADOR: JULIO CESAR SANTOS VITAL

Niterói, RJ

2022

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

L433c Leaubon, Eduardo dos Reis
CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA 2D DA SOLEIRA DE DIABÁSIO PRINCIPAL
DA ÁREA DO PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA, ATRAVÉS DA
INTEGRAÇÃO COM DADOS DE ROCHA E DE PERFIS DE POÇOS. / Eduardo
dos Reis Leaubon. - 2022.
88 f.: il.

Orientador: Antonio Fernando Menezes Freire.
Coorientador: Julio Cesar dos Santos Vital.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)-Universidade
Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Niterói, 2022.

1. Geofísica Aplicada. 2. Geologia do Petróleo. 3. Geologia
Regional. 4. Geologia. 5. Produção intelectual. I. Freire,
Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Vital, Julio Cesar
dos Santos, coorientador. III. Universidade Federal
Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

EDUARDO DOS REIS LEAUBON

**CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA 2D DA SOLEIRA DE DIABÁSIO PRINCIPAL DA
ÁREA DO PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA, ATRAVÉS DA
INTEGRAÇÃO COM DADOS DE ROCHA E DE PERFIS DE POÇOS.**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (Orientador - GIECAR/UFF)

B.Sc. Julio Cesar de Santos Vital (Coorientador - Origem/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/UFF)

M.Sc. Maria Luiza Cyrino Paiva (GIECAR/UFF)

Niterói, RJ

2022

AGRADECIMENTOS

Nós sempre nos definimos pela capacidade de superar o impossível, essa é uma frase digna da humanidade, quem diria que há centenas de anos os cientistas da época imaginavam que veríamos evidências de óleo e gás através de imagens adquiridas por ondas acústicas ou, pensando mais longe, que seríamos capazes de ver uma foto de um buraco negro. Em nós, sonhadores, cientistas, sempre permanece a vontade de inventar, de imaginar, de criar teorias que, por agora, parecem impossíveis, mas a sua teoria depois de um tempo pode mudar o mundo. Em nós, considerados cientistas malucos por muitos a fora, permanece a insistência de descobrir algo novo, algo que possa mudar nossa história para sempre.

Mas esse jogo, é um jogo de tentativa e erro, de mil equações talvez apenas uma funcione para resolver seu problema, e essa uma pode ser a última das tentativas, a última das tentativas que pode revolucionar a humanidade. E nesses casos, quando erramos essas 999 vezes antes de acertar a brilhante vez, precisamos de alicerces, orientação, apoio, amor, até porque, o amor é a única coisa que transcende tempo e espaço.

Por isso, queria agradecer primeiramente ao meu falecido avô Tião, que desde pequeno sempre me incentivou a pesquisar sobre o mundo das geociências, assistindo comigo documentários de dinossauros, vulcões, terremotos, tsunamis e desde então eu nunca parei de pesquisar sobre. Você sempre me incentivou a buscar a criatividade, ao saber o porquê das coisas, me ensinou, mesmo que indiretamente, a ter amor por essa terra que possui mais de 4 bilhões de anos e você foi um dos principais motores para que eu tivesse interesse em desbravar essa história tão longa. Obrigado, vô, eu espero que em algum lugar no tempo e no espaço, você esteja orgulhoso de mim.

Também gostaria de agradecer a minha namorada Raquel, agradecer por ser um alicerce na minha vida. Se durante os momentos difíceis eu não desabei, é porque você estava lá, e se em momentos eu estava feliz, confiante, realizado, é porque você estava do meu lado. Eu acho que não chegaria tão longe se não fosse por você, sempre me apoiando, me motivando, me dando forças. Nesses dois últimos anos você teve a força de um evento geológico na minha vida, mudando-a para melhor e para sempre. Obrigado por tanto, obrigado por ser quem você é na minha vida.

Aos meus pais, gostaria de agradecer a confiança que tiveram em mim sempre. Minha mãe, Janaina, que as vezes mesmo cansada e enfrentando os problemas que fossem, sempre me deu amor, sempre me deu carinho, sempre confiou no meu potencial, sempre me deu a atenção e as condições necessárias e, eu espero, que esse diploma seja apenas o início de um dos seus

motivos de orgulho, quero recompensar tudo que fizestes por mim, você, mãe, é motivo de orgulho e de inspiração para qualquer mulher desse planeta, se um dia eu tiver 1% da sua força de vontade, da sua coragem e do seu coração, pode ter certeza que serei uma pessoa realizada, se hoje eu estou aqui e conquistei tudo o que eu conquistei, foi graças a você. Meu pai, Alexander, que sempre depositou esforços, zelo, cuidado, que sempre me aconselhou. Você me serviu de espelho, de inspiração. Desde pequeno o vejo como um herói e é por isso que eu quero ser um herói também. Não vou ser um herói como você, que enfrentava as chamas e as situações mais arriscadas para salvar vidas, mas espero um dia ter a sensação de ser o herói de alguém.

Não poderia deixar de agradecer a minha avó, Dirce, por ser uma mãe para mim. Que desde cedo me criou, amou, cuidou, zelou e que faz isso com tanta intensidade até hoje. Mesmo adentrando na vida adulta, ainda cuida de mim como se fosse sua criança, e o quão bom é saber que quando eu precisar, posso deitar-me em seu colo e esquecer de todos os problemas do mundo, da mesma forma que acontecia há 10 anos. Obrigado por fazer de tudo e mais um pouco para me ajudar, mesmo depois de me mudar para Niterói. Devo minha vida a você e espero que um dia eu consiga retribuir tudo o que você já fez e faz por mim. Obrigado por fazer de mim não só seu neto, mas seu filho.

Gostaria, também de agradecer aos meus familiares, dentre eles em especial meu tio e padrinho Marcílio, uma das pessoas que sempre me incentivaram a estudar, desde cedo me levando no seu trabalho, no Instituto de Geociências da UFRJ, para conhecer o campus. Obrigado pelos conselhos e pela participação que você tem na minha vida. Você contribuiu muito na minha formação como geocientista.

Um grande agradecimento ao conhecimento, essa força tão forte, a única força que não pode ser tirada de nós. Uma força recíproca, na qual quanto mais você a busca, mais você a conquista. Uma força que deseja por ser conquistada e você deve lutar para conquistar cada pedaço dela. Com isso, gostaria de agradecer imensamente aos professores do Departamento de Geologia e Geofísica da UFF, em especial ao meu orientador, Fernando Freire, por ter me servido de inspiração enquanto acadêmico, por todas as dicas valiosas dadas durante as orientações, por todos os ensinamentos me passados durante esses anos. Também gostaria de agradecer ao meu coorientador Julio, por ter me orientado de forma tão majestosa, criativa e por todos os conselhos e ajudas cedidas durante todo o meu trabalho de conclusão de curso. Você foi um dos motores que me impulsionaram a desbravar esse trabalho. Também gostaria de agradecer a equipe SAG/ANP, em especial a Elaine Loureiro, por ter me escolhido como estagiário e assistente de G&G, gostaria de agradecer por sempre confiar em mim e no meu trabalho, você me inseriu no mercado de óleo e gás e serei eternamente grato por isso; ao

Morelato e Ronan por todas as dicas valiosas durante as boas conversas; a Andressa e ao Ricardo por todos os ensinamentos passados e aos estagiários, Cibele, Isabelle, Úrsula, Quintes e Lucas por todas as conversas e risadas durante as demandas.

Também não poderia de deixar de agradecer aos meus amigos de graduação, que estão comigo durante todos esses anos. Criamos um laço de amizade incrível que eu espero que dure além da universidade. Um obrigado, em especial, ao "Cordão Umbilical", os inseparáveis, incluindo Ana com todos os deliciosos brownies, Wesley e Gustavo com todos os papos e risadas e em especial ao meu melhor amigo, Victor, por sempre me ouvir, me aconselhar, me entender, por dar risadas e reclamar de Deus e o mundo todos os dias na faculdade, obrigado também por ter me ajudado academicamente, inclusive com este trabalho, você foi essencial para minha formação, espero que essa amizade dure enquanto eu durar.

Gostaria também de agradecer a Eneva por ter doado as amostras de calha de diversos poços da região do Parque dos Gaviões ao Departamento de Geologia e Geofísica da UFF, ao BDEP/ANP por disponibilizar de forma pública dados sísmicos, dados de cabeça de poço e de perfis digitais de bacias sedimentares terrestres no site REATE/ANP e à Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobras) pelo financiamento do projeto de PD&I no qual meu trabalho foi inicialmente inserido e realizado.

RESUMO

A Bacia do Parnaíba vem ganhando grande importância no mercado de gás do Brasil. Com seu sistema petrolífero atípico, formado devido ao contato de intrusões magmáticas com potenciais rochas geradoras imaturas, houve a geração de gás ao serem extremamente aquecidas. Dessa forma, conhecer essas intrusões é de extrema importância para compreender o sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba e de outras bacias similares, como Solimões, Amazonas e Paraná. Este trabalho visa integrar dados de diferentes escalas para inferir as características sísmicas desse evidente refletor sísmico da bacia, principalmente em relação às suas propriedades de impedância acústica, onde estudos anteriores têm inferido variações na composição química e mineralógica nas soleiras. Através da análise de XRF (*X-Ray Fluorescence*) e da descrição detalhada de amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA, pesquisadores da UFF identificaram cinco subzonas dentro da soleira principal. Tais zonas foram classificadas como zonas A, B, C, D e E, possuindo mineralogia e composição química distintas, com intercalações entre valores de alta densidade e baixa densidade do topo até a base ocasionados devido a “Feição Barriguda” presente nas soleiras do Parnaíba. Com a integração de dados sísmicos, petrofísicos e de tais dados previamente estabelecidos foi possível identificar que essas zonas são apresentadas em seções sísmicas com intercalações nos valores de amplitude ocasionados pela forte impedância acústica no interior da soleira, devido as diferenças densidades comprovadas pela mineralogia e geoquímica. Com os perfis digitais de dois poços da região foi possível calcular a velocidade e impedância acústica e correlacionar esses dados com a sísmica, através de interpretações quantitativas, com auxílio de atributos sísmicos, amarração poço-sísmica e inversão sísmica e, desta forma, foi possível estabelecer uma forte relação entre as propriedades mineralógicas, petrofísicas e sísmicas já que os altos valores de amplitude estão diretamente relacionados a variações nos valores de impedância acústica e essa é ocasionada devido a variações nos valores de densidade.

Palavras-Chave: Sísmica 2D, Bacia do Parnaíba, Complexo do Parque dos Gaviões, Intrusões ígneas, Gás.

ABSTRACT

The Parnaíba Basin has been gaining great importance in the Brazilian gas market. With its atypical petroleum system, formed due to the contact of magmatic intrusions with potential immature source rocks, there was the generation of gas when extremely heated, being then trapped by the sill itself, after cooling. Thus, knowing these intrusions is extremely important to understand the petroleum system of the Parnaíba Basin and other similar basins, such as Solimões, Amazonas and Paraná. This work aims to integrate data from different scales to infer the seismic characteristics of this evident seismic reflector, mainly in relation to its acoustic impedance properties, where previous studies have inferred variations in the chemical and mineralogical composition at the sills. Through XRF (X-Ray Fluorescence) analysis and detailed description of cuttings from the well 4-OGX-49-MA, UFF researchers identified five subzones within the main sill. Such zones were classified as zones A, B, C, D and E, having distinct mineralogy and chemical composition. In zone A, present at the top, classical minerals of diabase intrusions occur (amphibole, plagioclase, pyroxene and olivine); In zone B, known as “Feição Barriguda”, due to a significant increase in the gamma-ray curve, incompatible minerals that reduce density occur, such as feldspar and sodium plagioclase; In zones C, D and E, there is an increasing presence of olivine towards the base, with increasing density in density log. With the logs of two wells in the region, it was possible to calculate the velocity and acoustic impedance and correlate these data with the seismic, through quantitative interpretations, with seismic attributes, seismic well-tie and seismic inversion. In this way, it was possible to establish a strong relationship between mineralogical, petrophysical and seismic properties since the high amplitude values are directly related to variations in acoustic impedance values and this is caused due to variations in density values.

Keywords: 2D Seismic, Parnaiba Basin, Gaviões Cluster, Igneous intrusions, Gas.

Sumário

1. Introdução	12
2. Geologia Regional.....	13
2.1. Limites da Bacia.....	13
2.3. Estruturas Tectônicas	15
3. Sequência Depositional e Estratigrafia	17
3.1. Sequência Siluriana	17
3.2. Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera	19
3.3. Sequência Neocarbonífera-Eotriássica	22
3.4. Sequência Jurássica e Cretácea	23
4. Eventos Magmáticos e Sistema Petrolífero	23
5. Fundamentação Teórica.....	25
5.1. Método Sísmico de Reflexão.....	25
5.2. Resolução Sísmica e Espessura Tuning.....	29
5.3. Impedância Acústica	30
5.4. Coeficiente de Refletividade em Subsuperfície	30
5.5. <i>Wavelet</i> e o Modelo Convolutacional	31
5.6. Interpretação Sismoestratigráfica.....	32
5.7. Atributos Sísmicos	35
5.8. Classificação dos Atributos Utilizados.....	36
5.8.1. Amplitude Instantânea (Envelope)	39
5.8.2. RMS Amplitude.....	39
5.8.3. Impedância Acústica Relativa.....	40
5.9. Inversão Sísmica Colorida.....	41
5.10. Propriedades Físicas das Rochas	43
5.11. Perfis Digitais de Poços	44
5.11.1. Perfil Caliper	45
5.11.2. Perfil de Raios Gama	46
5.11.3. Perfil Sônico.....	47
5.11.4. Perfil de Densidade	49
5.12. Amarração Poço-Sísmica	49
6. Premissa de Estudo: Interpretação de Dados XRF	53
7. Materiais e Métodos	54
7.1. Metodologia	56

8. Resultados e Discussões.....	59
8.1. Controle dos Perfis Digitais de Poços.....	59
8.2. Controle de Qualidade do Dado Sísmico.....	63
8.3. Análise do Espectro e da Resolução dos Dados Sísmicos	64
8.4. Amarração Poço-Sísmica	65
8.5. Interpretação Sismoestratigráfica e Geração de Superfícies.....	68
8.6. Aplicação de Atributos	73
8.7. Análise Petrofísica e de Fácies	80
10. Referências Bibliográficas	86

1. Introdução

O Complexo do Parque dos Gaviões, na Bacia do Parnaíba é, atualmente, a região *onshore* do Brasil que mais produz gás natural, atrás apenas de campos localizados no polígono do Pré-Sal (ANP, 2021). Localizado na Bacia do Parnaíba, uma bacia paleozoica intracratônica, tem como seu principal alvo exploratório, hidrocarbonetos relacionados à presença de intrusões magmáticas, assim como praticamente todas as outras bacias paleozoicas do Brasil (Thomaz Filho *et al.*, 2018).

Na Bacia do Parnaíba, dois eventos de magmatismo ocorreram, segundo Aguiar (1971) e Trosdorf Junior *et al.* (2014), gerando variedade quando se diz respeito à geometria e à geologia de corpos ígneos nas camadas sedimentares. Tais corpos forçaram a geração de gás quando intrudiram nas camadas geradoras, já que, por ser uma bacia relativamente rasa, as rochas geradoras estavam imaturas. Ao mesmo tempo que forçaram a geração de gás devido as suas elevadas temperaturas, as soleiras de diabásio, através de saltos, formaram altos estruturais que trapearam o gás (Trosdorf Junior *et al.*, 2014) nas camadas de areia porosas da sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, criando assim o que, segundo Miranda (2018), é chamado de sistema petrolífero atípico.

Diversos avanços no conhecimento em relação às intrusões e nas tecnologias usadas para seu imageamento e identificação em subsuperfície vem sendo desenvolvidos ao longo dos anos, se intensificando ainda mais desde a década passada, com a expansão no interesse das bacias de nova fronteira. Como exemplo, Trosdorf Junior *et al.* (2014) utilizaram perfis digitais de poço para identificar corpos ígneos da Bacia do Parnaíba, que apresentam comportamento característico e variável ao longo das soleiras. A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Brasil (ANP) também desenvolveu campanhas de aquisição sísmica regional para a identificação dos corpos ígneos em larga escala, tornando tais dados públicos. A Eneva Gás Natural, também vem sendo a principal empresa na região quando se diz respeito à licitação de blocos, projetos de aquisição e interpretação sísmica, perfuração de novos poços e geração de energia elétrica através do gás natural. Para auxiliar na identificação desses corpos ígneos, esse trabalho faz o uso da interpretação sísmica de dados 2D *post-stack* em conjunto com outros dados geológicos.

Assim sendo, vai ser apresentada de forma detalhada a metodologia, os resultados obtidos além de toda a fundamentação teórica por trás do estudo, que permitiram compreender mais sobre as características e particularidades sísmicas, físicas e geológicas das soleiras de diabásio, auxiliando e possibilitando em interpretações mais precisas. Com este estudo, espera-se que, através dos métodos apresentados, o trabalho enriqueça e fortaleça as pesquisas relacionadas as intrusões ígneas, podendo-se replicar tal metodologia em outras regiões e pacotes sísmicos da bacia ou em bacias com corpos ígneos semelhantes.

2. Geologia Regional

2.1. Limites da Bacia

A Bacia do Parnaíba teve sua formação e sedimentação durante a Era Paleozoica e é classificada como intracontinental cratônica (Vaz *et al.* 2007), ocupando uma área de mais de 600 mil km² da região Nordeste do Brasil. A bacia cobre os estados de Piauí, Maranhão, Ceará, Tocantins, Pará e Bahia e apresenta 3500 m de espessura de sedimentos, em seu depocentro (Vaz *et al.* 2007). Está limitada ao Norte pelo Arco Ferrer-Urbano Santos, sendo separada das Bacias do São Luís e Barreirinhas; ao Noroeste pelo Arco do Tocantins, separando-se, assim, da Bacia de Marajó; e ao Sudeste faz fronteira com a Bacia do São Francisco, onde é limitada pelo Arco do São Francisco (Vetorazzi, 2012).

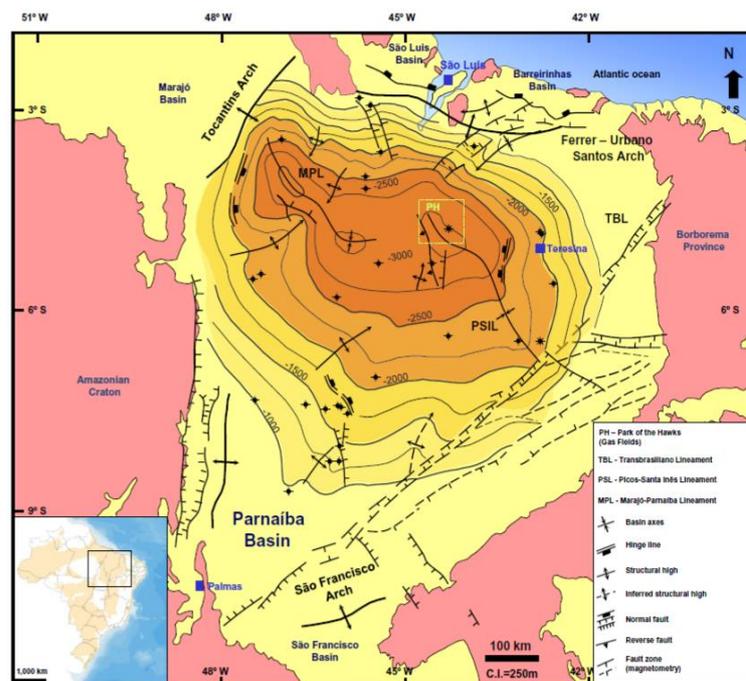


Figura 1: Mapa de profundidade do embasamento da Bacia do Parnaíba, modificado de Góes *et al.* (1990). Segundo Miranda (2010), o mapa mostra a geometria oval clássica da bacia intracratônica e as principais feições regionais

que controlam a variação do depocentro e representam os limites da bacia. Destaque também para a principal área produtora conhecida como ‘Parque dos Gaviões’ (quadrado amarelo).

2.2. Histórico Exploratório

Segundo a ANP, a Bacia do Parnaíba possui 29 blocos na etapa de exploração, três campos na fase de desenvolvimento e cinco campos de produção. Atualmente, após diversos esforços exploratórios para descoberta de hidrocarbonetos (Figura 2), a bacia corresponde a 7% da produção de gás natural no Brasil, tornando-a a maior produtora de gás em terra (ANP, 2021; Ferreira 2017).

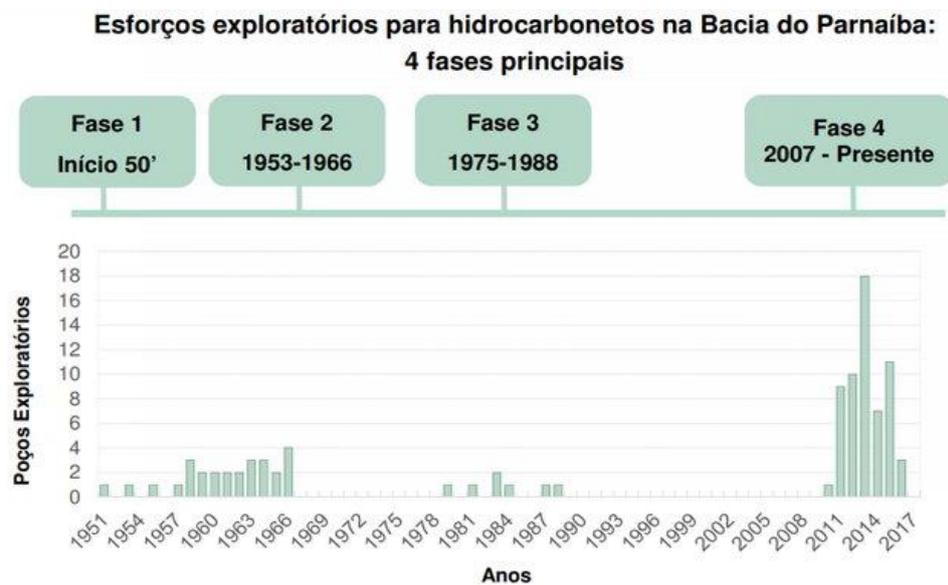


Figura 2: A figura mostra um gráfico que compara a quantidade de poços exploratórios na bacia em decorrência ao passar dos anos, subdividindo-a em quatro fases (Ferreira, 2017).

A primeira fase exploratória da bacia, que se iniciou em 1950, teve como marco os trabalhos realizados pelo Conselho Nacional de Petróleo (CNP). Tais trabalhos resultaram levantamentos geológicos de superfície e na perfuração de dois poços no Estado do Maranhão (ANP, 2017).

A segunda fase se iniciou com a criação da Petrobras, em 1953. Entre o período de 1955 a 1966, foram realizados os principais levantamentos geológicos de superfície na bacia, com trabalhos de mapeamento geológico, interpretação fotogeológica, gravimetria, levantamentos sísmicos localizados e a perfuração de 25 poços exploratórios. Foi durante essa época que foram detectados indícios de óleo e gás na bacia (ANP, 2017).

Na terceira fase, que foi iniciada a partir de 1975, retomaram-se os trabalhos através de novas campanhas sísmicas e de aeromagnetometria. No início da década de 80, as empresas

ESSO e Anschutz iniciaram uma campanha exploratória na porção central-noroeste da bacia, que teve a sísmica de reflexão como principal ferramenta. Como resultado foram perfurados sete poços exploratórios (ANP, 2017).

Já a quarta fase tem-se início após a criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP). Desde então, a Bacia do Parnaíba foi ofertada em quatro rodadas de licitações, ilustrados na Figura 3 (ANP, 2017).

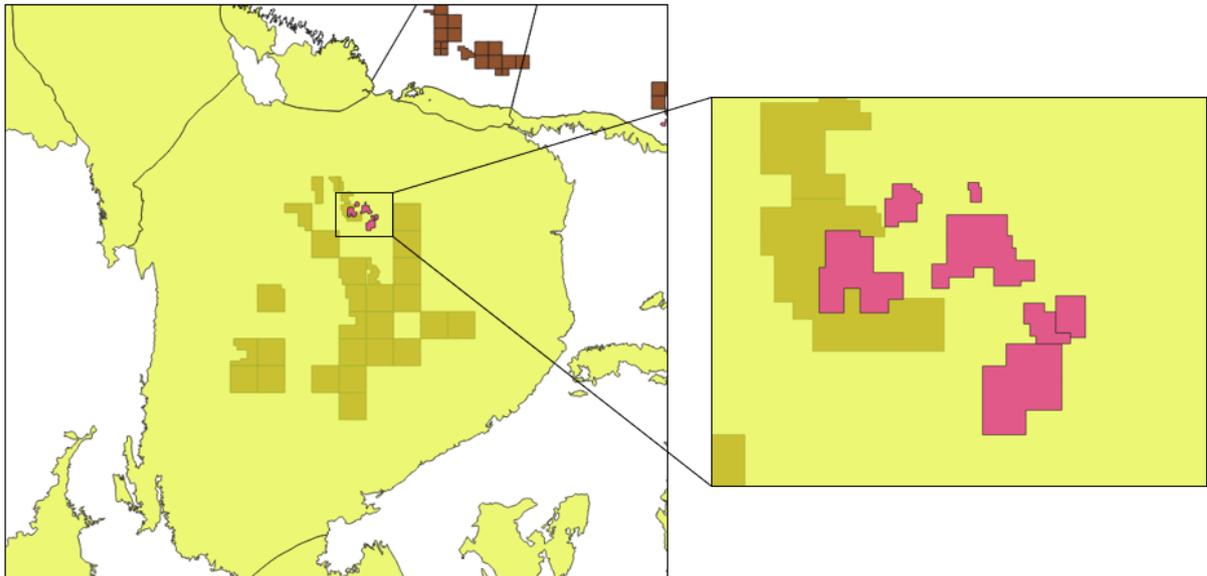


Figura 3: Mapa mostrando a área de estudo do trabalho: Em rosa temos os *Ring Fences* do Parque dos Gaviões, as estruturas em amarelo representam as bacias sedimentares terrestres do Brasil, enquanto os blocos exploratórios são representados pela cor amarela escura.

2.3. Estruturas Tectônicas

Pode-se definir que três grandes lineamentos cortam o embasamento da bacia (Figura 4). São eles: Lineamento Tocantins-Araguaia, Lineamento Picos-Santa Inês e Transbrasiliano. Além disso, há uma estrutura localizada no centro da bacia, chamada Arco de Xambioá (Góes & Coimbra, 1996; Ferraz, 2015).

O Lineamento Tocantins-Araguaia (com orientação N-S), é responsável pelos falhamentos intensos que ocorrem na borda Oeste da bacia, evidenciando notáveis mudanças nas estruturas das camadas em relação à porção leste e central da bacia (Kegel, 1965). Tal lineamento foi formado durante o Permiano, quando a Antéclise Tocantins-Araguaia e o Arco Tocantins se elevaram, encerrando as comunicações entre as Bacias Amazonas e Parnaíba (Santos & Carvalho, 2009).

O Lineamento Pico-Santa Inês corresponde a uma zona cisalhada existente sob a Província Parnaíba (com orientação NW-SE), sendo praticamente ortogonal ao Transbrasiliano, possuindo 160 km de extensão e rejeito estimado de 200 a 300 m (Cunha, 1986). Alguns dados disponíveis sugerem que as zonas de cisalhamento regionais podem ter desempenhado um papel fundamental no alojamento dos corpos magmáticos (Daly *et al.*, 2018). Assim, tal lineamento coincide com a ocorrência de diques de intrusão subverticais com direção NW-SE, que destaca, assim, uma possível zona de alimentação de soleiras (Trosdorf Junior *et al.*, 2014).

Já o Lineamento Transbrasiliano (LTB) é a zona de falha mais proeminente do território brasileiro e a mais notável estrutura da Bacia do Parnaíba, podendo ser definida como uma faixa cataclásada possuindo cerca de 2700 km de extensão e cruzando o Brasil desde o Ceará até o Mato Grosso do Sul (SW-NE), chegando ao Paraguai e à Argentina (Milani & Zalán 2000; Schobbenhaus *et al.*, 1975, apud Goulart, 2019). Foi classificada como um sistema *strike-slip* situado entre o Cráton Amazônico e a porção Leste da Plataforma Sul-americana, com alguns setores levemente curvilíneos (Praxedes, 2015).

Os Lineamento Transbrasiliano e Picos-Santa Inês tiveram um papel importante na evolução da Bacia do Parnaíba desde sua fase inicial, controlando as direções dos eixos deposicionais até o Eocarbonífero e permitindo a ligação da bacia com o mar aberto (VAZ *et al.*, 2007, apud Fernandes, 2011).

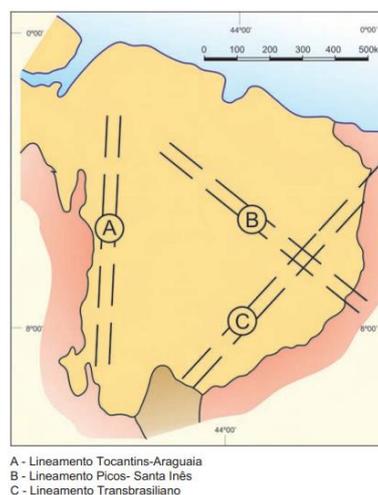


Figura 4: Estruturas do Ciclo Brasileiro de compartimentação no Paleozoico (segundo Fortes, 1978).

3. Sequência Depositional e Estratigrafia

O histórico deposicional da Bacia do Parnaíba pode ser dividido em cinco sequências sedimentares ilustrados na Figura 5, nas quais cada uma delas possui ciclos característicos distintos. As sequências podem ser classificadas como: I - Sequência Siluriana, II - Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, III - Sequência Neocarbonífera-Eotriássica, IV - Sequência Jurássica e V - Sequência Cretácea. Além de tais sucessões sedimentares, também há o registro de eventos magmáticos de intrusões ígneas de Diabásio que possuem extrema relevância no sistema petrolífero da região.

3.1. Sequência Siluriana

Segundo Vaz (2007), essa sequência é caracterizada por possuir um ciclo transgressivo-regressivo completo e está assentada sobre rochas proterozóicas ou sobre depósitos cambrianos ou ordovicianos. Litoestratigraficamente está relacionada ao Grupo Serra Grande e em subsuperfície ocorre em praticamente toda a extensão da bacia.

A unidade sedimentar mais antiga da sequência é a Formação Ipu, designada por arenitos com seixos, conglomerados com matriz arenosa e argilosa e matacões de quartzo com a granulometria dos arenitos variando de finos a grossos. Já os psamitos predominam as cores brancas, cinza ou creme-claro, com geometrias maciças ou com estratificação cruzada. Essa formação é caracterizada por possuir uma grande variação nos ambientes deposicionais, que iam de glacial proximal e glacio-fluvial, a leques ou frentes deltaicas (Caputo, 1984).

Já a Formação Tianguá é composta por folhelhos, bioturbados de coloração cinza escuro, podendo ser sideríticos ou carbonáticos, de arenitos que variam de finos a médios, com coloração cinza claro, feldspáticos e com intercalações entre siltitos e folhelhos bioturbados. Segundo Góes e Feijó (1994), o ambiente deposicional é de plataforma rasa os contatos com as formações superior e inferior são concordantes (Caputo, 1984). Segundo (Góes e Feijó, 1994) tal formação representa a superfície de inundação máxima.

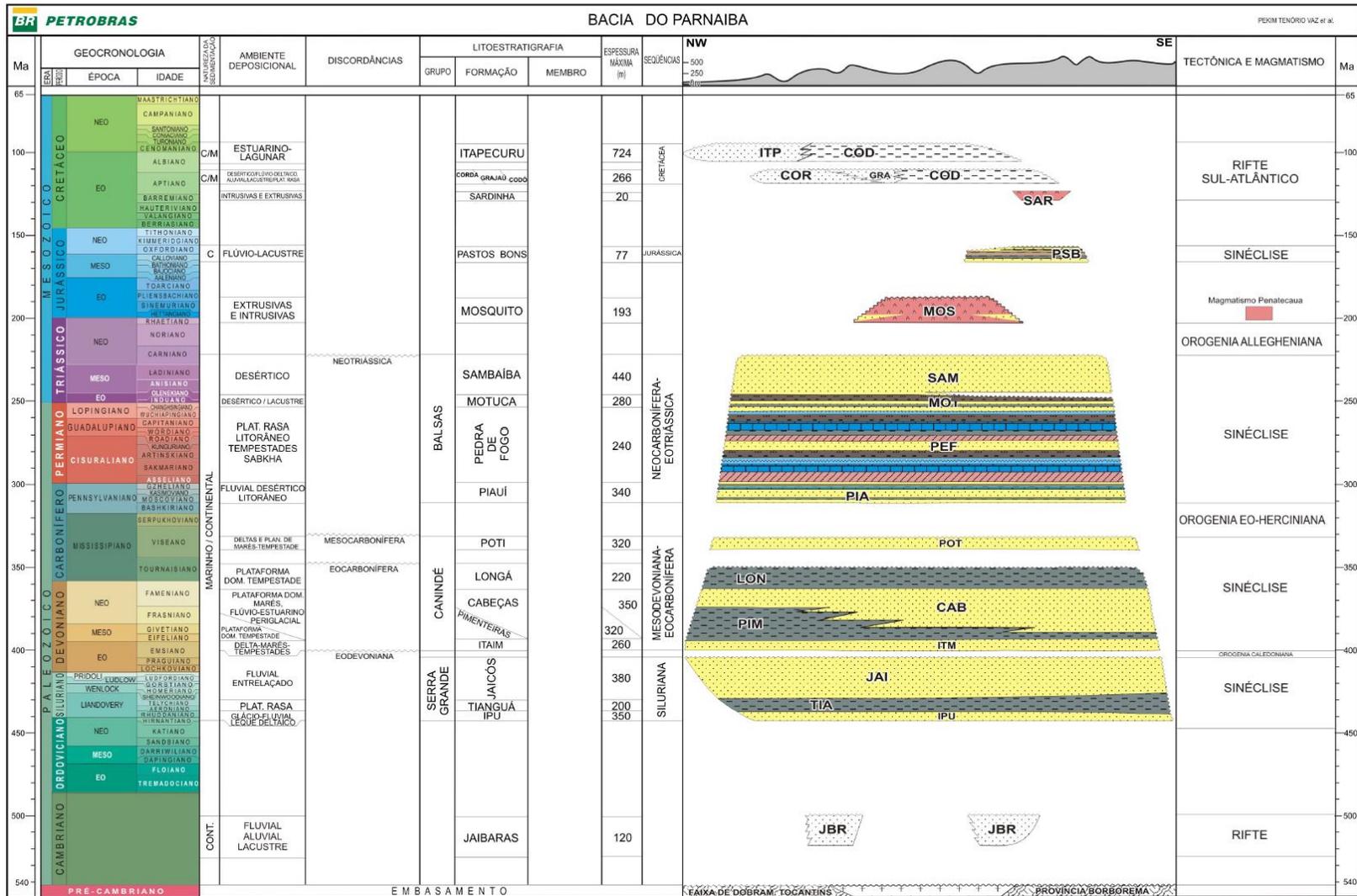


Figura 5: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba (Vaz et al., 2007).

A Formação Jaicós possui arenitos de coloração cinza com tonalidades claras, que podem variar de creme ou amarronzada, possuem granulometria grossa, mal selecionados, maciços e com estratificação cruzada ou lenticular (Caputo, 1984). O ambiente deposicional pode ser classificado como um sistema de rios entrelaçados. Tal formação representa trato regressivo da sequência, já que suas fácies indicam deposições por sistemas fluviais, deltaicos e plataformais, em ambiente continental, transicional e marinho raso (Góes e Feijó 1994).

3.2. Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera

Tal sequência, em subsuperfície, está presente em praticamente toda a área da bacia. A estratificação foi depositada de forma discordante em relação à sequência anterior. Litoestratigraficamente, ela está relacionada ao Grupo Canindé, que pode ser dividido em quatro formações. Nessa fase deposicional, há o início da ingressão do antigo Mar de Thethis durante o Devoniano até o início do período Carbonífero, como pode ser visto na Figura 6, com a deposição da Formação Poti, caracterizada por uma expressiva regressão marinha, dando início a continentalização da região.

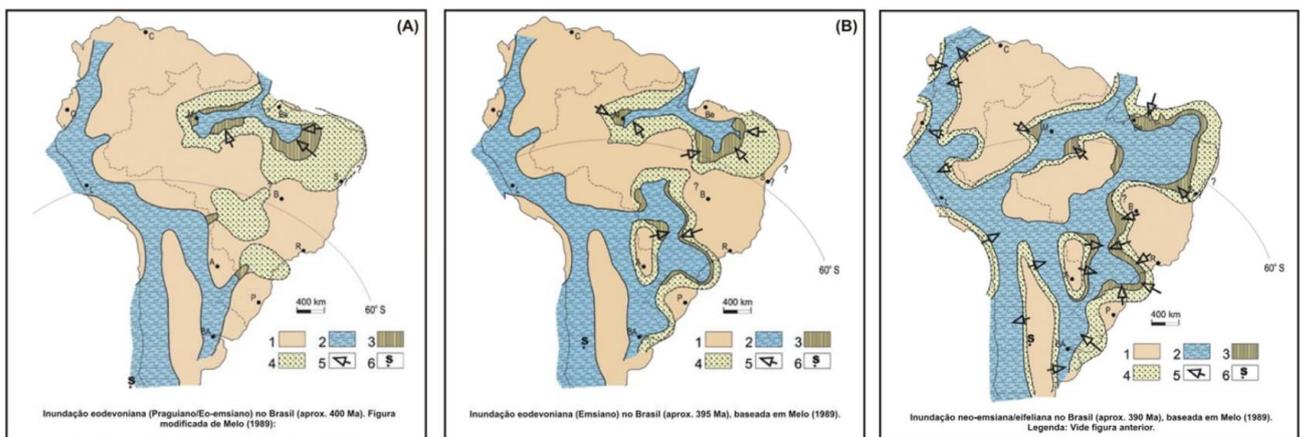


Figura 6: Ingressão marinha do período Devoniano Segundo Almeida e Carneiro (2004), baseado em Melo (1989).
 Legenda: 1 – Área emersa; 2 – Ambientes sedimentares marinhos; 3 – Ambientes transionais; 4 – Ambientes sedimentares não marinhos; 5 – Direção do suprimento sedimentar; 6 – Polo Sul com base na reconstrução de Li e Powell (2001).

A Formação Itaim é a mais antiga e é considerada a base de tal sequência (Figura 7). Ela possui arenitos que variam de finos a médios, com granulometria de alta esfericidade e bem selecionados. Em sua base, pode se observar uma alta quantidade de intercalações de folhelhos bioturbados. Fora isso, nota-se uma granocrescência ascendente (Della Fávera, 1990). O

ambiente deposicional foi caracterizado por deposições deltaicas e plataformais, sob dominância de correntes de marés e tempestades (Góes e Feijó, 1994).

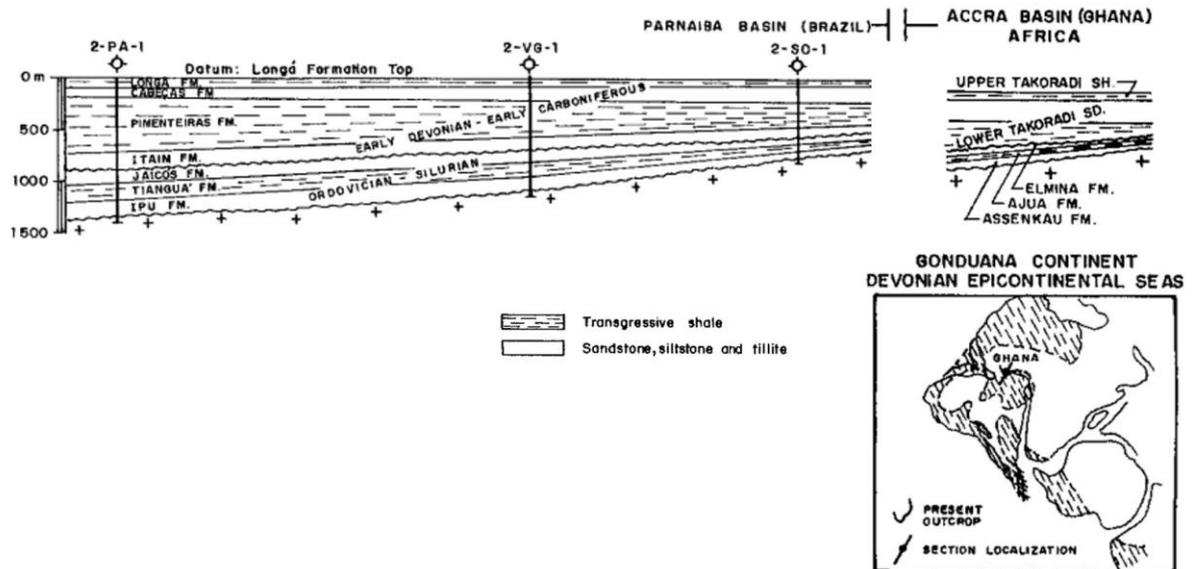


Figura 7: Representação deposicional e paleoambiental do Grupo Serra Grande e Canindé, a partir da Formação Ipu até a Formação Longá (Caputo, 1984).

Na Formação Pimenteiras, há a presença, principalmente, de folhelhos cinza escuros e pretos, esverdeados e podendo ser bioturbados (Figura 9). Tais folhelhos são radioativos, ricos em matéria orgânica e representam a principal ingressão marinha da bacia. Existem intercalações com siltitos e arenitos e o ambiente deposicional da formação pode ser caracterizado como plataformal raso e dominado por tempestades. Nota-se uma mudança de trato de sistemas para a Formação Cabeças, através da mudança transgressão-regressão verificada em perfis (Della Fávera, 1990).

Já na Formação Cabeças há predominância de arenitos de coloração cinza clara e brancos, com granulometria variando de médio a grosso e com intercalações relativamente delgadas de siltitos e folhelhos (Figura 9). Alguns Diamictitos aparecem na parte superior da formação. Segundo Caputo (1984), a presença de tilitos, pavimentos e seixos estriados denotam um ambiente glacial ou periglacial. Por Della Fávera (1990), estratificação cruzada tabular ou sigmoidal predominam no estrato sedimentar, e tempestitos ocorrem na transição para a Formação Pimenteiras. O ambiente sedimentar é preponderantemente dominado por plataformas com correntes de marés. Além disso, fácies flúvio-estuarinas também podem ser observadas.

Em questões de litologia, na Formação Longá podemos observar a presença de folhelhos que variam de cinza escuro a pretos, homogêneos, relativamente bem laminados e, de maneira geral, bioturbados (Figura 9). No meio da formação é possível visualizar um pacote de arenitos e siltitos com coloração clara e laminados (Lima e Leite, 1978). Segundo as interpretações de Góes e Feijó (1994), o ambiente deposicional pode ser interpretado como uma plataforma dominada por tempestades.

A Formação Poti está relacionada a uma sucessão de estratos e, geralmente, pode ser dividida em duas porções (Lima e Leite, 1978). A porção inferior seria constituída por arenitos com coloração cinza esbranquiçados, de tamanhos médios e com lâminas dispersas de siltitos. A porção superior é composta de arenitos cinza, com lâminas de siltitos e folhelhos e eventuais níveis de carvão. A interpretação do ambiente deposicional feita por Góes e Feijó (1994) sugere um ambiente de deltas e planícies de maré, com eventuais influências de tempestades (Figura 10). O contato com a superfície superior, Formação Piauí, é discordante, erosivo. Houve uma regressão que precede a sedimentação da Formação Poti e, tal regressão, pode estar relacionada ao aumento das capas de gelo do antigo continente Gondwana. Após a deposição do Poti também ocorreram movimentos epirogênicos ascendentes e uma regressão em nível global que estariam relacionadas a uma erosão da bacia nessa época (Caputo, 1984).

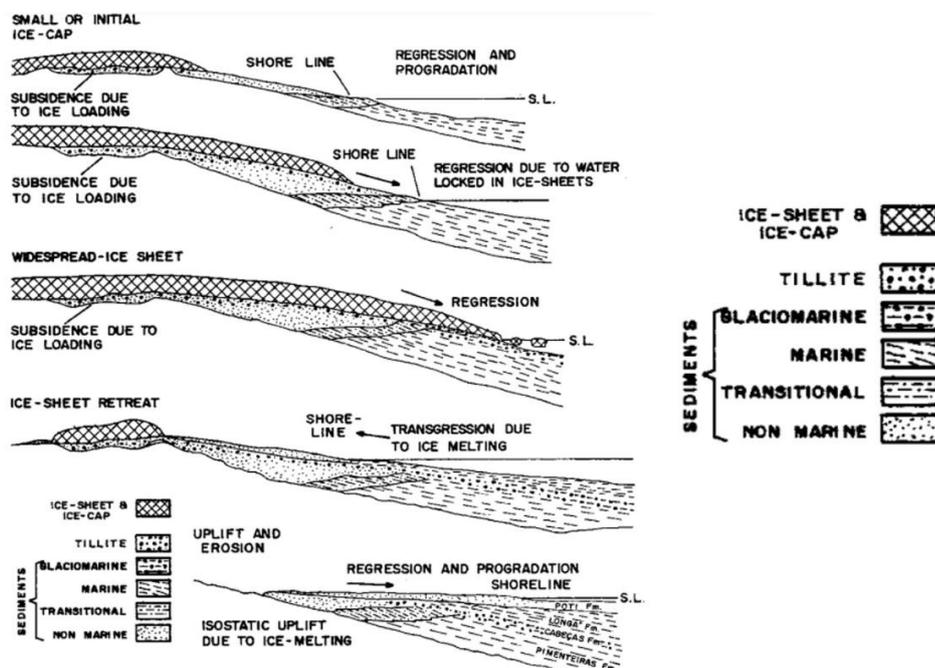


Figura 9: Sequência de deposição estratigráfica desde a Formação Pimenteiras até a Formação Poti Segundo Caputo (1984).

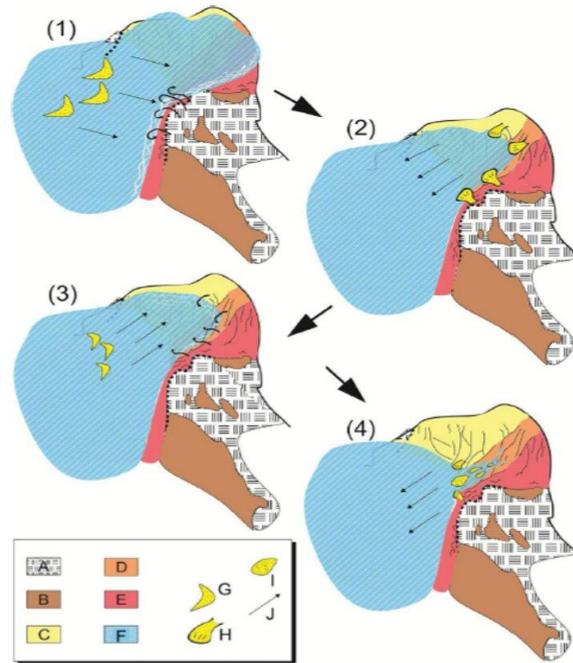


Figura 10: Ambientes deposicionais do Grupo Canindé segundo Oliveira (2018).

3.3. Sequência Neocarbonífera-Eotriássica

Tal sequência representa o Grupo Balsas, em subsuperfície está contida em boa parte da bacia, mas com uma ausência considerável representada pela erosão que ocorreu devido ao tectonismo posterior à deposição da Formação Poti, que expôs regiões da bacia.

A Formação Piauí, a mais antiga do Grupo Balsas, pode ser dividida em duas sucessões, uma inferior e outra superior (Lima e Leite, 1978). Na porção inferior, há a presença de arenitos com coloração rosa, tamanhos médios, em estratificação cruzada e intercalados com folhelhos vermelhos. Já a parte superior é formada por arenitos vermelhos e amarelos, que variam de finos a médios e se intercalam com folhelhos vermelhos, calcários e finas camadas de sílex. Lima e Leite (1978) também interpretaram um ambiente fluvial que possui influência da ação eólica e incursões marinhas breves, com um clima semiárido e desértico.

Na Formação Pedra do Fogo, há a presença de uma considerável variação rochosa, que vai desde sílex, calcários oolíticos e estromatolíticos a arenitos, folhelhos, siltitos, dolomitos e anidritas. Segundo Góes e Feijó (1994), tais sedimentos foram depositados em um ambiente marinho raso e litorâneo com planícies de sabkha e com influências remotas de tempestades.

Já na Formação Motuca, há a presença de siltitos vermelhos e marrons, arenitos brancos, folhelhos, anidritas e, de forma mais rara, alguns calcários. Góes e Feijó (1994), dissertam que

os sedimentos da formação são frutos de depósitos desérticos com lagos associados. Acima da Formação Motuca há a Formação Sambaíba, composta por arenitos vermelhos, cor de rosa e esbranquiçados e são capeados pelos basaltos (Lima e Leite, 1978).

3.4. Sequência Jurássica e Cretácea

Na Sequência Jurássica existe apenas a Formação Pastos Bons, composta de arenitos brancos e esverdeados com deposição paralela em sua base e intercalados com algumas raras intercalações de calcários. Em sua parte média, há a ocorrência de siltitos, folhelhos e argilitos esverdeados intercalados com arenitos. Já na porção superior há a presença de arenitos vermelhos e cor de rosa, gradando para siltito com alguns níveis de folhelho (Caputo, 1984). A interpretação paleodeposicional feita por Lima e Leite (1978) com base em conteúdos fossilíferos de peixes e ostracodes sugere um ambiente com paleodepressões continentais, ambientes lacustres com contribuições fluviais e um clima que variou de semiárido a árido. Tal sequência foi resultado da subsidência causada pelo peso das rochas básicas Mosquito, somado com o peso da carga sedimentar já existente. O final dessa fase foi uma consequência direta dos movimentos tectônicos ocasionados pela abertura do Atlântico Equatorial.

Na Sequência Cretácea, os depocentros se deslocaram da área central para o extremo norte e noroeste da bacia, tendo em vista a abertura do Atlântico Equatorial. Os depósitos marinhos são provenientes de transgressões e regressões que possuem relações diretas com o oceano que estava em seu estágio inicial de desenvolvimento. Tal sequência é constituída pelas Formações Codó, Corda, Grajaú e Itapecuru.

4. Eventos Magmáticos e Sistema Petrolífero

A presença de intrusões ígneas nas bacias sedimentares brasileiras, sejam elas terrestres ou marinhas, possuem grande importância na geração de óleo e gás e na criação de reservatórios para armazenar os hidrocarbonetos. Isso ocorre devido ao aumento da temperatura dos sedimentos ao redor da intrusão, produzindo o aquecimento necessário para a maturação da matéria orgânica. Tais eventos podem, ainda, exercer papel de reservatório e selo, na ausência de estruturas convencionais, ou formar trapas responsáveis pela acumulação de hidrocarbonetos (Thomaz Filho *et al.*, 2008).

Na Bacia do Parnaíba, esses eventos estão diretamente relacionados com o evento de abertura do Atlântico, que ocasionou a ruptura do supercontinente Pangeia, durante o período Mesozoico, que foi marcado por uma movimentação distensiva de placas, reativação de falhas,

criação de fraturas e pelo intenso magmatismo (Almeida & Carneiro, 2004; Zalán, 2004; Vaz *et al.*, 2007). Com isso exposto, diques e soleiras de composição básica são encontrados em subsuperfície durante grande parte da extensão da bacia, através de soleiras que intrudem as rochas sedimentares, associada a diques (Figuras 11 e 12), e podem ser divididos estratigraficamente em duas formações, a Formação Mosquito e Formação Sardinha (Vaz *et al.*, 2007; Trosdorf Junior *et al.*, 2014). De acordo com Oliveira *et al.*, (2003), tais intrusões são distintas quando se diz a respeito à geologia e à geoquímica das mesmas e estão presentes principalmente nas camadas sedimentares da sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera.

No quesito da sismica é possível verificar as soleiras de diabásio em praticamente toda a área coberta pelos dados de reflexão em subsuperfície e nem sempre é possível diferenciar as duas formações (Vaz *et al.*, 2007). Os corpos ígneos podem variar de 2 a 300 metros de espessura e ainda assim não afetam a espessura do pacote sedimentar, isso porque os eventos de intrusão soerguem a camada sedimentar superior. Também é possível verificar que, em questão de geometria (Figura 11), tais corpos se comportam, na maioria das vezes, de forma paralela à camada dos sedimentos, em forma de pires (base planar e bordas arqueadas) e por saltos de soleira marcadas pelas intrusões de maior amplitude nos grabens precursores da bacia (Conceição *et al.*, 1993; Oliveira & Mohriak, 2003; Porto, 2013; Pedrosa Junior *et al.*, 2015 apud Trosdorf Junior *et al.*, 2014).

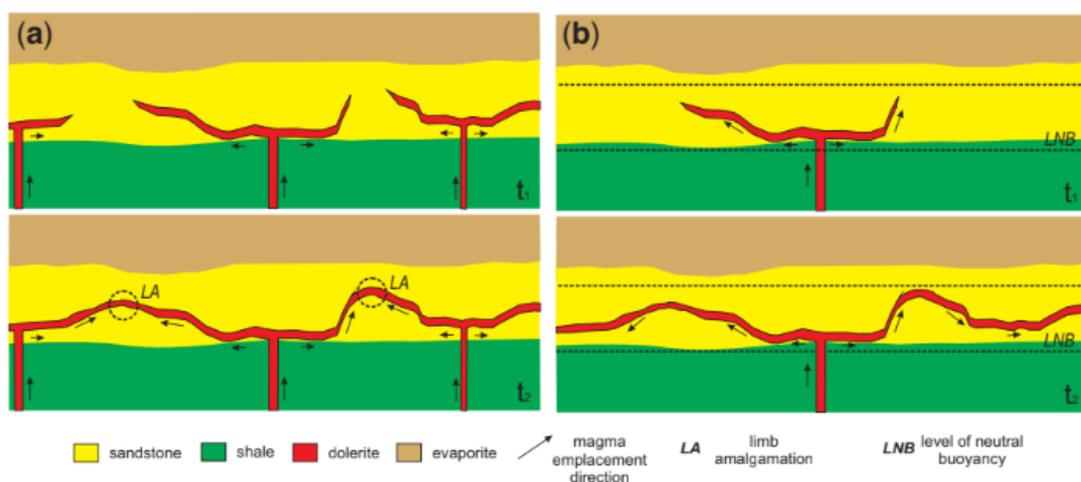


Figura 11: Seção geológica esquemática demonstrando a geometria dos complexos de soleira (Miranda *et al.* 2018).

Na área do Parque dos Gaviões, as intrusões formaram um sistema petrolífero atípico (Miranda *et al.* 2018). Por ter uma profundidade considerada “rasa”, as rochas geradoras das

formações Pimenteiras e Longá não foram maturadas o suficiente para gerarem hidrocarbonetos. Com a presença das soleiras nas camadas sedimentares, a matéria orgânica consolidada das formações foi forçada a gerar gás devido às altas temperaturas do magma. Ao mesmo tempo que tais estruturas geraram os hidrocarbonetos, trapearam os mesmos ao se resfriarem nos arenitos das formações Cabeças e Poti, através dos saltos de soleira onde, hoje, estão a maioria dos reservatórios de gás natural da bacia.

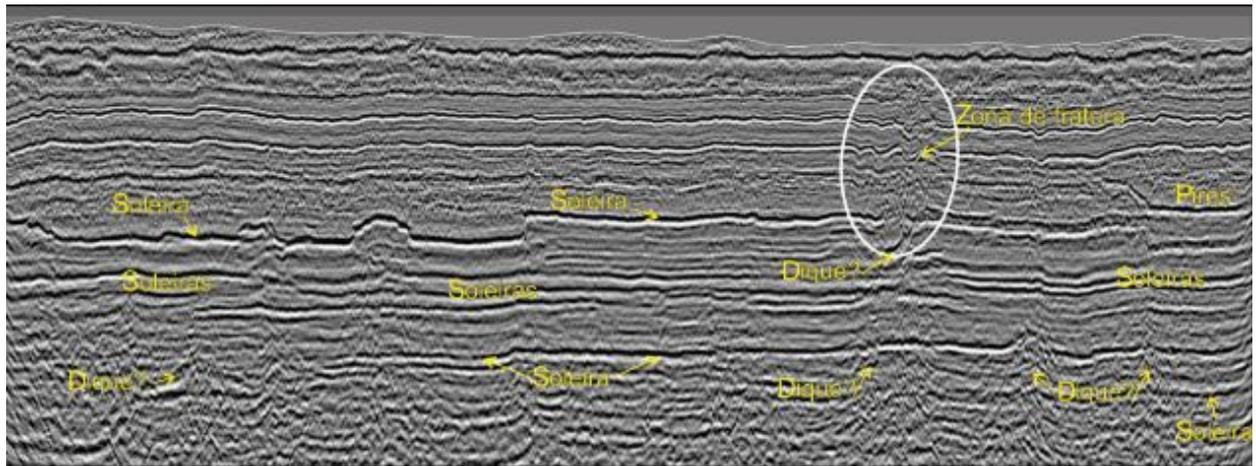


Figura 12: Diques e Soleiras em uma seção sísmica migrada em tempo (Trosdorf *et al.* 2014).

5. Fundamentação Teórica

Neste trabalho, apresenta-se a metodologia da interpretação sísmica dos dados de reflexão 2D migrados em tempo da bacia do Parnaíba com a integração da interpretação petrofísica dos dados geofísicas digitais de poços e de amostras de calha da região do Parque dos Gaviões. Tais conceitos teóricos individuais serão representados a seguir.

5.1. Método Sísmico de Reflexão

O método sísmico de reflexão é um tipo de estudo da subsuperfície que é resultado da interação entre as ondas acústicas e a propriedade física das rochas e é adquirido a partir de um arranjo entre fontes e receptores a fim de imagear e caracterizar estruturas geológicas. Com a fonte, envia-se pulsos para a subsuperfície, que podem ser chamados de *shots*, e esses pulsos sofrem reflexão e/ou refração, retornando para a superfície e sendo captados pelos receptores onde cada receptor recebe um *shot* de diferentes pontos da subsuperfície como pode ser visto na Figura 13 (Simm & Bacon, 2014).

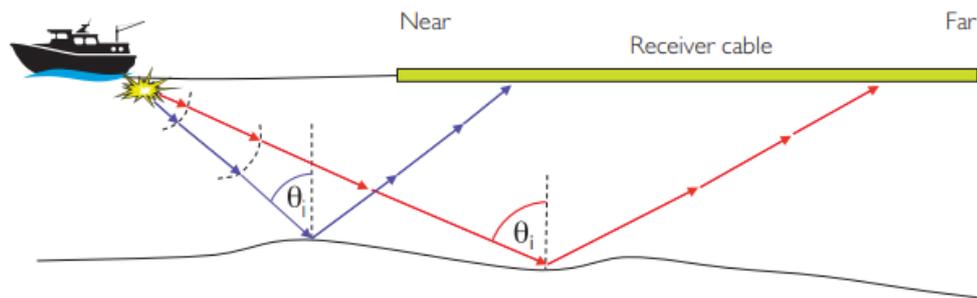


Figura 13: Arranjo de uma aquisição sísmica marinha (Simm & Bacon, 2014).

Cada *shot* que é recebido pelo receptor carrega informações da interação das ondas de corpo, que são as ondas consideradas no método sísmico, com as propriedades físicas da subsuperfície. Tais ondas podem ser separadas em duas a partir de suas características de propagação como pode-se ver na Figura 14: ondas P (primárias ou compressionais), onde as partículas de rocha vibram na mesma direção em que se dá a propagação. Esse é o caso, por exemplo, das ondas sonoras, viajando pelo ar e as ondas S (secundárias ou cisalhantes), onde a vibração é perpendicular à direção de propagação (Romanelli, 2010).

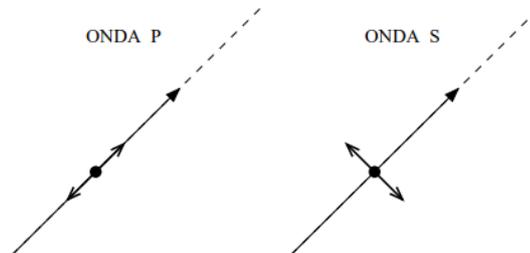


Figura 14: Tipos de onda de corpo (Romanelli, 2010).

Na prática, as ondas P são mais importantes, uma vez que na aquisição marinha típica, não é possível gerar diretamente ondas S, que não se propagam em fluidos e as ondas P apresentam maior velocidade de propagação do que as ondas S, que favorece a qualidade do registro correspondente. Além disso, os mecanismos para geração de ondas P, são muito mais simples que os de geração de ondas S (Romanelli, 2010).

O resultado da interação entre as ondas de corpo e a subsuperfície são as variações de velocidade que a onda sofre durante o percurso de tempo duplo.

$$v_P = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad v_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Equação 1: Fórmulas para velocidade das ondas P e S em subsuperfície (Romanelli, 2010).

Como podemos observar na Equação 1, a velocidade das ondas é diretamente proporcional as constantes de rigidez e elasticidade das rochas, e a partir das variações dessas velocidades conseguimos obter informação de forma indireta das camadas sedimentares e das rochas (sejam elas ígneas, metamórficas ou sedimentares) por qual tais ondas passaram. Além disso, pode-se dizer que, da mesma forma com que a velocidade de propagação de uma onda compressional depende do módulo da onda P, a velocidade de propagação de uma onda cisalhante em um sólido deve depender do módulo de rigidez, μ . Em particular, espera-se que, em um meio menos rígido, a transmissão dos esforços transversais se dê de forma mais lenta, ou seja, a velocidade S é diretamente proporcional à rigidez do meio e torna-se nula em um fluido.

A partir dessas informações, quando enviamos uma onda para a subsuperfície, ao atingir a primeira interface, a amplitude de cada uma das amostras do pulso sísmico é multiplicada pelo coeficiente de reflexão e a forma de onda resultante retorna à superfície, onde, a mesma é registrada (Romanelli, 2010). Além disso, a impedância acústica, que é o produto entre a velocidade e a densidade do meio, sofre contrastes devido as diferentes características petrofísicas e elásticas das rochas (Figura 15). Assim, podemos ter contrastes de impedância positivos e negativos e, através desses contrastes, conseguimos extrair as curvas de refletividade (Simm & Bacon, 2014).

Com o coeficiente de reflexão, podemos convoluir os traços com uma *wavelet*, conforme mostrado nas Figuras 15 e 16. Uma *wavelet* é uma função capaz de decompor, descrever ou representar outra função ou uma série de dados (como é o caso dos traços sísmicos) originalmente descrita no domínio do tempo, de forma a podermos analisar esta outra função em diferentes escalas de frequência e de tempo. Com tal procedimento conseguimos o sismograma sintético, como mostrado na Figura 16. A *wavelet* possui a mesma intensidade do sinal sísmico como também visto na Figura 15, ou seja, quão mais positivo for o sinal do traço, maior vai ser o pico de amplitude e quão mais negativo for o sinal do traço, menor vai ser o pico de amplitude.

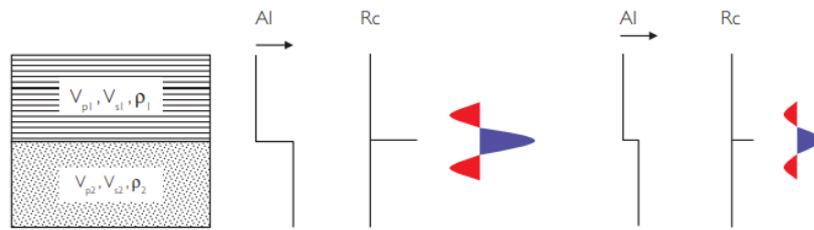


Figura 15: Convolução de um dado sintético através dos coeficientes de refletividade (Simm & Bacon, 2014).

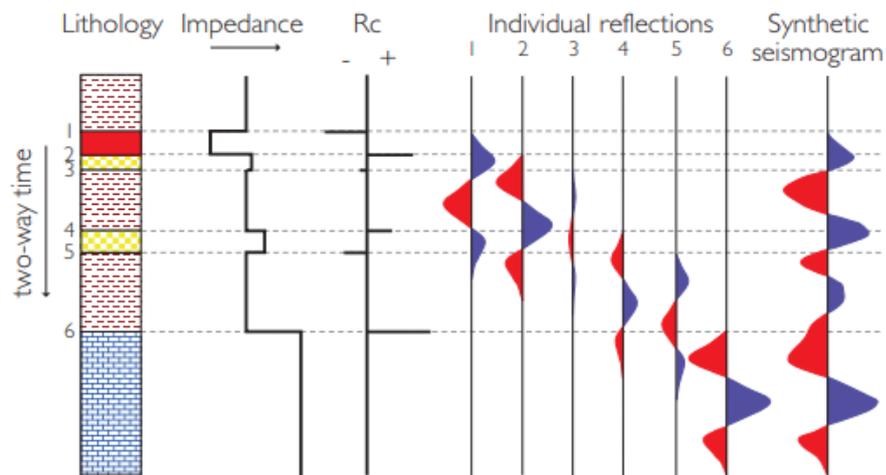


Figura 16: Criação de um sismograma sintético através dos contrastes de impedância e coeficientes de reflexão (Simm & Bacon, 2014).

Com a formação do sismograma sintético (*wiggle*), e com a união das diversas *wiggles* que representam diversos pontos da subsuperfície de forma vertical, após todas as etapas do fluxo de processamento como, correção da geometria, análise de velocidades, correção NMO e migração, chegamos em um dado sísmico de reflexão, como pode ser visto na Figura 17. O dado sísmico pode possuir duas dimensões (2D) sendo representado por uma linha sísmica, ou possuir três dimensões (3D) sendo, assim, um cubo sísmico, onde todo o volume desse cubo é coberto por dados sísmicos. Neste trabalho, foram usados apenas dados 2D da Bacia do Parnaíba.

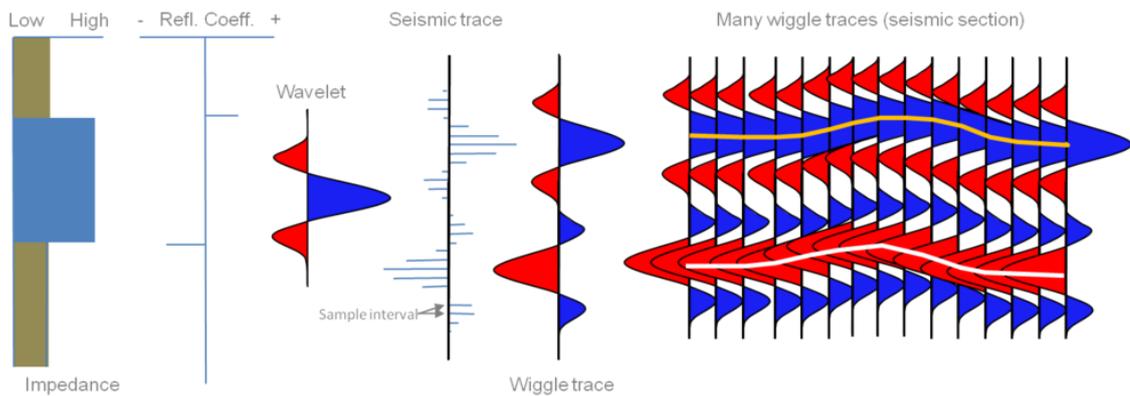


Figura 17: Formação de uma seção sísmica através do sismograma sintético gerado pelos coeficientes de refletividade e contrastes de impedância acústica (Bianco, 2011).

5.2. Resolução Sísmica e Espessura Tuning

As ondas podem sofrer com o efeito de interferência construtiva ou destrutiva. Tal fenômeno pode ter interferência das ondas sísmicas a partir de eventos ou reflexões próximas e tal efeito pode se chamar de efeito Tuning. Por definição, em camadas que possuem o limite de resolução Rayleigh (que seria um quarto do comprimento da onda), as reflexões sofrem interferência e produzem um único evento, ou seja, se tornam indistinguíveis em uma imagem/seção sísmica. A espessura da camada que pode ser distinguida das outras, chamada espessura de Tuning, é mostrada na Figura 19.

$$Z = \frac{V_I}{2.8f_{max}}$$

Equação 2: Fórmula para espessura de tuning (Z), com V_I sendo a velocidade intervalar e F_{max} sendo a frequência de pico da seção sísmica estudada.

Segundo Sheriff (1977), um ponto importante a ser considerado é que, a velocidade sísmica geralmente aumenta quanto mais profundo estivermos em subsuperfície, já que as rochas com idades mais antigas estão mais compactadas. Segundo a Figura 19, a velocidade e a espessura de Tuning (Z) são diretamente proporcionais, ou seja, quão maior for a velocidade no meio maior vai ser a espessura de Tuning. Além disso, frequências consideradas altas, geralmente, são as mais atenuadas durante a propagação em profundidade. Levando em consideração tal efeito, a frequência máxima é reduzida, reforçando o aumento da espessura de Tuning para camadas mais profundas (Souza & Gattas, 2018).

5.3. Impedância Acústica

Por definição a impedância acústica pode ser considerada como a resistência e/ou dificuldade que uma onda acústica possui para trafegar pelo meio material (Souza & Gattas, 2018). Matematicamente dizendo, seria o produto da velocidade da onda (V) no material pela densidade (ρ) do mesmo, como podemos ver na figura 20. Ainda segundo os autores, a impedância é uma propriedade acústica que, ainda assim, pode ser correlacionada com as propriedades petrofísicas da rocha.

Podemos considerar que a velocidade pode ser considerada mais importante que a densidade nesta equação, isso porque uma variação no fluido de preenchimento das rochas, sendo ele água, óleo ou gás em um arenito, por exemplo, possui um efeito muito maior na velocidade de propagação do que na densidade do material (Souza & Gattas, 2018).

$$Z = \rho V$$

Equação 3: Fórmula da impedância acústica, sendo Z o produto entre a densidade e a velocidade compressional.

5.4. Coeficiente de Refletividade em Subsuperfície

Segundo Souza & Gattas (2018), a refletividade ou coeficiente de reflexão (RC – *Reflection Coefficient*) é um conceito físico que é fundamental no método sísmico de reflexão. Por definição, pode-se entender que a Refletividade (RC) é como um fator da quantidade de energia da onda propagada que é refletida quando a onda encontra uma mudança de impedância acústica. Em uma interface plana entre duas camadas elásticas espessas, homogêneas e isotrópicas, k e $k+1$, a refletividade de uma onda que incide na direção normal das camadas é dada conforme a Figura 21.

$$r_k = \frac{Z_{k+1} - Z_k}{Z_{k+1} + Z_k}$$

Equação 4: Fórmula para o coeficiente de reflexão (r_k), onde k é uma camada diferente da camada $k+1$ e Z é a impedância acústica no meio.

5.5. *Wavelet* e o Modelo Convolutional

Uma *wavelet* pode ser entendida como o pulso unidimensional originado como resposta a um estímulo e/ou vibração causados por uma fonte, sendo ela um air-gun ou uma dinamite, e capturada por um receptor. Seus principais atributos são amplitude, frequência e fase (Souza & Gattas, 2018).

Na figura 18 adaptada de Oldenburg et al (1983) por Souza & Gattas (2018), podemos observar o efeito da *wavelet* sobre um pulso sísmico desta forma: Em 22.a temos a impedância acústica da rocha qualquer; 18.b a função refletividade da terra (RC), 18.c o espectro de amplitude da refletividade, onde podemos ver que não é limitada em banda uma vez que cobre todo o espectro (abscissa no gráfico); 18.d a *wavelet* do dado sísmico no domínio do tempo (TWT); 18.e o traço sísmico que é gerado à partir da convolução da refletividade da terra pela *wavelet* escolhida; 18.f o espectro de amplitude da *wavelet* sísmica, onde vemos que é limitada em banda, uma vez que só ocupa parte do espectro (abscissa no gráfico); e 18.g, que é o espectro de amplitude do traço sísmico, que também é limitado em banda, isso mostra que, matematicamente, a *wavelet* funciona de forma similar a de um filtro passa-banda.

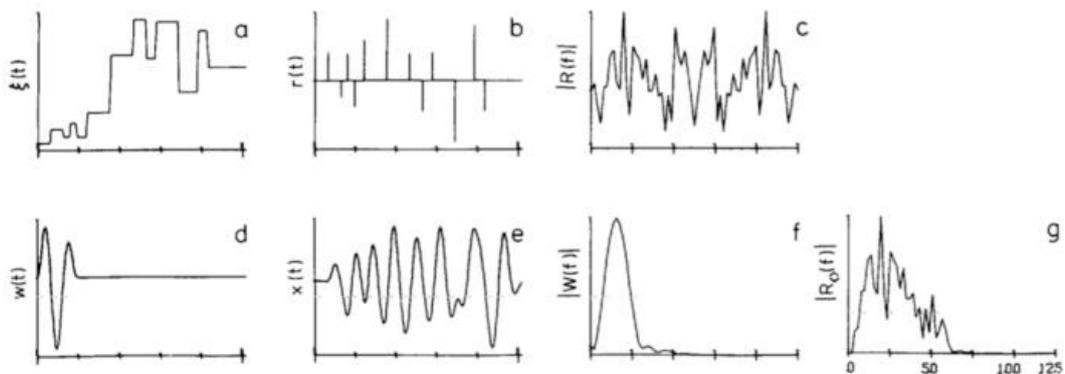


Figura 18: a. Impedância Acústica, b. Refletividade, c. Espectro de Amplitude da Refletividade, d. *Wavelet*, e. Traço Sísmico, f. Espectro de Amplitude da *Wavelet*, g. Espectro de Amplitude do Traço Sísmico – Figura de Souza & Gattas (2018) adaptada de Oldenburg et al, (1983).

Tal filtragem pode se dar devido a alguns efeitos que vão ser discorridos abaixo:

- absorção da energia no meio físico, onde, geralmente, altas frequências são as mais absorvidas;

- pela tecnologia do receptor, que não é capaz de capturar sinais de corrente contínua (componente constante no tempo), ou de muito baixas frequências;
- a própria fonte sísmica também não é uma fonte impulsiva, tendo espectro limitado em banda.

A partir da *wavelet* que pode ser obtida através da teoria descrita anteriormente, vamos para a criação de um modelo unidimensional que é geralmente utilizado para representar de forma matemática o Modelo Convolutacional. Tal modelo se baseia no princípio de que um traço sísmico é a convolução da refletividade da terra com a função da fonte sísmica, comumente se adicionando o componente de ruído (Souza & Gattas, 2018), como podemos ver na fórmula representada pela Equação 5.

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t)$$

Equação 5: Fórmula para o modelo convolutacional onde: $s(t)$ é o traço sísmico; $w(t)$ é a função da *wavelet* sísmica; $r(t)$ é a refletividade da terra; $n(t)$ é um ruído aditivo e $(*)$ representa a operação de convolução.

5.6. Interpretação Sismoestratigráfica

Geralmente, o que se espera de uma boa interpretação sísmica é um levantamento de sincronismo dos eventos geológicos que ocorreram na bacia sedimentar estudada, ou seja, no final de uma interpretação, espera-se ter ideia de como os sedimentos foram depositados, sua geologia estrutural e entender e analisar a possível geometria, estrutura e as propriedades físicas do reservatório procurado. Com isso, a interpretação sísmica é essencial para a exploração geofísica e mais recentemente vem sendo essencial para a caracterização de reservatórios através da sísmica 4D e as inversões sísmicas.

Para estabelecer um fluxo de interpretação que vem sendo utilizado até hoje Vail & Mitchum Jr, no vigésimo sexto *memoir* da AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*) no ano de 1977, publicaram as três principais etapas do fluxo de interpretação, são elas: análise de sequências sísmicas, análise de fácies sísmicas e análise das variações do nível do mar ao longo de tempo. Neste estudo, por estarmos tratando de uma bacia intracratônica, mesmo tendo sido influenciada em alguns momentos por ingressões marinhas e estarmos centralizados apenas no estudo das intrusões ígneas, vamos focar apenas nos dois primeiros tópicos do fluxo estabelecido por Vail & Mitchum (1997).

As sequências sísmicas representam unidades sísmicas, definidas como parte de uma seção em pacotes concordantes limitadas por terminações de reflexões, estas podem ser concordantes ou discordantes, e podem ser interpretadas em últimas instância como limites de tratos de sistemas deposicionais (Mitchum Jr, 1977). Em tais unidades sísmicas podemos deduzir uma direção de movimento a partir do formato dos refletores que, segundo Mitchum Jr (1977), vão ser caracterizados a seguir:

- *Onlap*: terminação lateral progressiva de reflexões inicialmente horizontais ou inclinadas contra uma superfície com inclinação superior. Pode ser um indicativo de não deposição (Figura 19).
- *Toplap*: terminações com reflexões inclinadas que tangenciam uma superfície suprajacente com menor inclinação. É considerado uma evidência de não deposição, chamado também de superfície *by-pass* (Figura 19).
- *Downlap*: terminação lateral de uma reflexão inicialmente inclinada contra uma superfície de menor inclinação horizontal. Pode ser um indicador de hiato deposicional (Figura 19).
- *Concordante*: reflexões sensivelmente paralelas ao limite superior ou inferior de uma sequência sísmica e não possui descontinuidade angular. Indica manutenção das condições deposicionais (Figura 19).
- *Truncamento Erosional*: terminação lateral das reflexões contra uma superfície discordante de origem erosiva ou estrutural (como as intrusões ígneas) que limita superiormente uma sequência sísmica (Figura 19).

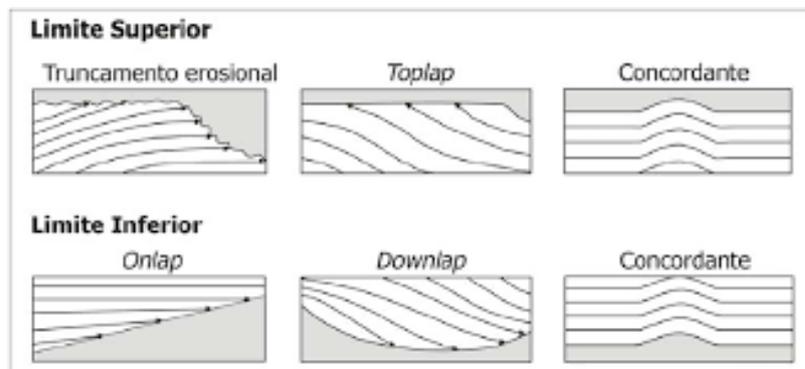


Figura 19: Terminações de refletores sísmicos segundo Vail & Mitchum (1977) e modificado por Severiano Ribeiro (2001).

Através de padrões de reflexão em torno de uma determinada estrutura, formando uma geometria específica, temos por definição as sismofácies. Na estratigrafia, uma fácies é definida como uma parte limitada, em área, de uma determinada unidade estratigráfica, que exibe características significativamente diferentes das outras partes da unidade, podendo ainda se diferenciar de outras fácies através de sua geometria, litologia e estruturas sedimentares (Suguio, 2003). As sismofácies possuem uma estrita relação com as estruturas sedimentares, são tridimensionais em sua maioria, espacialmente definidas e constituídas por reflexões sísmicas cujos parâmetros inerentes diferem das fácies adjacentes (Brown Jr. & Fischer, 1980 apud Severiano Ribeiro, 2001).

Para mapear tais sismofácies é comumente realizado nos estudos sísmicos é comumente utilizado padrões de reflexões com configurações internas (Figura 20), que podem representar diversos fatores geológicos, como padrão de estratificação, sistema deposicional, erosão, truncamentos e topografia.

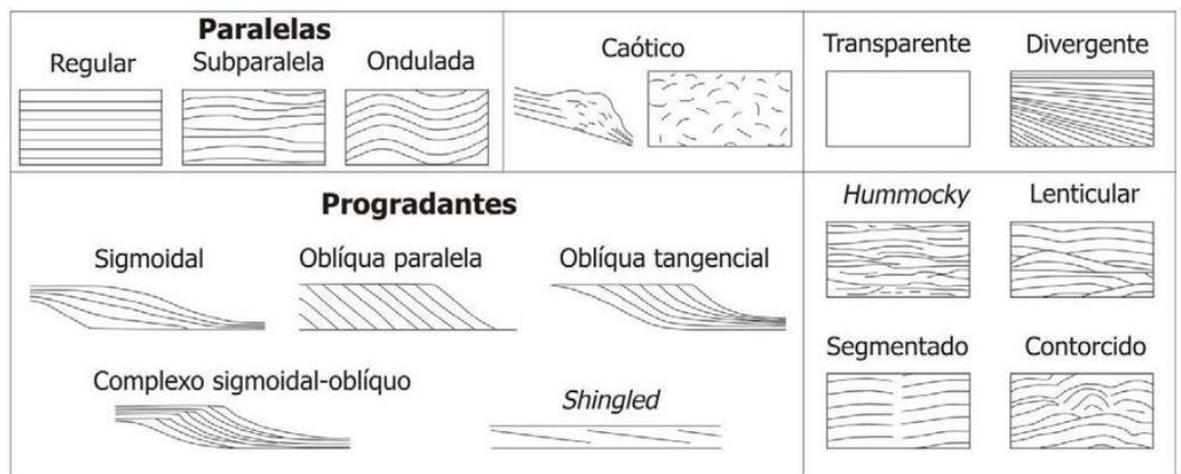


Figura 20: Sismofácies sísmicas com padrões internos segundo Vail & Mitchum (1977) e modificado por Severiano Ribeiro (2001).

No geral, em uma interpretação sismoestratigráfica regional, possuímos uma seção semelhante ao desenho esquemático da Figura 21 proposto por Vail (1987). Na figura é possível identificar a terminação dos refletores e possíveis sismofácies de sistema progradantes e retrogradantes, influenciados pelas variações no nível do mar.

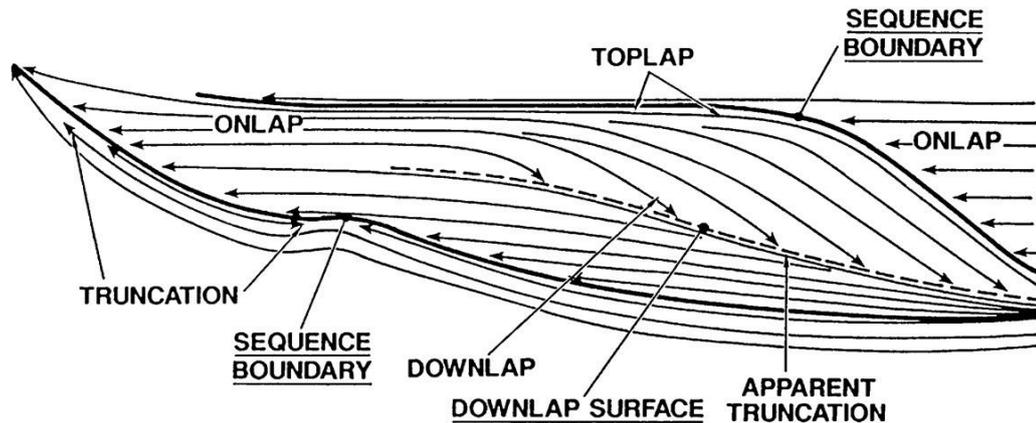


Figura 21: Trato de sistema sismoestratigráfico proposto por Vail (1987).

5.7. Atributos Sísmicos

Os atributos sísmicos são comumente utilizados por intérpretes para destacar ou melhorar a visualização de estruturas, sismofácies, fraturas ou possíveis prospectos em um dado sísmico. Tais atributos podem ser estatísticos, geofísicos ou mesmo geológicos, cada um podendo ser aplicado em situações distintas ou em dados sísmicos diferentes, até mesmo a manipulação da escala de cor da sísmica pode ser considerada um atributo, saindo do padrão de preto, branco e cinza (Balch, 1971 apud Barnes, 2001) e levando em consideração que a mudança na escala pode “acender” ou “apagar” possíveis estruturas, marcadores ou refletores na sísmica.

Pela definição de Taner (2001), atributos sísmicos são representados por toda e qualquer informação extraída do dado sísmico, seja por medições diretas, lógicas ou por análise empírica baseada em experiência. Ao mesmo tempo, Barnes em 2001 afirma que eles são um subconjunto ou um componente do dado sísmico, tal que esse dado pode ser visto como uma soma de seus componentes ou até mesmo, um filtro, que pode remover algumas informações e destacar outras. Em resumo, os atributos podem ser de vários tipos e podem ser aplicados de formas diferentes, mas todos eles tentam auxiliar na interpretação de estruturas para a criação de um futuro modelo geológico.

A fim de melhorar organização dos atributos, uma classificação foi proposta por Chen e Sidney (1997) e modificada por Brown em 2011, seguido por Barnes (2016). Na classificação recente, os atributos foram separados em três grandes grupos, definidos como geológicos, geofísicos e matemáticos (Figura 22). Dentre esses, os atributos geológicos seriam os melhores a serem considerados nos estudos de interpretação sísmica para exploração de hidrocarbonetos

e caracterização de reservatórios além de serem mais fáceis de entender, apesar de apresentarem mais problemas quanto a sua quantificação. Os atributos geofísicos possuem uma qualidade de uso considerada intermediária, enquanto os matemáticos são menos utilizados na exploração geológica (Barnes, 2016).

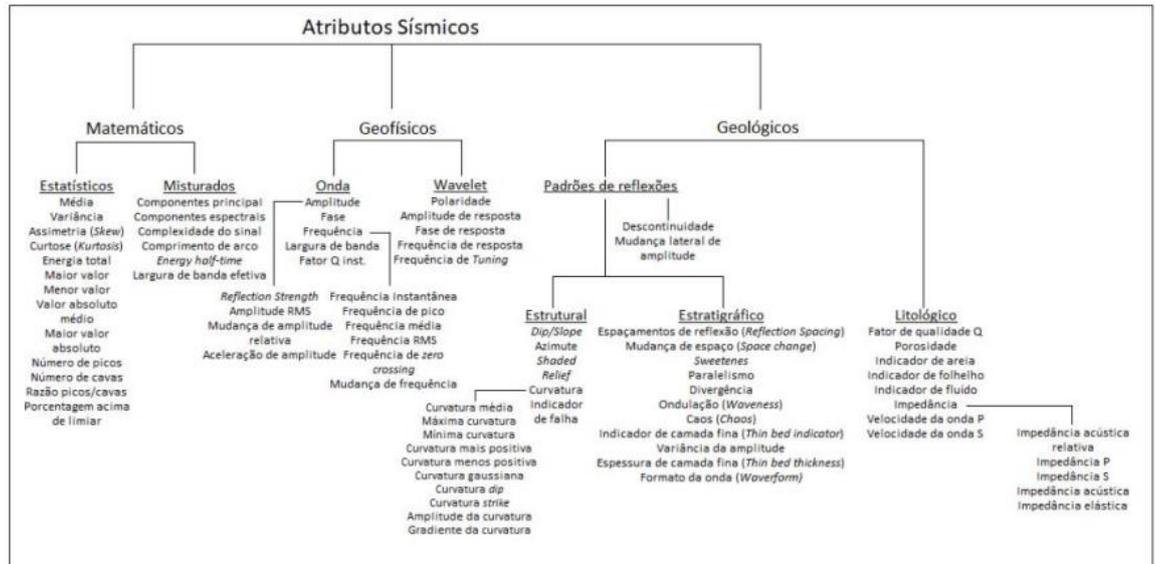


Figura 22: Classificação dos atributos quanto as suas características (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011, modificado por Barnes, 2016)

Neste trabalho foram usados apenas os atributos geológicos e geofísicos, os quais vão ser definidos a partir da classificação de Barnes (2016) abaixo:

- Atributos Geológicos: gravam as características da litologia (densidade, porosidade, impedância e outros fatores qualitativos), estruturais (mergulho, azimute e curvatura) e estratigráficas de um dado sísmico.
- Atributos Geofísicos: gravam as informações das ondas enviadas a subsuperfície e das *wavelet* geradas. Tais informações incluem a frequência, a fase e a amplitude. Na utilização desses atributos se torna necessário fazer uma inversão que, atualmente, pode ser feita de forma automática através de alguns *softwares*.

5.8. Classificação dos Atributos Utilizados

Dentre a gama de atributos que poderiam ser utilizados, foram testados os atributos que mais destacavam o intervalo de interesse da interpretação sísmica, ou seja, as intrusões ígneas de diabásio (que devido as altas velocidades, possuem picos de amplitude extremos) e que ao

mesmo tempo poderiam ser aplicados em um dado 2D. Também houve a tentativa de acender o conteúdo dentro do intervalo da própria soleira, a fim de identificar e caracterizar seus horizontes internos.

Dito isto, os melhores atributos que se aplicaram a situação e que foram utilizados foram: Amplitude Instantânea (*Envelope*), RMS Amplitude, *Sweetness*, Impedância Acústica Relativa e o atributo calculado, Técnica de Volume de Amplitudes (TecVA), obtido através do cálculo de RMS Amplitude com uma rotação de fase de 90 graus negativos e a *Colored Inversion* através da expansão junto aos atributos do *software* RokDoc (que também possui licença cedida a Universidade Federal Fluminense).

Tais atributos foram calculados via *software*, através do Petrel, da *Schlumberger* (Figura 23) e vão ser discorridos abaixo:

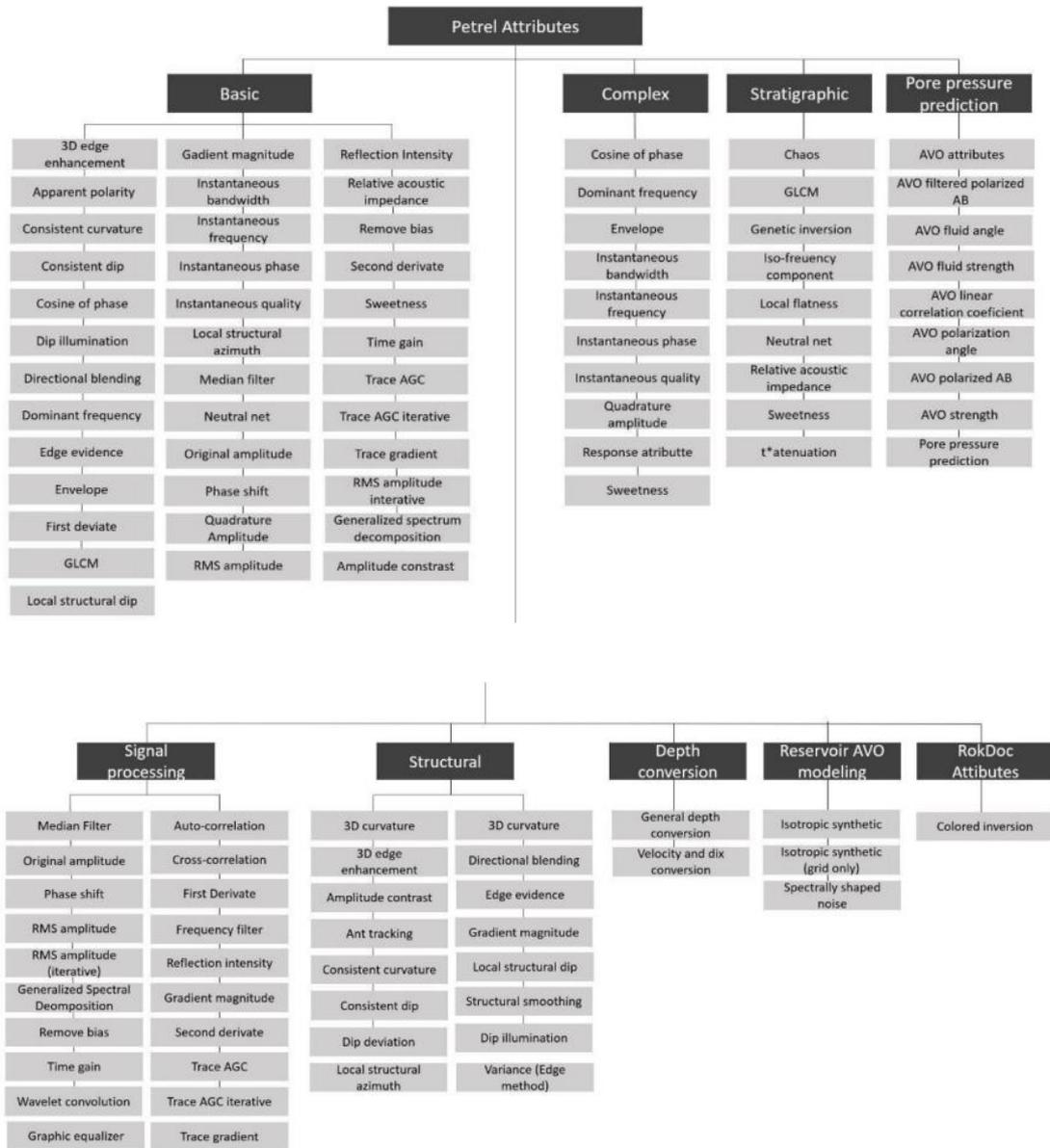


Figura 23: Arranjo de atributos do *software* Petrel E&P (Schlumberger).

5.8.1. Amplitude Instantânea (Envelope)

O atributo Envelope ou força da reflexão (*Reflection Strength*) é um atributo que, pela classificação de Barnes (2016), é considerado complexo e trabalha com a geofísica de onda. Por definição ele descreve a onda de forma quantitativa em sua forma e em qualquer ponto de sua amostragem. Tal atributo pode indicar um valor de amplitude que independe da fase do sinal ou da sua polaridade. O mesmo está relacionado diretamente com a impedância acústica relativa, ou seja, mostra o contraste individual a partir da refletividade de cada interface do dado. Ainda, segundo Barnes (2016), o envelope do traço, por definição, equivale ao valor máximo que o traço pode obter através de uma rotação de fase constante, ou seja, tal atributo é invariante em relação a fase do traço e, sendo assim, autodelimita as rotações de fases constantes, inclusive o seu reverso, multiplicando os mesmos por -1.

Já Oliveira (2019), conclui que o atributo de Amplitude Instantânea representa a magnitude de um senoide que pode melhor representar o traço sísmico em um único instante de tempo, podendo caracterizar a geologia da região como: indicadores de hidrocarbonetos, discordâncias, variações litológicas, indicadores de falhas, limites de sequência, entre outros.

Para este trabalho, o atributo de Amplitude Instantânea foi utilizado justamente para a identificação das soleiras de diabásio. Tais estruturas podem causar falhas, discordâncias, soerguimento das camadas sedimentares superiores, causam uma variação de litologia rocha ígnea – camada sedimentar e, além de tudo, podem indicar a presença de hidrocarbonetos pois, na bacia, as soleiras são os principais reservatórios de gás.

5.8.2. RMS Amplitude

Segundo Barnes (2016) tal atributo corresponde como o intervalar à amplitude instantânea, pois, segundo o autor, seus resultados são muito parecidos. A técnica é geralmente utilizada para exibir os valores de amplitude em uma janela específica selecionada pelo usuário, em dados *post stack*, que pode ser pego acima ou abaixo de uma reflexão.

Através do RMS Amplitude é possível verificar e identificar anomalias de amplitude que podem estar relacionadas a diversos fatores, como a presença de hidrocarbonetos e rochas ígneas (que possuem altas anomalias de amplitude). Tais estruturas podem ser mapeadas através da medida de refletividade em uma possível zona de interesse, mostrando pontos brilhantes que

podem ser possíveis reservatórios a serem interpretados ou outras estruturas geológicas que podem causar tal anomalia. Além disso, tal atributo vem sendo utilizado para ressaltar estratigrafias concordantes através da definição de varrições laterais de amplitude.

Segundo Pereira (2011), a amplitude RMS pode ser calculada como a raiz quadrada da média das amplitudes na janela de análise, ao quadrado. Como as amplitudes são elevadas ao quadrado antes do cálculo de suas médias, esse atributo pode ser considerado muito sensível quando se utiliza valores extremos.

5.8.3. Impedância Acústica Relativa

Segundo informações do próprio *software* Petrel da *Schlumberger*, a impedância acústica relativa é uma soma contínua de valores de amplitude que são mostrados regularmente. Tal atributo é calculado, segundo Taner (2001), integrando os traços sísmicos e passando o resultado através de um filtro *Butterworth* passa-alta a fim de reduzir ruídos de baixa frequência que poderiam ter sido potencialmente introduzidos no dado, ou seja, o valor médio do sinal de amplitude em um determinado tempo é subtraído e o sinal é integrado e calculado por sucessivas somas, como pode ser visto na Figura 24, que mostra um dado antes e depois da aplicação do atributo.

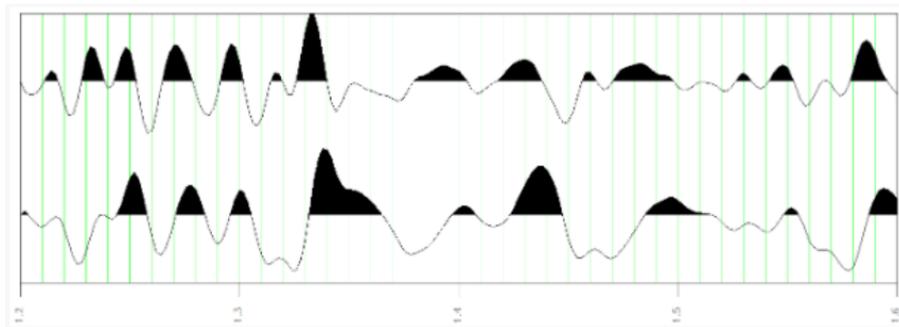


Figura 24: Espectro de amplitude do dado sísmico antes e depois da aplicação do atributo de impedância acústica relativa (Taner, 2001).

$$rai(t) = b(t) * \int_0^t (a(t) - \bar{a}) dt$$

Equação 6: Descrição matemática do atributo de impedância acústica relativa (Taner, 2001).

Tal atributo pode ser descrito numericamente como está sendo mostrado na Figura 30. Na equação, $b(t)$ é o operador de *Butterworth*.

Ainda segundo o Taner (2001), tal atributo pode indicar limites de sequência, superfícies discordantes e descontinuidades. Além disso, também pode indicar porosidade ou conteúdo de fluido em um possível reservatório. Subrahmanyam e Rao (2008) afirmam que a impedância acústica relativa pode ser considerada uma forma simples de inversão do dado. A impedância acústica relativa também pode ser um bom método para melhorar a visualização de camadas mais finas e que não possuem resolução sísmica (Chopra, Castagna e Xu, 2009).

5.9. Inversão Sísmica Colorida

Existem diversos tipos de inversão hoje em dia, desde inversões determinísticas, estocásticas ou limitada em banda e, cada uma delas, depende exclusivamente do algoritmo usado para as produzir. Por definição, uma inversão sísmica converte dados de refletividade em propriedades físicas da rocha, como por exemplo, a impedância acústica. Assim, enquanto a refletividade nos informa sobre os limites (assim como funciona a sísmica), a impedância pode ser convertida e utilizada para estudar as propriedades da terra, como a porosidade, quantidade e conteúdo do fluido e outras relações petrofísicas conhecidas.

No ano de 2000, Lancaster e Whitcombe desenvolveram um método relativamente rápido para a inversão de banda limitada de dados sísmicos, a qual deram o nome de Inversão Colorida (CI – *Colored Inversion*) e, desde então, gera grande interesse entre os intérpretes. Os autores identificaram que o processo de inversão por picos poderia ser aproximado por um único operador, assim sendo, gerando a impedância acústica relativa através de uma simples convolução com os dados de refletividade. Os autores também mostraram que tal operador pode ser derivado a partir de dados de perfis de poço.

Assim como os outros tipos de inversão, a Inversão Colorida pode auxiliar na remoção de efeitos de espalhamento da onda sísmica e, além disso, aprimorar alguns recursos na identificação de horizontes finos, discordâncias e descontinuidades, ajudando na interpretação geológica e estratigráfica.

Lancaster e Whitcombe (2000) sugeriram algumas etapas para se alcançar o que chamaram de inversão colorida rápida. No exemplo dado pelos autores foram usados dados de um cubo sísmico 3D e tal fluxograma vai ser percorrido abaixo:

- Ajustar uma função para os espectros das curvas do poço: Walden e Hosken (1985) observaram que as sequências de refletividade em bacias sedimentares no geral, exibem um decaimento logarítmico na amplitude na medida em que há o aumento da frequência. Para esta etapa, deve-se certificar de que o espectro de refletividade se comporta como previsto. Ao mesmo tempo, com os poços, deve-se converter os dados em domínio do tempo para também calcular o espectro. Para simplificar o espectro é utilizado uma regressão linear.
- Obter um espectro de diferença ao subtrair o espectro do poço com o espectro da sísmica: Após definir uma função que aproxima o *Well-log spectrum*, a próxima etapa seria calcular o operador que represente a diferença entre o espectro do perfil definido na etapa anterior e o espectro do dado sísmico. Com a modelagem do espectro do poço no domínio da frequência, subtrai-se o mesmo do espectro sísmico.
- Converter tal diferença entre os espectros em um operador: Continuando a metodologia de Lancaster e Whitcombe (2000), deve-se criar um operador de inversão. Tal operador pode ser criado de diversas maneiras e uma delas pode ser voltar ao domínio do tempo através da Transformada de Fourier inversa e girar a fase de quadratura do sinal.
- Convolver o operador com a sísmica empilhada: Após calcular o operador, basta realizar uma convolução simples traço a traço com os dados de refletividade para realizar a inversão colorida. Como os resultados de impedância relativa não possuem baixas frequências, não informando, assim, sobre tendências, faz-se mais sentido olhar o resultado em uma única formação, definindo assim uma área de interesse, que no caso do atual estudo, são as soleiras de diabásio.

Com a inversão sísmica, deve-se lembrar que passamos de um ambiente de valores de contraste entre camadas, como é em uma seção sísmica onde possuímos os valores de contraste de impedância acústica, e passamos para uma seção onde visualizamos camadas e/ou horizontes como pode ser visto na Figura 25.

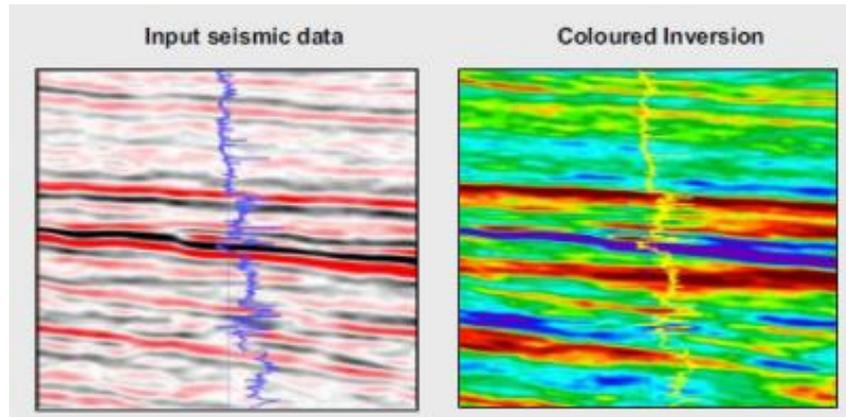


Figura 25: Comparação entre o dado sísmico e a inversão sísmica colorida através de um operador derivado do espectro de amplitude (SEG WIKI, 2018).

5.10. Propriedades Físicas das Rochas

Segundo Nery (1990), os perfis geofísicos surgiram a partir da demanda para descoberta de minerais, óleo e gás em subsuperfície, sendo os dois últimos presente na maioria das vezes em rochas do tipo sedimentar. Tais rochas podem ser divididas em três grupos: as rochas siliciclásticas, carbonáticas e evaporíticas.

Ainda segundo Nery (1990), as rochas sedimentares do tipo siliciclásticas e carbonáticas podem ser constituídas mineralogicamente por três características, o arcabouço, representando os grãos, a matriz, geralmente constituída por diversos minerais de argila representando uma sedimentação muito mais fina que os grãos, e o cimento, que é o componente precipitado quimicamente nos poros da rocha.

Na perfilagem geofísica, tais características da rocha não são diretamente medidas, isto porque os sensores carregados juntos com a sonda, sendo eles de natureza elétrica, acústica ou radioativa, são incapazes de distinguir os grãos da matriz e do cimento. Com isso, segundo Nery (1990), na perfilagem geofísica podemos distinguir as características das rochas em dois grupos, a matriz, que engloba desde os grãos ao cimento, e os poros, que representam todo o espaço Vazio dentro da rocha.

Assim sendo, tais rochas que podem ser divididas em matriz e poros podem possuir diversas características físicas e químicas, sendo essas características, porosidade, permeabilidade, radioatividade, eletricidade e velocidade do som nas mesmas, que podem ser

medidas de forma indireta através de uma sonda lateral em um poço, e isso é ao que se dá o nome de perfilagem geofísica.

5.11. Perfis Digitais de Poços

Como discorrido acima, as características físicas das rochas em subsuperfície podem fornecer informações relevantes de forma indireta aos geocientistas. Cada característica pode interagir de diferentes formas com fontes físicas, ou seja, por definição, a perfilagem é o registro contínuo das propriedades físicas das rochas ao longo do poço aberto, mediante o uso de equipamentos especiais (Rider, 2000). Esses equipamentos são dispostos na estrutura do poço aberto e interagem com as camadas de subsuperfície no decorrer da perfuração, como demonstrado no desenho esquemático da Figura 26.

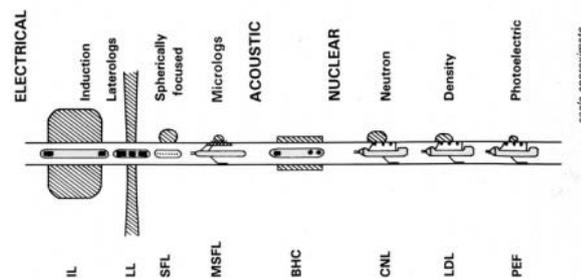


Figura 26: Distribuição das ferramentas de perfilagem ao longo do poço aberto (Rider, 2000).

Dos resultados obtidos através da utilização de tais equipamentos, pode-se obter interpretações qualitativas do poço, que seria a interpretação e identificação de litologias, correlação geológica dos poços, identificação de fluidos (água doce, salgada ou hidrocarbonetos), identificação de falhas e fraturas e definir a qualidade do reservatório, e quantitativas dos perfil geológicos dos poços, que seriam os valores de densidade, porosidade, radioatividade, permeabilidade e saturação de fluido, como pode ser visto na Figura 27, onde existe uma tabela com as devidas classificações (Rider, 2000).

Chapter	Uses																		
	Lithology - general	Volcanics	Unusual Lithology	Evaporites	Mineral identification	Correlation: stratigraphy	Facies depositional env.	Fracture identification	Over-pressure identification	Source rock identification	Maturity	Porosity	Permeability	Shale volume	Fm. water salinity	Hydrocarbon saturation	Gas identification	Interval velocity	Acoustic impedance
3	Temperature								-										
4	Caliper																		
5	SP																		
6	Resistivity	-		-		-	-			+	+	+	+						
7	Gamma ray	-	-	+	-	-	-				+			+					
7	Spectral GR	-	-	+	+	-	-	-			+								
8	Sonic	+		-		-	-	+	+	+		*						*	*
9	Density	+	-	-	-		-	+	+	+		*							*
9	Photoelectric	+	-	-	+														
10	Neutron	+	-	-	-		-					*		-					
12	Dipmeter					-	-												dip
13	Image logs	-				-	-	+					+			+			dip

- (Essentially) qualitative use
+ Semi-quantitative and quantitative uses
* Strictly quantitative

Figura 27: Classificação dos perfis quanto a interpretação qualitativa e quantitativa e principais características que podem ser obtidas através das informações de cada perfil (Rider, 2000).

Neste estudo, apenas os perfis de raios gama, densidade, sônico e de impedância acústica para se realizar a interpretação quantitativa e o perfil caliper para interpretação qualitativa do estado de qualidade da perfuração e na identificação de possíveis fraturas, foram utilizados no intervalo das intrusões de diabásio. A fundamentação teórica dos perfis definidos vai ser discorrida abaixo, mostrando os motivos de uso, os resultados e as devidas interpretações que podem ser obtidas a partir de cada um deles.

5.11.1. Perfil Caliper

O perfil caliper mede o diâmetro, e o formato da perfuração durante o poço. Seu mecanismo principal funciona através da detecção de variações no formato da parede do poço. Em alguns poços mais recentes, é possível se equipar até dois perfis de caliper para a descida e para o retorno dos equipamentos do poço a superfície. Atualmente, o caliper já vem equipado junto aos equipamentos necessários para os perfis de densidade (Rider, 2000).

Com isso, o caliper funciona, segundo Rider (2000), principalmente, como um controle de qualidade para as demais leituras de perfis geofísicos em poço aberto, já que pode mostrar zonas de “arrombamento” (ver Figura 28 na área com presença de folhelhos), em especial, aos que precisam estar acoplados a parede do poço, como o perfil densidade e neutrão. Além disso,

ele pode indicar qualitativamente a permeabilidade já que mostra a presença ou ausência de reboco (uma vez que quanto mais permeável for a litologia, maior vai ser a quantidade de reboco formado na parede do poço – ver Figura 28). O caliper pode indicar se o poço possui alta taxa de penetração, alto peso e vazão de lamê. Além disso, o perfil também pode sugerir o tipo de fluido que foi utilizado durante a perfuração.

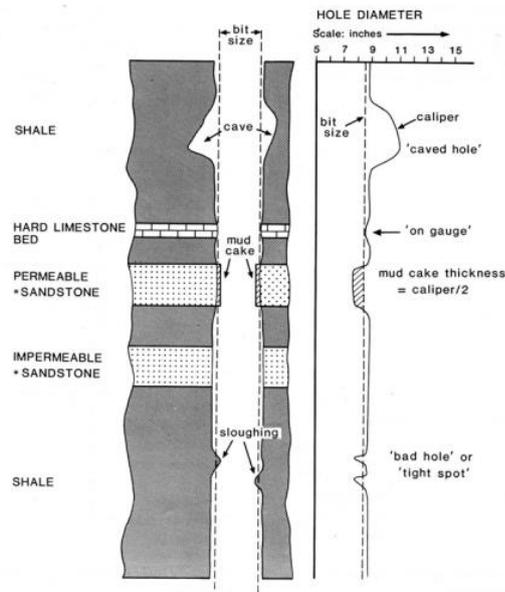


Figura 28: Desenho esquemático do perfil caliper em uma situação de poço aberto, mostrando as litologias, zonas de reboco e arrombamento no perfil (Rider, 2000).

5.11.2. Perfil de Raios Gama

O perfil de raios gama, ou *Gamma Ray* (GR), detecta a radioatividade de formações geológicas em subsuperfície. Elementos radioativos como Urânio, Potássio e Tório naturalmente emitem radiação que podem ser detectáveis por cintilômetros, câmaras de ionização ou por contadores de Geiger-Müller (Rider, 2000).

Ainda segundo Rider (2000), todas as rochas possuem um certo nível de radioatividade, as rochas ígneas e as metamórficas e os sedimentos em geral, todos esses possuem um grau de radioatividade. Dentre os sedimentos, os folhelhos são, de forma absoluta, os que possuem a radiação em °API (*American Petroleum Institute*) mais forte, sempre com os valores mais altos em um perfil.

A curva de raios gama é usada, principalmente, na interpretação quantitativa de dados, já que pode indicar o volume de argila da formação. De forma qualitativa, tal perfil pode ser usado na associação de fácies, correlação de sequências e de poços e na descrição de litologias,

principalmente na identificação de sequências intercaladas entre folhelhos e arenitos, como pode ser visto na figura 39. Junto ao *gamma ray* espectral (que entrega uma avaliação muito mais quantitativa em relação a radioatividade dos minerais presentes), tal perfil pode inclusive indicar ambientes deposicionais, ajudando nas reconstruções e modelagens paleogeográficas. Ainda, segundo Rider (2000), tais *logs* em conjunto podem indicar fraturas e ajudar na localização das rochas geradoras.

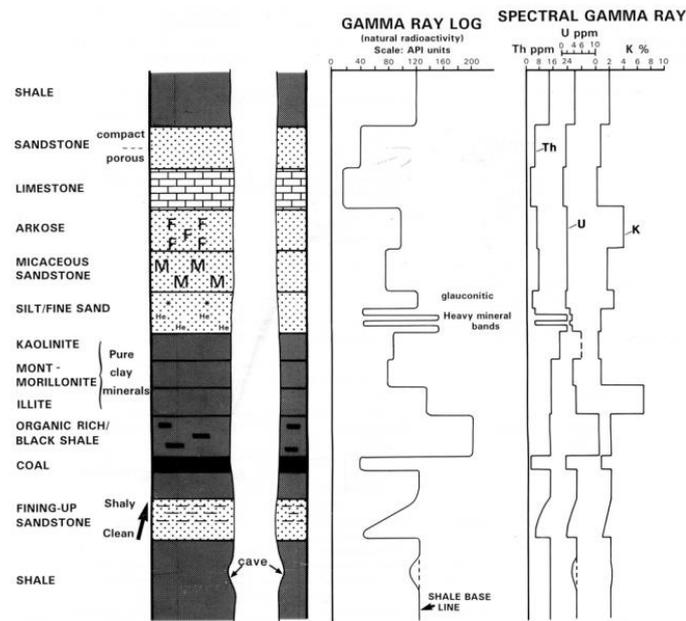


Figura 29: Desenho esquemático do perfil GR e GR espectral na identificação de ambientes e litologias (Rider, 2000).

5.11.3. Perfil Sônico

O perfil sônico (Figura 30) é um dos perfis mais importantes na prática da interpretação sísmica, isso pois o mesmo, junto a outros *logs*/perfis, permite a extração de informações de extrema relevância para metodologias como a amarração poço-sísmica ou a inversão sísmica. Segundo Rider (2000), tal perfil fornece o intervalo do tempo de trânsito de uma formação geológica, ou seja, mostra a capacidade da formação de transmitir ondas sonoras. No âmbito da geologia, tal capacidade varia devido as diferentes litologias e propriedades físicas de cada rocha.

Atualmente, outros tipos de onda já estão sendo utilizadas no sônico, mas a mais comum é a onda compressional (onda P), mas para a interpretação quantitativa e qualitativa básica, além de mecanismos para a amarração do poço-sísmica, o método tradicional com as ondas P é suficiente.

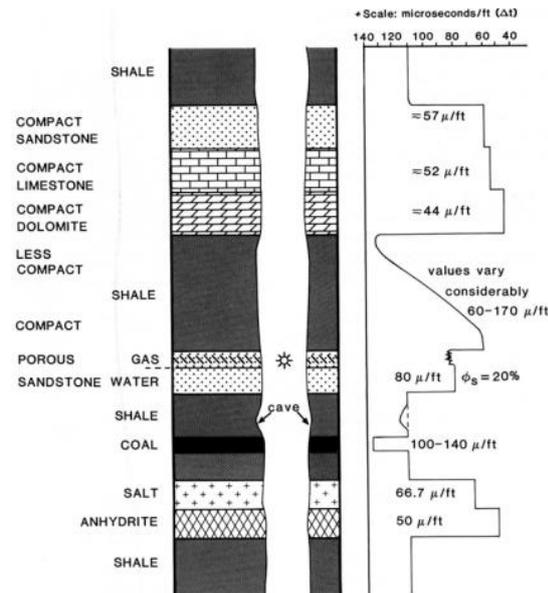


Figura 30: Desenho esquemático do perfil sônico (Rider, 2000).

Quantitativamente, o perfil sônico pode ser utilizado, principalmente, para dois processos importantes. O primeiro deles é avaliar a porosidade, ou seja, avaliar o quão cheio de líquido pode estar os poros da rocha reservatório. A segunda, e muito importante, é que o perfil sônico pode fornecer os intervalos de velocidade através da manipulação das unidades, resultando em um perfil de velocidade compressional. Com o perfil de velocidade multiplicado pelo perfil densidade e calibrado com uma sísmica podemos gerar uma curva de impedância acústica, que é considerado o primeiro passo para a criação de um traço sísmico sintético como pode-se ver no esquema da Figura 31 (Rider, 2000).

De forma qualitativa, o perfil sônico é sensível a variações texturais das rochas, se tornando, assim, bons perfis na identificação de litologias e na correlação de poços, assim como é mostrado na Figura 30.

	Discipline	Used for	Knowing
Quantitative	Petrophysics	Porosity	Matrix velocity Fluid velocity
		Seismic	Integrated travel time Seismic markers
	Seismic	Seismic calibration	Check shots
		Acoustic impedance	Direct use of sonic log
Qualitative and semi-quantitative	Geology	Lithology	Matrix and mineral velocities
		Correlation	
		Texture	
		Fracture identification	Density log porosities
	Geochemistry	Compaction and overpressure	Normal compaction trends
Source rock evaluation		Resistivity log values	

Figura 31: Principais utilizações do perfil sônico (Rider, 2000).

5.11.4. Perfil de Densidade

No perfil de densidade, as medições são as densidades volumétricas de uma rocha que são medidas ao longo do poço, como uma função da profundidade. Tal densidade volumétrica ou *bulk density* inclui a matriz sólida da rocha e do fluido entre os poros. Geologicamente, a densidade volumétrica é uma função entre a densidade da matriz, isto é, os minerais que forma a rocha, com a porosidade. Como exemplo, um arenito que não apresente nenhuma porosidade é considerado o *quartzo* puro, com 2,65 gramas por centímetro cúbico de densidade volumétrica.

Segundo Rider (2000), o uso quantitativo do perfil de densidade está relacionado ao cálculo de porosidade e, indiretamente, o cálculo de densidade para hidrocarbonetos. Além disso, tal perfil também pode ser usado para calcular a curva de impedância acústica junto ao perfil de velocidade compressional extraído do perfil sônico. Ainda, segundo o autor, pode ser utilizado para interpretações qualitativas quando se diz respeito a identificação de litologias e de alguns minerais em subsuperfície, como pode se observar na Figura 32. Além disso, também pode ser uma boa ferramenta para auxiliar na avaliação de rochas geradoras de forma qualitativa e quantitativa.

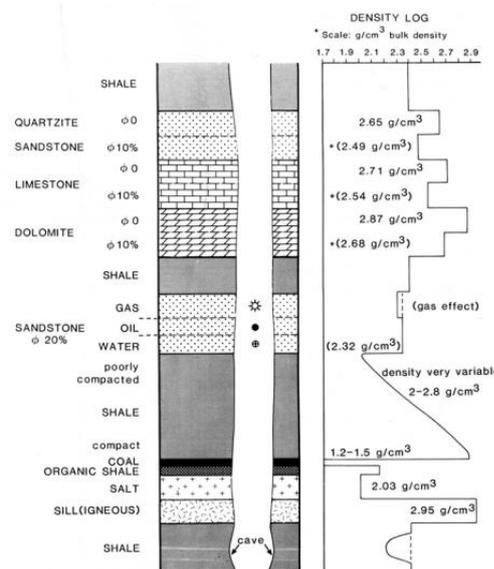


Figura 32: Desenho esquemático da curva de densidade (Rider, 2000).

5.12. Amarração Poço-Sísmica

De maneira geral, a amarração poço-sísmica, ou *Seismic Well Tie*, consiste em plotar de forma verídica e precisa os dados em poço, que são em profundidade, em uma seção sísmica,

que geralmente está no domínio do tempo. Tal técnica de conversão do domínio da profundidade para o tempo é um dos elementos mais importantes da amarração poço-sísmica e o mesmo pode ser feito através de um *checkshot* ou um dado VSP, *Vertical Seismic Profile* (Simm & Bacon, 2014). Ainda segundo os autores, tais dados são derivados de chegadas diretas de tiros de fontes sísmica que ficam suspensas na lateral dos equipamentos do poço durante a sua descida, como é mostrado na Figura 33. Estes perfis são utilizados na amarração poço sísmica pois os mesmos conseguem gerar uma conexão com escala correta entre o poço e a sísmica, em essência, tal método grava uma fonte sísmica de superfície usando geofones de fundo de poço.

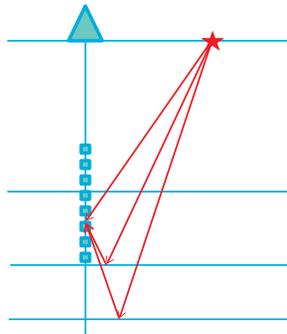


Figura 33: Desenho esquemático da aquisição de um dado VSP (Simm & Bacon, 2014).

Nem todos os poços possuem os arquivos de *checkshot*, por se tratar de uma tecnologia que pode possuir maiores custos durante a perfuração, por isso, em algumas amarrações, é necessário calibrar o perfil sônico, fazer um controle de qualidade do mesmo e o usar como base para a metodologia.

Existem vários objetivos que podem ser alcançados com o método *Seismic Well Tie* (Figura 34), identificar a *zero phase* do dado para ajustar os valores caso seja necessário, identificação de horizontes sísmicos através da correlação dos marcadores do poço com os dados de amplitude dos sismogramas, extração de *wavelet* para modelagem e inversão sísmica e verificar a amplitude verdadeira do dado para possíveis análises e interpretações AVO (Simm & Bacon, 2014). Neste estudo, apenas as técnicas para identificação de horizontes e extração das *wavelet* vão ser utilizados.

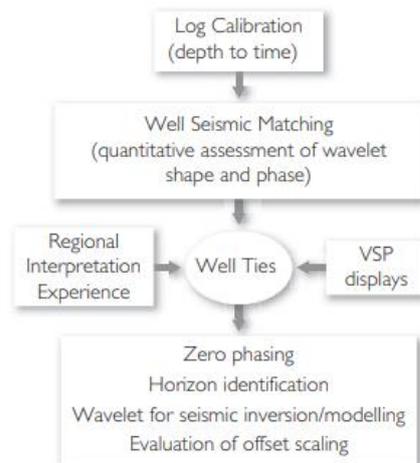


Figura 34: Processos da amarração poço-sísmica por Simm & Bacon (2014).

Segundo Simm e Bacon (2014), para amarrar a sísmica ao poço, é indefensável simplesmente usar uma relação tempo-profundidade a partir de dados VSP, usar os marcadores dos poços na sísmica e seguir com a interpretação de horizontes. Embora o tempo da sísmica e dos *checkshot* sejam considerados próximos, eles muito provavelmente não são exatamente os mesmos e sobrepor tais dados pode ser considerado um erro. Ainda, segundo os autores, existem algumas técnicas para abordar tal problema, a primeira, pode ser chamada de “*Well matching technique*”, que requer uma boa qualidade de dados de profundidade e tempo para se extrair uma boa *wavelet* da sísmica. Geralmente, tal técnica é muito utilizada com poços que possuem dados VSP. Sem esses dados, alguns intérpretes usam a “técnica adaptativa”, que vai ser a técnica utilizada neste estudo e que consiste em uma técnica de tentativa e erro.

Na técnica de tentativa e erro, a relação tempo-profundidade é baseada no registro sônico integrando-o a um refletor sísmico. A partir dos dados do perfil sônico, foi possível extrair o perfil de velocidade de onda P, através da conversão de unidade, e multiplicando o perfil de velocidade pelo perfil densidade, foi possível criar uma curva de impedância acústica para os dados extraídos dos perfis sônico e densidade do poço. Através da curva de impedância acústica é possível se extrair os coeficientes de refletividade, como foi mostrado nas relações entre impedância e RC anteriormente e, com tais resultados, através da convolução do traço extraído da curva de impedância com uma *wavelet*, passamos para a criação do sintético.

A *wavelet* utilizada no sintético é derivada do espectro de amplitude dos dados de uma suposição de fase inicial (zero). Geralmente, sempre há um trecho descendente do poço sintético que se pode amarrar os dados sintéticos com a sísmica. Com o sintético, são obtidos

dados de amplitude para os dados extraídos do poço e os dados originais da sísmica e, a partir daí, podemos ancorar picos e vales de amplitude similares entre os dois dados. Segundo Simm & Bacon (2014), apenas um alongamento é o suficiente para uma boa amarração e deve-se ter cuidado com a quantidade de âncoras e alongamentos no dado, para evitar problemas no registro de velocidade, prejudicando o dado.

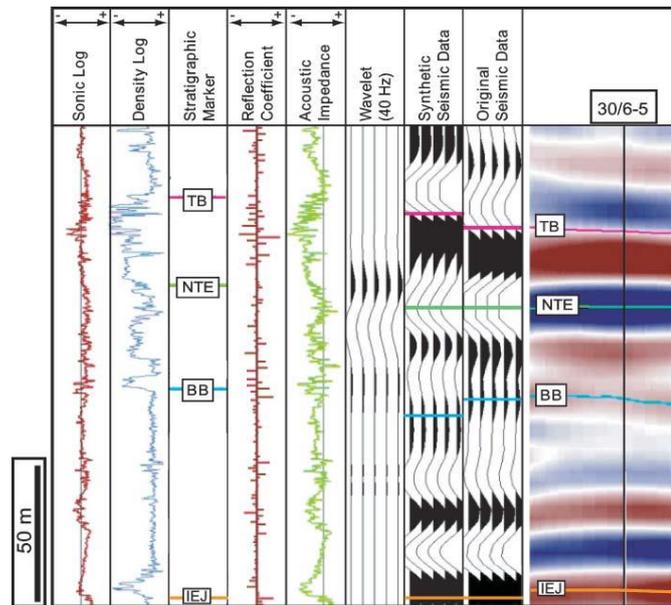


Figura 35: Esquema para amarração poço sísmica através da criação de um sismograma sintético extraído de um poço (Jackson *et al.* 2010).

Abaixo pode-se identificar o fluxograma para amarração poço-sísmica através da criação de um dado sintético de poço, como demonstrado na Figura 35:

- Conversão Tempo-Profundidade e Calibração do Sônico;
- Criação do perfil de impedância acústica através do sônico e densidade;
- Estimar o espectro de amplitude e obter a *wavelet* de fase zero;
- Gerar o sintético através da convolução da *wavelet* com o Coeficiente de Reflexão (RC) extraído do perfil de impedância acústica;
- Correlacionar o traço sintético com o traço sísmico;
- Aplicar o deslocamento entre os trechos que se deseja correlacionar o sintético e o dado sísmico;

6. Premissa de Estudo: Interpretação de Dados XRF

Através da descrição detalhada de amostra de calha dos poços 1-OGX-110-MA, 1-OGX-101-MA, 4-OGX-49-MA e 3-PGN-5-MA, doados pela Eneva, antiga Parnaíba Gás Natural, foi possível reconhecer a mineralogia presente em todo o intervalo da soleira principal, facilmente correlacionável em alguns destes poços. Em paralelo foram realizadas análises de *X-Ray Fluorescence* (XRF), para identificar a composição química do diabásio, lembrando que o intervalo de amostragem no poço foi de 3 em 3 metros.

Dados previamente interpretados por Imbuzeiro (2021), no Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR UFF), no intervalo das intrusões de diabásio foram capazes de diferenciar as soleiras internamente, caracterizando, inicialmente, 5 zonas minerais/composicionais distintas.

Tais zonas foram classificadas como zonas A, B, C, D e E, que possuem mineralogias e características químicas distintas, tendo o topo representado por minerais clássicos de soleiras intrusivas de diabásio como anfibólio, plagioclásio, piroxênio e ocorrências menores de minerais ferromagnesianos, a denominada “Feição Barriguda”, bem representada pela curva de GR em perfis, a zona abaixo, próxima da feição barriguda, contendo minerais incompatíveis que reduzem a densidade, a zona C, onde ocorrem óxidos com maior densidade, e as zonas finais D e E, representando uma maior presença de Minerais ferromagnesianos, com o aumento da densidade em perfil, como é mostrado nas Figuras 36 e 37.

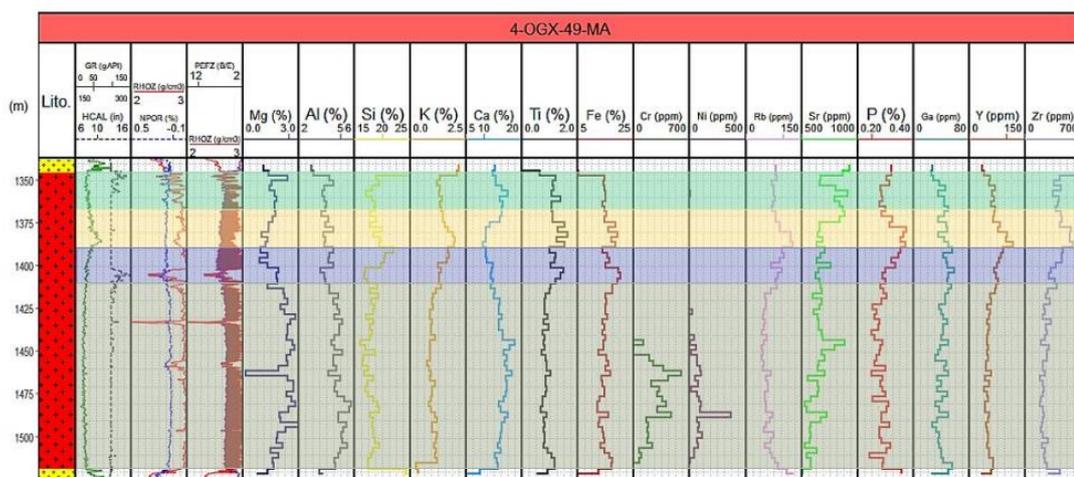


Figura 36: Divisão de eletrofácies do poço 4-OGX-49-MA de acordo com os perfis digitais de densidade e GR, e com os dados geoquímicos da interpretação XRF – em verde temos a região com pouca diferenciação química, rica em plagioclásio e piroxênio (Zona A); em amarelo, a zona de cristalização dos elementos incompatíveis (Zona B)

B); em azul, a região contendo óxidos (Zona C); e, em cinza, a zona basal (zonas D e E), rica em minerais ferromagnesianos. Notar a Feição Barriguda na curva de GR, dentro do nível amarelo (Zona B). Fonte: Imbuzeiro (2021).

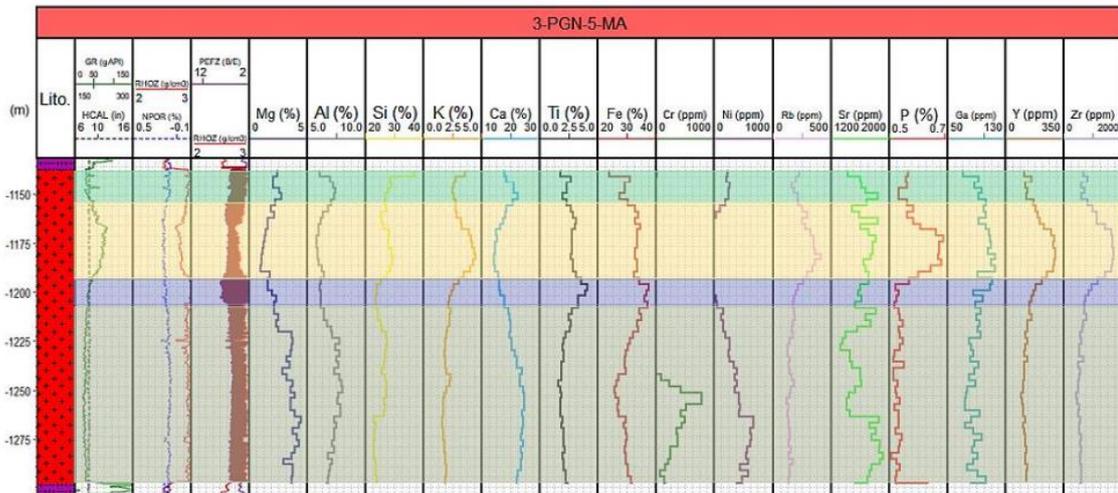


Figura 37: Divisão de eletrofácies do poço 3-PGN-5-MA de acordo com os perfis digitais de densidade e GR, e com os dados geoquímicos da interpretação XRF – em verde temos a região com pouca diferenciação química, rica em plagioclásio e piroxênio (Zona A); em amarelo, a zona de cristalização dos elementos incompatíveis (Zona B); em azul, a região contendo óxidos (Zona C); e, em cinza, a zona basal (zonas D e E), rica em minerais ferromagnesianos. Notar a Feição Barriguda na curva de GR, dentro do nível amarelo (Zona B). Fonte: Imbuzeiro (2021).

A partir de tais dados ponderamos se essas variações poderiam ser observadas no dado sísmico, uma vez que a soleira principal da área do Parque dos Gaviões possui espessuras da ordem de 150 metros e, portanto, acima da resolução sísmica de 30 metros, expandindo tais interpretações para uma escala regional da bacia. Para realizar tal *upscaling* de dados geológicos e geoquímicos com a sísmica, utilizamos metodologias que vão ser discutidas no próximo tópico.

7. Materiais e Métodos

A área do Parque dos Gaviões é densamente coberta por dados sísmicos 2D e dados digitais de poços. Tais dados são públicos e podem ser acessados através do REATE, página criada pela ANP em conjunto com a CPRM para permitir fácil acesso dos dados ao público das geociências.

O pacote de linhas sísmicas 2D PSTM (dados *post-stack* migrados em tempo) 0303_2D_PEDREIRAS e 0303_PN_FAZ_SANTA_VITORIA foram utilizados para a interpretação sísmica qualitativa e quantitativa, através da interpretação manual no *software*

Petrel, pela licença fornecida pela *Schlumberger* ao Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense, com a aplicação de atributos e realização da inversão sísmica colorida. Dados digitais dos poços 4-OGX-49-MA, 3-PGN-5-MA e 1-OGX-101-MA foram utilizados para análise de fácies e interpretação petrofísica dos intervalos sedimentares, através da separação dos perfis digitais em zonas a partir das litologias e mineralogia, identificada nas amostras de calha e nas análises de XRF (*X Ray Fluorescence*) já interpretadas. Em paralelo foi criada uma base de dados para análise estatística através da organização de planilhas e histogramas feitos na linguagem de programação Python.

Além disso, dados de amostras de calha dos poços 1-OGX-110-MA, 1-OGX-101-MA, 4-OGX-49-MA e 3-PGN-5-MA, foram interpretados através da análise de XRF pelo Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR UFF), utilizados neste estudo.

A pesquisa foi baseada em um fluxograma para embasar o estudo e manter um cronograma e uma organização durante todas as etapas. Primeiro, foi feita uma análise bibliográfica de periódicos, teses, revistas e outros artigos para compreender a geologia regional e local, na área do Parque dos Gaviões, para se entender o sincronismo dos acontecimentos geológicos em subsuperfície, discorrida nos tópicos de geologia regional desta monografia.

Feita essa análise, foi realizado o carregamento dos dados sísmicos e de poços através do site REATE, de forma *online* e gratuita. Junto ao carregamento dos dados, foi realizado um controle de qualidade dos mesmos, como verificação dos padrões de amplitude, leitura dos *headers*, controle de qualidade dos perfis de poço aberto e verificação das coordenadas. Após controle de qualidade, foram realizadas as possíveis interpretações do dado sísmico, com eventuais aplicações de atributos e amarração dos poços com a sísmica, extração dos dados de poço, com uma criação de um banco de dados em *python*, para se realizar as análises estatísticas e petrofísicas dos perfis no intervalo da soleira e a integração de tais dados para alcançarmos os resultados.

Tal fluxograma pode ser visto na Figura 38, e vai ser mais bem discorrido nos tópicos de resultados e discussões deste trabalho.

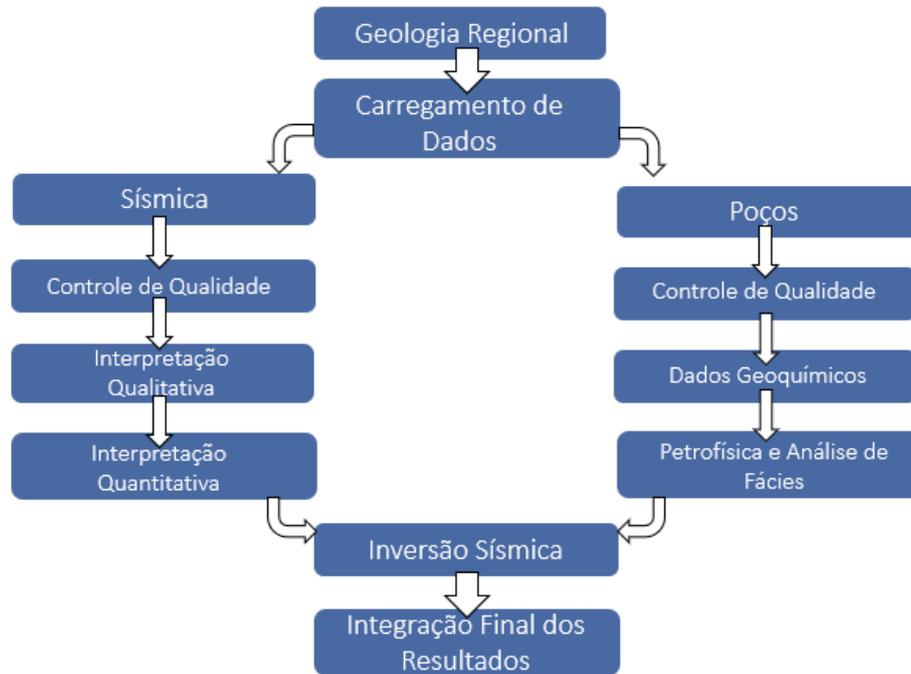


Figura 38: Fluxograma de pesquisa feito para organização do trabalho.

7.1. Metodologia

Dessa forma, com o fluxograma de trabalho proposto, o principal objetivo foi mapear as soleiras de diabásio e tentar identificar possíveis caracterizações internas delas através de métodos geofísicos, com auxílio da geologia e da geoquímica, interpretados previamente.

Inicialmente, as linhas sísmicas foram carregadas no *software* de interpretação Petrel E&P, versão 2020 da *Schlumberger*. Além disso, também foram importados dados de “cabeça de poço” através de um *script* em *python* desenvolvido por Loureiro (2022), que automatiza o carregamento dos dados de cabeça de poço através da planilha geral de dados de poço disponibilizada pela ANP, sendo selecionados para o carregamento os poços 4-OGX-49-MA e 3-PGN-5-MA.

No carregamento dos perfis digitais dos poços, foi necessário realizar a conversão dos dados que inicialmente foram enviados pelo BDEP no formato “.dlis” para “.las”. Neste processo, foi necessário fazer a extração das curvas e depois a conversão, por meio da utilização da ferramenta *Log Data Composer e Convert DLIS to ASCII* presentes no pacote livre e gratuito *Log Data Toolbox* da empresa *Schlumberger*, disponibilizado no site da própria empresa.

Realizada a extração e a conversão do arquivo de curvas para o formato “.las” foi realizado o *splice*, que é o processo de “emenda” entre as curvas, já que os processos de

perfilagem ocorre em fases e os perfis não são adquiridos simultaneamente, resultando em arquivos diferentes das corridas do perfil que possuem o mesmo mnemônico. Após essas etapas de edição, os perfis digitais dos poços selecionados puderam ser carregados no Petrel E&P (2020).

Após carregamento de dados dos poços no *software*, foi realizado um controle de qualidade junto ao perfil caliper, com o objetivo de eliminar possíveis *spikes* ocasionados devido às zonas de “arrombamento” durante a perfuração, que podem ser identificadas através do perfil selecionado para o controle. A eliminação dos *spikes* consiste em remover pontos inconsistentes no decorrer da curva e usar um interpolador do próprio *software* para conectar os pontos vizinhos ao ponto que foi eliminado. Com o controle de qualidade, as interpretações a *posteriori* vão se tornar mais consistentes, evitando os ruídos que podem ter ocorrido durante a fase de perfuração.

Os pacotes de linha sísmica baixados e disponibilizados pelo BDEP eram dados *post-stack* migrados no domínio do tempo. O *header* do dado sísmico foi lido junto ao carregamento para conferir o DATUM correto do dado, sendo a Bacia do Parnaíba cobrindo parte do estado do Maranhão, no Nordeste do Brasil, foi utilizada a zona UTM 23 Sul para o projeto, as mesmas coordenadas das linhas sísmicas carregadas. Além disso, a polaridade sísmica também foi verificada, sendo constatado o padrão SEG positivo (americano), representando os picos positivos de amplitude com a cor preta e os picos negativos com a cor branca. Também foi verificado, através do *header*, a necessidade de um deslocamento do dado sísmico de 300 milissegundos, sendo o alinhamento dos pacotes de dados diferentes realizado apenas com o deslocamento de ambas as sísmicas ao marco zero, sem a necessidade de realizar o *mistie*.

Com a primeira etapa realizada, que consiste no carregamento e controle de qualidade dos dados sísmicos e de poços, foi iniciada a etapa para adquirir os primeiros produtos. Antes do mapeamento, foi realizado um ajuste na escala de cor para melhorar a visualização da soleira, lembrando que isto pode variar a desejo do intérprete. Com a mudança na escala de cor, deu-se início ao mapeamento de horizontes de interesse, sendo eles o Topo da Soleira e a Base da Soleira. Junto a isso, foi realizada a amarração poço-sísmica através do método de tentativa e erro como explicado no tópico 4.5 deste trabalho. Com o mapeamento de uma malha regional, foi possível gerar as superfícies de topo, base e espessura da intrusão principal da região, como visto na Figura 45.



Figura 39: Região de cobertura dos dados utilizados no estudo. As linhas verdes e azuis representam a malha sísmica 2D, os polígonos brancos representam os *ring fences* de produção da área do parque dos gaviões, o poço azul é o *header* do poço 3-PGN-5-MA, poço verde é o *header* do poço 4-OGX-49-MA, o polígono laranja representa a área focada para o estudo.

Após a aplicação do fluxo de interpretação sísmica dos horizontes da soleira, com o mapeamento, a amarração dos poços e a geração da superfície, passamos para a segunda etapa, que consistia na aplicação de atributos disponibilizados pelo próprio *software* para tentar visualizar de forma mais clara as intrusões e seus possíveis horizontes internos, constatados nas descrições e nas análises de XRF. Com isso, foram realizados os atributos Envelope, RMS Amplitude, TecVA, Impedância Acústica Relativa e Inversão Sísmica Colorida.

Por fim, se inicia a terceira etapa, que corresponde à extração de dados digitais de poços no intervalo da soleira para se realizar a análise petrofísica e de fácies. Tal análise foi feita através do *python*, com a execução de um código para tratamento e análise de dados a partir da estatística. A criação da base de dados foi feita no Excel, onde foram organizados os valores de cada perfil digital (GR, RHOZ, DTCO, VP, VS, AI e PEFZ) e cada perfil foi separado em 3 zonas distintas. Tais zonas foram baseadas na classificação das quimiofacies e das eletrofacies. Com os dados já calibrados, o *script* em *python* gerou os histogramas para interpretação petrofísica e de fácies.

Com isso, possuindo-se todos os dados necessários, foi feita a interpretação dos resultados e a integração deles através dos *upscaling* necessário para realizar a identificação e a caracterização das soleiras de diabásio na escala dos poços e expandir tais resultados para a escala regional através da sísmica.

8. Resultados e Discussões

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos após o pré-condicionamento, controle de qualidade e interpretação dos dados via *software*, a partir dos dados de poço e dos pacotes de linhas sísmicas que foram utilizados no estudo, além da discussão das interpretações obtidas através dos resultados alcançados.

8.1. Controle dos Perfis Digitais de Poços

Na Figura 40, observa-se a janela de perfis digitais do poço 4-OGX-49-MA plotados no intervalo da soleira, sendo eles as Fácies da Soleira, estabelecido pela integração entre os dados de XRF e os dados fornecidos pelo perfil composto, a profundidade do poço, o perfil caliper, raios Gama, densidade, sônico, velocidade de onda P e impedância acústica. O perfil de velocidade de ondas P foi obtido através da mudança de unidades do perfil sônico, levando em consideração as relações já estabelecidas do perfil sônico com a velocidade no tópico 4.4.1.3 deste trabalho. A partir disso, com as relações de impedância estabelecidas no tópico 4.1.2, fez-se a multiplicação do perfil densidade pelo perfil de velocidade de onda P, dando origem ao perfil de impedância acústica.

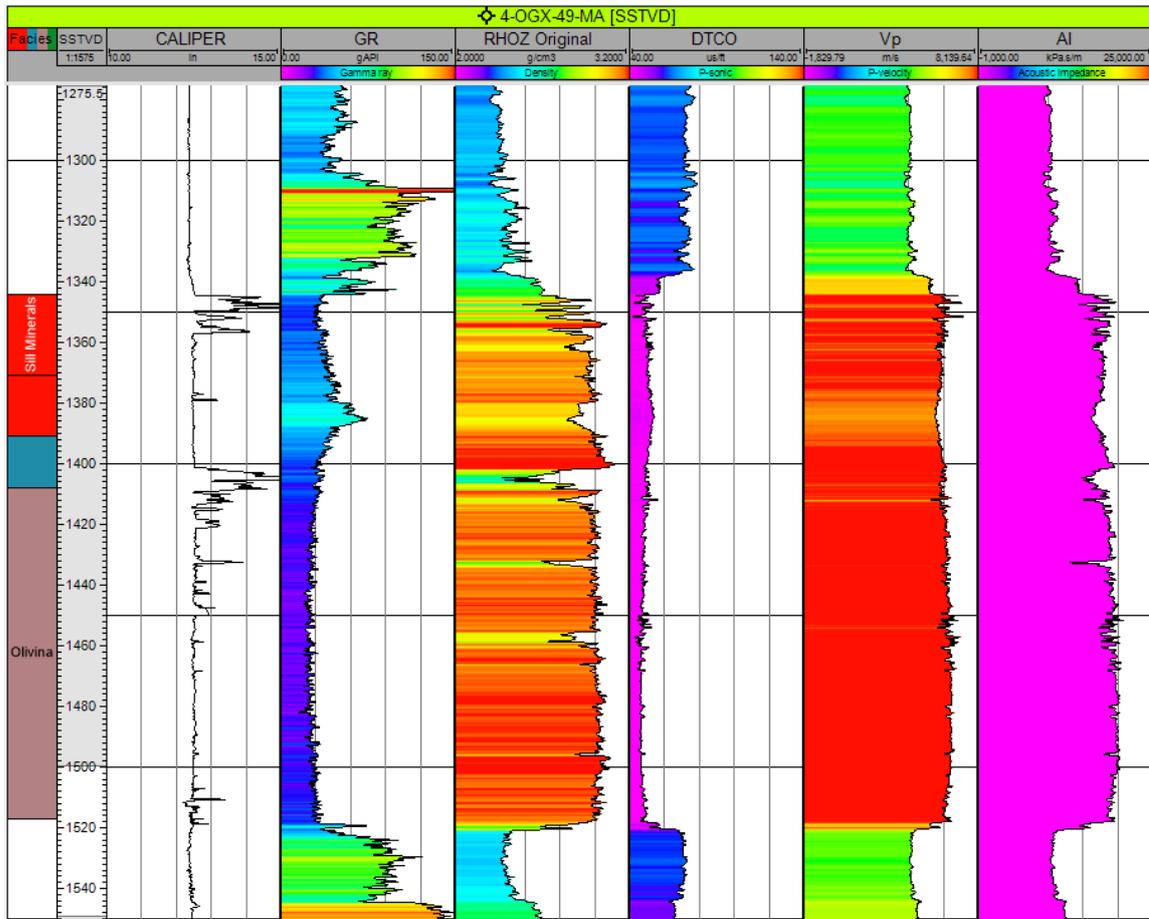


Figura 40: Janela com o *plot* das curvas digitais do poço 4-OGX-59-MA antes da feição do controle de qualidade. Os limites de cada curva foram baseados na literatura, usando os valores que geralmente são o padrão para cada perfil, com exceção da curva de densidade que, por estarmos tratando de uma rocha magmática, possui densidades muito altas, aumentando-se o limite padrão de 2 g/cm^3 a 3 g/cm^3 para 2 g/cm^3 a 3.2 g/cm^3 , à esquerda temos as fácies adaptadas de Imbuzeiro (2021) para realização do upscaling dos perfis com a sísmica.

Na Figura 41 observa-se a janela de perfis digitais do poço 4-OGX-49-MA plotados no intervalo da soleira, assim como na figura anterior. Porém há a adição de duas novas curvas, o RHOZ Filtrado e a curva de AI (Impedância Acústica) também filtrada. Através do método de eliminação de *spikes* e da utilização do interpolador do próprio *software* foi feito o controle de qualidade da curva de densidade, já que é possível identificar zonas de arrombamento no intervalo interno da soleira pelo perfil caliper. Com a filtragem de tais ruídos no intervalo interno, uma nova curva de impedância acústica, que é o produto entre Vp e RHOZ, também foi gerada.

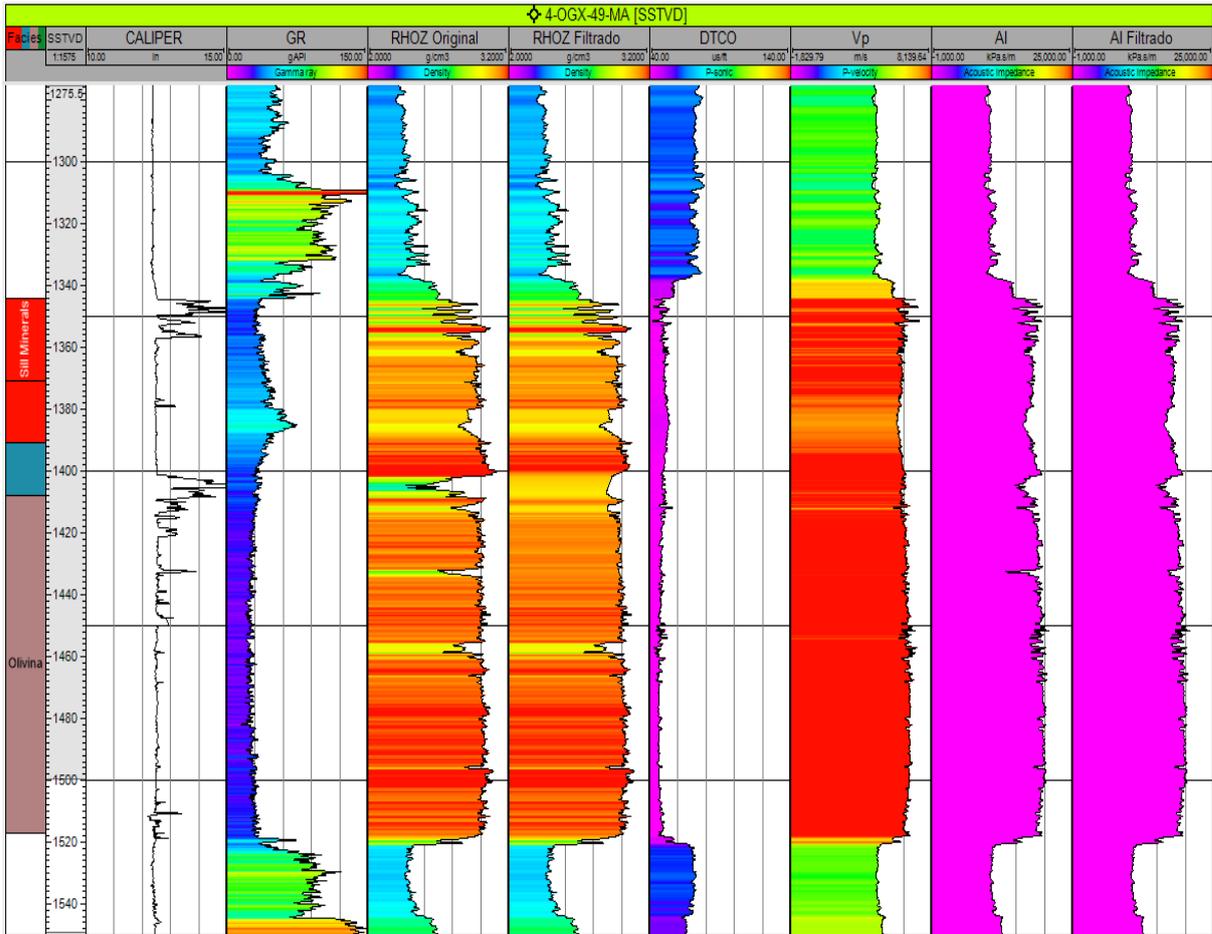


Figura 41: Janela com o *plot* das curvas digitais do poço 4-OGX-59-MA após a feição do controle de qualidade. Os limites de cada curva foram baseados na literatura, usando os valores que geralmente são o padrão para cada perfil, com exceção da curva de densidade que, por estarmos tratando de uma rocha magmática, possui densidades muito altas, aumentando-se o limite padrão de 2 g/cm^3 a 3 g/cm^3 para 2 g/cm^3 a 3.2 g/cm^3 . A soleira está contida no intervalo 1344/1518m e à esquerda temos as fácies adaptadas de Imbuzeiro (2021) para realização do upscaling dos perfis com a sísmica.

Após o controle de qualidade dos dados do 4-OGX-49-MA através da filtragem dos ruídos a partir do perfil caliper, pode-se observar o intervalo da soleira em perfil. Há um aumento brusco no perfil densidade no intervalo 1340/1520m, isso devido à consistência físico-química das soleiras, possuindo minerais de alta densidade. No caso das soleiras do Parnaíba em específico, pode-se observar a presença da feição denominada *Barriguda*, constituída por um aumento na curva de raios Gama, por volta de 1380m, onde também ocorre uma leve queda no perfil densidade e no perfil de velocidade das ondas P no mesmo intervalo, o que faz sentido, levando em consideração que, comprovado através da geoquímica interpretada previamente por XRF, neste intervalo há a presença de óxidos e minerais incompatíveis que reduzem a densidade e a rigidez da soleira, consequentemente, reduzindo a impedância acústica.

Em relação ao poço 3-PGN-5-MA, como pode ser visto na Figura 42, o perfil caliper estava relativamente sem *spikes*, inclusive na zona das intrusões de diabásio. Sendo assim, não foi necessário fazer a eliminação dos mesmos. Na mesma figura também vemos a profundidade do poço, o perfil caliper, raios Gama, sônico e a impedância acústica gerada através do sônico com o perfil densidade.

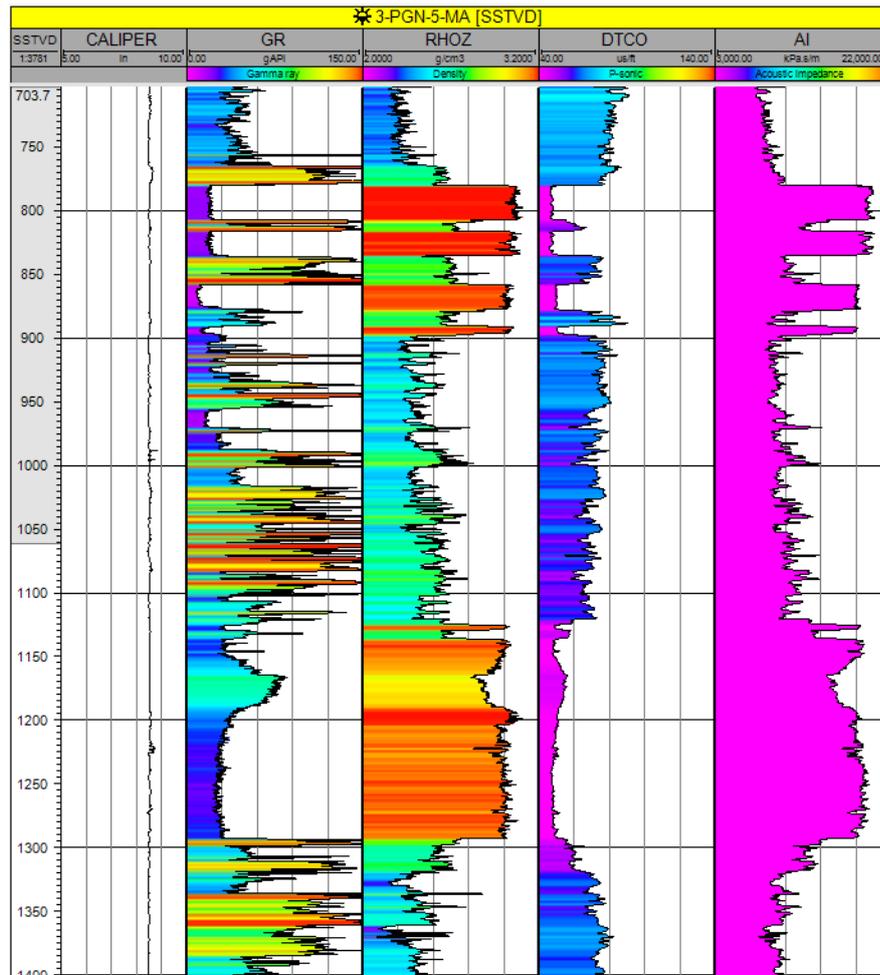


Figura 42: Janela com o *plot* das curvas digitais do poço 3-PGN-5-MA. Os limites de cada curva foram baseados na literatura, usando os valores que geralmente são o padrão para cada perfil, com exceção da curva de densidade que, por estarmos tratando de uma rocha magmática, possui densidades muito altas, aumentando-se o limite padrão de 2 g/cm^3 a 3 g/cm^3 para 2 g/cm^3 a 3.2 g/cm^3 . A soleira está contida no intervalo 1130/1298m.

Levando em consideração a mesma base utilizada para a interpretação dos perfis do poço 4-OGX-49-MA, no 3-PGN-5-MA também conseguimos visualizar a soleira, mas nos intervalos 1130/1298m de profundidade, comprovados em todos os perfis. Diferente dos perfis do poço anterior, a feição *Barriguda* no perfil de raios Gama é consideravelmente mais espessa ocasionando em um maior intervalo de baixas densidades, comprovadas em perfil e,

consequentemente, em um intervalo maior de baixa velocidade de ondas P e de impedância acústica.

8.2. Controle de Qualidade do Dado Sísmico

Após carregamento e controle de qualidade dos dados de poço foi feita uma identificação prévia das soleiras através do dado sísmico. As soleiras são características por possuírem altas velocidades e altas densidades, por isso, os valores de impedância acústica nos intervalos de intrusões são considerados muito elevados. Com tais informações, os traços sísmicos extraídos dos valores de impedância também possuem valores altos, resultando em picos de amplitude muito fortes. No geral, as soleiras podem ser representadas por um pico positivo intenso, representando o contraste de impedância do contato entre a camada sedimentar sobreposta e as rochas ígneas (entrada) e um pico negativo, também, muito forte, representando o contato da camada da intrusão e o retorno para outra camada sedimentar (saída). Além disso, as soleiras também possuem uma geometria diferente das outras estruturas geológicas, principalmente em uma bacia intracratônica, tornando-as mais fáceis de identificar. Em algumas ocasiões, como por exemplo, quando as intrusões saltam entre as camadas (Figura 43), também podem ser vistos os altos picos de amplitude, resultantes dos contrastes de impedância acústica entre as soleiras e a camada sedimentar e, com isso, pode-se perceber que é possível identificar as soleiras a partir de suas respostas de velocidade e pela sua geometria com certa facilidade.

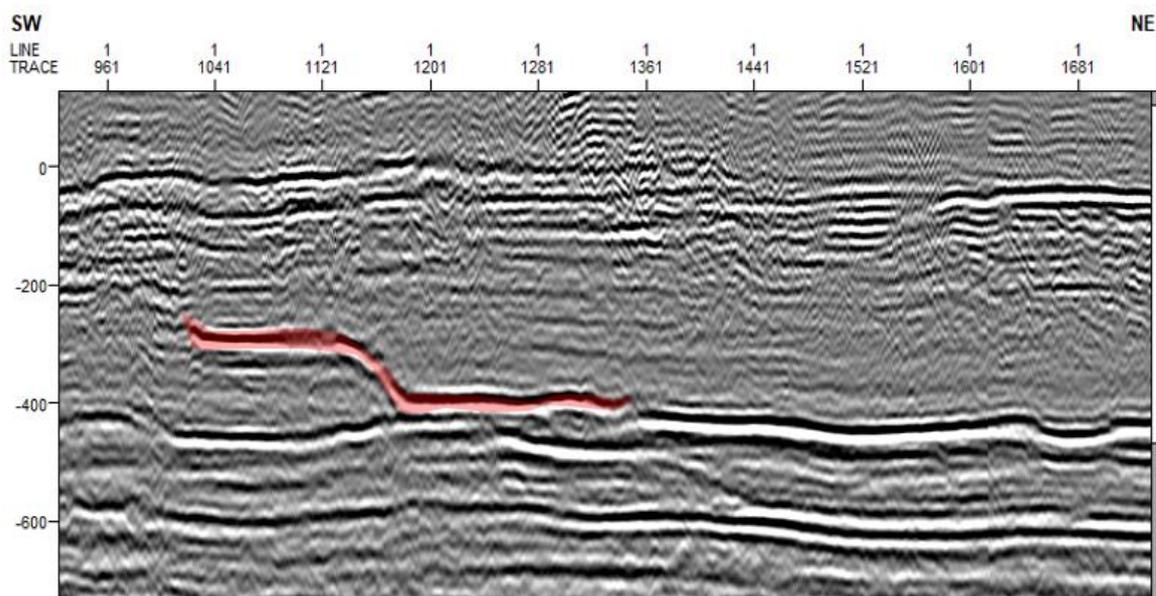


Figura 43: Seção sísmica da bacia do Parnaíba migrada em tempo, não interpretada, mostrando os saltos de soleira (em vermelho) e seus fortes picos de amplitude.

8.3. Análise do Espectro e da Resolução dos Dados Sísmicos

Antes da interpretação dos horizontes e integração dos dados sísmicos, petrofísicos e dados de rocha, foi necessário fazer uma análise da resolução sísmica para identificar se teríamos resolução no nosso dado para o possível *upscale*. O método que mais se adequou ao trabalho foi o método de Espessura de Tuning, proposto por Widess (1973). Através desse método, verifica-se a frequência de pico do dado sísmico (Figura 44) para ter como resultado a frequência dominante que, por definição, é 1,3 vezes maior que a frequência de pico. Além disso, extraímos os dados de velocidade da onda P, a partir dos dados do poço 4-OGX-49-MA, no intervalo da intrusão de diabásio, e calculamos sua média, para obter o comprimento de onda que é calculado através da fração entre a velocidade média das ondas P, pela frequência dominante [λ (Comprimento de Onda) = VP Média / Fd]. Com a descoberta do valor do comprimento de onda foi possível, finalmente, calcular a Espessura Tuning proposta por Widess, que se resume em calcular o $\lambda/4$.

Através da aplicação da metodologia da espessura Tuning, como pode ser visto na Tabela 1, chegou-se a um valor de espessura de 80,31 metros através da análise e manipulação dos valores de Vp do poço e de frequência do dado sísmico, o que é promissor e permite que possamos relacionar a sísmica com os valores de dados petrofísicos e de eletrofácies dos poços e, mesmo que não diretamente, com os dados geoquímicos, tornando possível o *upscaling* para a integração final dos dados gerados.

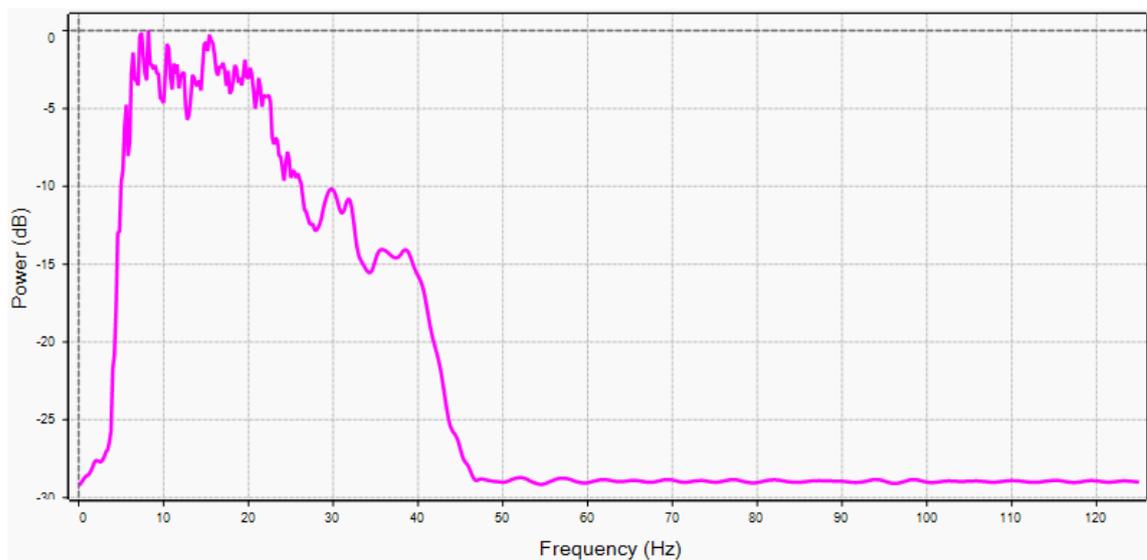


Figura 44: Espectro de Frequência da seção sísmica R0303-0047, que corta o poço 4-OGX-49-MA, mostrando uma frequência de pico de 15 Hz.

VP Média - Extraída do Poço no Intervalo da Intrusão (m/s)	6.264,8325
Frequência de Pico da Linha em Hz	15
Frequência Dominante da Linha em Hz	19,5
λ (Comprimento de Onda) em Metros	VP Média / Fd
Espessura Tuning em Metros	$\lambda / 4$
Valor da Espessura Tuning em Metros	80,31

Tabela 1: Valores de Vp médio do poço 4-OGX-49-MA no intervalo da intrusão, frequências de pico e dominante da sísmica R0303-0047, comprimento de onda obtido através da relação estabelecida e a resolução vertical encontrada através do modelo de Espessura de Tuning.

8.4. Amarração Poço-Sísmica

Após o tratamento dos dados sísmicos e de poços e da identificação parcial dos horizontes que representam as soleiras na sísmica passamos para o passo da amarração poço-sísmica na intenção de correlacionar os dados dos perfis digitais e geoquímicos na sísmica e tentar expandir, através das linhas sísmicas, tais informações para uma escala regional da bacia.

Na Figura 50, vemos a janela de *seismic well tie* do poço 4-OGX-49-MA, com as curvas de raios Gama, sônico, densidade, impedância acústica e coeficiente de refletividade respectivamente. Tal poço possuía dado de VSP, ou seja, o *checkshot*, que facilitou e tornou a amarração mais confiável. Também podemos ver a *wavelet* escolhida para a convolução do coeficiente de refletividade e a geração do sismograma sintético a partir dos dados de poço. As linhas horizontais em verde representam as âncoras que realizaram os alongamentos necessários para a amarração do dado sintético com o dado sísmico. O método utilizado para a amarração foi o método de tentativa e erro, apresentado no tópico 4.5 que consiste nas seguintes etapas: conversão tempo-profundidade e calibração do sônico, criação do perfil de impedância acústica através do sônico e da densidade, estimar o espectro de amplitude e obter a *wavelet* de fase zero, gerar o sintético através da convolução da *wavelet* com o RC extraído do perfil de impedância acústica, correlacionar o traço sintético com o traço sísmico e aplicar o deslocamento entre os trechos que se deseja correlacionar o sintético e o dado sísmico.

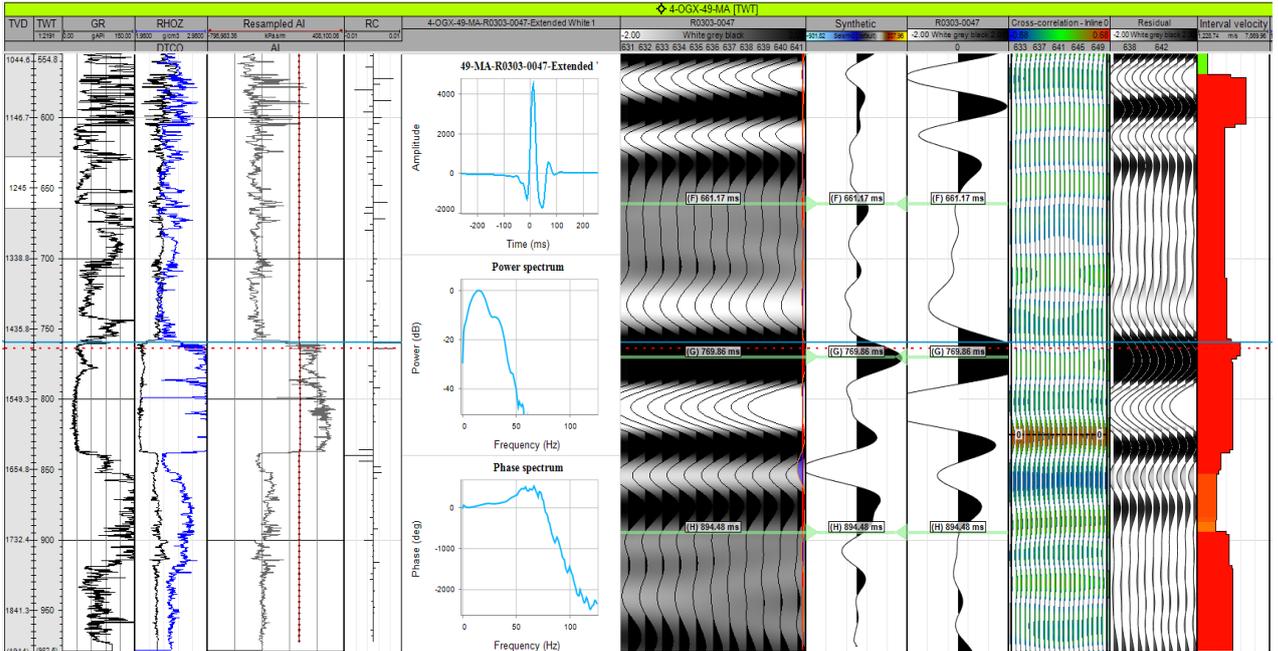


Figura 45: Janela de amarração poço-sísmica para o poço 4-OGX-49-MA com os dados de perfis digitais, AI, RC, *wavelet* e frequência de pico, sísmica e sismograma sintético do poço. A curva vermelha representa as velocidades, que não devem ser muito prejudicadas durante a amarração para se manter a qualidade do dado enquanto o tracejado horizontal vermelho representa o topo da soleira previamente interpretado.

Através da amarração do poço 4-OGX-49-MA foi possível fazer uma primeira tentativa de integração entre os dados de XRF com a sísmica. Explicada anteriormente, em perfil, a feição *Barriguda* presente no GR, tem a tendência de diminuir as densidades e as velocidades em perfil. Na sísmica, conseguimos ver algo semelhante através da amarração; no sintético, verifica-se que, no mesmo intervalo da feição *Barriguda*, passamos de um pico preto para um pico branco nas amplitudes, que podem representar um contraste de impedância negativo devido a tal diferenciação interna da soleira. Da mesma forma, vemos na saída da soleira, um pico preto, representando um contraste de impedância positivo, que pode estar sendo causado devido aos contrastes de velocidade e de densidade entre a feição *Barriguda* e a zona basal, onde ocorre um incremento das minerais ferromagnesianas.

No próprio sismograma da sísmica, também é possível verificar tais características, mesmo que de forma mais sucinta, devido aos problemas de imageamento sísmico, causado pelas altas velocidades de ondas P nas intrusões e de resolução de uma sísmica *onshore*. Dessa forma, como a sísmica trabalha com escalas muito maiores, o pico de saída da soleira, em muitos casos, pode ser representado por um pico branco devido aos contrastes entre a soleira e a camada sedimentar.

Já na Figura 46, vemos a janela de *seismic well tie* do poço 3-PGN-5-MA, com as curvas do perfil sônico, densidade, impedância acústica e coeficiente de refletividade, respectivamente. Tal poço não possuía dado de VSP, ou seja, o *checkshot*. Também podemos ver a *wavelet* escolhida para a convolução do coeficiente de refletividade e a geração do sismograma sintético a partir dos dados de poço. As linhas horizontais em verde representam as âncoras que realizaram os alongamentos necessários para a amarração do dado sintético com o dado sísmico. Além disso, pode-se verificar, também, linhas horizontais com cores variadas, representando marcadores do poço, sendo que os marcadores em tons de rocho representam topo e base da soleira. O método utilizado para a amarração foi o método de tentativa e erro, apresentado no tópico 4.5 que consiste nas seguintes etapas: conversão tempo-profundidade e calibração do sônico, criação do perfil de impedância acústica através do sônico e da densidade, estimar o espectro de amplitude e obter a *wavelet* de fase zero, gerar o sintético através da convolução da *wavelet* com o RC extraído do perfil de impedância acústica, correlacionar o traço sintético com o traço sísmico e aplicar o deslocamento entre os trechos que se deseja correlacionar o sintético e o dado sísmico.

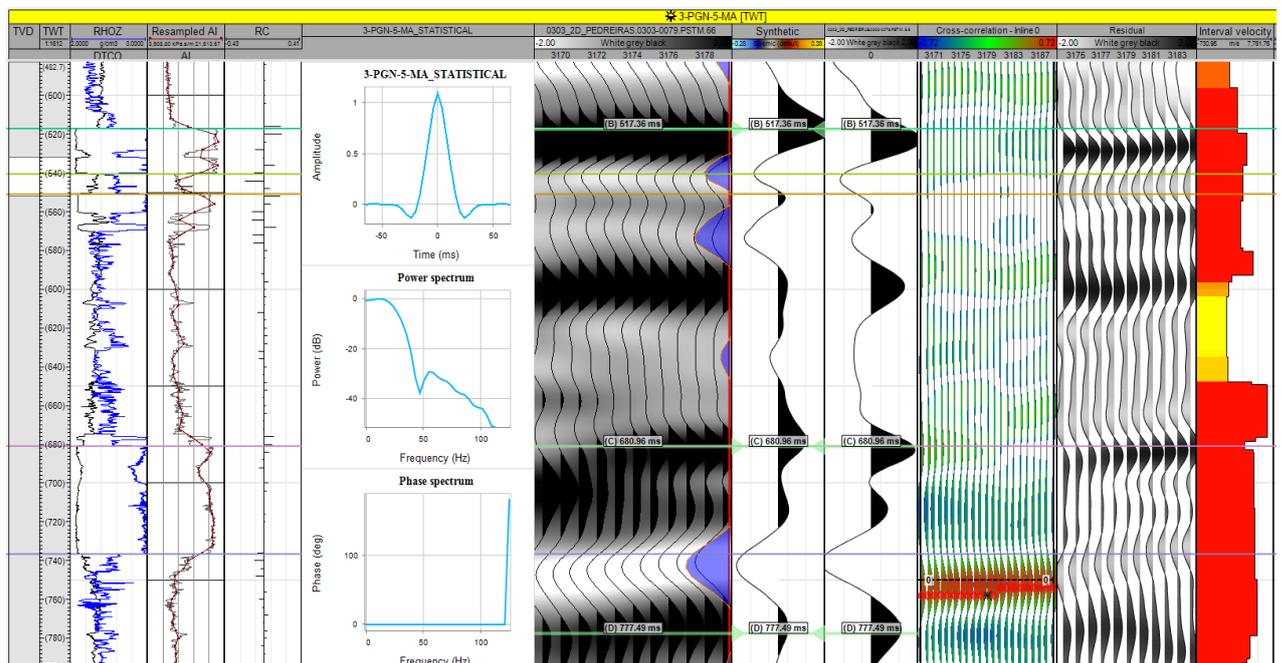


Figura 46: Janela de amarração poço-sísmica para o poço 3-PGN-5-MA com os dados de perfis digitais, AI, RC, *wavelet* e frequência de pico, sísmica e sismograma sintético do poço. A curva vermelha representa a velocidades, que não devem ser muito prejudicadas durante a amarração para se manter a qualidade do dado.

Com amarração do poço 3-PGN-5-MA também conseguimos fazer a integração entre os dados de XRF com a sísmica. Explicada anteriormente, em perfil, a feição *Barriguda*

presente no GR, tem a tendência de diminuir as densidades e velocidades em perfil, sendo a feição *Barriguda* ainda maior nesse poço. Na sísmica, conseguimos ver algo semelhante através da amarração, no sintético verifica-se que, no mesmo intervalo da feição *Barriguda*, passamos de um pico preto para um pico branco nas amplitudes, que podem representar um contraste de impedância negativo devido a tal diferenciação interna da soleira. Da mesma forma, vemos um leve retorno para um pico preto, representando um contraste de impedância positivo, que pode estar sendo causado devido aos contrastes de velocidade e densidade entre a feição *Barriguda* e a zona C da soleira, constituída por óxidos mais densos, além das zonas basais, ricas em minerais ferromagnesianos. Finalmente, na saída da soleira, um pico negativo representado pelo contraste entre a parte basal da soleira e a camada sedimentar.

8.5. Interpretação Sismoestratigráfica e Geração de Superfícies

Feita a amarração dos poços com a sísmica, foi feita a interpretação manual qualitativa dos horizontes da soleira, agora com muito mais confiança do que as interpretações que poderiam ser feitas de forma prévia à amarração poço-sísmica. A partir dos perfis plotados junto ao poço 4-OGX-49-MA na sísmica, foi identificada a extensão da soleira, conforme mostra a figura 47, sendo os horizontes encontrados através da amarração poço-sísmica, propagados através do encontro entre as linhas sísmicas. Os horizontes em vermelho representam o topo da soleira de diabásio principal da região e os horizontes em roxo apresentam a base de soleira (Figura 48).

Assim como foi feito com o poço 4-OGX-49, o poço 3-PGN-5-MA também foi plotado em uma das seções sísmicas que o cortava para que fosse realizada a interpretação manual qualitativa dos horizontes sísmicos (Figura 50). A partir dos perfis, a identificação do topo, representado pelos horizontes em vermelho, e da base, representada pelos horizontes em roxo, da soleira puderam ser muito mais certos, evitando erros na interpretação.

Com a identificação dos horizontes sísmicos de topo e base da soleira através da amarração com os poços, todas as linhas sísmicas dos dados carregados foram interpretadas para demarcação e identificação da soleira principal. Com a interpolação, realizada pelo próprio *software* (que se utiliza da interpolação de vizinhos mais próximos), dos pontos interpretados em toda a malha sísmica escolhida foi possível gerar as superfícies regionais de base (Figura 51) e topo (Figura 52) da soleira.

Tais superfícies estão, assim como os dados sísmicos, no domínio do tempo, onde, os picos vermelhos representam as regiões menos profundas e as áreas em cor azul representam as regiões mais profundas. As superfícies são similares com a superfície de base da soleira principal gerada por Miranda (2018).

Pode-se perceber que os campos de produção estão localizados justamente onde existem saltos de soleira, isso devido aos saltos de soleira nas camadas de reservatório da Formação Poti e Cabeças, constituídas basicamente por arenitos, ocasionando as acumulações do gás produzido pelas geradoras do Pimenteiras e Longá. Por isso, são as regiões de maior interesse exploratório da bacia, com a maior concentração de poços da bacia tendo, atualmente sendo operados pela empresa Eneva.

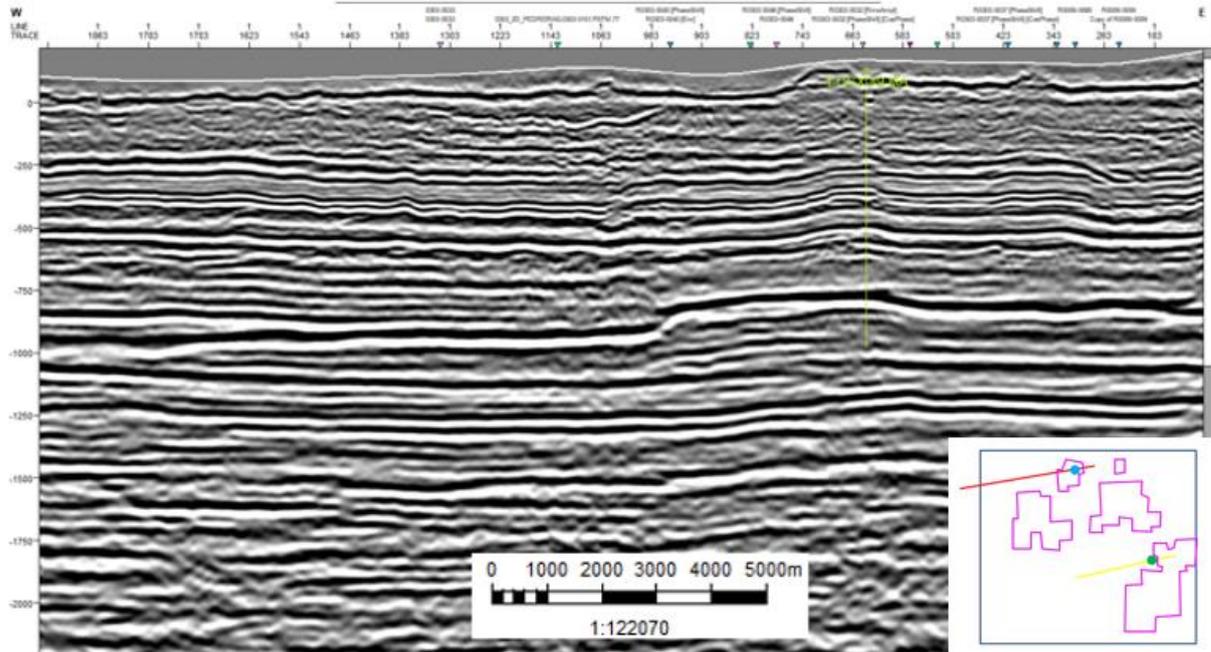


Figura 47: Seção sísmica 2D R0303-0047 (linha amarela no minimapa à direita) migrada em tempo com o poço 4-OGX-49-MA plotado (ponto verde no minimapa à direita).

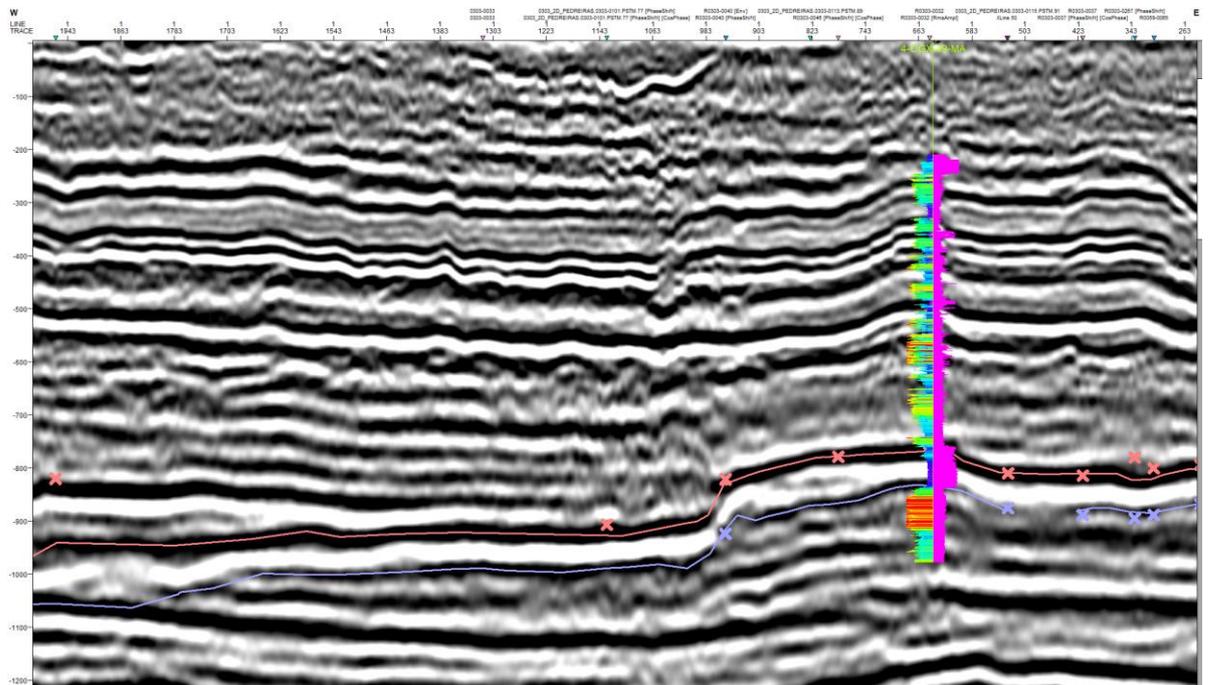


Figura 48: Seção sísmica 2D R0303-0047 migrada em tempo interpretada, com o horizonte vermelho representando o topo e o azul a base da soleira através da conexão das amplitudes com os perfis digitais de GR e AI do poço 4-OGX-49-MA plotados.

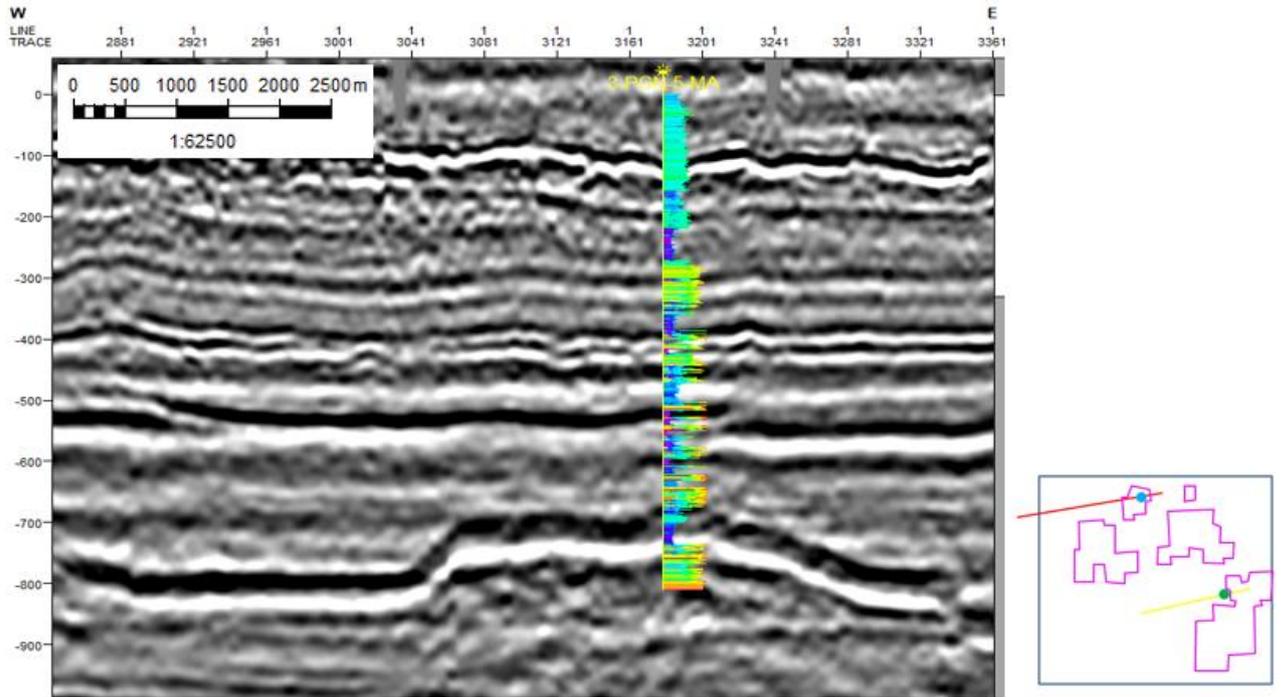


Figura 49: Seção sísmica migrada Seção sísmica 2D 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 em tempo com o perfil de GR do poço 3-PGN-5-MA plotado (linha vermelha e ponto azul no minimapa à direita respectivamente).

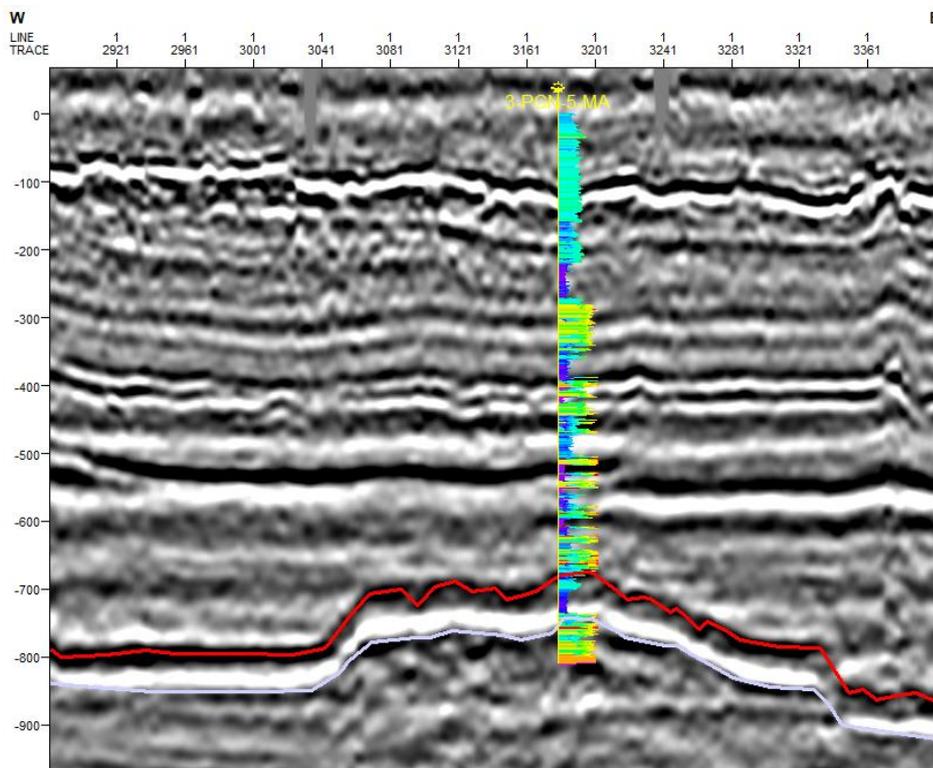


Figura 50: Seção sísmica 2D 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 migrada em tempo interpretada, com o horizonte vermelho representando o topo da soleira e o horizonte roxo representando a base da soleira, através da conexão das amplitudes com o perfil digital de GR do poço 3-PGN-5-MA plotado.

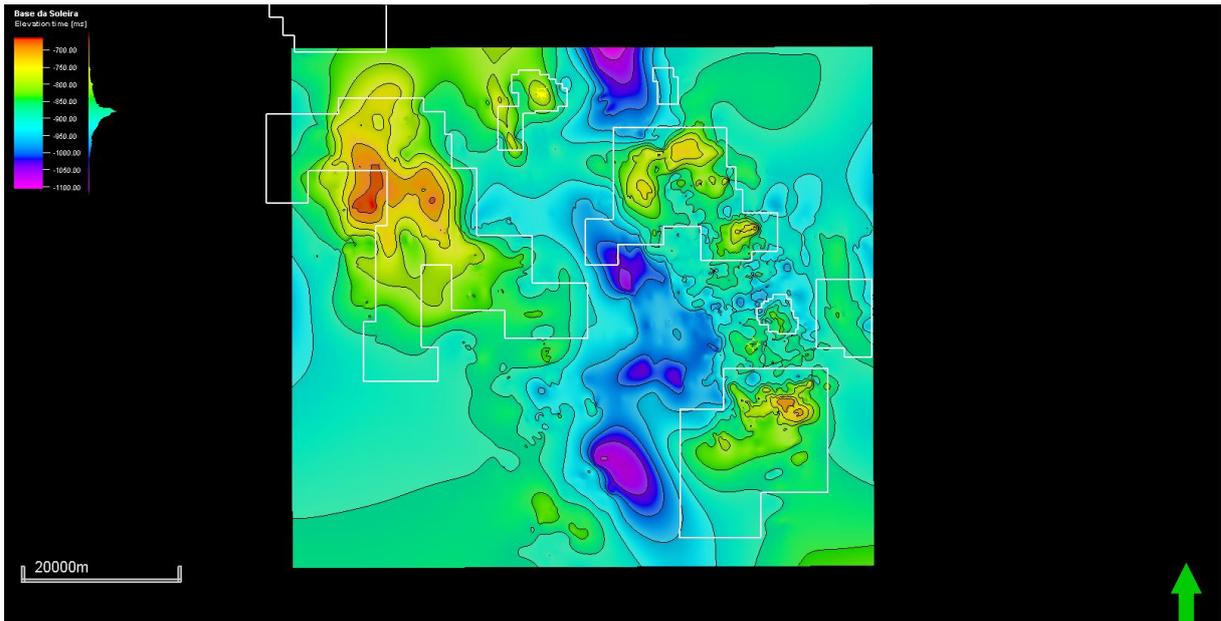


Figura 51: Superfície da Base da soleira no domínio do tempo, a escala de cor vai de vermelho a roxo, com vermelho representando áreas mais rasas e roxo áreas mais profundas. O contorno em branco representa os campos de produção da área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba.

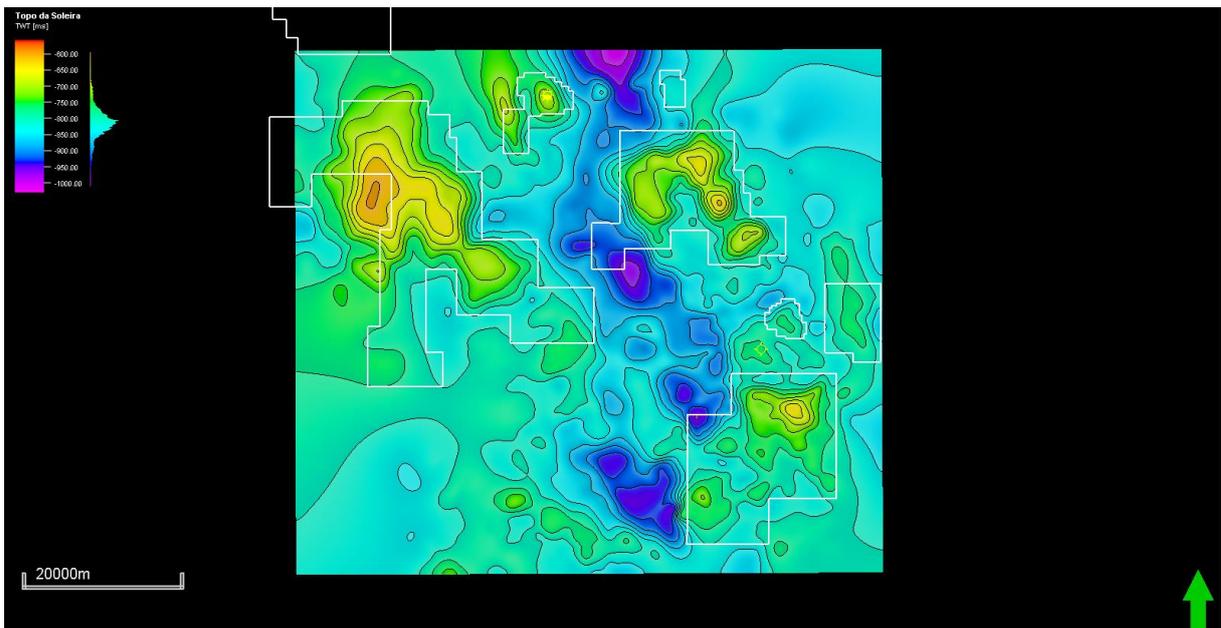


Figura 52: Superfície do topo da soleira no domínio do tempo, a escala de cor vai de vermelho a roxo, com vermelho representando áreas menos profundas e roxo áreas mais profundas. O contorno em branco representa os campos de produção da área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba.

Com as superfícies de topo e base, também foi possível gerar a isópaca de espessura sísmica da soleira em TWT (*Two-Way Time*), como podemos ver na Figura 58, gerando informações interessantes já que, aonde ela for mais espessa, teremos mais chances de possuir uma melhor resolução sísmica para integrar e visualizar os dados geofísicos, geológicos e geoquímicos. Para a geração do mapa de isópacas sísmicas, basta utilizar a função de calculadora do próprio *software* e diminuir a superfície do Topo pela superfície do Base. Perceba, ainda pela Figura 53, que as zonas mais espessas estão representadas pelas cores mais quentes e as zonas menos espessas pelas cores mais frias, com o roxo representando o número zero, ou seja, ausência parcial ou afinamento muito intenso da soleira de diabásio principal.

As zonas de maior espessura das soleiras podem ser alvos interessantes para esse tipo de estudo, isso porque, para realizar o *upscaling* da sísmica com os dados geológicos e geoquímicos dos poços, precisamos de uma boa resolução sísmica. Quão mais espessa for a estrutura em subsuperfície, maior a chance da mesma ser melhor interpretada e caracterizada. Dessa forma, quão mais espessa for a soleira, mais fiel vai ser a caracterização feita através da integração de dados de poço com a sísmica.

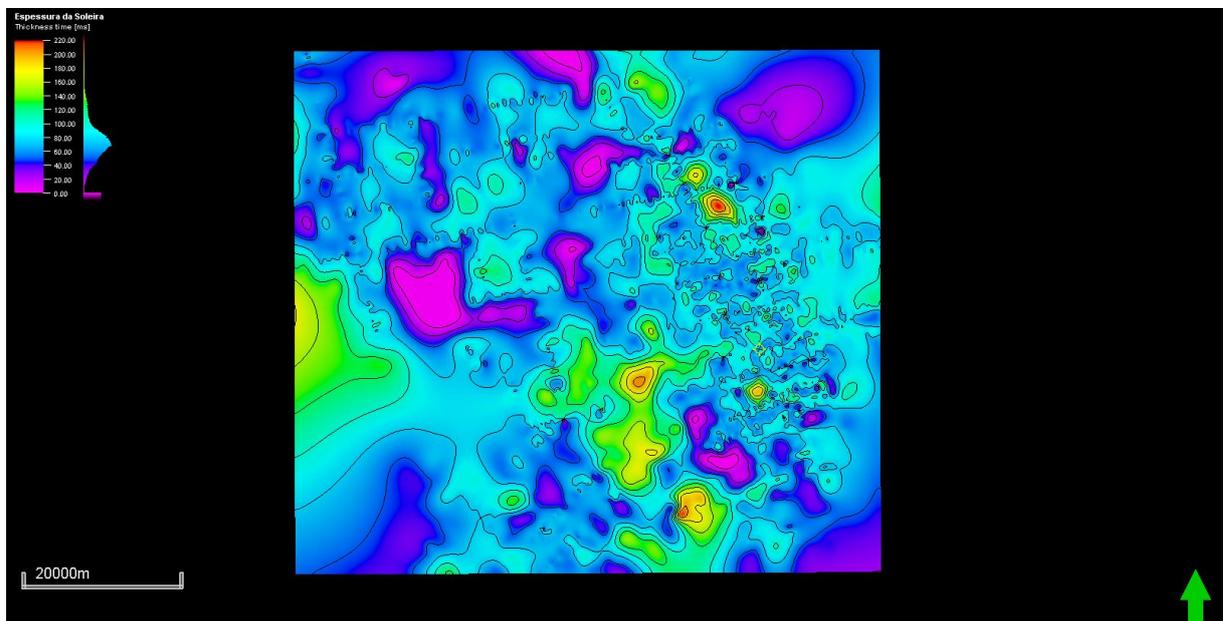


Figura 53: Mapa de isópaca sísmica da soleira principal no domínio do tempo, a escala de cor vai de vermelho a roxo, com vermelho representando áreas mais espessas e roxo áreas menos espessas.

8.6. Aplicação de Atributos

Com as superfícies da soleira geradas e com uma ideia regional bem representada através delas, partiu-se para a aplicação de alguns atributos na tentativa de melhorar a

visualização do topo e da base da soleira, além de tentar visualizar de forma mais assertiva os horizontes internos das intrusões. A teoria de cada atributo utilizado foi discorrida no tópico 4.3 e em seus subtópicos. As seções sísmicas escolhidas foram as R0303-0047 e a 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 que são as seções sísmicas com qual os poços 4-OGX-49-MA e 3-PGN-5-MA foram amarrados com a sísmica. Os atributos aplicados na sísmica R0303-0047 estão representados nas Figuras 54 a 57 e os aplicados na sísmica 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 estão representados nas Figuras 59 a 60.

Os atributos foram aplicados pelo próprio *software* que já possui os algoritmos para a realização dos mesmos, tendo-se apenas que escolher os melhores atributos “acendam” mais a soleira na seção sísmico, realizando através da tentativa e erro, a escolha dos atributos para tal etapa.

Como pode ser visto na Figura 54, com o atributo Envelope, conseguimos visualizar melhor as camadas de forte contraste, destacando em preto todos os horizontes com soleiras. Conseguimos ver também algumas variações internas no salto da soleira, onde a mesma parece ser mais espessa, ajudando, desta forma, na identificação dos refletores internos e comprovando as análises feitas através da amarração poço-sísmica.

Na Figura 55, com o atributo de Impedância Acústica Relativa, é possível visualizar o contraste relativo entre as camadas, ou seja, visualiza-se de forma qualitativa quando a densidade e a velocidade aumentam ou diminuem quando atravessam os horizontes destacando a entrada da soleira em um pico azul escuro muito forte e a saída da mesma para a camada sedimentar em cor laranja. Mas, ao mesmo tempo, é possível perceber pequenas variações de impedância acústica no intervalo interno da soleira, o que, de certa forma, pode ser comprovado através da diferenciação mineralógica da soleira comprovada através dos perfis e das interpretações prévias de XRF.

Na Figura 56, vemos o atributo de RMS amplitude com uma fase rotacionada em -90 graus, chamado de técnica Volume de Amplitudes, popularmente conhecida como TecVA (Bulhões, 2005). Tal atributo é dado por uma extração do envelope do traço sísmico em fase zero e se baseia no princípio da Sismocamada Elementar (SCE) (Santos e Amorim, 2005). A rocha de menor espessura que o dado sísmico pode resolver, é um dos elementos chave para calcula o dado sísmico a partir da Técnica de Volume.

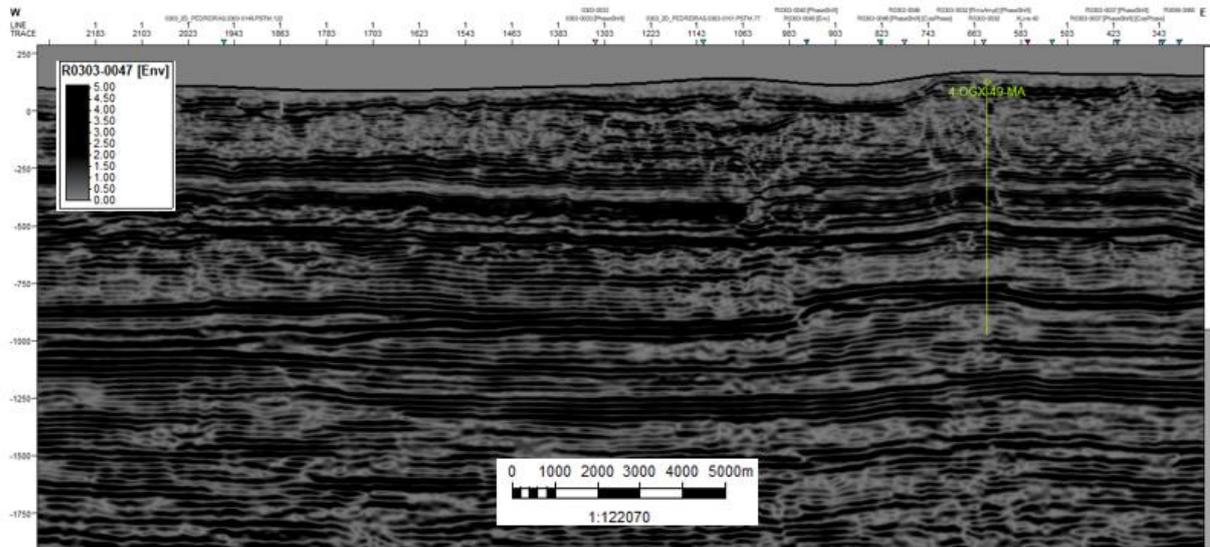


Figura 54: Atributo Envelope aplicado a sísmica R0303-0047 com o poço 4-OGX-49-MA plotado em seção.

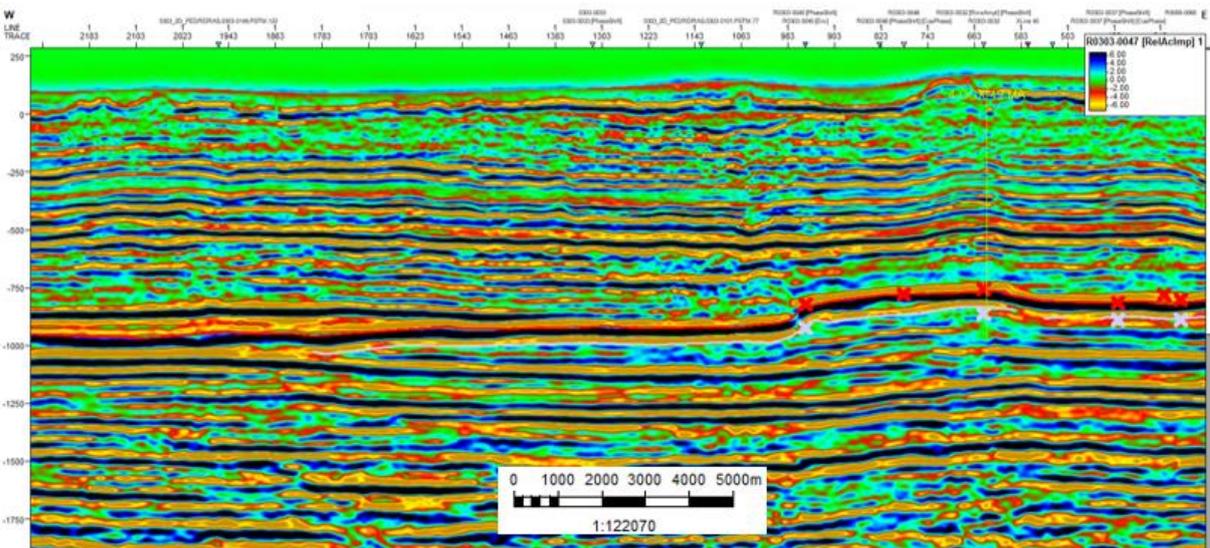


Figura 55: Atributo de impedância acústica relativa aplicado a sísmica R0303-0047 com o poço 4-OGX-49-MA plotado em seção.

Na Figura 56 observa-se uma seção de TecVA. Tal atributo se apresenta como uma técnica robusta que tem seu grau de fidelidade determinado pela resposta geológica, litológica e estrutural a partir de um dado sísmico tratado em um intervalo de tempo (t), período (T), topo de uma camada (t_1), base dessa mesma camada (t_2) que darão o número de amostras a serem utilizadas no cálculo da média móvel ao longo do traço sísmico (Meneses, 2010).

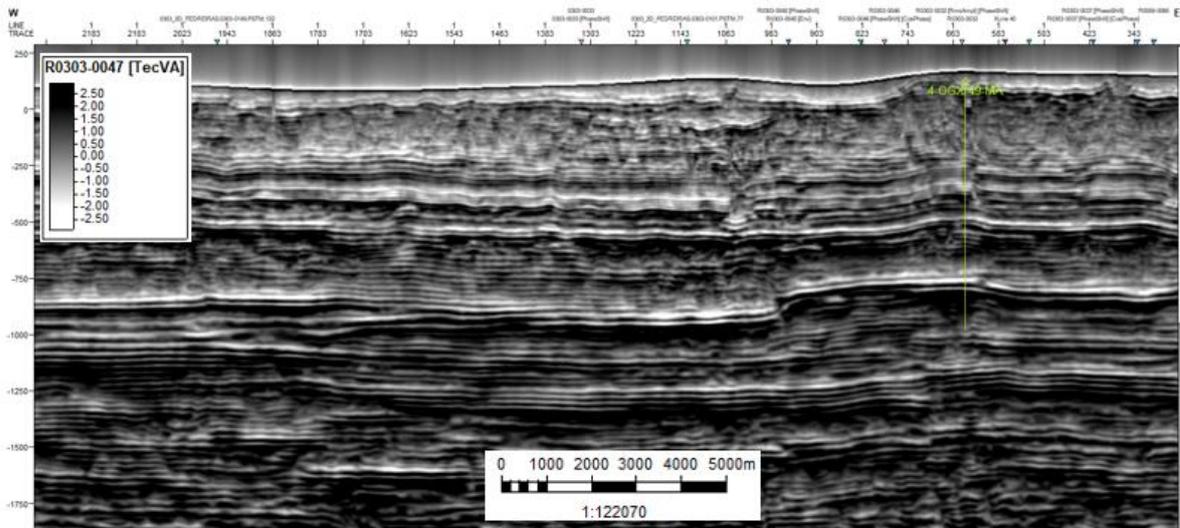


Figura 56: Atributo TecVA aplicado a sísmica R0303-0047 com o poço 4-OGX-49-MA plotado em seção.

Com isso, a seção sísmica gerada pelo atributo resalta os altos contrastes de impedância que acabam por promover, de forma empírica, a identificação e a aplicação do princípio da SCE através da TecVA, nos fornecendo bons resultados na visualização da geologia presente no dado sísmico. No exemplo da Figura 61, vemos o realce das soleiras, destacando a geologia e a geometria dos complexos de intrusão.

Já na inversão sísmica colorida, com sua teoria discorrida no tópico 4.3.1.5 deste trabalho, passamos de uma seção que mostra contrastes de impedância para uma seção que mostra as camadas em subsuperfície, isso feito através da deconvolução do dado e a entrada dos dados de impedância acústica do poço amarrado à seção. Na Figura 57, conseguimos ver a técnica da *Colored Inversion* no dado sísmico, aplicada na seção sísmica R0303-0047 com as respectivas camadas interpoladas, junto aos valores de impedância acústica relativa.

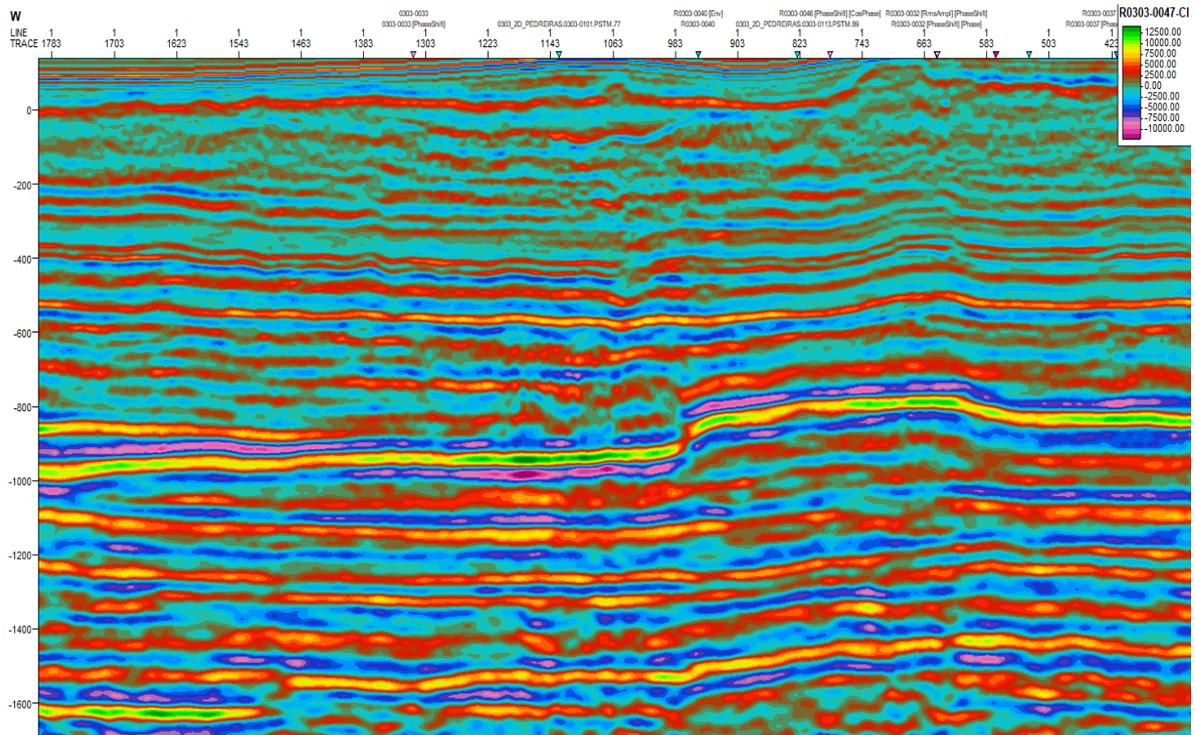


Figura 57: Inversão acústica colorida aplicada na sísmica R0303-0047 aplicada com informações do dado de impedância acústica do poço 4-OGX-49-MA.

No topo da soleira (pico verde, indicando valores de 10.000 a 12.500 de IP, onde IP é o valor de Impedância Acústica, conforme indicado na legenda da Figura 57), conseguimos ver uma diferenciação de impedância acústica interna, variando os tons de cor em verde, laranja e amarelo (ou seja, variando de 5.000 a 10.000 IP), comprovando a diferenciação composicional e física, mesmo que sucinta, dos horizontes internos da soleira. A mesma coisa se percebe na base, onde há a visualização de contrastes de impedância acústica relativa que variam do azul (onde ela é mais espessa e possui maior densidade, devido a uma maior concentração de minerais ferromagnesianos na área basal) ao roxo (onde a soleira é menos espessa, mostrando o contraste direto com a camada sedimentar), ou seja, variando de -10.000 a -5.000 IP.

Da mesma forma que foi interpretado na seção sísmica R0303-0047, no caso da Figura 58 também conseguimos visualizar melhorar as camadas de forte contraste através da aplicação do atributo Envelope para a seção 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66, destacando em preto todos os horizontes da soleira, mesmo que em algumas regiões esteja mais apagado, devido à presença de ruídos. Conseguimos ver também algumas variações internas no salto da soleira, onde a mesma parece ser mais espessa, ajudando, desta forma, na identificação dos refletores internos e comprovando as análises feitas através da amarração poço-sísmica.

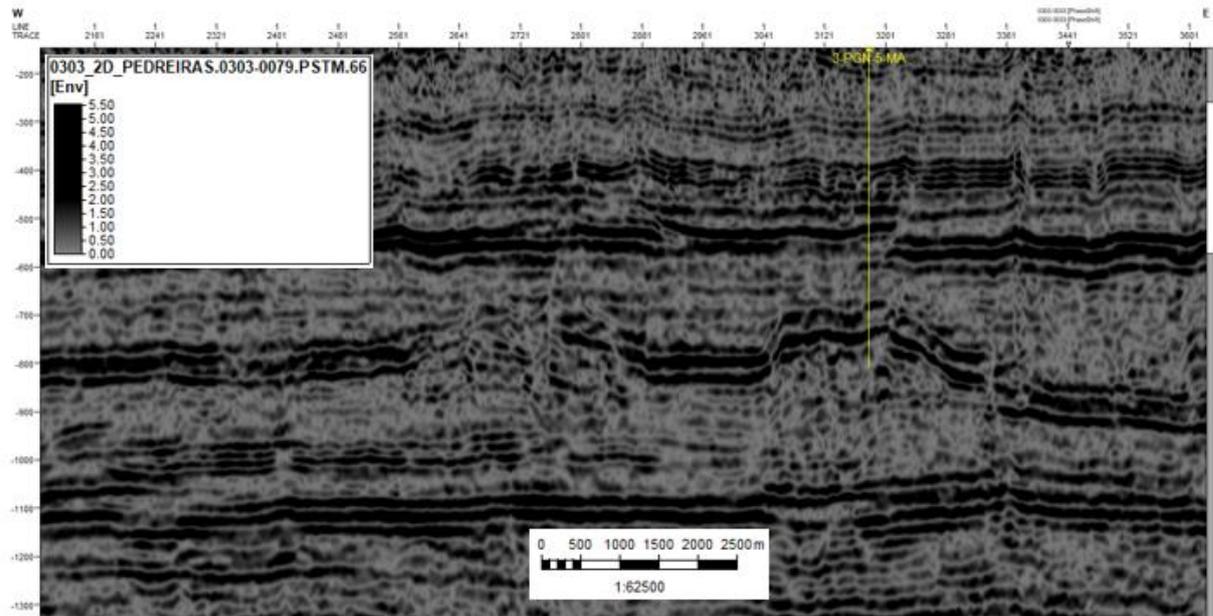


Figura 58: Atributo Envelope aplicado a sísmica 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 com o poço 3-PGN-5-MA plotado em seção.

Na Figura 59 também conseguimos visualizar, com o atributo de Impedância Acústica Relativa aplicado na seção 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66, o contraste relativo entre as camadas, ou seja, conseguimos visualizar de forma qualitativa quando a densidade e a velocidade aumentam ou diminuem quando atravessam os horizontes de contraste, destacando a entrada da soleira em um pico azul escuro mais forte e a saída da mesma para a camada sedimentar em cor laranja. Ao mesmo tempo, conseguimos ver pequenas variações de impedância acústica no intervalo interno da soleira, o que, de certa forma, pode ser comprovado através da diferenciação mineralógica da soleira comprovada através dos perfis e das interpretações prévias de XRF.

No exemplo da Figura 60, vemos, através da aplicação do atributo TecVA aplicado na seção 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66, explicado anteriormente como a aplicação do RMS Amplitude, mais uma rotação de fase de menos 90 graus, o realce das soleiras, destacando a geologia e a geometria dos complexos de intrusão.

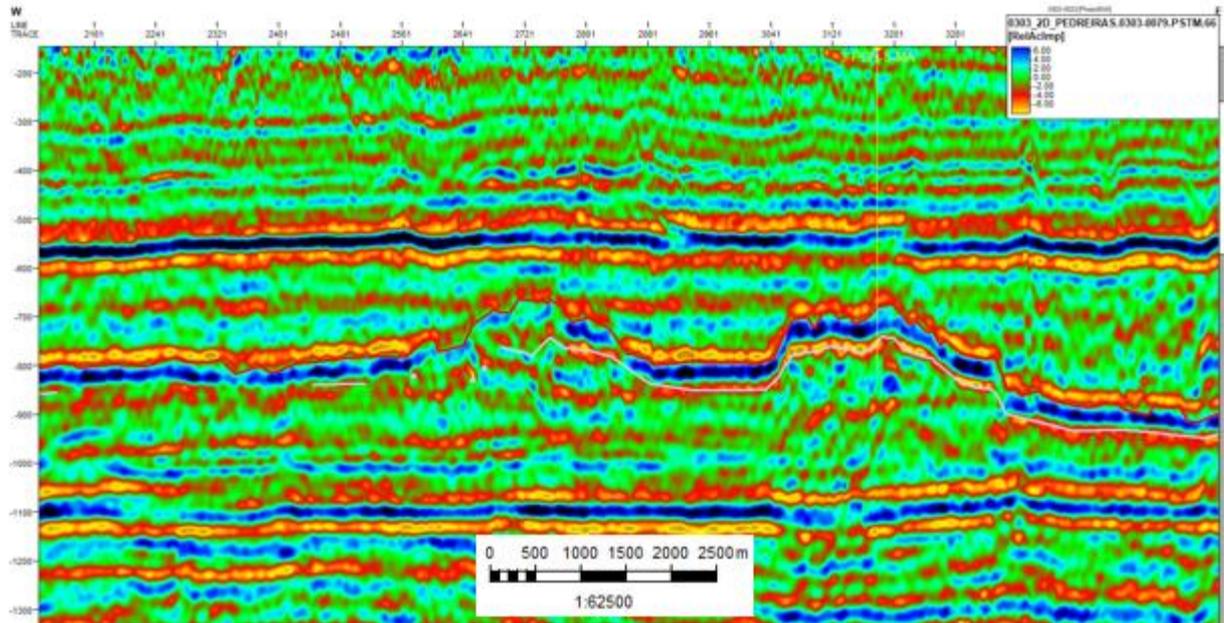


Figura 59: Atributo de impedância acústica relativa aplicado a sísmica 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM (devido aos altos contrastes de cor, o poço não foi plotado na seção).

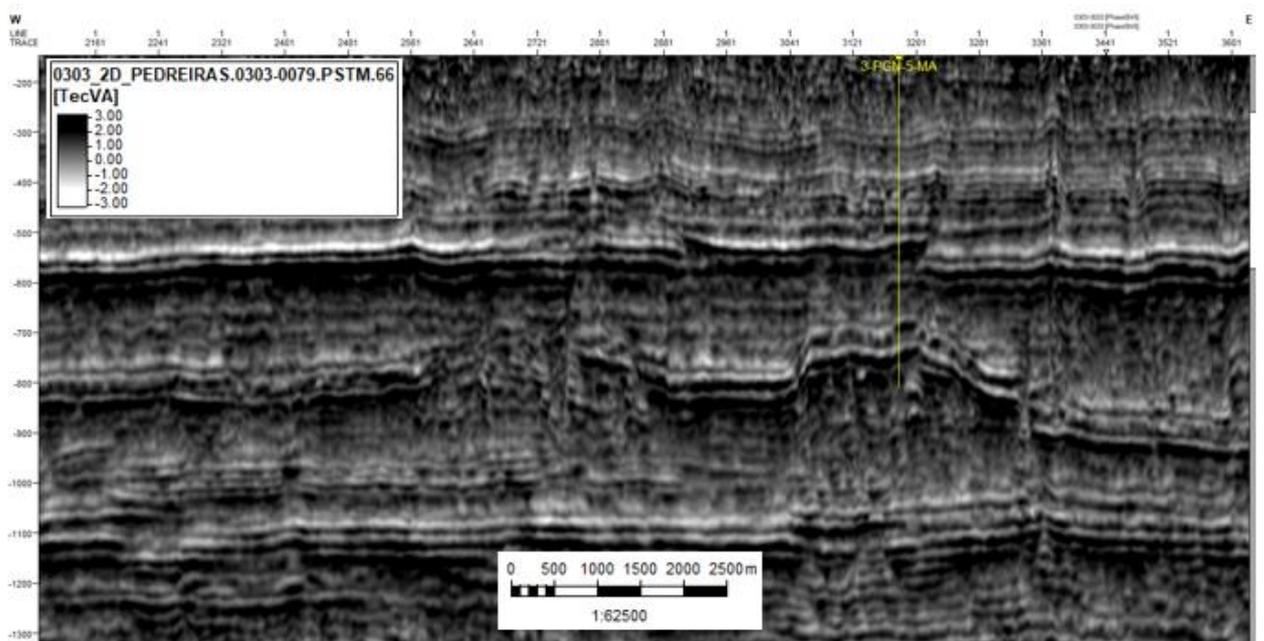


Figura 60: Atributo TecVA aplicado à sísmica 0303_2D_PEDREIRAS.0303-0079.PSTM.66 com o poço 3-PGN-5-MA plotado em seção.

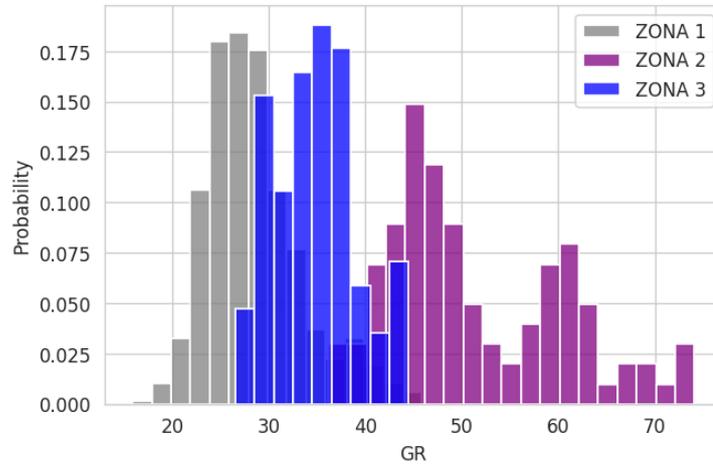
8.7. Análise Petrofísica e de Fácies

Após a aplicação de tais metodologias nos dados sísmicos, partiu-se para uma análise geofísica dos perfis de poços. Delimitou-se o poço 4-OGX-49-MA apenas no intervalo da soleira para a caracterização petrofísica da mesma. Com a extração dos dados das curvas de RHOZ, PEFZ, DTCO e GR, criamos uma planilha como base de dados para manipulação dos valores das curvas. A partir da curva do perfil sônico, estimamos as velocidades de onda P, que, multiplicadas pelo perfil de densidade, deram origem ao perfil de Impedância Acústica. Também foram eliminados, ainda, alguns *spikes* que não condiziam com os valores dos reais dos dados.

Com o controle de qualidade do banco de dados realizado, separamos os valores dos perfis em três zonas estabelecidas pela análise geoquímica pré-estabelecida pelo trabalho de Imbuzeiro (2021), como visto na Figura 42. Tais zonas foram estabelecidas de forma qualitativa, sendo a zona 1, a zona de entrada da soleira, representando a mineralogia clássica e com altas densidades, a zona 2 seria a zona da barriga do GR com a presença de óxidos e minerais incompatíveis com uma eventual queda na densidade e a zona 3 seria o retorno das altas densidade em perfil com minerais ferromagnesianos sempre comprovadas em mineralogia através da análise XRF.

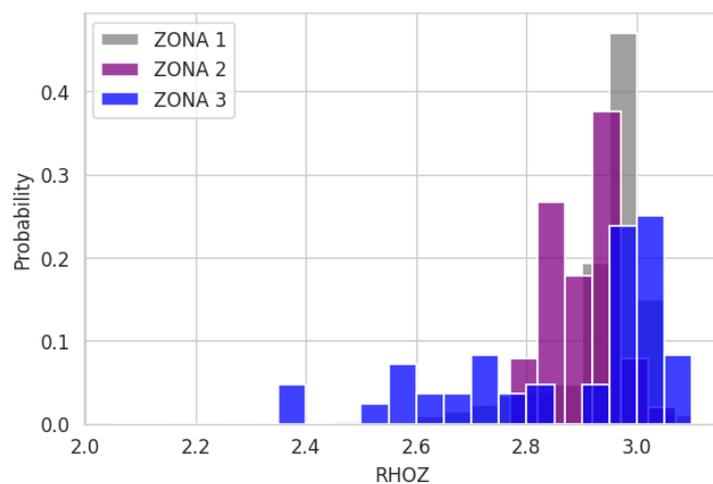
Realizada a organização da base de dados, aplicamos o arquivo da planilha em um *script* em *python* desenvolvido para análise estatística. Através do código foi possível criar os histogramas de probabilidade para cada perfil escolhido do poço 4-OGX-49-MA e analisar suas eletrofácies, além de fazer as devidas interpretações petrofísicas como pode ser visto dos Histogramas 1 ao 4 abaixo.

No histograma 1, é possível visualizar a probabilidade de ocorrência dos valores de raios Gama separados por zona. Os resultados se mostram promissores, uma vez que conseguem separar de forma condizente as zonas da soleira e três picos diferentes, como planejado anteriormente. A Zona 1 e 3 representam os menores valores de GR, mostrados na unidade padrão para tal tipo de curva, enquanto a Zona 2 representa os maiores valores de GR, ou seja, representa a Zona identificada como *Feição Barriguda*, justamente onde possuímos o aumento dos valores de GR em perfil e a redução dos valores de densidade e velocidade.



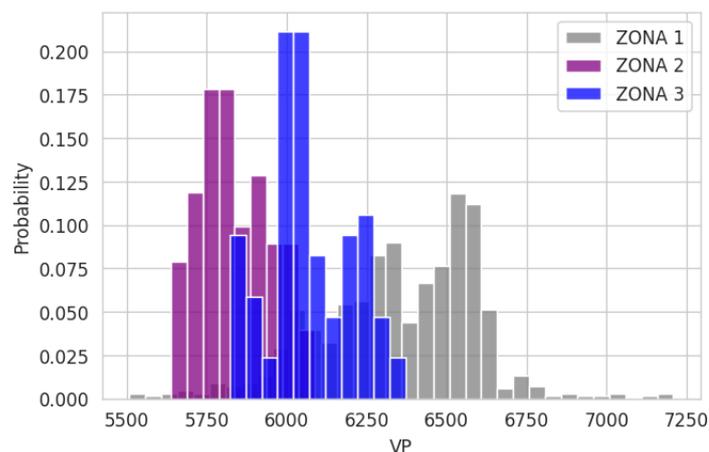
Histograma 1: Análise de probabilidade dos dados de raios Gama, separados por zona, no intervalo da soleira no poço 4-OGX-49-MA.

No histograma 2, visualiza-se a probabilidade de ocorrência dos valores de densidade separados por zona. Mesmo que não estejam tão bem definidos como o histograma para os valores de GR, conseguimos ver que as Zonas 1 e 3 possuem uma maior concentração de seus valores onde possuímos densidades mais altas, enquanto a Zona 2, zona da feição *Barriguda*, apresenta uma maior concentração dos seus valores em densidades menores que 2.9 g/cm^3 .



Histograma 2: Probabilidade de ocorrência dos dados de densidade, separados por zona, no intervalo da soleira no poço 4-OGX-49-MA.

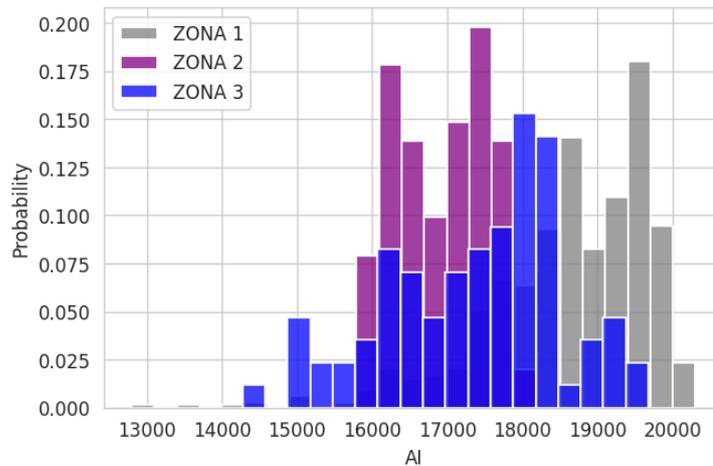
No histograma 3, com as velocidades separadas por zonas, também é possível perceber os diferentes padrões no interior da soleira. A velocidade da onda P depende dos valores de rigidez, constante elástica e densidade como mostrado nas relações de velocidade de onda no tópico 4.1. Na Zona 1, possuímos a concentração dos maiores valores de velocidade, que faz sentido, levando em consideração que temos uma maior concentração de minerais clássicos de soleiras de diabásio, como Anfibólios, Piroxênios e Plagioclásios, que possuem uma consistência mais rígida e maiores densidades. Em relação à Zona 2, a zona da feição *Barriguda*, temos os menores valores de velocidade devido à presença de minerais incompatíveis e óxidos, comprovando assim, que tal camada interna possui, provavelmente, uma menor rigidez que a camada do topo e a camada basal. Já na Zona 3, com o retorno dos minerais clássicos de soleiras e uma maior concentração de minerais ferromagnesianos na parte basal, há o retorno do aumento das velocidades.



Histograma 3: Probabilidade de ocorrência dos dados de velocidade da onda P, separados por zona, no intervalo da soleira no poço 4-OGX-49-MA.

No histograma 4, visualiza-se as zonas pré-estabelecidas separadas em relação aos valores de impedância acústica. Os valores também foram promissores, mostrando que os contrastes entre a camada sedimentar e a Zona 1 possui altos valores de AI, representado pelos altos valores de velocidade e densidade em tal zona. Já os valores de AI entre a Zona 1 e a Zona 2, representada pela feição *Barriguda*, possui valores de impedância acústica menores, o que faz sentido, já que a região da Zona 2 possui queda nos valores de densidade em perfil.

O contraste entre a Zona 2 e a Zona 3 retorna com valores de impedância acústica altos, o que também é condizente com os dados já analisados, pois na Zona 3 há o retorno das altas densidades em perfil ligadas a presença de minerais ferromagnesianos.



Histograma 4: Probabilidade de ocorrência dos dados de Impedância Acústica, separados por zona, no intervalo da soleira no poço 4-OGX-49-MA.

9. Conclusões

Seguindo o fluxo proposto pelo trabalho foi possível concluir que, apesar da integração de dados para a identificação e a caracterização da soleira pudesse ser prejudicada devido ao *upscaling* que seria necessário realizar, partindo de dados geoquímicos até a escala sísmica, diversas informações puderam ser obtidas a partir dele com a ajuda da amarração poço-sísmica, da análise petrofísica e de fácies e, inclusive, da aplicação de atributos. Assim, identifica-se a partir dos três métodos, a diferenciação interna da soleira principal na área do Parque dos Gaviões.

O controle de qualidade dos dados possuiu extrema importância para o trabalho, isso porque, com os dados bem organizados e com a eliminação de ruídos dos poços através da calibração com o perfil caliper, acredita-se que os resultados da integração dos resultados geofísicos e geológicos não tenha sido influenciada pelos possíveis ruídos.

A amarração poço-sísmica nos ofereceu uma maior confiabilidade no que se diz respeito à identificação dos horizontes de topo e base da soleira, expandindo tais características ao quesito regional, através da interpretação de toda a malha sísmica 2D. Além disso, também foi possível identificar, através da correlação do sismograma sintético com a sísmica, os picos de amplitude que, possivelmente, representam a diferenciação interna da soleira, provada através de perfis e de geoquímica, além do contato da mesma com as camadas sedimentares. Nos

sismogramas gerados, também foi possível ilustrar a caracterização interna das intrusões e correlacioná-las com a geoquímica e com a geologia através dos histogramas de fácies gerados tanto por parâmetros físicos da rocha (como a velocidade e a impedância), quanto por parâmetros geológicos e geoquímicos (como a densidade e a radioatividade) e a comparação entre tais histogramas, mostraram resultados semelhantes em relação as Zonas estabelecidas previamente.

Já a aplicação dos atributos Envelope, Impedância Acústica Relativa, TecVA e Inversão Sísmica Colorida, trouxeram mais informações de forma qualitativa sobre os horizontes da soleira. A maioria deles conseguiu mostrar, de forma qualitativa, que a soleira, provavelmente, possui interfaces internas devido a sua diferenciação mineralógica e química, comprovada através das interpretações de XRF e da descrição detalhada das amostras de calha. Ao mesmo tempo, o atributo TecVA mostrou o quão complexa é a sua geometria em relação aos saltos e complexos de soleira. Da mesma forma, a Inversão Colorida conseguiu levar a imagem de contraste de impedâncias a uma imagem que mostra camadas, provando que as camadas do intervalo da soleira possuem valores de impedância acústica diferentes, o que prova que o interior da soleira possui uma diferenciação mineralógica e que, tal diferenciação, afeta os parâmetros petrofísicos das intrusões.

A análise petrofísica e de fácies feita através de relações probabilísticas e histogramas conseguiu separar bem a soleira em três zonas distintas em todos os perfis digitais analisados, caracterizando bem a entrada da soleira que possuiu uma constituição composicional clássica das intrusões de diabásio, com a presença de minerais como Anfibólio, Plagioclásio e Piroxênio e que na sísmica e nos sismogramas sintéticos gerados com a amarração poço-sísmica representam os altos valores de amplitude e de Impedância Acústica. A feição *Barriguda* também foi muito bem representada e classificada, com valores diferentes aos valores referentes à entrada e à saída da soleira, ou seja, valores negativos de amplitude e valores muito mais baixos de Impedância Acústica, devido às suas características composicionais distintas. A saída da soleira também foi muito bem caracterizada, provando o retorno das altas densidades e velocidades devido à presença de Minerais ferromagnesianos em sua zona basal, representados sísmicamente com amplitudes positivas e valores de Impedância Acústica mais altos.

Com o estudo da resolução sísmica através da espessura de Tuning, também foi possível verificar que a integração de dados entre os poços e a sísmica é possível, o que foi comprovado através de toda a metodologia aplicada no estudo. Com a resolução sísmica que achamos para

o pacote de dados 2D interpretado, concluiu-se que as diferentes informações adquiridas através de diferentes métodos (Geofísica, Geologia e Geoquímica) fazem sentido e conversam entre si, comprovando que a integração dos dados é verossímil.

Portanto, verifica-se que todas as técnicas aplicadas corroboraram a veracidade dos resultados. O trabalho conseguiu expor um fluxograma condizente para a interpretação e a caracterização das soleiras em sua extensão, geometria e diferenciação interna em diferentes escalas, fortalecendo, assim, a interpretação sísmica regional das soleiras de diabásio, que possuem extrema importância para o sistema petrolífero da região.

10. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Bacia do Parnaíba: Sumário Geológico e Setores em Oferta. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nona Rodada de Licitações: Bacia do Parnaíba. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos. 2018.

Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis - Resolução ANP Nº 71, DE 31.12.2014 - DOU 2.1., 2015.

ARAÚJO, D. B. Sumário Geológico e Setores em Oferta: Bacia do Parnaíba. Superintendência de Definição de Blocos, 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás, da ANP, Rio de Janeiro, 2015.

BARNES, Arthur E. (Ed.). Handbook of poststack seismic attributes. Society of Exploration Geophysicists, 2016.

BARNES, Arthur E. Seismic attributes in your facies. CSEG recorder, v. 26, n. 7, p. 41-47, 2001.

BULHÕES, Élvio M.; DE AMORIM, Wander Nogueira. Princípio da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). In: 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. European Association of Geoscientists & Engineers, 2005. p. cp-160-00352.

CAPUTO, M.V. 1984. Stratigraphy, Tectonics, Paleoclimatology and Paleogeography of Northern Basins of Brazil. University of California, Santa Barbara, USA. Tese de Doutorado, 586 p.

CATUNEANU, Octavian. Principles of sequence stratigraphy. Newnes, 2022.

DE MIRANDA, Frederico S. *et al.* Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. Geological Society, London, Special Publications, v. 472, n. 1, p. 341-360, 2018.

EIDE, Christian Haug *et al.* Seismic interpretation of sill complexes in sedimentary basins: implications for the sub-sill imaging problem. *Journal of the Geological Society*, v. 175, n. 2, p. 193-209, 2018.

GARDIOLI, H. F. G., CATRO-JUNIOR, J. D., GOMES, T. G., CARLETTI, E. Z. B., Integração De Dados “Geológicos, Geoquímicos E Geofísicos” Utilizada Na Prospecção De Hidrocarbonetos. *Rev. AMBIENTE ACADÊMICO - ISSN 2447-7273*, vol.1, nº 2, 2015.

GÓES, A. M. O. A Formação Poti (Carbonífero Superior) da Bacia do Parnaíba. Universidade de São Paulo, São Paulo. Tese de Doutorado, 171 p. 1995.

GÓES, A. M. O., FEIJÓ, F. J. A Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências*, 8(1), 57-68. 1994.

IMBUZEIRO, Bruna M. *et al.* CARACTERIZAÇÃO DE ELETROFACIES E QUIMIOFACIES EM SOLEIRAS DE DIABÁSIO DA BACIA DO PARNAÍBA, Departamento de Geologia e Geofísica 2021.

MAGEE, Craig *et al.* Controls on the expression of igneous intrusions in seismic reflection data. *Geosphere*, v. 11, n. 4, p. 1024-1041, 2015.

MAGEE, Craig *et al.* Decoding sill emplacement and forced fold growth in the Exmouth Sub-basin, offshore northwest Australia: Implications for hydrocarbon exploration. *Interpretation*, v. 5, n. 3, p. SK11-SK22, 2017.

MIALL, A. D. *Principles of Sedimentary Basin Analysis*. New York Inc., Springer-Verlag, 1984.

MILANI, E. J., ZALÁN P. V. The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil. In: *AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION*. Rio de Janeiro, Brazil. Proceedings. 1998.

NERY, G. G., *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto, Fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. Rio de Janeiro – RJ, 2004.

OLIVEIRA, F. V. C. S. R. S, GOMES, R. T. M, SILVA, K. M. S. Identificação de basaltos e diabásios em poços exploratórios de petróleo utilizando perfis de Densidade e Fator Fotoelétrico. 49º Congresso Brasileiro De Geologia - Petrobrás, Rio De Janeiro, RJ, 2018.

Paleontologia das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís, CPRM, p.10-18.

RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. 2 ed. Scotland. Rider French Consulting Ltd, Sutherland. p280. 2002.

ROSA, André Luiz Romanelli. Análise do sinal sísmico. SBGF-Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, Brasil, p. 20, 2010.

ROSA, H. Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunhos Utilizando Estatística Multivariada. Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas – SP, 2006.

SCHOFIELD, Nick J. *et al.* Sill morphology and comparison of brittle and non-brittle emplacement mechanisms. Journal of the Geological Society, v. 169, n. 2, p. 127-141, 2012.

SCHOFIELD, Nick J. *et al.* Sill morphology and comparison of brittle and non-brittle emplacement mechanisms. Journal of the Geological Society, v. 169, n. 2, p. 127-141, 2012.

Seismic amplitude: An interpreter's handbook. Cambridge University Press, 2014.

SENGER, Kim *et al.* Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. First Break, v. 35, n. 6, 2017.

SHERIFF, Robert E. Limitations on resolution of seismic reflections and geologic detail derivable from them: Section 1. Fundamentals of stratigraphic interpretation of seismic data. 1977.

SUGUIO, Kenitiro. Geologia Sedimentar, Ed. EDGARD BLUCHER LTDA, São Paulo, 1a Edição, p. 400, 2003.

TANER, M. Turhan. Seismic attributes. CSEG recorder, v. 26, n. 7, p. 48-56, 2001.

THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L. Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo. Revista Brasileira de Geociências, v.38, n.15, p. 128-137, 2008.

TROSDTORF, I. J, MORAIS NETO, J. M., SANTOS, S. F. & PORTELA FILHO, C. V., Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. B. Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, p. 261-287, 2014.

VAIL, P. R. *et al.* , Seismic stratigraphy; applications to hydrocarbon exploration: American Association of Petroleum Geologists Memoir 26. 1977. SIMM, Rob; BACON, Mike; BACON, Michael.

VAZ, P.T., REZENDE, N. G. A. M., WANDERLEY FILHO, J. R., *et al.* A Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, v.15, n.2, pp. 253-263, maio/nov. 2007.

ZALÁN P.V. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. In: Mantessa Neto V., Bartorelli A., Carneiro C.D.R., Brito-Neves B.B. (orgs.) Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Beca, p. 595-613. 2004.