



UTILIZAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NO RECONHECIMENTO DE ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DA BACIA POTIGUAR

Daniella Libonatti Razinhas

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Engenharia
Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Engenharia Civil.

Orientadores: Luiz Landau

Miguel Ângelo Mane

Rio de Janeiro
Janeiro de 2016

UTILIZAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NO RECONHECIMENTO DE
ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DA BACIA POTIGUAR

Daniella Libonatti Razinhas

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA A CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

Prof. Luiz Landau, DSc.

Prof. Miguel Angelo Mane, DSc.

Prof. José Luis Drummond Alves, DSc.

Prof. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, DSc.

RIO DE JANEIRO
JANEIRO DE 2016

Razinhas, Daniella Libonatti

Utilização de atributos sísmicos no reconhecimento de estruturas geológicas da Bacia Potiguar / Daniella Libonatti
Razinhas – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XI, 63 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Luiz Landau

Miguel Ângelo Mane

Dissertação – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 64-66.

1. Método Sísmico. 2. Modelagem Estrutural. 3. Atributos Sísmicos, 4. Bacia Potiguar. I. Landau, Luiz *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Engenharia Civil. III. Título

“A lei da mente é implacável”.

O que você pensa, você cria;

O que você sente, você atrai;

O que você acredita,

“Torna-se realidade.”

Buda

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus por iluminar sempre o meu caminho guiando meus passos durante esta caminhada.

Ao programa de Pós Graduação de Engenharia Civil (PEC) – UFRJ – COPPE e Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia (UERJ-FGEL) pelo espaço físico e equipamentos cedidos para a realização do trabalho.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados para execução desse trabalho.

Ao Professor Luiz Landau pela orientação e Professor Miguel Ângelo Mane pela orientação, paciência, ensinamentos e dedicação para que esse trabalho fosse executado da melhor forma possível.

Ao instrutor Marco Cesar Schinelli pelo ótimo curso de Atributos Sísmicos ministrado nas dependências da WISESKILL em Salvador, Bahia. A Charles Silva (UFBA) e Anderson Conti que me ajudaram esclarecendo varias duvidas durante e depois do curso de Atributos e com o OpendTect.

Ao Igor da empresa Invisiongeo (representante OpendTect) pela ajuda também com o OpendTect.

Daniella Libonatti Razinhas

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

UTILIZAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NO RECONHECIMENTO DE ESTRUTURAS GEOLÓGICAS DA BACIA POTIGUAR

Daniella Libonatti Razinhas

Janeiro / 2016

Orientadores: Luiz Landau

Miguel Angelo Mane

Programa: Engenharia Civil

A interpretação sísmica possibilita um melhor entendimento da distribuição, geometria e orientação das sequências estratigráficas e das estruturas, como falhas. A utilização de filtragem e atributos sísmicos possibilita uma melhora na identificação e no realce dessas fraturas no dado sísmico. A área em questão está situada a norte da cidade de Apodi, na borda sul da Bacia Potiguar, uma bacia de idade cretácea a terciária, situada na extremidade leste da margem equatorial brasileira, é preenchida por uma sequência sedimentar depositada desde a ruptura da América do Sul e África. Esta geneticamente relacionada a uma série de bacias neocomianas intracontinentais que compõem o Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro. No presente trabalho foram utilizadas duas linhas sísmicas 2D. Foram utilizados dois tipos de filtros: sendo o filtro médio de direção de mergulho, com a finalidade de retirar os ruídos aleatórios e aumentar a continuidade das reflexões, e o filtro de realce de falhas que, para realçar as discontinuidades das reflexões. Após a filtragem dos dados foram utilizados atributos instantâneos e atributos de energia, para melhor visualizar as camadas litológicas e os falhamentos, sejam regionais ou de detalhe. O uso dos atributos e filtrações colaborou para a identificação e o realce da continuidade das fraturas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

SEISMIC ATTRIBUTES FOR USE IN GEOLOGICAL STRUCTURES OF
ACKNOWLEDGEMENT THE POTIGUAR BASIN.

Daniella Libonatti Razinhas

January / 2016

Advisors: Luis Landau

Miguel Angelo Mane

Department: Civil Engineering

The seismic interpretation allows a better understanding of the distribution, geometry and orientation of stratigraphic sequences and structures such as faults. The use of seismic attributes and filtering allows an improvement in identifying and highlighting these fractures on seismic data. The area in question is located north the city of Apodi, south Potiguar Basin. The Potiguar Basin, a basin of Cretaceous to Tertiary, located at the east end of the Brazilian Equatorial Margin, is filled by a sedimentary sequence deposited since the breakdown of South America and Africa. This genetically related to a series of intracontinental neocomianas basins that make up the Rift System in Northeast Brazil. In this study, we used two 2D seismic lines. We used two types of filters: the dip steered median filter was used in order to remove random noise and increase the continuity of reflections, and the fault enhancement filter, that was used to enhance the discontinuities of the reflections. After the filtering the data were applied instantaneous attributes and energy attributes, to better visualize the lithology and fault, whether regional or detail. The use of attributes and filtering collaborated to identify and highlight the continuity of fractures.

ÍNDICE

RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	VIII

INTRODUÇÃO	01
-------------------	-----------

Motivação	02
Objetivos	03
Metodologia	03
Estruturas da Dissertação	03

CAPITULO 1	Aspectos Geológicos da Bacia Potiguar	04
-------------------	--	-----------

1.1	Histórico de Exploração	04
1.2	Localização	07
1.3	Domínio Estrutural e Geotectônico	08
1.3.1	Evolução Tectônica da Província Borborema	08
1.3.2	A Bacia Potiguar	11
1.3.3	Arcabouço Estrutural	11
1.3.4	Evolução Tectono-Sedimentar	14
1.4	Magmatismo	17
1.5	Geologia Local	18

CAPITULO 2	Atributos Sísmicos	25
-------------------	---------------------------	-----------

2.1	Breve Histórico	25
2.2	Definição	28
2.3	Calculo do Traço Sísmico	29
2.4	Amplitude da Quadratura	30
2.5	Atributos Instantâneos	30
2.6	Atributo de Energia	34

CAPITULO 3	Dados Utilizados e Metodologia	35
-------------------	---------------------------------------	-----------

3.1	Informações Gerais dos dados utilizados	35
3.2	Metodologia de Pesquisa	36

CAPITULO 4	Interpretação dos dados sísmicos	48
CAPITULO 5	Conclusões	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		

INTRODUÇÃO

Até o mês de Janeiro de 2015, 308 concessões, operadas por 22 empresas, foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 83 são concessões marítimas e 225 terrestres. Vale ressaltar que, do total das concessões produtoras, nenhuma se encontra em atividade exploratória e produzindo através de Teste de Longa Duração (TLD), e outras 06 são relativas a contratos de áreas contendo Acumulações Marginais. A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi de aproximadamente 2.469 Mbbl/d (mil barris por dia) e 96,6 MMm³/d (milhões de m³ por dia), totalizando em torno de 3.077 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia). A Bacia Potiguar é classificada como uma bacia madura terrestre juntamente com as Bacias do Espírito Santo, Recôncavo, Sergipe e Alagoas, cuja produção foi de 167,2 Mboe/d, sendo 136,5 Mbbl/d de petróleo e 4,9 MMm³/d de gás natural. Desse total, 4,1 Mboe/d foram produzidos por concessões não operadas pela Petrobras, sendo, 1.534 boe/d no Rio Grande do Norte. A produção de petróleo e gás natural no Brasil é oriunda de 9.121 poços, sendo 835 marítimos e 8.286 terrestres. O campo com o maior número de poços produtores foi Canto do Amaro, Bacia Potiguar, com 1.107 poços. (segundo o Boletim de Produção de Petróleo e gás natural da ANP de Janeiro de 2015. Figura 01 e 02).

FONTE ANP/SDP/SIGEP

Estado	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)	Nº Campos produtores
Rio de Janeiro	1.663.942	35.940	1.890.006	45
Espírito Santo	415.778	13.753	502.283	46
São Paulo	214.612	14.207	303.972	5
Amazonas	27.434	13.743	113.880	6
Bahia	41.505	8.520	95.099	85
Rio Grande do Norte	57.117	1.298	65.282	83
Sergipe	37.603	2.992	56.421	20
Maranhão	15	4.808	30.260	1
Alagoas	4.107	1.206	11.694	11
Ceará	7.346	91	7.921	6
Total geral	2.469.460	96.559	3.076.817	308

Figura 01: Distribuição da Produção de Petróleo e Gás Natural por Estado (FONTE ANP/SDP/SIGEP – Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural em Janeiro 2015).

Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm ³ /d)	Produção Total (boe/d)	Nº campos produtores
Campos	1.760.112	30.131	1.949.638	48
Santos	501.821	28.359	680.196	8
Solimões	27.434	13.743	113.880	6
Potiguar	58.443	1.299	66.614	85
Espírito Santo	32.400	5.410	66.426	40
Recôncavo	40.968	2.658	57.684	78
Sergipe	37.603	2.992	56.421	20
Camamu	524	5.792	36.955	3
Parnaíba	15	4.808	30.260	1
Alagoas	4.107	1.206	11.694	11
Ceará	6.021	90	6.589	4
Tucano Sul	13	71	459	4
Total geral	2.469.460	96.559	3.076.817	308

Figura 02 – Distribuição da produção de Petróleo e Gás Natural por Bacia (FONTE: ANP/SDP/SIGEP-Boletim de Produção e Petróleo Natural – Janeiro 2015 – SDP).

Nesta pesquisa, a Bacia Potiguar será o objeto deste estudo, realizando uma breve revisão sobre a geologia. A segunda etapa deste trabalho é o tratamento dos dados fornecidos pela ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, como 02 sessões sísmicas pós-empilhadas de modo que se consiga oferecer maiores informações que facilitem na identificação e interpretação de falhas e fraturas. Esse tratamento foi feito através da aplicação de filtros e da utilização de atributos sísmicos com o auxílio do software OpendTect (dGB) em busca de uma melhor interpretação estrutural regional e de detalhe.

Motivação

A previsão do comportamento de reservatórios é de muita importância para a indústria do petróleo, pois provê uma grande quantidade de dados e produz um acúmulo de informações fundamentais para a tomada de decisões sobre métodos de produção e recuperação de reservatórios. A caracterização de descontinuidades geológicas é importante para o gerenciamento de reservatórios, pois elas controlam o espaço de armazenamento e o fluxo do fluido (Mukerji et al., 1997). Os diferentes modelos estruturais alteram a compartimentalização e o fluxo de hidrocarbonetos em um reservatório, tais estruturas podem atuar como o espaço poroso, como condutos controladores de fluxo e como barreiras permitindo o acúmulo de volumes explotáveis

de óleo e gás. Com isso, o entendimento do desenvolvimento espacial e temporal destas estruturas provoca um impacto considerável na prospecção de hidrocarbonetos.

Os atributos sísmicos são utilizados para complementar a ausência de informações sobre a caracterização do arcabouço estrutural de uma bacia sedimentar ou de um reservatório petrolífero. Esses atributos visam melhorar a interpretação de dados sísmicos minimizando os riscos exploratórios na perfuração de poços e permitindo um melhor entendimento do arranjo geométrico das principais estruturas da bacia e, permite também, a caracterização de alvos para prospecção de petróleo.

Objetivos

Os objetivos desse trabalho é o entendimento dos fundamentos físicos e geológicos que suportam a utilização de atributos sísmicos na caracterização geofísica de reservatórios. Especificamente aplicação de atributos sísmicos e filtros para mapeamento de falhas e fraturas em escala regional e de detalhe e ainda, identificação das unidades estratigráficas cortadas ou não por essas falhas. A escolha do software se deu devido o baixo custo para licenças acadêmicas em comparação com outros softwares no mercado como PAL – Post Stack Attributes Library da suite Landmark e do Petrel.

Metodologia

Os dados da Bacia sedimentar a ser estudada foram cedidos pela ANP/BDEP. A quantidade de dados a ser analisada será de 02 linhas. Com a utilização do OpendTect as linhas sísmica serão carregadas, tratadas e interpretadas permitindo um melhor entendimento com a utilização dos atributos sísmicos.

Estruturas da Dissertação

O presente trabalho divide-se em capítulos e seções a serem detalhados a seguir. O *Capítulo 01* faz-se uma revisão da literatura existente sobre a Bacia Potiguar. O *Capítulo 02* faz uma breve descrição sobre atributos sísmicos utilizados neste trabalho. O *Capítulo 03* descreve informações sobre os dados e a metodologia que foi utilizada nesta pesquisa. O *Capítulo 04* descreve a interpretação dos dados. O *Capítulo 05* as conclusões.

CAPITULO 1

Aspectos Geológicos da Bacia Potiguar

1.1. Histórico de Exploração

As primeiras indicações de caráter científico são do geólogo norte-americano John Caspe Branner. Em fevereiro de 1922, ele publicou “Oil Possibilities in Brazil” (Possibilidades de óleo no Brasil). “Parece inteiramente possível que esta zona contenha petróleo onde ela se alarga para o interior, como na Bahia, até 300 milhas, e Mossoró, no estado do Rio Grande do Norte, e Maranhão”. (Site: <http://www.scielo.br>)

Na segunda metade do século 19, o Padre Florêncio Gomes de Oliveira, enviou uma carta ao cientista francês Jacques Brunet, pedindo que visitasse o Rio Grande do Norte para ver a ocorrência de betume que ele tinha visto na lagoa do Apodi. Em 1943, teve início as pesquisas no Rio Grande do Norte. Alguns poços foram perfurados, mas mostraram apenas vestígios de óleo. Na década de 1950, o deputado Floriano Bezerra mantinha o jornal O Nacionalista, no qual o slogan era O Petróleo é Nosso. Ele reivindicou pesquisas no município de Macau, muito antes de ser descoberto petróleo nessa região. Em 1966, o prefeito de Mossoró contratou uma firma para abrir um poço d’água, supervisionado pelo geólogo Lúcio Cavalcante, na praça Padre João Mota. O poço jorrou petróleo misturado com água e serviu de combustível para as lamparinas da população pobre “durante meses”. Vinte anos depois, quando alguns estados já produziam petróleo com sucesso, foi descoberto o campo marítimo de Ubarana, em Macau-RN. O primeiro poço perfurado (G-1-RN) da Bacia Potiguar Terrestre foi em Gangorra, no município de Grossos, em 1956. Na Bacia Potiguar Marítima, o primeiro poço foi o RNS-1, em Ubarana, costa de Macau, em 1973. Os dois deram sinais da existência de óleo e gás, porém em quantidade não comercial. A partir de março de 1974, o presidente Ernesto Geisel, autorizou a Petrobras a intensificar suas pesquisas em todo território nacional, na tentativa de reduzir as importações das arábias. A crise do petróleo surgiu com a guerra entre Israel e Síria, envolvendo a então União Soviética e os Estados Unidos numa “guerra fria”. Os países árabes, contra Israel e o Ocidente, resolveram quadruplicar o preço do petróleo e reduziu sua produção em 5% ao ano. Foi

durante essa crise do petróleo que, em 1974, chegou a primeira plataforma continental na costa de Macau. Em 1975 o poço marítimo RNS-3 já estava produzindo, com direito a visita do presidente da República, Geisel, e o seu ministro das Minas e Energias. (Fonte: DIÁRIO DE NATAL, 2011).

A revista VEJA, de 10 de abril de 1974, noticiou a descoberta oficial da jazida de Macau, “(...) recentemente localizada, poderá, sozinha, dobrar o volume de reservas nacionais conhecidas” Foi dito ainda que o projeto seguinte da Petrobras era abrir mais 1.223 postos de serviços e 120 filiais, “o que lhe garante já o domínio de mais de 35% do mercado nacional.” Entre junho e outubro de 1975, jorrou petróleo nas torneiras das residências de Mossoró, em dois bairros. Com essa notícia, a Petrobras perfurou vários poços naquele município, com resultados negativos.

Em 1979, quando perfuraram os poços de água para o abastecimento das piscinas térmicas do Hotel Thermas, em Mossoró, apareceu petróleo novamente, desta vez em maior quantidade. O poço MO-13 originou o campo de Mossoró, em 1979. No início de 1980 foi perfurado com sucesso o poço Mossoró-14, o primeiro poço terrestre comercialmente viável do Rio Grande do Norte. As perfurações de poços terrestres foram intensificadas no início da década de 80, nos municípios de Macau, Areia Branca, Alto do Rodrigues e Mossoró. Em 1994 o Rio Grande do Norte atingiu a marca de 2º maior produtor de petróleo do Brasil; o 1º em produção terrestre. Até 1997 as atividades de petróleo eram de monopólio da União, quando foram modificadas pela lei que regulamenta esse setor. Hoje a exploração de petróleo está sob o controle da ANP – Agência Nacional de Petróleo. (Fonte: *Clube dos Empregados da Petrobras – CEPE*)

Na África, na porção equivalente a margem equatorial (Figura 03), a exploração do petróleo tem ocorrido com sucesso e é esse fato que motiva as empresas a investirem mais em pesquisas a fim de descobrir novos poços, visto que as condições geológicas da bacia potiguar são muito parecidas com a da bacia africana, devido às características de formação de ambas. Porém como todo investimento neste setor, há os riscos de não encontrar indícios de óleo ou se encontrar, a quantidade de óleo ser insuficiente (DIÁRIO DE NATAL, 2011).

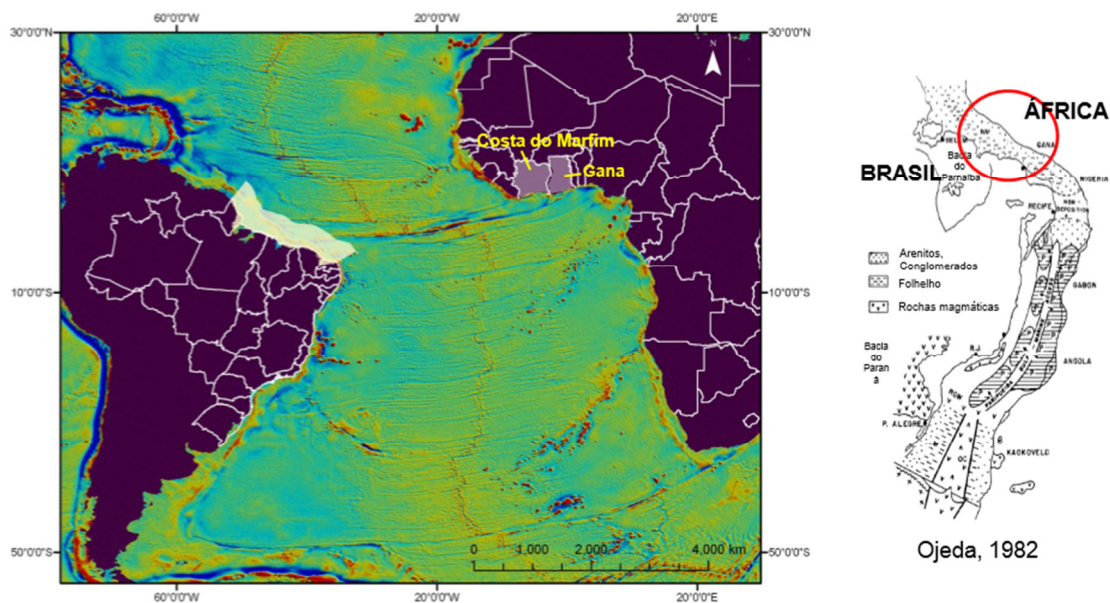


Figura 03: Correlação Brasil X África. Mostrando que os continentes se encontravam juntos e que as Bacias da margem equatorial tanto Africana quanto as Bacias Brasileiras possuem características parecidas.

Atualmente a Petrobras descobriu novos indícios de petróleo em concessão que possui no território cearense. A notificação foi feita dia 19 de Janeiro de 2015, à Agência Nacional de Petróleo (ANP), e se trata de descoberta na Fazenda Belém, campo terrestre que se espalha pelos municípios de Icapuí, Aracati e Jaguaruana. A Fazenda Belém se localiza na Bacia Potiguar, que abrange campos no Rio Grande do Norte e Ceará. As descobertas na Fazenda Belém podem ajudar a recuperar a produção no campo, que já sofreu redução de 45%, do volume explorado entre os anos de 2009 e 2013. Por já ser uma área de exploração madura, de vários anos, a queda é considerada normal. Entretanto, a Petrobras está buscando recuperar a produção na área, com um projeto iniciado em março de 2014, que prevê a perfuração de 72 novos poços no campo. Além de elevar a produção e o fator de recuperação, a petrolífera pretende agregar reservas com essas novas perfurações. O volume de petróleo recuperado na Fazenda Belém voltou a crescer em outubro de 2014 e, de janeiro até novembro também de 2014, já acumulava incremento de 4,9% sobre o mesmo período de 2013. (Fonte: Redepetro RN)

1.2. Localização

A Bacia Potiguar está localizada na quase totalidade do estado do Rio Grande do Norte e em uma pequena porção no estado do Ceará. Sua área é de aproximadamente 119.000 km², sendo cerca de 32.200 km² na área emersa e 86.100 km² na parte submersa correspondente a plataforma e talude continental. (Fonte: ANP) O limite oeste é representado pelo Alto de Fortaleza e a sul e sudeste por rochas do embasamento cristalino. Ao norte, nordeste e leste, atribuem-se como limite da bacia cota batimétrica de 2.000 metros (Figura 04).

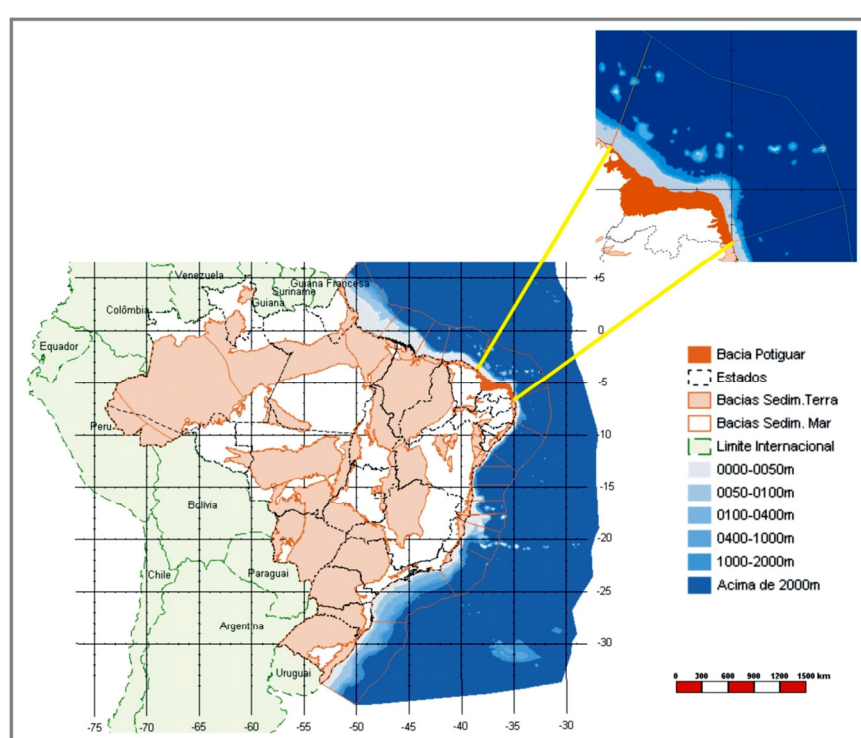


Figura 04 – Mapa do Brasil com as bacias sedimentares e destaque para a Bacia Potiguar (GeoMedia).

A Bacia Potiguar é a mais oriental das bacias da margem equatorial brasileira, estando geneticamente relacionada a uma série de bacias neocomianas marginais que compõem o Sistema de Rifts do Nordeste Brasileiro. Este sistema, análogo ao atual *rift-valley* do leste africano, compreende outras bacias, além desta em questão, e uma série de pequenos grabens preenchidos por sedimentos da mesma idade. (Matos, 1987).

A cidade de Apodi ocupa uma área de 1.602 km² a área de estudo situa-se a norte da cidade de Apodi. Geograficamente, com área estimada em 4.095 km², a Chapada do Apodi é a única elevação de terreno existente no município e chega a atingir 151

metros, situando-se no limite entre os estados do Rio Grande do Norte e Ceará e é sustentada pelos calcários da Formação Jandaíra. Trata-se de uma superfície suavemente ondulada, erodida durante o Plioceno, sobre uma sequência sedimentar que mergulha em direção ao oceano. A Chapada do Apodi encontra-se limitada à oeste e ao sul por uma cuesta nítida que se desenvolve desde a Serra Dantas, no extremo noroeste, atingindo-se para sul ao longo da planície aluvial do rio Jaguaribe e desviando para leste até as imediações de Apodi. Para leste, esta cuesta encontra-se cada vez mais aplainada, tornando-se completamente obliterada na faixa oriental do vale do rio Açu. Embora sendo devastada apresente solos férteis, completando com o calcário as ocorrências minerais de Apodi. O relevo possui vales abertos, de direção principal NNE-SSW, correspondendo a lineamentos estruturais do embasamento cristalino (vales do rio Apodi-Mossoró) e vales de menor expressão, com orientação aproximada N-S que cruzam estruturas regionais de maneira transversal.

1.3 – Domínio Estrutural e Geotectônico

1.3.1 Evolução Tectônica da Província Borborema

A história geológica da Província Borborema resume-se ao desenvolvimento de uma área de terrenos de diversas litologias amalgamados entre aproximadamente 2,38 e 1,98, durante do Sideriano, Riaciniano e Orosiriano Inferior do Paleoproterozóico separados por falhas e lineamentos encontrados entre os cratons West-Africano, Amazônico e São Francisco-Congo (Mabessone, 2002).

As bacias sedimentares das margens ativas formadas na junção da área da Borborema com os cratons são fossas oceânicas com diversas bacias na zona de subducção, das quais resultaram as sequências metassedimentares das faixas móveis Médio Coreaú, Araguaia, Rio Preto-Riacho do Pontal e Sergipana.

Na fase pós-amalgamação (fim do Paleoproterozóico – Orosiriano Superior) desenvolveram-se, dentro da própria província, bacias intracontinentais durante quatro episódios tectônicos (Estateriano, Calymmiano, Ectasiano e Esteniano) e ocorreu também a consolidação das bacias sedimentares desenvolvidas nas margens ativas durante a junção continental.

O Neoproterozóico foi uma época de grande atividade tectônica com a desarticulação do Supercontinente Atlântica e posterior formação de outro supercontinente (Figura 5), ocasionado por dois ciclos orogenéticos (Cariris Velhos e Brasileiro) que afetaram profundamente a Província Borborema, tanto nas bacias marginais, como nas bacias intracontinentais. A atividade tectônica aumentou no Cryogeniano Superior e Vendiano pelo ciclo Brasileiro que afetou quase toda a província, retrabalhando a maior parte das suas sequências litológicas.

Com a atenuação do tectonismo Brasileiro a província passou por uma fase de transição com condições pós-orogenéticas onde se formaram riftes e depósitos molássicos.

A reativação Wealdeniana relaciona-se com a Alpina, que terminou na desagregação do continente Gondwana e individualizou a Província Borborema dentro do território brasileiro. As bacias das faixas marginais receberam sedimentação continental e uma nova faixa marginal (de margem passiva) com bacias de crosta transicional e oceânica desenvolveu-se na margem do Oceano Atlântico em plena abertura. Para o interior a situação continuou com apenas bacias intracontinentais implantada ou não sobre as antigas bacias.

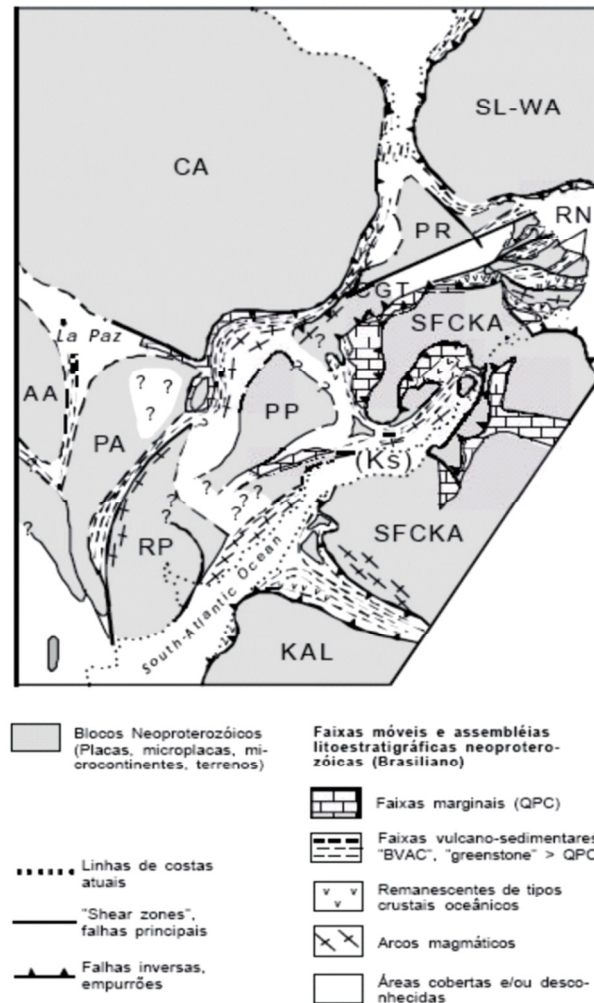


Figura 05 - Mapa esquemático da paleogeografia final do Gondwana Ocidental. Os descendentes neoproterozóicos de Rodínia (em cinza) e as principais faixas móveis resultantes da colagem Brasiliano Panafricana (BPA). Como mostrado, a área enfocada é o resultado da interação das placas/blocos CA (Craton Amazônico), SL-WA (São Luís-África Ocidental), PR (Parnaíba), SFCKA (São Francisco-Congo-Kasai-Angola) e outros blocos menores da Borborema. Observação: RN = Rio Grande do Norte; PP = Paranapanema; RP = Rio de La Plata; CGT = Terreno Central de Goiás-Tocantins; Ks = Cretáceo Superior.

1.3.2 A Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar está classificada como uma bacia de margem passiva. Sua estrutura é de um monoclinal com mergulhos suaves variando em torno 2°, em direção à costa. Interpretações baseadas em dados de poços denunciam indícios de falhamentos. Mergulhos anômalos do rio Apodi, no trecho compreendido entre Governador Rosado e Mossoró, bem como indícios de falhas ao norte de Ipanguaçu, sugerem perturbações tectônicas na bacia. (Schobbenhaus, 1984).

Esta bacia ocupa aproximadamente 119.300 km², no extremo leste da margem equatorial brasileira, entre os meridianos de 35° e 38° oeste. Seu limite noroeste é o Alto de Fortaleza, com a Bacia do Ceará, e o limite leste com o Alto Touros, com a Bacia de Pernambuco-Paraíba. (Araripe *et al.*, 1994).

A Bacia Potiguar desenvolveu-se sobre um substrato de rochas pré-cambrianas pertencentes à Província Borborema, cujos trends estruturais apresentam direção principal NE, além de um importante sistema de zonas de cisalhamento E-W e NE-SW (Almeida, F. M. & Hasui, Y, 1984).

1.3.3 Arcabouço Estrutural

A arquitetura da Bacia Potiguar é composta de três unidades básicas (Figura 06):

❖ Grabens

Relacionados às fases de estiramento crustal durante a fase rifte. Na porção emersa encontram-se os grabens do Apodi, Umbuzeiro e Boa Vista (Figuras 06 e 07), com feições lineares e eixos com orientação NE-SW. Os grabens apresentam formas assimétricas, limitadas a sudeste e sudoeste por falhas que ultrapassam 5.000 m de rejeito, e por linhas charneira com falhas normais de pequenos rejeitos (Raja Gabaglia & Milani, 1990).

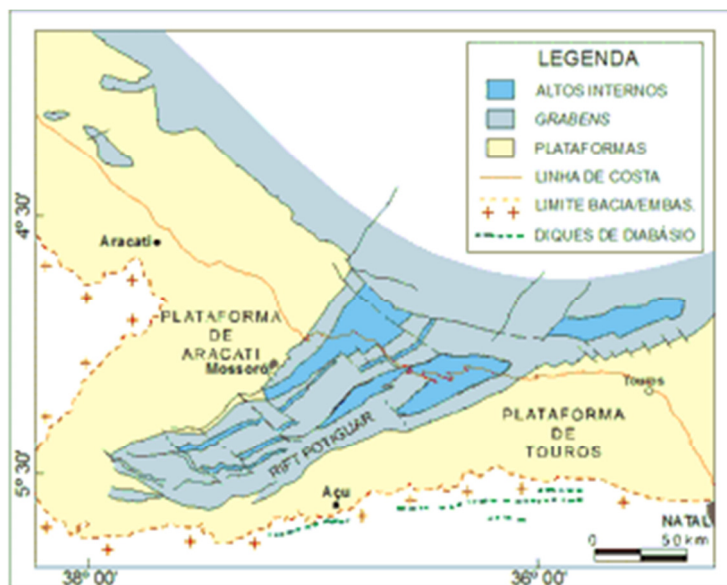


Figura 06 – Arcabouço Tectônico da Bacia Potiguar (www.phoenix.gov.br).

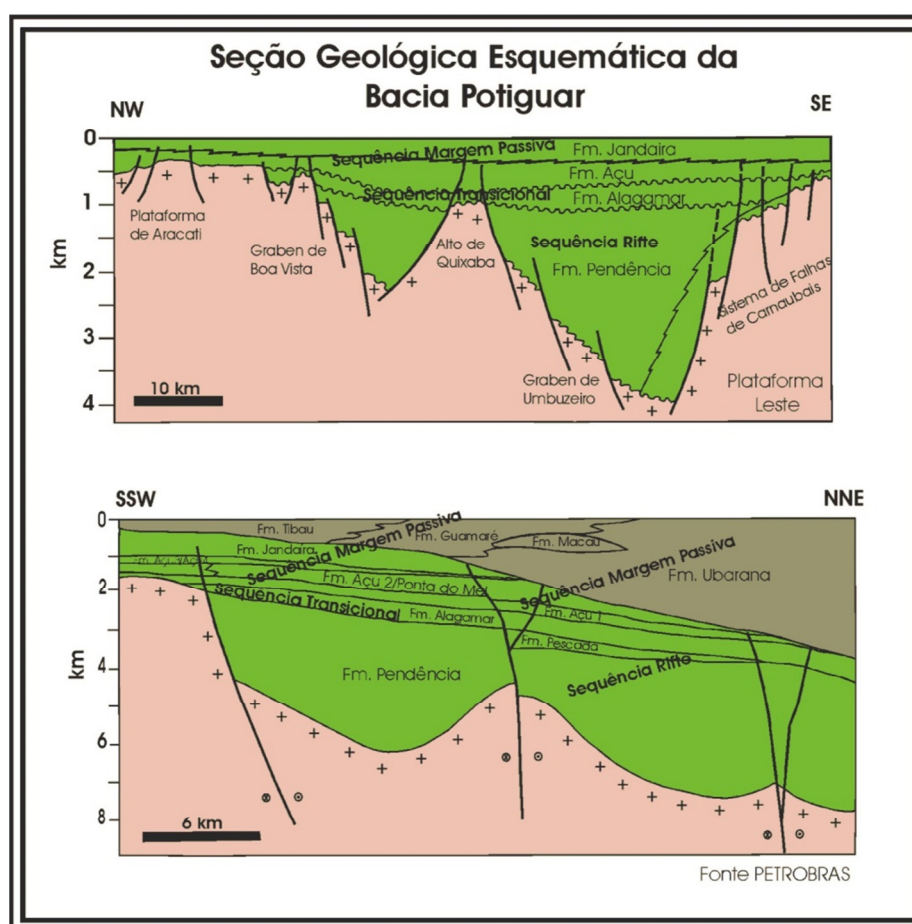


Figura 07 – Seções Geológicas da parte emersa (seção superior) e submersa (seção inferior) da Bacia Potiguar (Fonte: Petrobrás).

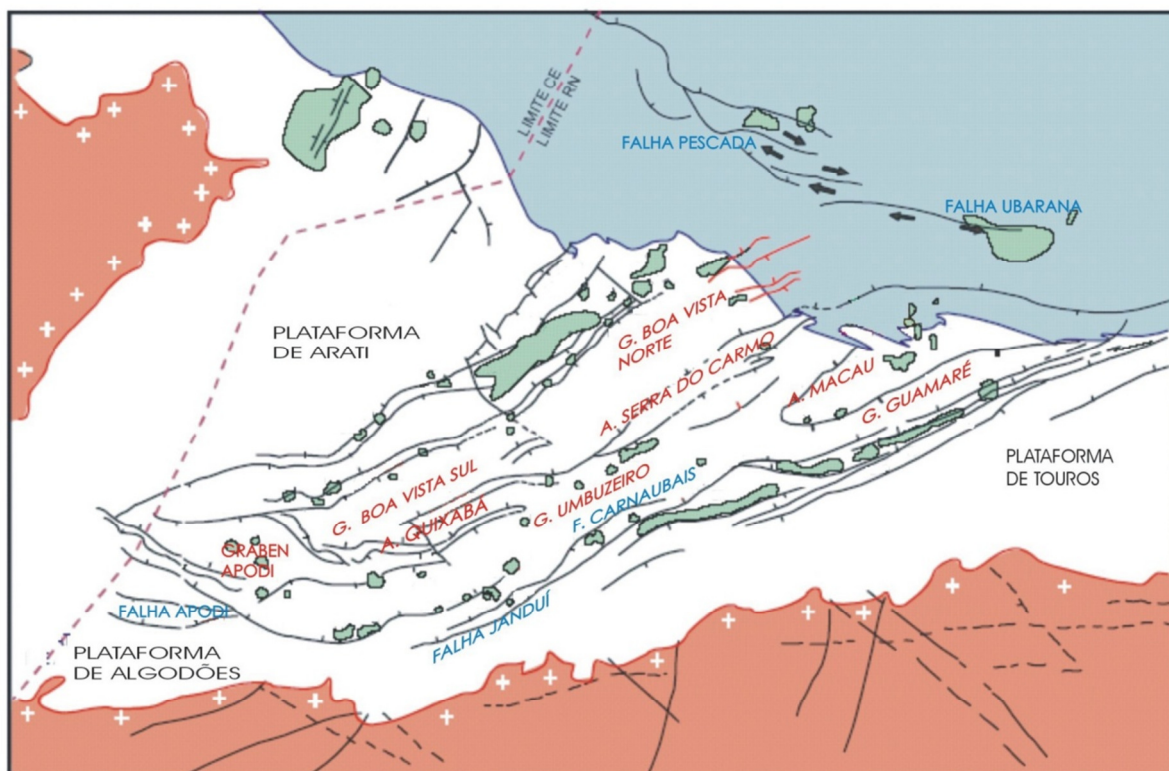


Figura 08 - Sistema de Riftes da Bacia Potiguar. (Fonte: Petrobrás)

❖ Altos Internos

Também relacionados às fases de estiramento crustal durante a fase rifte. São cristas alongadas do embasamento separando os principais grabens. Compostos por blocos de gnaisses, migmatitos ou xistos limitados por falhas normais, desenvolvidos pela formação dos grabens através de grandes falhas lístricas, com rotação de blocos até que as tensões concentradas na placa flexurada sejam aliviadas através de falhas normais antitéticas. Este mecanismo explica a forma destes altos, limitados por escarpas abruptas de um lado e mergulhando como uma rampa com falhas sintéticas secundária no lado oposto. Os principais altos são os Altos de Quixaba, Serra do Carmo e Macau, subparalelas aos eixos dos grabens adjacentes (Figura 08). Intrusões graníticas pré-cambrianas podem também constituir altos internos formados por erosão diferencial. Normalmente as sequências do Cretáceo Inferior estão ausentes sobre os altos internos devido à erosão ou não deposição. (Raja Gabaglia & Milani, 1990).

❖ **Plataforma do Embasamento**

Relacionada a fase de deriva continental. O embasamento é pouco afetado por falhas que apresentam rejeitos de dezenas a centenas de metros e mergulha gradualmente, desde os afloramentos a sul, até cerca de 1.500m de profundidade junto às bordas dos grabens da parte submersa. São normalmente recobertas por sedimentos do Aptiano e Cretáceo Superior na porção emersa, e também por sequências Terciárias na porção submersa. (Raja Gabaglia & Milani, 1990).

Superpostas a estas feições tectônicas pode-se observar falhas de direção aproximada E-W, cortando e deslocando os lineamentos e altos internos orientados na direção SW-NE. Estas falhas E-W apresentam rejeitos significativos, e frequentemente exibem feições típicas de transcorrência como estrutura em flor negativa. (Raja Gabaglia & Milani, 1990).

1.3.4 *Evolução Tectono-Sedimentar*

A história tectônica da bacia teve início no Jurássico e pode ser dividida em três fases distintas, identificadas por Bertani *et al.* (1990), como rifte, transicional e deriva continental (drift). O preenchimento sedimentar (Figura 09) da bacia durante cada uma destas fases tectônicas foi caracterizado, respectivamente, pela deposição das megassequências continental compreendendo as formações Pendência e Pescada; a fase transicional constituída pela Formação Alagamar; e a fase marinha constituída pelas sequências transgressivas (formações Açu, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra) e regressiva (formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras) (Araripe, P. T. & Feijó, F. 1995).

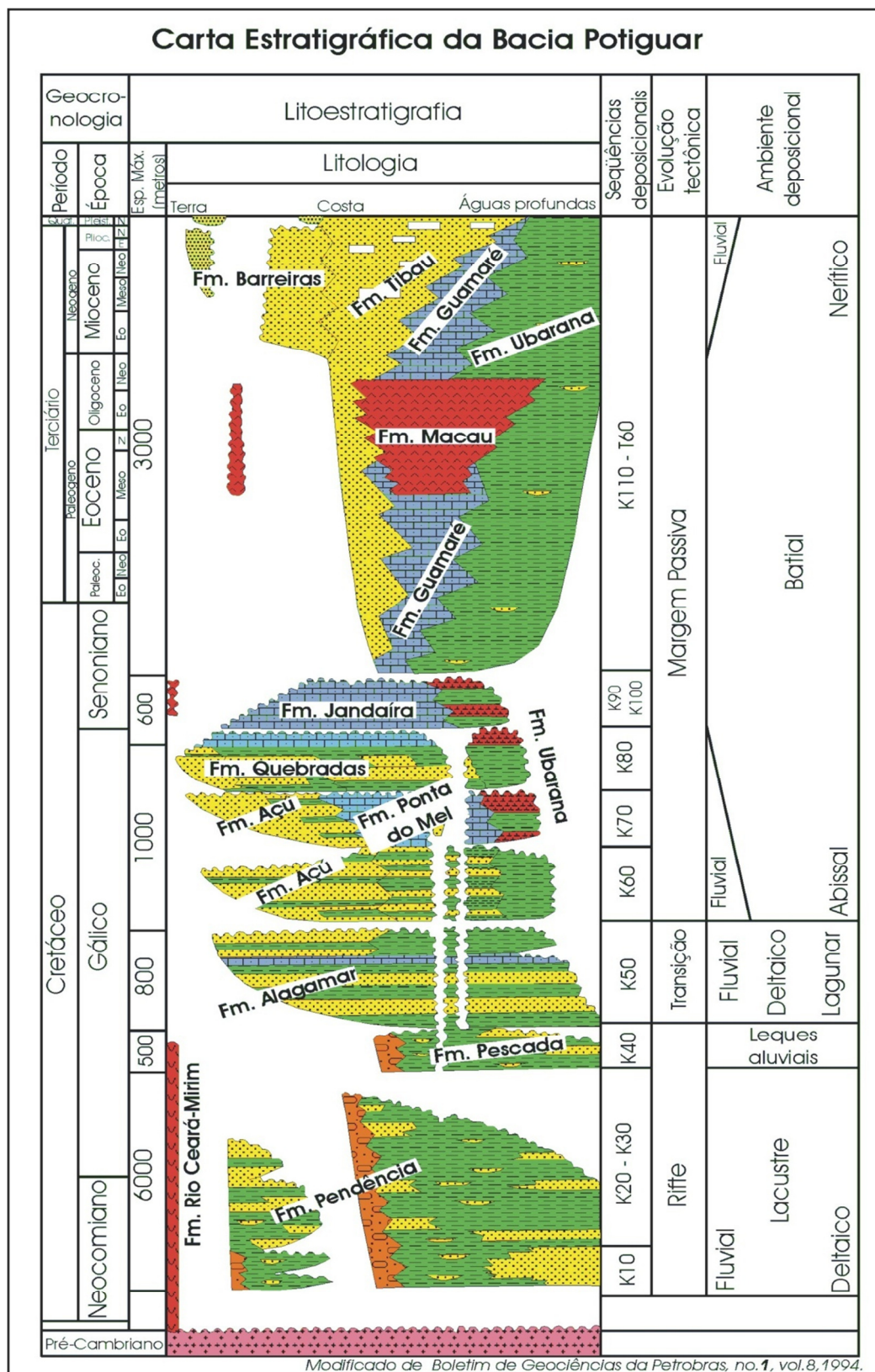


Figura 09 - Carta estratigráfica da Bacia Potiguar (Boletim de Geociências da Petrobrás, n°1, vol.8, 1994).

Estágio Rifte (Neocomiano-Eoaptiano)

Caracterizado por um regime tectônico rúptil distensivo, com afinamento crustal e formação de grabens assimétricos controlados por grandes falhas normais e de transferência, ativas durante o Neocomiano na parte emersa e até o Eoaptiano na porção submersa, formam-se também os principais grabens assimétricos, onde se estabeleceram lagos de profundidades moderadas. As calhas tectônicas foram preenchidas por depósitos fluvio-deltáicos e lacustrinos que constituem a *Formação Pendências* (Souza, S. M. 1982). Nas duas sequências mais basais predomina uma sequência lacustre com fluxo gravitacional de arenitos e conglomerados vindos da margem falhada e da margem flexural, alimentados por sistemas fan-deltáicos e de leques aluviais. Já nas duas sequências mais superiores, a sedimentação é predominantemente flúvio-deltáica, ficando a sedimentação lacustrina reduzida a locais isolados na bacia (Della Fávera, J. C *et al.*, 1994). Esse preenchimento sedimentar é caracterizado por um regime tectônico com altas taxas de subsidência e extensão litosférica.

❖ *Estágio Transicional (Neoaptiano-Eoalbiano)*

Marcado por um regime tectônico de relativa quietude, caracterizado por subsidência termal devido o início do processo de resfriamento da litosfera distendida e aquecida na fase rifte. Durante este estágio foram depositados os sedimentos da *Formação Alagamar*, no Neoaptiano, depositados em ambientes flúvio-deltaico (*Membro Upanema*) e transicional (*Membro Galinhos*) separados por um intervalo de rochas de um sistema lagunar constituído de folhelhos pretos e calcilutitos ostracoidais (*Camadas Ponta do Tubarão*) (Vasconcelos, 1995 *apud* Neto O.C., 2003).

❖ *Estágio de Deriva (Albiano-Holoceno)*

O regime tectônico controlador desta fase é o de subsidência termal e compensação isostática (Chang, 1992 *apud* Neto O.C., 2003). Corresponde a fase de deriva continental, e sob influência de mar aberto, com deposição de duas sequências sedimentares. Uma unidade transgressiva albiana a turoniana se inicia com a deposição da sequência fluvio-deltáica representada pelos sedimentos siliciclásticos das *formações Açu* (proximal) e *Quebradas* (distal), bem como o desenvolvimento mais restrito de uma plataforma carbonática albiana denominada *Formação Ponta do Mel*. Na passagem

do Cenomaniano para o Turoniano ocorre o afogamento dos sistemas fluviais da Formação Açu e a implantação de uma plataforma carbonática denominada *Formação Jandaíra*, cujos sedimentos mais novos apresentam idades mesocampaniana. A deposição da sequência fluvio-marinha regressiva tem início após um evento erosivo no Neocampaniano. O registro sedimentar é constituído por sistemas de leques costeiros, plataforma e talude, depositado entre o Neocampaniano e o Recente, e representados, respectivamente, pelo Grupo Barreiras e formações Tibau, Guamaré e Ubarana (Soares *et al*, 1990).

1.4 Magmatismo

Na Bacia Potiguar se fizeram presentes três episódios vulcânicos (Figura 6) datados pelo método K/Ar e individualizados em três formações:

Formação Rio Ceará-Mirim – presente na borda da bacia na forma de diques de diabásio toleítico orientados em direção E-W no embasamento adjacente à borda sul, relacionado a gênese do rifte neocomiano na bacia, ocorrendo em dois pulsos principais, entre 120 e 145 Ma, é o evento mais antigo (Juro-cretáceo) (Soares *et al* 1990).

Formação Serra do Cuó – ocorre na serra do mesmo nome na borda sul da bacia (Lima Neto, 1985). São afloramentos de soleiras de diabásio com tendência alcalina, com idades de 85 a 90 Ma.

Formação Macau – derrames de olivina basalto intercalados tanto com as rochas sedimentares das formações Tibau, Guamaré e Ubarana quanto no embasamento adjacente à bacia, sendo datados no Eoceno/Oligoceno. Idades entre 25 e 45 Ma. (Oliveira D. C., 1998).

1.5 Geologia Local

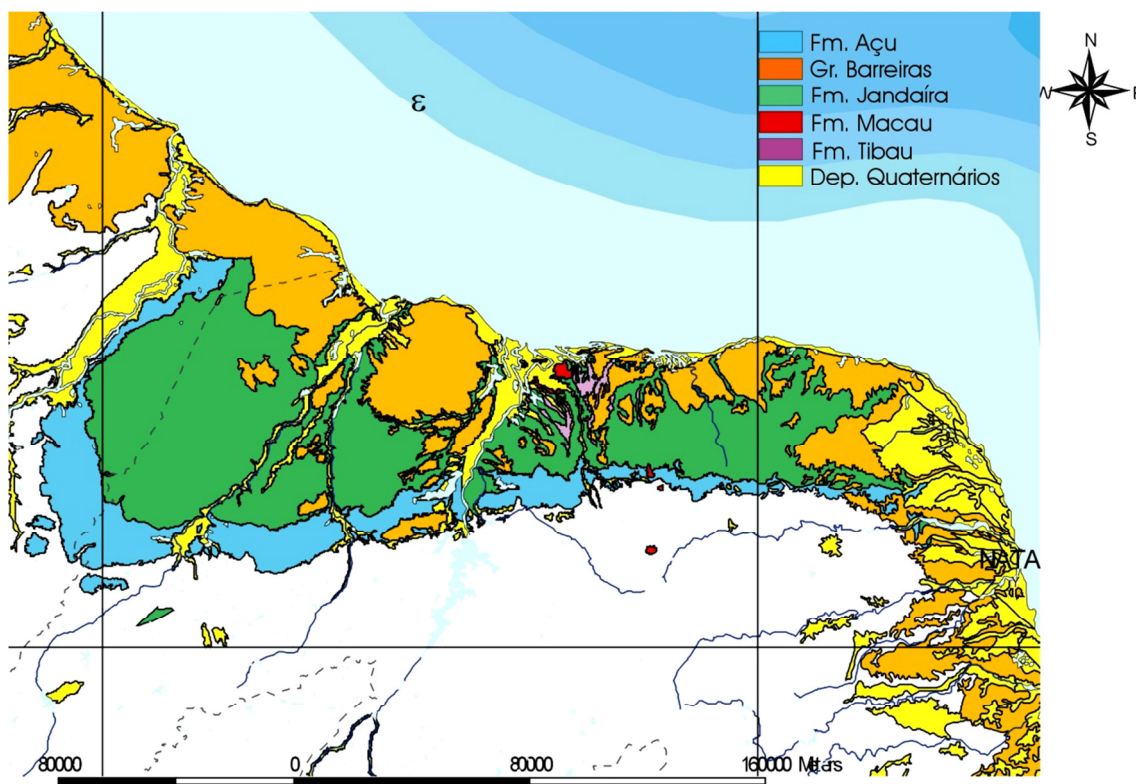


Figura 10 – Mapa geológico da Bacia Potiguar. Embasamento na parte branca (Site: BDEP).

A geologia da área de Apodi é constituída predominantemente de rochas da Formação Jandaíra e da Formação Açu do Cretáceo, os sedimentos constituídos de dunas, aluviões, areias e argilas do Quaternário (Figura 10) e embasamento cristalino na borda sul. As falhas têm direção predominantemente ENE, embora algumas tenham orientação NNW e WNW.

A *Formação Açu*, de idade cretácea, aflora numa faixa que circunda a Bacia Potiguar, entre as rochas do embasamento e os sedimentos da Formação Jandaíra, sendo recoberta em algumas áreas pelos aluviões dos rios Jaguaribe, Apodi, do Carmo, Piranhas e Cabugi. Na porção onde aflora, a Formação Açu apresenta uma espessura média de cerca de 100 metros, sendo composto por rochas siliciclásticas de ambiente fluvial a costeiro de idade Albiana. É caracterizada por sedimentos clásticos em camadas relativamente espessas e de granulometria muito fina a conglomerática. É subdividida em dois membros sendo o superior de composição pelito-psamítica, onde se situam os

reservatórios de hidrocarbonetos e o inferior essencialmente psamítico. A Formação Açu assenta-se discordantemente sobre as rochas do embasamento cristalino, sendo que seu contato com a Formação Jandaíra se dá de forma gradacional.

A *Formação Jandaíra* ocorre em todo domínio da Bacia Potiguar. Apresenta exposição na parte norte da área de estudo apresentando uma ampla superfície erosional que forma chapadas e sendo recoberta de maneira descontínua por depósitos aluvionares. Caracteriza-se por carbonatos marinhos de águas rasas e agitadas de idade Turoniana a Santoniana. A deposição da Formação Jandaíra em sua porção emersa da bacia se deu em ambiente de plataforma interna, sob condições de supermaré, acompanhada de subsidência gradual, em período de relativa aquiescência tectônica. Na porção a oeste do rio Açu predomina, em superfície, o caráter calcífero dos calcários dessa formação ao passo que a leste predomina dolomitos. Cresce também em direção a leste a participação de clásticos finos nos sedimentos carbonáticos. Os sedimentos carbonatados da Formação Jandaíra são concordantes com os folhelhos e siltitos da Formação Açu Superior, sendo o contato gradativo.

As rochas do *embasamento cristalino* pré-cambriano, que afloram na área, fazem parte dos Granitóides Brasileiros. Constituem rochas gnáissico-migmatíticas, sendo que também foram encontrados afloramentos de plútons granitóides.

Para a estrutura regional da área de estudo algumas das inúmeras linhas sísmicas disponíveis para estudo são exemplificadas a seguir. São linhas sísmicas da ANP/BDEP e coletadas pela Petrobrás. As linhas estão localizadas ao Norte da Cidade de Apodi, na borda Sul da Bacia Potiguar. Para auxiliar na interpretação foram utilizados, nessas linhas sísmicas, 3 poços (1-RAL-0002, 1-LO-0001 e 1-CRZ-0001). Esses poços foram utilizados com as linhas sísmicas para auxiliar na interpretação das unidades estratigráficas.

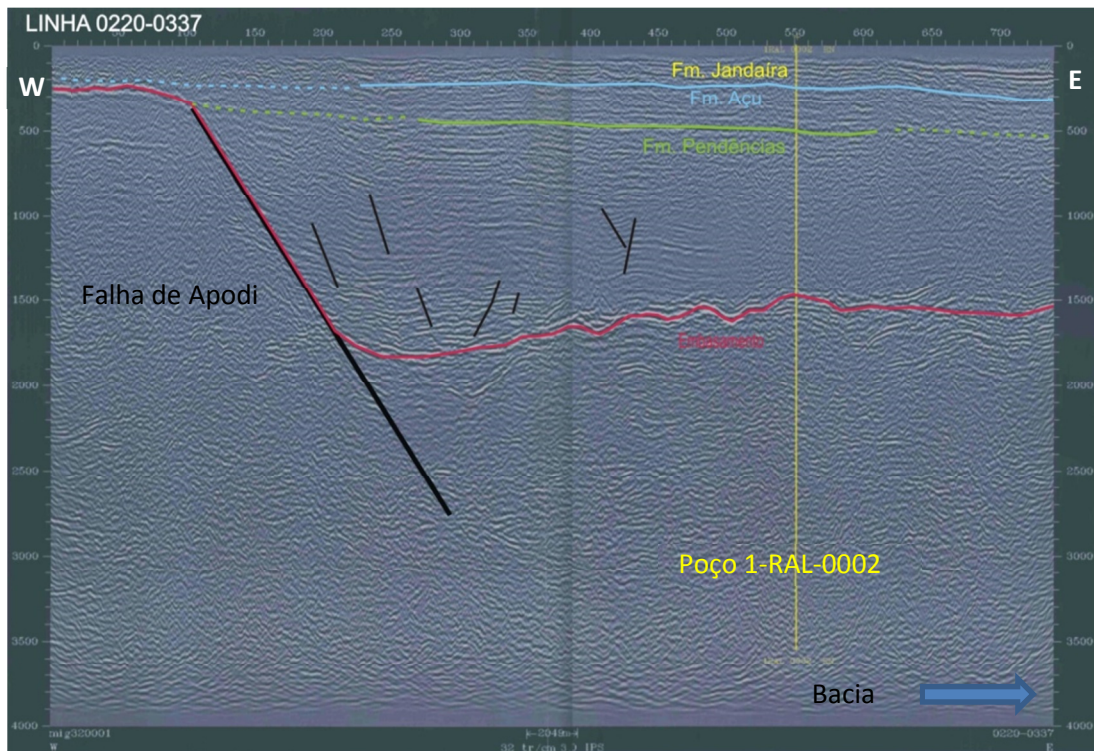


Figura 11 – Linha sísmica 0220-0337 com os principais horizontes interpretados. Direção W-E. Presença de falhas normais com formação de grabens, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia. Marcada pela Falha de Apodi que mergulha em direção Leste. Observa-se a Formação Jandaíra (carbonatos), Formação Açú (areias) e Formação Pendências (intercalações de areias e folhelhos). Poço 1-RAL-0002 de profundidade 3047 metros.

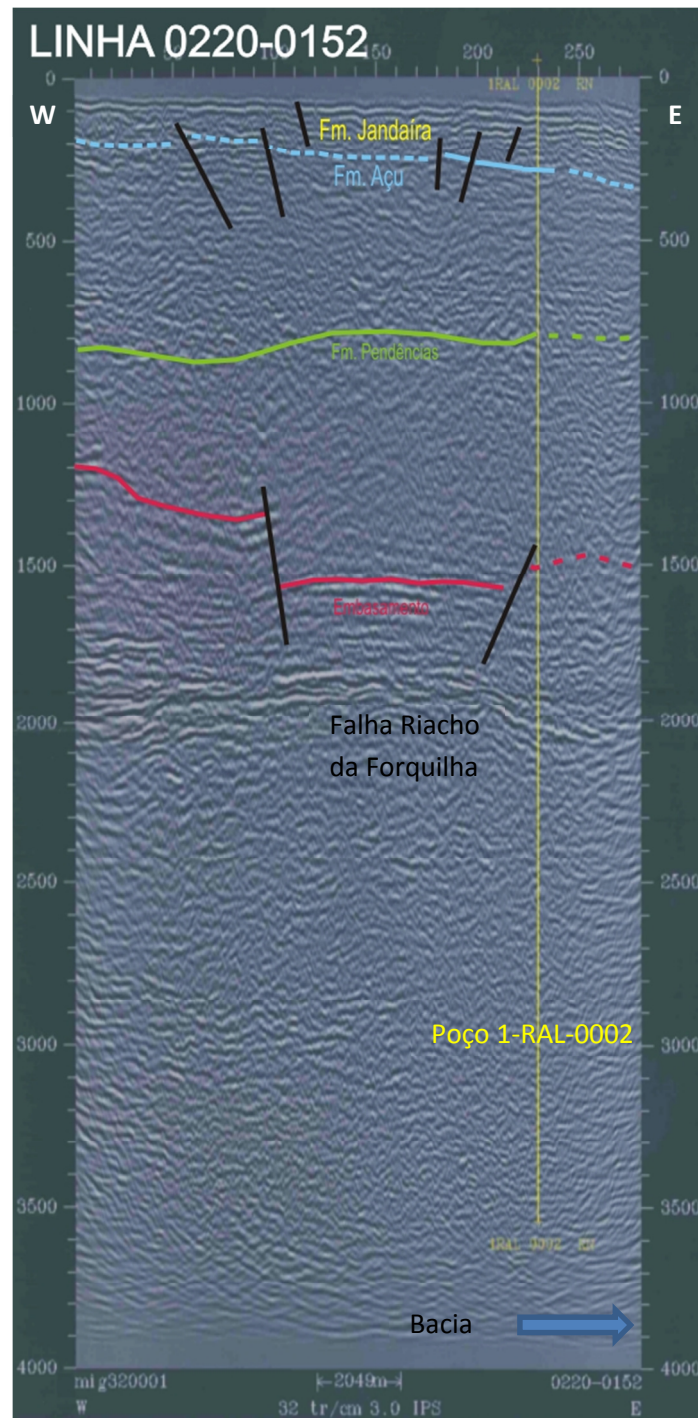


Figura 12 – Linha sísmica 0220-0152 com os principais horizontes interpretados. Direção W-E. Presença de falhas normais com formação de grabens, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia. Marcada pela Falha Riacho da Forquilha que mergulha em direção a Leste. Observa-se a Formações Jandaíra (carbonatos), Formação Açu (areias) e Formação Pendências (Intercalação de areias e folhelhos). Poço 1-RAL-0002 de profundidade 3047 metros.

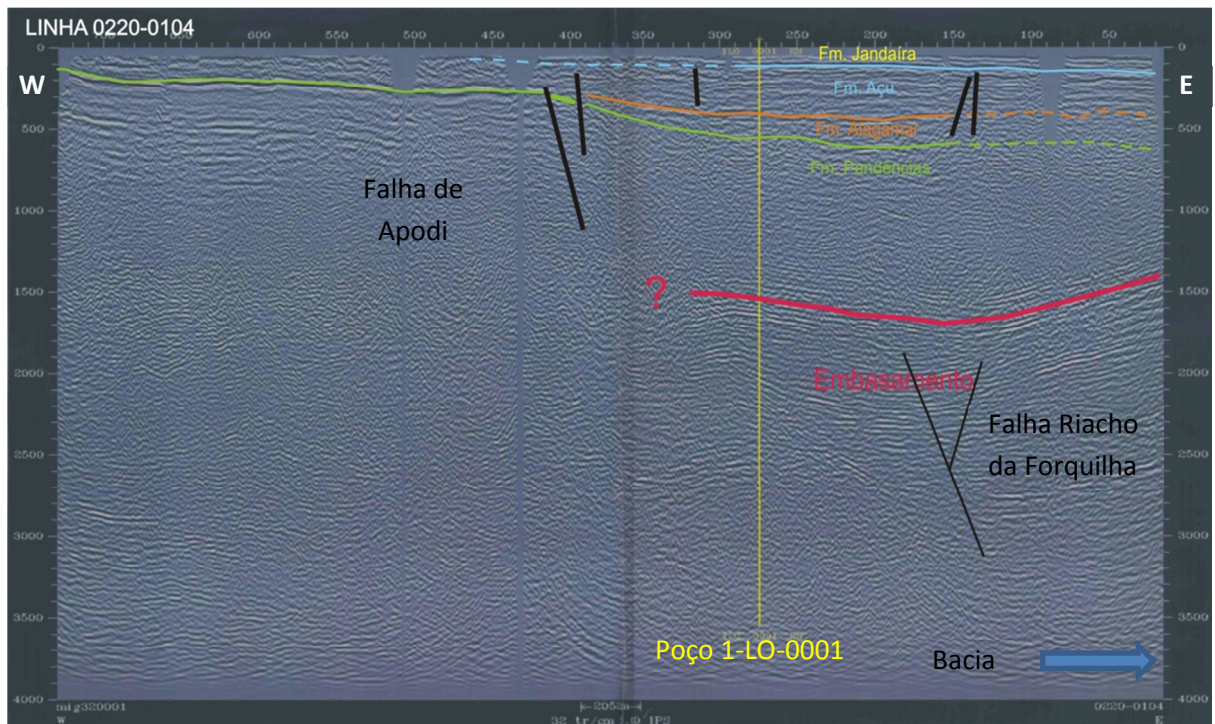


Figura 13 – Linha sísmica 0072-0104 com os principais horizontes interpretados. Direção W-E. Presença de falhas normais com formação de grabens e falhas listricas, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia. Marcada pela Falha de Apodi e Falha Riacho da Forquilha que mergulham em direção a Leste. Observa-se a Formação Jandaíra (carbonatos), Formação Açú (areias), Formação Alagamar (intercalação folhelhos e calcilititos) e Formação Pendências (intercalação de areias e folhelhos). Poço 1-LO-0001 de profundidade 3703 metros.

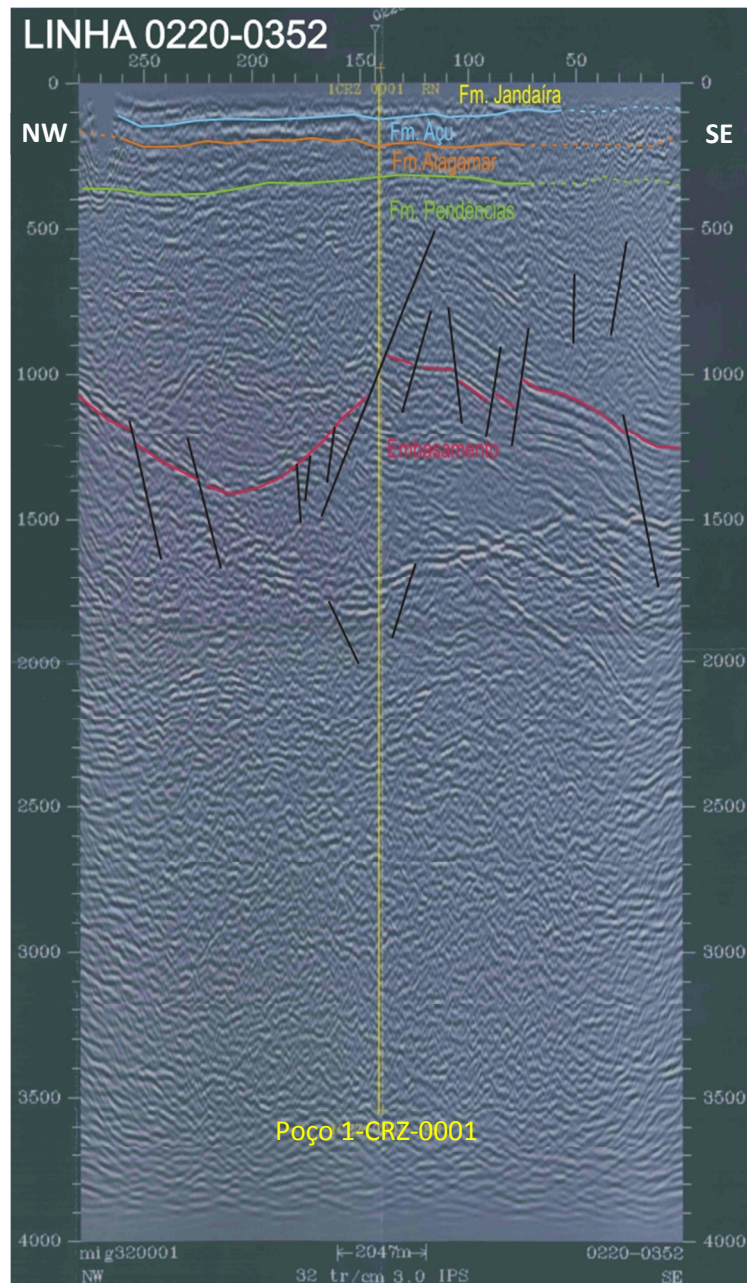


Figura 14 – Linha sísmica 0220-0352 com os principais horizontes interpretados. Direção NW-SE. Presença de falhas normais com formação de grabens, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia que nesse caso está a NE. Marcada por estar entre duas falhas principais, a Falha de Apodi e a Falha Baixa Grande. Observa-se a Formação Jandaíra (carbonatos), a Formação Açú (areias), a Formação Alagamar (intercalação de folhelhos com calcilutitos) e Formação Pendências (intercalação de areias e folhelhos). Poço 1-CRZ-0001 de profundidade 2869 metros.

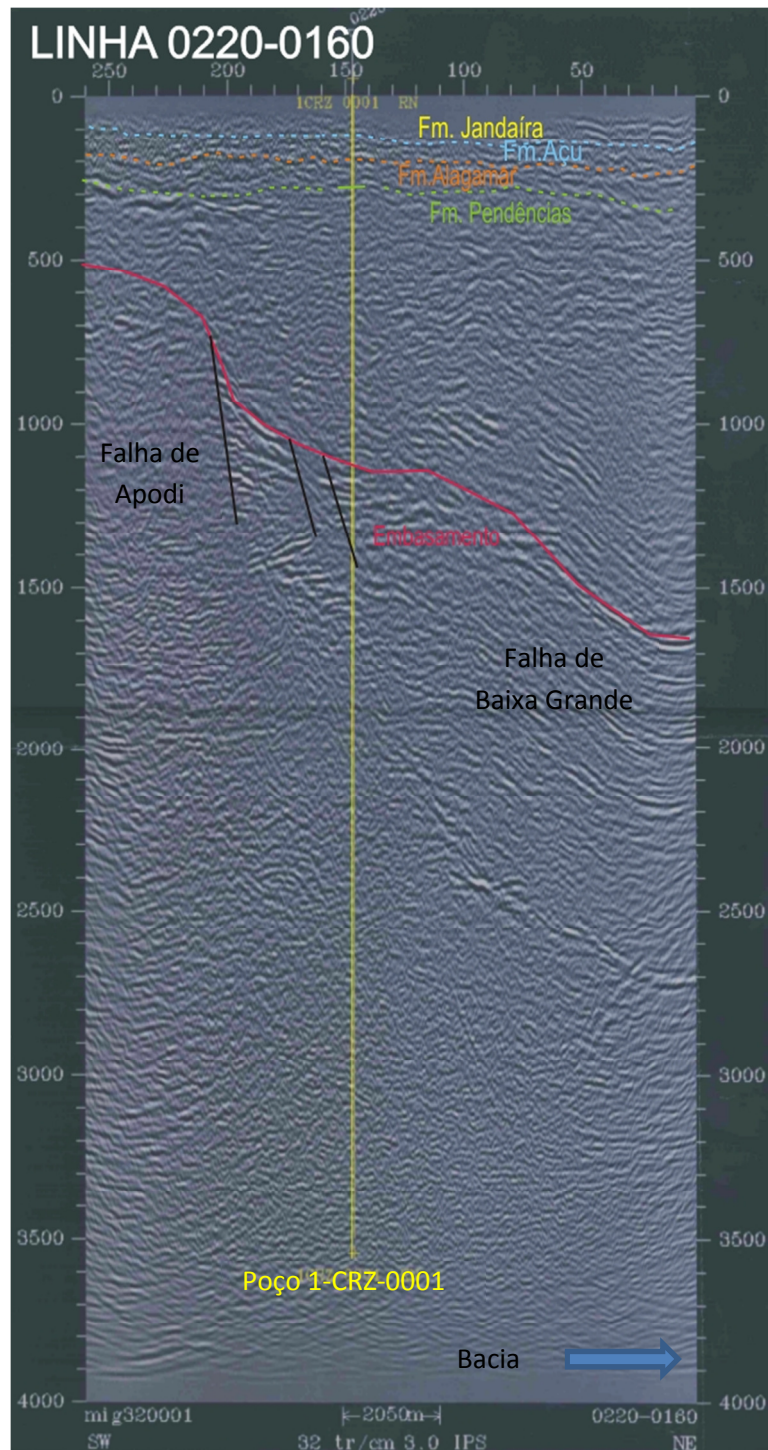


Figura 15 – Linha sísmica 0220-0160 com os principais horizontes interpretados. Direção SW-NE. Presença de falhas normais com formação de grabens, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia. Marcada pela falha de Apodi e Falha Baixa Grande que mergulha em direção a NE. Observa-se a Formação Jandaíra (carbonatos), Formação Açú (areias), Formação Alagamar (intercalação folhelhos e calcilutitos) e Formação Pendências (intercalação de folhelhos com areias) Poço 1-CRZ-0001 de profundidade 2869 metros.

CAPITULO 2

Atributos Sísmicos

2.1 – Breve Histórico

A análise de atributo sísmico começou no final dos anos 1960 e início dos anos 1970. Os trabalhos posteriores da década de 1970 estabeleceu a análise de atributos como uma valiosa ajuda à interpretação. Os atributos iniciais incluíam amplitude, fase, frequência e polaridade. Em pouco tempo, dezenas de novos atributos estavam disponíveis. Em resposta, a análise multi-atributo apareceu em meados da década de 1980 para ajudar na interpretação simultânea de muitos atributos. Atributos multidimensionais, tais como mergulho, azimute, e coerência, foram introduzidos no final dos anos 1980 e 1990, e revigoraram análise atributo. (Barnes A.E., 1990)

A análise do atributo sísmico nasceu com a invenção da gravação digital e a descoberta posterior de pontos brilhantes (bright spots) na década de 1960. Assim, o primeiro atributo sísmico foi a amplitude que, sob diversas formas, continua a ser o atributo mais importante. O sucesso da amplitude como um indicador direto de hidrocarbonetos motivou a busca por outros. Os investigadores logo descobriram a frequência, impulsionado pela idéia de que a atenuação anômala em um sinal sísmico que passava através de um reservatório de gás poderia ser detectada como uma mudança para frequências mais baixas em reflexões debaixo do reservatório. Tal mudança se tornou conhecida como a "sombra de baixa frequência" ("low frequency shadow"). Em busca de tais sombras, A.H. Balch (1971) encontrou o desafio de quantificar e visualizar mudanças de frequência com a cor "ultra-sonografias" ("sonograms"). Seu papel atraiu a atenção por ser o primeiro a publicar, em Geofísica, dados sísmicos em cores. (Barnes A. E., 1990)

O trabalho de Balch foi seguido de perto pelo estudo inovador de Nigel Anstey sobre atributos sísmicos no início dos anos 1970. Em dois relatórios internos, dos quais alguns exemplares foram feitos devido à grande despesa das parcelas de cores, Anstey descreveu idéias que lançaram a maior parte dos fundamentos para análise de atributo

(Anstey N., 1972, 1973). Seu principal atributo foi uma medida de amplitude, que ele desenvolveu para a análise de ponto brilhante (bright spot). A importância desse atributo é que ele removeu as distorções de reflexão de polaridade e fase de onda das amplitudes sísmicas, tornando claros pontos mais visíveis e, permitindo comparações relativas entre anomalias de amplitude. Embora essa idéia seja comum hoje, foi no seu tempo um grande passo em frente. Ele também introduziu polaridade aparente e mostrou velocidade intervalar, frequência, frequência diferencial, mergulho, e coerência. Anstey era muito cuidadoso para computar seu atributo de frequência em dados não filtrados, mas ele permaneceu cético de que poderia revelar anomalias de atenuação. Sua técnica da cor foi uma grande melhoria sobre aquela mostrada por Balch, mas era demasiado caro para o uso prático. O trabalho de Taner e Sheriff (Taner and Sheriff, 1979) fez sua estréia durante os anos de crise do petróleo, juntamente com estratigrafia sísmica e foi seguido logo pela disponibilidade dos primeiros plotters de cor. Como resultado, foi muito influente e popularizado os atributos sísmicos. (Na verdade, ele introduziu o termo "atributo sísmico"). Embora muitas das idéias sobre atributos, como força de reflexão e polaridade aparente, derivam do trabalho de Anstey, o método Taner e Sheriff empregadas para cálculos de atributos sísmicos era completamente novo. Este método, complexo de análise de traço sísmico, tem provado ser especialmente versátil e adequado.

Estratigrafia sísmica entrou em cena em 1977 com a publicação na AAPG Memoir 26 - a mesma publicação em que a complexa análise de traços sísmicos apareceu pela primeira vez. Peter Vail e seus colegas, que estavam desenvolvendo os princípios da estratigrafia sísmica, souberam do trabalho sobre atributo perseguido por Turhan Taner e outros, e ficaram animados com as possibilidades na ajuda para análise estratigráfica. Mas eles entenderam o valor de atributos sísmicos mais do ponto de vista geológico. Assim eles reconheceram frequência sísmica principalmente como um atributo para quantificar a espessura da camada, e secundariamente como um meio para detectar o conteúdo de fluido, ou atenuação. Eles sabiam exatamente que os "parâmetros de fácies sísmicas" interessavam, e estes incluíam não só amplitude, polaridade e frequência, mas também a continuidade e os padrões de configuração de reflexão. A importância da estratigrafia sísmica atribuída a análise foi dupla: ela deu um brilho inicial de respeitabilidade científica para os atributos sísmicos, e inspirou esforços subsequentes em direção a identificação de facies sísmicas através de atributos. (Barnes A. E., 1990)

A década de 1980 viu uma proliferação de novos atributos e às vezes desenvolvidos empiricamente ou emprestadas da literatura de engenharia. Muitos destes atributos são matematicamente bem definidos e tem significados claros em outras disciplinas, mas os seus significados geológicos ou implicações são obscuras. Na medida em que um atributo pode mostrar padrões significativos nos dados de sísmica que não estavam claros antes, eles têm valor. Mas determinar se esses padrões são verdadeiramente significativos provou ser problemático. Isso impulsionou os esforços para compreender melhor os atributos instantâneos de Fourier médias espectrais, e que, em circunstâncias favoráveis, quantificam propriedades médias da wavelet sísmica (Bodine, 1986; Robertson e Nogami, 1984; Robertson e Fisher, 1988). Análise multi-atributo também foi desenvolvido pela primeira vez sobre o mesmo tempo. Neste método, diversos atributos são de alguma forma combinadas para produzir um novo atributo (Conticini, 1984; Justice et al, 1985) . Embora os significados dos atributos constituintes possam ser obscuros, o significado do atributo resultante pode ter significado, especialmente se calibrado com informação geológica.

Apesar destes esforços, a confusão cresceu o que levou à desilusão e, finalmente, descrédito; Lindseth (1982, p. 9.15) observa, "... exceto para amplitude, eles [atributos sísmicos] nunca se tornar muito popular, nem são usados extensivamente na interpretação. A razão para isso parece residir no fato de que a maioria deles não pode ser ligada diretamente à geologia..." Hatton et al. (1986, p. 25) opina, "... este conceito [análise complexa de traços sísmicos] é um pouco difícil de entender intuitivamente ... Enquanto estas [atributos] funções não fornecer pistas alternativas e, por vezes, valiosos na interpretação de dados sísmicos, Taner et al. (1979), é provavelmente justo dizer que a sua utilização não tem sido tão difundida como poderia ter sido, devido à sua natureza um tanto esotérica. "Yilmaz (1987, p. 484) escreve:" A frequência instantânea pode ter um alto grau de variação, que pode estar relacionada com estratigrafia. No entanto, também podem ser difíceis de interpretar toda essa variação. "Robertson e Fisher (1988) diz:" A combinação de valores significativos e sem sentido é, provavelmente, o principal fator que tem intérpretes frustrados à procura de significado físico nos números reais em seções de atributo".

Mas o final dos anos 1980 foi igualmente marcado pelo desenvolvimento de atributos multidimensionais, tais como o mergulho e azimute (Milkereit, 1987; Scheuer e

Oldenburg, 1988; Dalley et al, 1989), o que levou ao desenvolvimento de atributos de continuidade em 1990 (Bahorich e Farmer, 1995; Luo et al., 1996, Radovich e Oliveros, 1998). Estes novos atributos têm sido tão bem sucedidos que criaram uma vida nova e respeitabilidade na análise global de atributos. Sua popularidade clareou muito a utilidade dos significados e relações geológicas. Isto não foi por acaso. Esses atributos foram projetados especificamente para quantificar padrões sísmicos com conhecimento geológico. Assim, é o conhecimento geológico que impulsiona a definição desses atributos, não a matemática. Isto está em contraste com a forma casual que os atributos foram muitas vezes concebidos no passado, com elaboradas definições matemáticas, deixando o intérprete a supor as implicações geológicas.

Análise multi-atributo, por clustering, redes neurais, ou covariância, tornou-se predominante, motivado em parte pela proliferação contínua de novos atributos. Classificações dos atributos sísmicos têm sido oferecidas para trazer ainda mais para a análise de atributos (Barnes A. E., 1990).

Sangree e Widmier (1977), expressando suas esperanças para o futuro da estratigrafia sísmica, disse: "*... os programas de computador de rotina para modelar, armazenar e mapear uma variedade de dados de fácies sísmicas promete ser útil. Em terceiro lugar, a quantificação dos parâmetros sísmicos... detém vantagens para previsão objectiva de fácies*".

2.2 – Definições

Atributo Sísmico é denominado como toda a informação retirada a partir dos dados sísmicos de modo a permitir, uma melhor visualização e/ou quantificação de características importantes para a identificação e interpretação de estruturas geológicas e reservatórios, Chopra & Marfurt (2007).

Sheriff (1991): “Atributos são grandezas originadas dos dados obtidos da aplicação do método sísmico, e que possam trazer informações confiáveis para caracterização da sub-superfície”.

Os atributos sísmicos são computados através dos traços sísmicos. O modelo teórico do traço sísmico consiste em uma série de refletividades que é uma resposta do impulso de um modelo elástico ou acústico da subsuperfície. Esta série de refletividades convolvida

com a fonte da onda é definida como um traço sísmico. Cada traço sísmico representa a gravação da informação da subsuperfície. Propriedades importantes tais como: transporte de energia, mudança de fase, índice da frequência, atenuação da amplitude, características de frente de onda, dentre outras, fornecem uma informação necessária para distinguir em partes individuais o campo de onda sísmico.

Os dados sísmicos de reflexão podem ser vistos de diferentes aspectos (ou componentes) tais como a energia, a frequência, e a fase. Os atributos do traço sísmico, tais como a intensidade da reflexão, a fase instantânea, a frequência instantânea, etc caracterizam grupos destes componentes sísmicos da forma de onda. Os atributos vistos aqui são agrupados numa única categoria: *Atributos Instantâneos*.

2.3 – Cálculo do Traço Sísmico Complexo

Antes de falarmos dos atributos instantâneos devemos falar sobre o traço sísmico complexo. A análise complexa do traço efetua uma separação natural do ângulo de amplitude e permite a definição de atributos instantâneos. Os atributos sísmicos convencionais são baseados no traço sísmico real. A análise de um evento escolhido em um traço sísmico pode nos fornecer o tempo de deslocamento, porém a variação da amplitude pode ser difícil de determinar ou fornecer cálculos precisos devido a possíveis interferências com wavelets e outros eventos.

Taner *et al.*, (1979) sugere que o traço sísmico convencional pode ser visto como componente real $r(t)$ de um traço complexo $F(t)$. A parte imaginária do traço complexo $g(t)$, denominada quadratura, é obtida por métodos matemáticos pela Transformada de Hilbert, a partir do dado real. Então o traço sísmico complexo ou sinal analítico pode ser definido como:

$$F(t) = r(t) + ig(t) \quad (2.1)$$

Onde $r(t)$ é a parte real (sinal refletido) e $ig(t)$ é a parte imaginária que é a Transformada de Hilbert em $r(t)$ (chamado também de traço da quadratura).

$$Y(t) = r(t) * h(t) \quad (2.2)$$

Onde $h(t)$ representa o operador de Hilbert, de uma maneira simplificada.

Atributos computados através do traço sísmico complexo podem ser subdivididos em Instantâneos (referente a um instante no tempo) e em Wavelet (referente a uma janela de tempo).

2.4 – Amplitude da Quadratura

O traço da quadratura é a parte imaginária do traço sísmico complexo, e pode ser calculado através da Transformada de Hilbert sobre o traço real. O traço real e suas contrapartes da quadratura compartilham do mesmo espectro de amplitude. A quadratura é usada em varias combinações matemáticas para computar outros atributos complexos do traço sísmico tais como fase instantânea e frequência instantânea.

2.5 – Atributos Instantâneos (Pós-Empilhamento)

Os atributos instantâneos são computados diretamente do traço sísmico complexo (analítico). São atributos que representam variações instantâneas de vários parâmetros ao longo do tempo e eixo espacial (Figura 16).

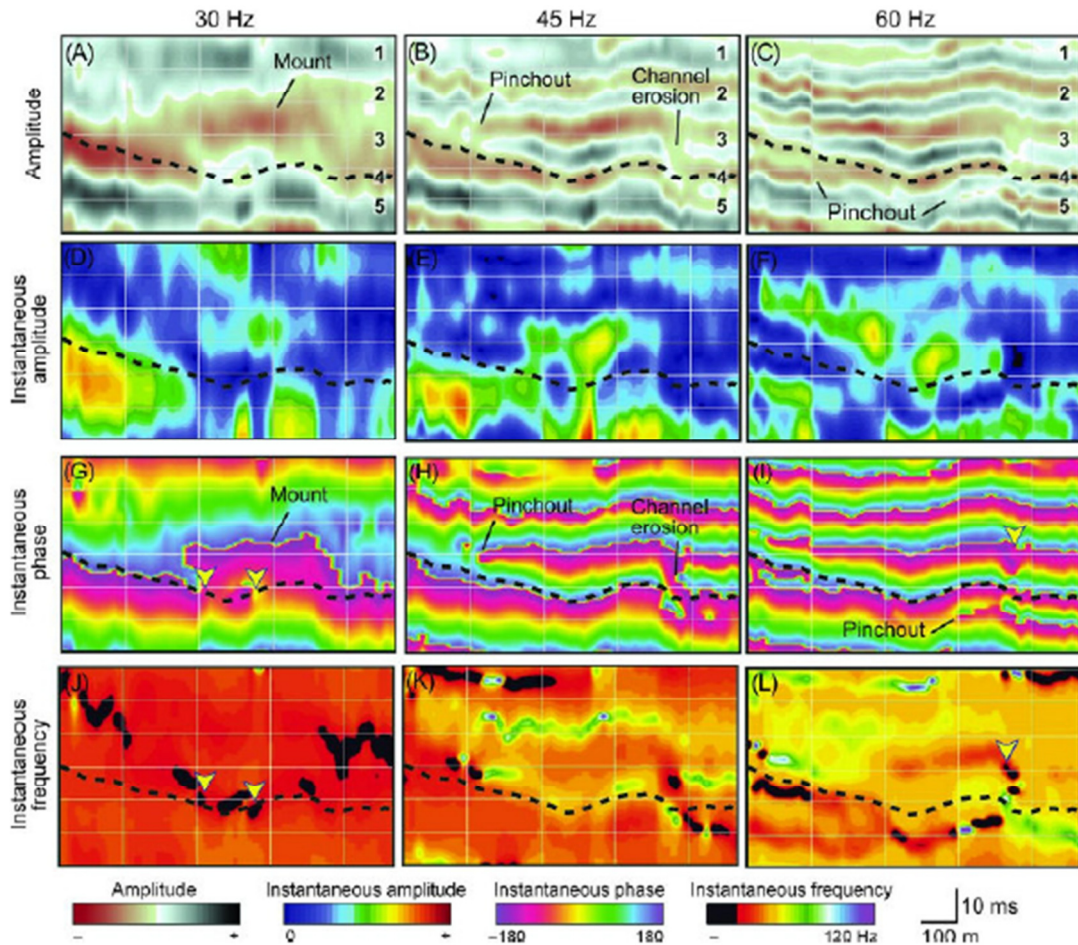


Figura 16: Atributos baseados em representações instantâneas do traço complexo (fase, frequência, amplitude, e derivadas).

Amplitude Instantânea ou do Envelope

A amplitude instantânea às vezes é chamada de amplitude do envelope ou de intensidade da reflexão, sendo definida como a amplitude da energia sísmica total do traço sísmico num instante qualquer que descreve o fluxo de energia na subsuperfície. Simplesmente é a amplitude do traço complexo e é independente do sinal da fase (Taner, 1979). A amplitude do envelope é um atributo físico e pode ser calculado obtendo a raiz quadrada da soma dos quadrados dos componentes reais e imaginários, matematicamente, é definida como:

$$A(t) = \sqrt{r^2(t) + g^2(t)} \quad (2.3)$$

Onde $A(t)$ é a amplitude da energia, $r(t)$ é o traço sísmico real, $g(t)$ é o traço sísmico da quadratura. Esse atributo pode ser usado como um discriminador efetivo para as seguintes características:

- Representa principalmente o contraste de impedância acústica, ou seja, refletividade;
- Limites de sequências sísmicas e mudanças deposicionais abruptas;
- Desconformidades;
- Mudanças principais de litologias;
- Mudanças locais indicadas por falhamentos, entre outros.

Fase Instantânea

O atributo de fase também é um atributo físico e é uma medida da continuidade da propagação da onda nem meio. Em cada descontinuidade a onda sofre uma mudança de fase. A fase instantânea enfatiza a coerência (continuidade/descontinuidade) espacial das reflexões fornecendo um caminho para que os eventos fortes e fracos apareçam como uma força igual. Matematicamente, é definida como:

$$\Phi(t) = \arctan (g(t) / r(t)) \quad (2.4)$$

Onde $\Phi(t)$ é a fase instantânea, $g(t)$ o traço sísmico da quadratura e $r(t)$ o traço sísmico real. Suas aplicabilidades são:

- Bom indicador em continuidades laterais;
- Destituído de informações de amplitude, de forma que todos os eventos aparecem representados;
- Visualização detalhada de elementos estratigráficos;

- Melhor indicador para continuidades laterais;
- Relaciona o componente de fase com a propagação da onda;
- Visualização detalhada das configurações das camadas.

Frequência Instantânea

Considerando que a frequência instantânea é a derivada da fase instantânea em relação ao tempo e independente da fase e da amplitude. Obviamente, o atributo de frequência instantâneo é muito sensível ao conteúdo de frequência dos dados. Pode indicar continuidade de reflexões, ou, em alguns casos de diminuição do conteúdo de frequências, presença de hidrocarbonetos ou fraturas. Para aplicações praticas a formula da diferença é:

$$F(t) = d\phi(t) / dt \quad (2.5)$$

Onde, $\phi(t)$ é o traço instantâneo da fase. Entre seus usos se incluem:

- Indicador de hidrocarbonetos através de anomalias de baixa frequência. Este efeito às vezes é acentuado por sedimentos não consolidados devido ao conteúdo de óleo em seus poros;
- Indicador de zonas de fraturas, desde que as fraturas possam aparecer em zonas de baixas frequências;
- Indicador de espessuras das camadas. Altas frequências indicam interfaces mais finas (menor impedância) como laminas de folhelhos, frequências inferiores são indicativas de geometrias de camadas mais espessas como areias;
- Indicador da razão areia/folhelho.

2.6 – Atributos de Energia

Resumidamente é uma média das amplitudes de trecho-a-trecho (*window of seismic*). Isto proporciona uma medida da refletividade e permite mapear indicadores de hidrocarbonetos ou determinar corpos e zonas com alto contraste de impedância.

Este atributo calcula a soma dos quadrados dos valores da amostra no tempo especificado dividido pelo número de amostras no intervalo. A energia é uma medida de refletividade no intervalo de tempo especificado. (Figuras 17 e 18) Quanto maior for a energia, maior a amplitude. Este atributo melhora as variações laterais de eventos sísmicos e é, por conseguinte, útil para a detecção de objetos sísmicos (por exemplo, detecção de chaminé). A energia de resposta também caracteriza propriedades acusticas das rochas e espessura das camadas.

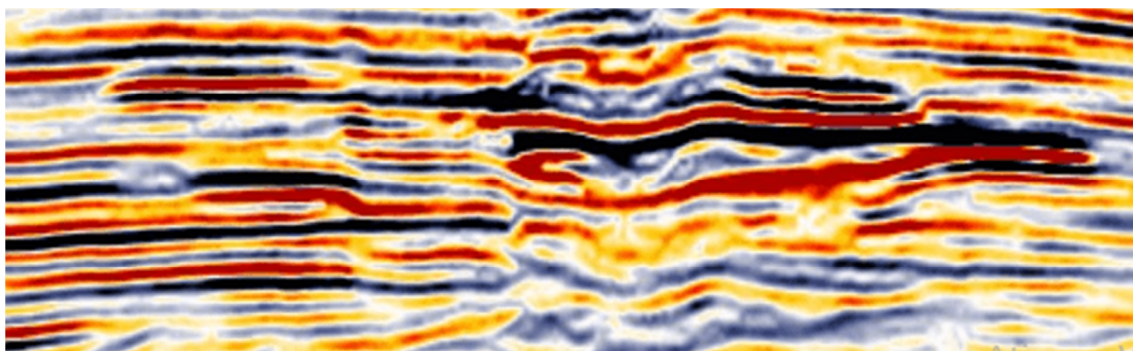


Figura 17: Exemplo de dados sísmicos com valores anormalmente elevados.

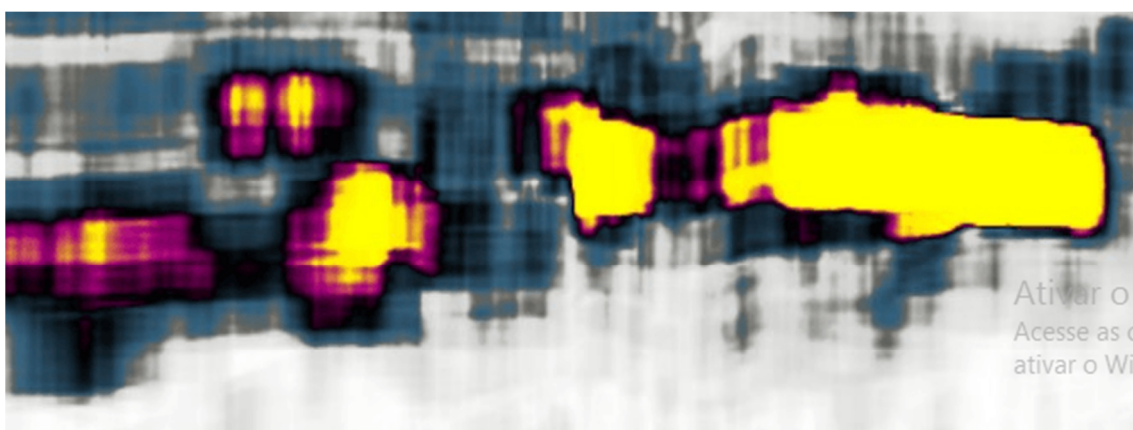


Figura 18: Atributo de Energia (intervalo de tempo [-28,28]) aumenta a valores anormalmente elevados (amarelo).

CAPITULO 3

Dados Utilizados e Metodologia

3.1. Informações Gerais dos Dados Utilizados

As linhas sísmicas utilizadas foram fornecidas pela ANP/Bdep e coletada pela Petrobrás. Duas linhas foram utilizadas para a aplicação de filtros e atributos sísmicos com o objetivo de melhorar o dado e assim conseguir extrair mais informações. As linhas utilizadas foram a 0220-0337 e 0220-0160. As linhas estão localizadas a Sul da Bacia Potiguar, Estado do Rio Grande do Norte ao norte da Cidade de Apodi. Os dados de localização estão referidos ao Datum Aratu para UTM no Meridiano Central -39°. As linhas possuem direção Leste/Oeste e Sudoeste/Nordeste, respectivamente.

O dado sísmico de reflexão 2D da Bacia Potiguar já estava devidamente gravado no formato SEG-Y, sendo assim realizada a importação para o software OpendTect. (Figura 19).

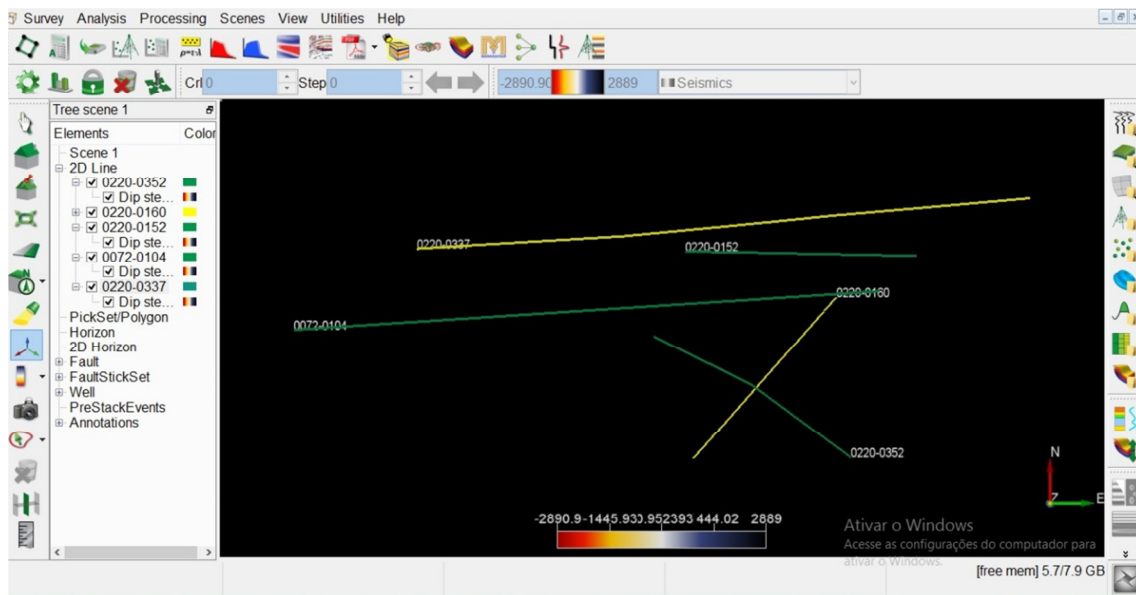


Figura 19: Linhas sísmicas disponíveis para a área de estudo, 5 linhas, sendo selecionadas apenas duas para demonstração do método (linhas amarelas).

As linhas sísmicas são pós-empilhadas, ou seja, linha estaqueada após a análise de velocidade (as velocidades corrigem o NMO – Normal Move-Out) e quando está correta produz um empilhamento perfeito. O dado sísmico de entrada e saída, na maioria das vezes é registrado no formato SEG-Y. Este formato é definido pela Society of Exploration Geophysicist (SEG) e tornou-se o formato padrão mais utilizado na permuta de dados sísmicos nas companhias petrolíferas.

3.2 - Metodologia de Pesquisa

A primeira etapa consistiu da revisão bibliográfica da geologia regional da Bacia Potiguar para entendimento da evolução da Bacia, sendo também uma etapa de aprendizagem do software OpendTect que foi utilizado nas etapas seguintes. Foi criado o Cubo de direção do mergulho (*Dip Steering*) e aplicação de atributos e filtros com o objetivo de ressaltar/evidenciar falhamentos (Figura 20).

O OpendTect é um sistema completo de interpretação sísmica de código aberto (Open Source), criado por DGB Earth Sciences BV, que é liberado sob um regime de licenciamento triplo: Código aberto, Comerciais e Acadêmicas. Com as licenças Comercial e Acadêmica o OpendTect pode ser estendido com plugins com código fechado para funcionalidades adicionais tais como Cubo de Horizontes, Correlação de Poços, Sistema de interpretação estratigráfica, Direção de mergulho, Rede Neural e outros plugins. Combinar atributos, filtros e redes neurais com técnicas de visualização modernas, permitindo que o usuário OpendTect possua a informação e recursos que de outra forma permaneceriam escondidos utilizando métodos convencionais. Processar e interpretar um cubo químico, cubo de falhas, ou qualquer outro cubo geológico para obter informações como topo das formações, sequências de sal, manchas planas (Flat Spots), pontos brilhantes (Bright Spots), anomalias 4D, etc. Esses plugins fornecem enorme funcionalidade adicional para OpendTect e são criados por empresas como: DGB, ArkClis, Earthworks e SITFAL. A licença Open Source, é liberada com seu código fonte. Tais extensões são permitidos somente se OpendTect for executado sob um contrato de licença comercial ou acadêmica. PetrelDirect Link é um plugin com o qual você pode ler dados de projetos entre OpendTect e Petrel. Os dados podem ser lidos de um software para o outro através de links ou diretamente copiado. Qualquer

método dá pleno potencial para a manipulação, interpretação e processamento. (Fonte: <http://dgbes.com/index.php/products>).

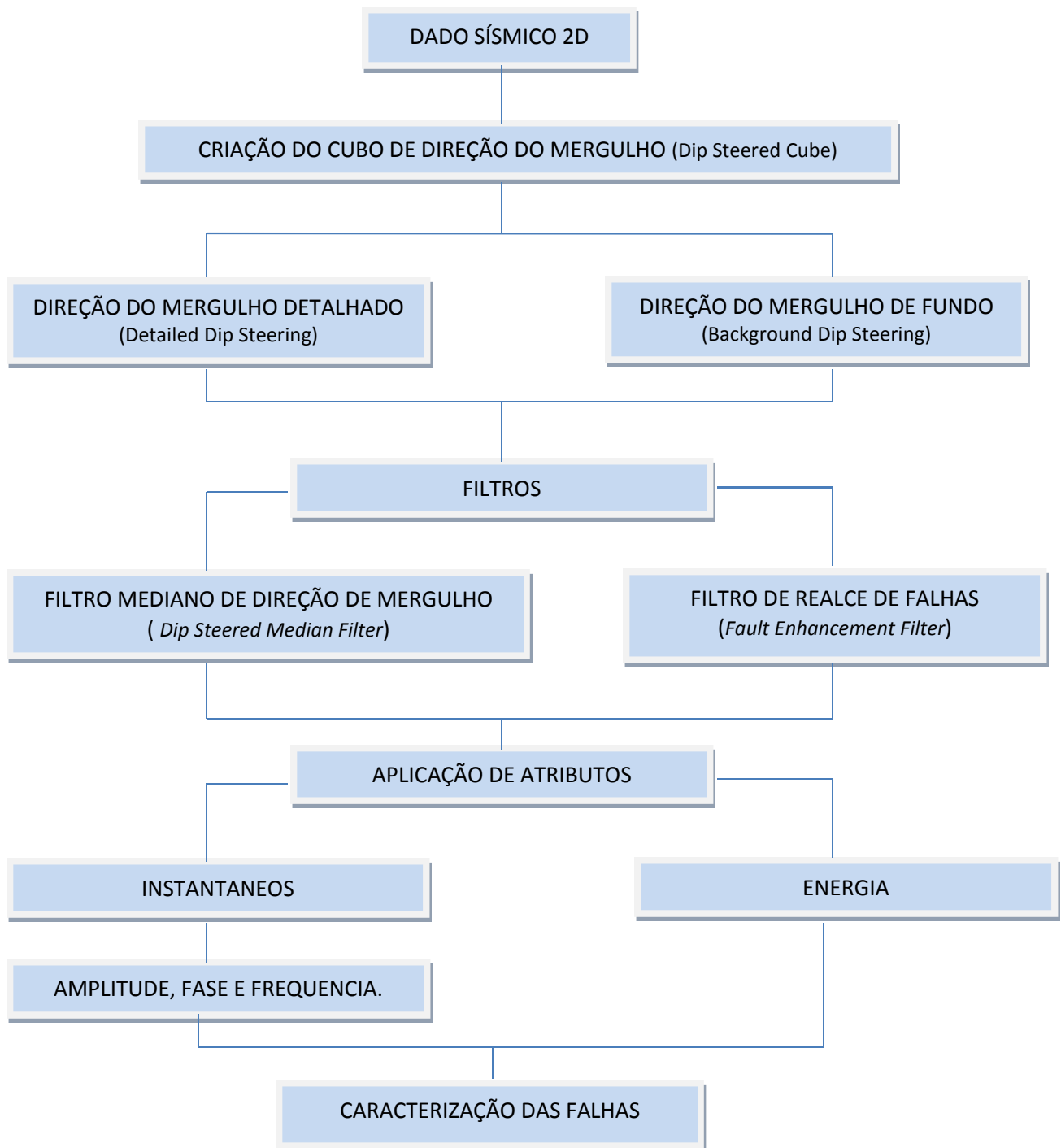


Figura 20 – Fluxograma de Etapas do Trabalho.

A criação do cubo de direção do mergulho (*Dip-Steering*) é o processo de dados sísmicos de rastreamento automático, seguindo o mergulho local pré-calculado e azimute da sísmica. Direção do mergulho é usada para extração de segmentos de traços sísmicos ao longo de refletores para entrada de multi-traços para o cálculo de atributos; De computação de atributos especiais como mergulho polar, azimute, e os atributos de volume de curvatura; Filtrar dados sísmicos (como filtragem de mergulhos direcionais e filtragem estruturalmente orientada); Auto-rastreamento de horizontes cronoestratigráficos na criação de um cubo de horizontes.

Em um cubo 3D essas informações são armazenadas em dois valores (mergulho em linha - *inline* e mergulho da linha cruzada – *crossline*). Em sísmica 2D apenas um valor é armazenado: o mergulho da linha (*inline*). Mergulhos em um cubo de direção são medidos na direção da linha e expressa em nós/m ou mm/m, para os dados de tempo e de profundidade, respectivamente. O cubo de direção (*Steering Cube*) foi desenvolvido por Tingdahl (1999) (Figura 21 e 22).

Dependendo da escala das estruturas a serem realçadas, dois cubos de direção podem ser criados: Um cubo de direção detalhado (*Detailed Steering Cube*), que servirá de entrada para o realce de estruturas de pequena escala quando combinados com atributos sísmicos, e o Cubo de direção de fundo (*Background Steering Cube*) que visa o realce de feições regionais, é uma versão filtrada do cubo de direção detalhada, contém menos ruído e os mergulhos acompanham as tendências estruturais maiores, ele é geralmente utilizado para as operações de filtragem direcional de mergulho. O processo é seguir os refletores sísmicos por rastreamento automático. O Cubo de direção indica em cada posição da amostra o mergulho da direção da linha (para o caso de linhas 2D).

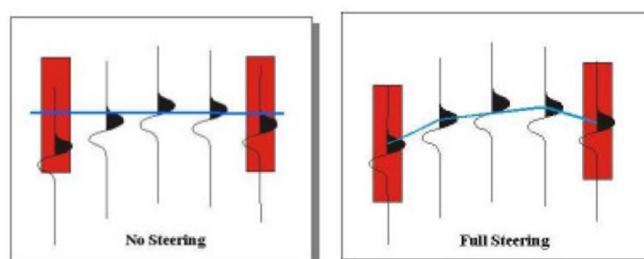


Figura 21: Esquema com a distribuição dos traços sísmicos sem a direção e com a direção do mergulho (compilado do dGB Earth Science, 2010).

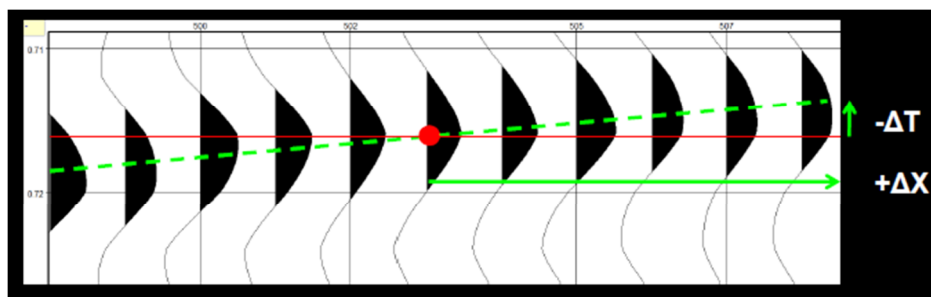


Figura 22: Mergulho da sísmica = $\Delta T/\Delta X$. Medida ao longo da linha de direção. O mergulho deste evento sísmico é representado por um número negativo no cubo de direção.

As informações do cubo de mergulho podem ser utilizadas de dois modos diferentes de direção orientada dos dados: Direção central (*Central Steering*) e de Direção completa (*Full Steering*). Em direção central segue-se o mergulho/azimute no intervalo de investigação, rastreando os traços, no entanto não levam em consideração os mergulhos intermediários. Em direção completa acompanha o mergulho/azimute local, no intervalo de investigação, a partir do cálculo da análise tempo-frequência aplicado traço a traço, ou seja, em todas as direções (Figura: 23).

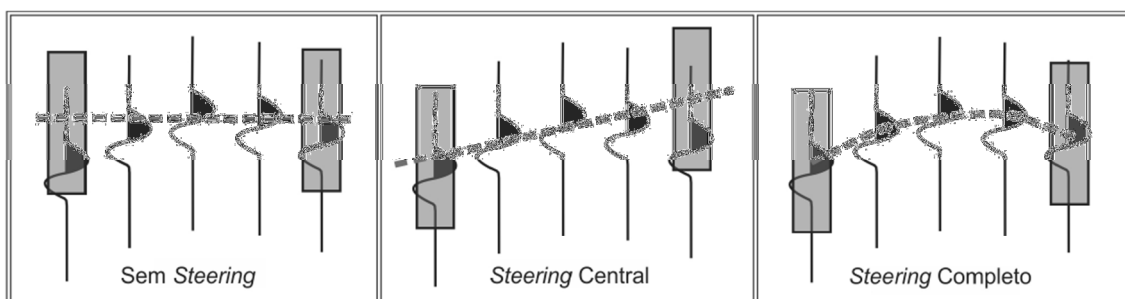


Figura 23: Esquema do funcionamento da direção central e completa (e comparação com o dado sem direção), representando os traços sísmicos, as informações de mergulho e azimute extraídas (linha tracejada) e o intervalo de investigação (retângulos) (compilado do dGB Earth Science, 2010).

O software possui 5 tipos de algoritmo de direção (*steering*): o algoritmo Direção de Evento (*Event Steering*) que calcula o mergulho para cada traço procurando valores máximos e mínimos no traço e comparando com os traços ao lado. O algoritmo de Direção Rápida (*BG Fast Steering*) que se baseia na análise do gradiente de amplitude na vertical e na horizontal, o Padrão (*Standart*), o Combinado (*Combined*) e o Preciso

(*Precise*) são filtros baseados na transformada de Fourier, sendo que o Combinado combina os algoritmos Padrão e o Preciso. Quando o algoritmo Padrão (*Standart*) não obtém bons resultados é aplicado o algoritmo Preciso (*Precise*), que tem a desvantagem de necessitar de mais tempo para o processamento. Neste trabalho utilizou-se o algoritmo de Direção Rápida (*BG Fast Steering*) (Figura 24). Esse algoritmo parece ajustar-se a 95% das situações e é muito mais rápido que os demais algoritmos (dGB Earth Science, 2012).

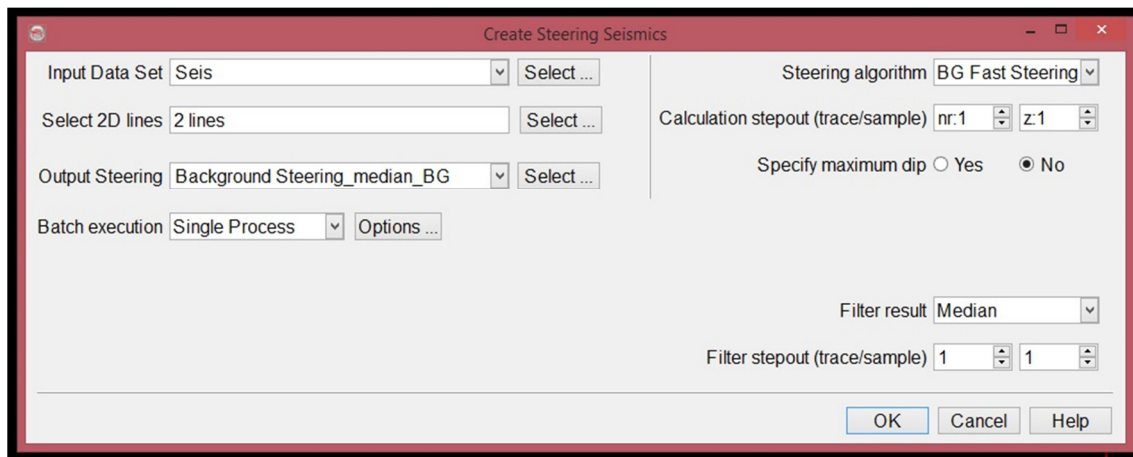


Figura 24: Mostrando a criação da direção de mergulho bruto com filtro de saída de 1X1. Usado o algoritmo Direção rápida (*BG Fast Steering*). Baseia-se na análise do gradiente dos dados de amplitude, tanto vertical como horizontalmente. O algoritmo rápido BG é propenso ao ruído, isto pode ser superado por adição de um filtro de média.

A criação do cubo de direção de mergulho seguiu o fluxograma proposto por Brouwer (2007), passando por 3 passos:

- 1- Criação do Cubo de direção de mergulho (*Dip Steering*) bruto com filtro de saída de 1X1 (traço/numero de amostras) cujo objetivo é a eliminação de ruídos aleatórios;
- 2- Aplicação de filtragem, tamanho 0X5 (traço/numero de amostras) para criação do Cubo de direção detalhada (*Detailed Steering Dip*) e,
- 3- Segunda filtragem, agora com tamanho 5X0 (traço/numero de amostras) do cubo de Direção de fundo (*Background Steering Dip*).

Aplicação dos Filtros

Os filtros tem por finalidade melhorar a qualidade do dado sísmico, retirando ruídos aleatórios e ruídos relacionados a assinatura da aquisição sísmica, aumentando a razão sinal/ruído o que leva ao realce de feições estruturais e estratigráficas no dado.

Neste trabalho foram aplicados os filtros **Médio de Direção de Mergulho** (*dip steerend median filter*) e **Realce de Falhas** (*fault enhancement filter*), também conhecidos como filtros estruturalmente orientados que usam as informações de mergulho extraídos dos Cubos de direção de mergulho (Chopra&Marfurt, 2007).

Segundo Hocker & Fehmers (2002) para se obter uma aplicação bem sucedida de filtros de direção de mergulho são necessárias três características: (i) análise de orientação que objetiva a determinação da orientação local das reflexões; (ii) detecção de bordas que visa à determinação de possíveis terminações de reflexão; e (iii) preservação das bordas que visa a suavização na direção da orientação local, sem filtrar as bordas detectadas.

O Filtro mediano de direção de mergulho (*Dip Steered Median Filter*) é um filtro que tem a finalidade de remover os ruídos aleatórios, pois realçam a continuidade lateral das reflexões do dado sísmico, proporcionando um efeito de suavização de borda. Este filtro mediano (Figura 26) substitui cada amostra na janela do traço sísmico pela mediana das amostras, sendo o tamanho da janela normalmente definido por um numero impar (3x3 ou 5x5) e assim os picos dos ruídos são removidos enquanto o trend permanece preservado (Chopra&Marfurt, 2007; Brouwer, 2010).

O filtro mediano aumenta a capacidade de interpretação geral dos dados sísmicos e melhora o desempenho de rastreadores automáticas de horizonte. Basicamente o filtro recolhe todas as amplitudes dentro de um raio de pesquisa especificado pelo usuário e substitui o valor no centro pelo valor médio das amplitudes. O raio de pesquisa (Figura 25) segue os mergulhos locais do cubo de direção.

O filtro, em combinação com o cubo de direção funciona da seguinte maneira:

1. Um raio de busca é definido;
2. A partir de uma posição (ponto vermelho), extraímos a primeira amplitude;

3. O mergulho local e azimuth são seguidos para o próximo rastreamento;
4. As amplitudes interpoladas neste ponto são extraídas;
5. As etapa 3 e 4 são repetidas para todos os vestígios dentro do raio de pesquisa;
6. A amplitude na posição de partida é substituída com o valor médio de todas as amplitudes extraídas;
7. Pontos 2 a 6 são repetidos para todas as amostras no cubo.

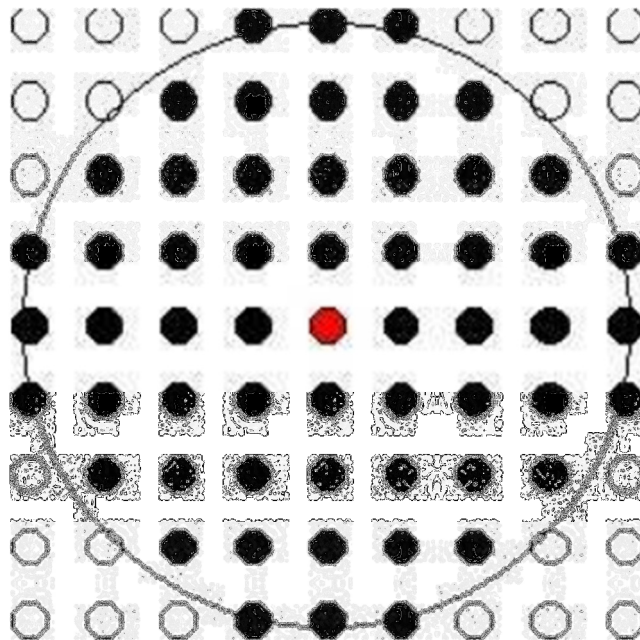


Figura 25: Raio de pesquisa com os mergulhos locais do cubo de direcção. O filtro de entrada para um raio de 4 traços corresponde a 57 pontos.

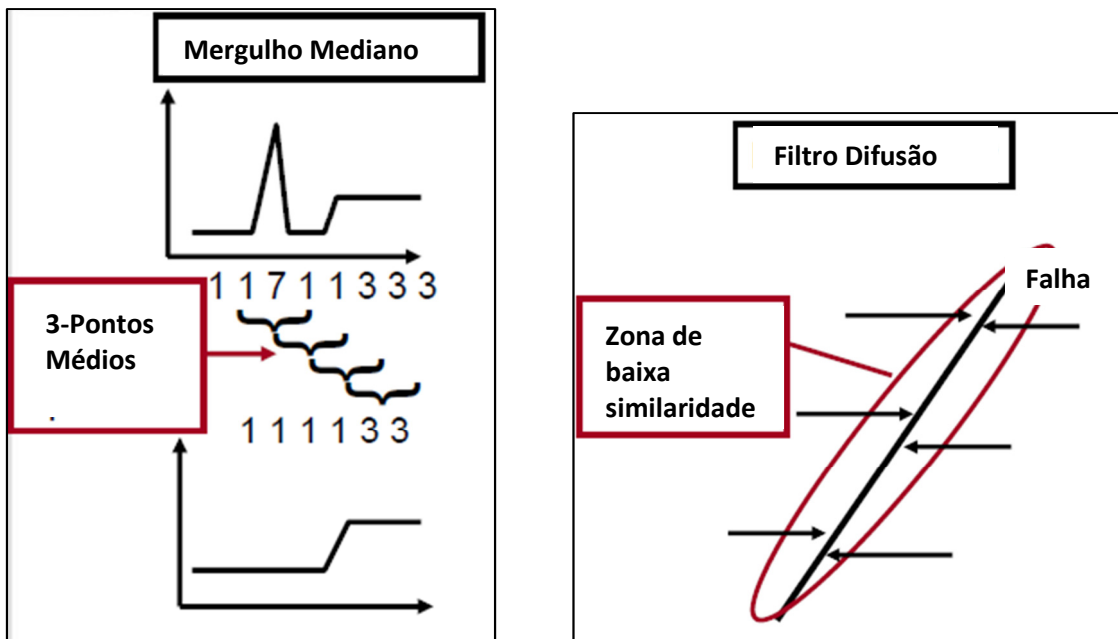


Figura 26: Desenho esquemático sobre o princípio dos filtros de mergulho mediano (3x3) e difusão. Observe que para filtro de mergulho mediano os eventos menores do que a metade do comprimento do filtro são removidos, ruídos também são removidos (pico de numero 7) e as bordas são preservadas. Para Filtro Difusão as amplitudes (informação) são migradas para a falha. Uma vez que isto acontece em ambos os lados da falha, isto resulta em um nítido contraste à falha. (reproduzido por Brower, 2011).

O Filtro de fealce de Falha (*Fault Enhancement Filter*) é um filtro que facilita a interpretação estrutural, sendo usado para a detecção de falhas, pois ele ao mesmo tempo em que realça as falhas, ele diminui a quantidade de ruídos aleatórios e ruídos relacionados à assinatura da aquisição sísmica (dGB. Earth Science, 2012).

Funciona com a combinação do Filtro mediano (*Dip Steered Median Filter*) e Filtro de difusão (*Dip Steered Diffusion Filter*) do cubo de direção e do dado sísmico. Quando a qualidade do dado sísmico é boa (ou seja, a similaridade é alta) é aplicado o Filtro mediano (*dip steered median filter*) que remove ruídos e suaviza as reflexões; todavia se a qualidade é baixa, é aplicado o Filtro de difusão (*dip steered diffusion filter*) que promove um efeito de quebra na terminação da reflexão.

Aplicação de Atributos Sísmicos

Neste trabalho utilizaram-se os atributos de Amplitude Instantânea, Frequência Instantânea, Fase Instantânea e Energia, conhecidos na bibliografia como ideais para visualização de camadas estratigráficas. Atributos instantâneos são computados amostra por amostra, e representam variações instantâneas de vários parâmetros. Valores instantâneos de atributos como envelope, os seus derivados, frequência e fase pode ser determinada a partir de vestígios complexos.

Amplitude Instantânea

A amplitude de uma onda refletida está diretamente relacionada ao coeficiente de reflexão da interface e, portanto fornece informações relacionadas as propriedades físicas da geologia de subsuperfície: impedâncias acústicas, ou seja, a refletividade; diferenças de litologias; limites de sequencias sísmicas, entre outros (Kearey et al, 2002).

Gera a amplitude instantânea (Figura 27) do volume de dados seleccionado na amostra. Ele pode ser usado como um discriminador eficaz para as seguintes características: O contraste de impedância acústica, portanto, refletividade; Os pontos brilhantes, possível acumulação de gás, limites de seqüência; Grandes mudanças no ambiente de deposição, correlação espacial de porosidade e outras variações da litologia. (dGB Earth Sciences 2002 - 2015)

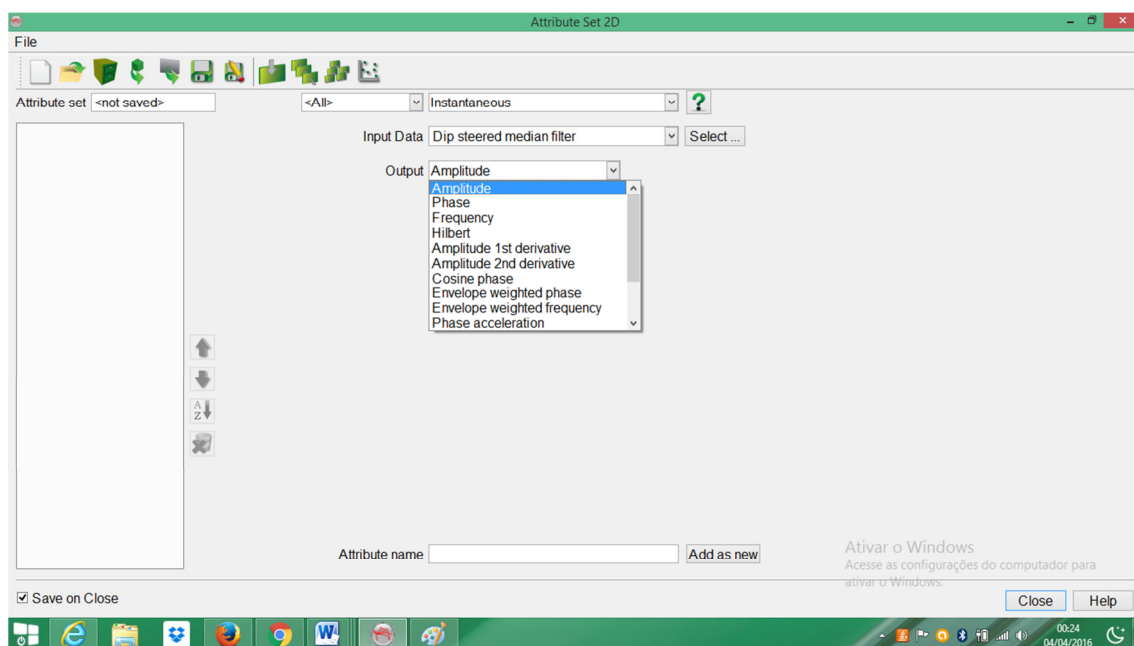


Figura 27: Imagem do OpendTect mostrando os parâmetros utilizados para atributos de Amplitude Instantânea, Fase Instantânea e Frequência Instantânea.

Fase Instantânea

Esse atributo calcula a fase instantânea (Figura 27) no local de amostra, enfatiza espacialmente as continuidades / descontinuidades de reflexões, fornecendo uma maneira de eventos fracos e fortes aparecerem com igual força. É de importância central, uma vez que descreve o local de eventos sísmicos no rastreamento e utiliza para o cálculo de outras grandezas instantâneas, relaciona-se com o componente de fase de propagação de onda, que também é usada para calcular a velocidade de fase.

Frequência Instantânea

O atributo de frequência instantânea (Figura 27) responde a ambos os efeitos de propagação de onda e as características de deposição, por ser um atributo físico pode ser usado como um eficaz discriminador. Seus usos incluem: Indicador de hidrocarbonetos por anomalias de baixa frequência; Indica zonas de fraturas, já que as fraturas podem aparecer como zonas de frequências mais baixas; Indicador espessura das camadas. Frequências mais altas indicam interfaces acentuadas, como finas camadas laminadas de

xistos, frequências mais baixas são indicativas de camadas geométricas maciças, por exemplo, litologias com areias.

Energia

Este atributo calcula a soma dos quadrados dos valores de amostra na janela de tempo especificada, dividido pelo número de amostras. A energia (Figura 28) é uma medida de refletividade na janela de tempo especificada. Quanto maior for a energia, maior a amplitude. Este atributo melhora, entre outros, dentro de variações laterais eventos sísmicos e é, por conseguinte, úteis para a detecção de objectos sísmica (por exemplo, detecção de chaminé). A resposta da energia também caracteriza propriedades acústicas da rocha e espessura das camadas. É a média das amplitudes de trecho-a-trecho. Isso proporciona uma medida de refletividade e permite mapear indicadores de hidrocarbonetos ou determinar corpos e zonas com alto contraste de impedância. Uma das finalidades na aplicação de atributos sísmicos é a caracterização de padrões e tendências não evidentes no perfil sísmico de amplitude. No caso do atributo de *Energia* o que se espera é recuperar a energia média do traço empilhado, que tem uma relação direta com a média das amplitudes. Nesse caso não se trata de um atributo instantâneo, ou seja, o atributo não é aplicado a cada tempo do traço, mas sim de uma janela de tempo que representa uma energia média do sinal sísmico e, justamente por ser uma média ele tende a ser uma técnica de suavização. E justamente essa janela de tempo que dá ao dado o aspecto de “pigmentação”.

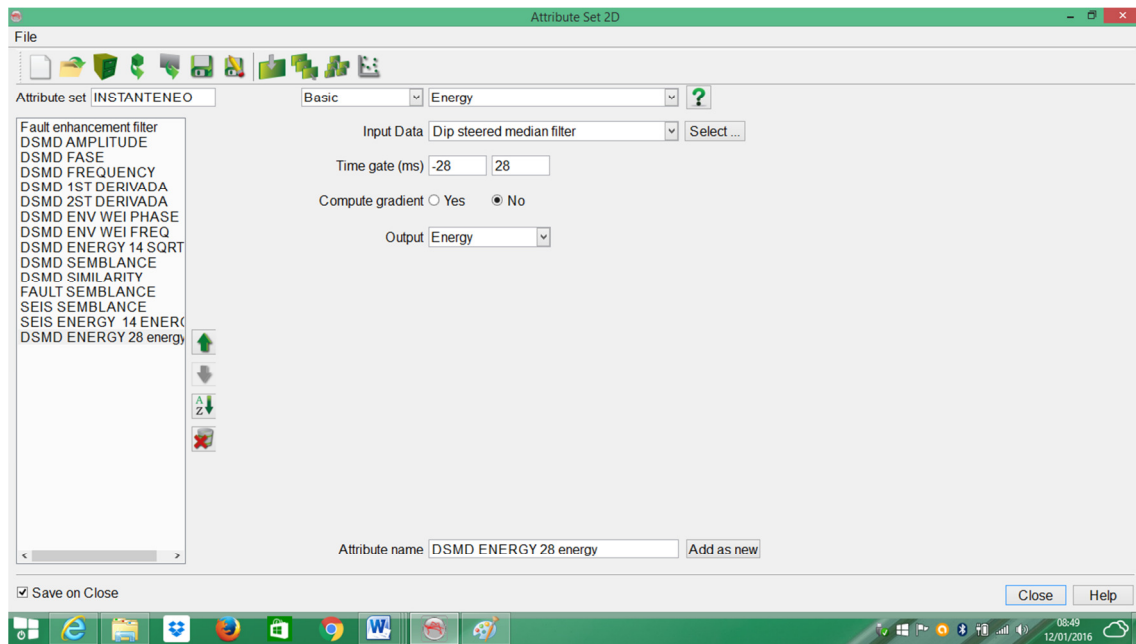


Figura 28: Imagem do programa OpendTect mostrando os parâmetros utilizados no atributo Energy.

CAPITULO 4

Interpretação dos Dados Sísmicos

O papel do intérprete, em geral um geólogo ou geofísico, é analisar os dados sísmicos já processados e, a partir deles, criar um modelo que represente a geologia da subsuperfície da área do levantamento. A interpretação sísmica pode ser classificada, de acordo com o foco, em dois tipos: estrutural e estratigráfica. Na interpretação estratigráfica procura-se entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo. Na interpretação estrutural, foco deste trabalho, tenta-se identificar as camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, bem como estruturas que trunca, dobra ou corta estas camadas, tais como as superfícies erosivas, dobramentos e as falhas geológicas que cortam as camadas.

Sheriff (1991) define um horizonte sísmico como sendo a superfície que separa duas camadas diferentes de rocha, sendo que esta superfície (mesmo sem ter sido identificada) está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área. Um horizonte sísmico se manifesta em um dado sísmico como uma série de eventos (picos ou vales de amplitudes sísmicas) que aparecem de forma consistente traço a traço. O mapeamento dos horizontes do conjunto de dados é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores.

Os atributos sísmicos fornecem meios de medir certas características da forma de onda (waveform) e possuem, conseqüentemente, um papel chave na caracterização sísmica do reservatório. As ferramentas da computação e da análise do atributo tornaram-se comuns em estações de trabalho na tarefa de realizar a interpretação sísmica. O uso eficaz e eficiente de atributos sísmicos depende da familiaridade dos geocientistas e o que os atributos representam.

As linhas sísmicas anteriormente interpretadas contaram com o auxílio de dados de poços. Algumas linhas sísmicas foram selecionadas para demonstrar a aplicação dos filtros e atributos.

Na figura 29 observam-se as linhas sísmicas existentes na área de estudo. Sendo as linhas sísmicas 0220-0337 e 0220-0160 utilizada para representar o resultado final da análise dos filtros e atributos.

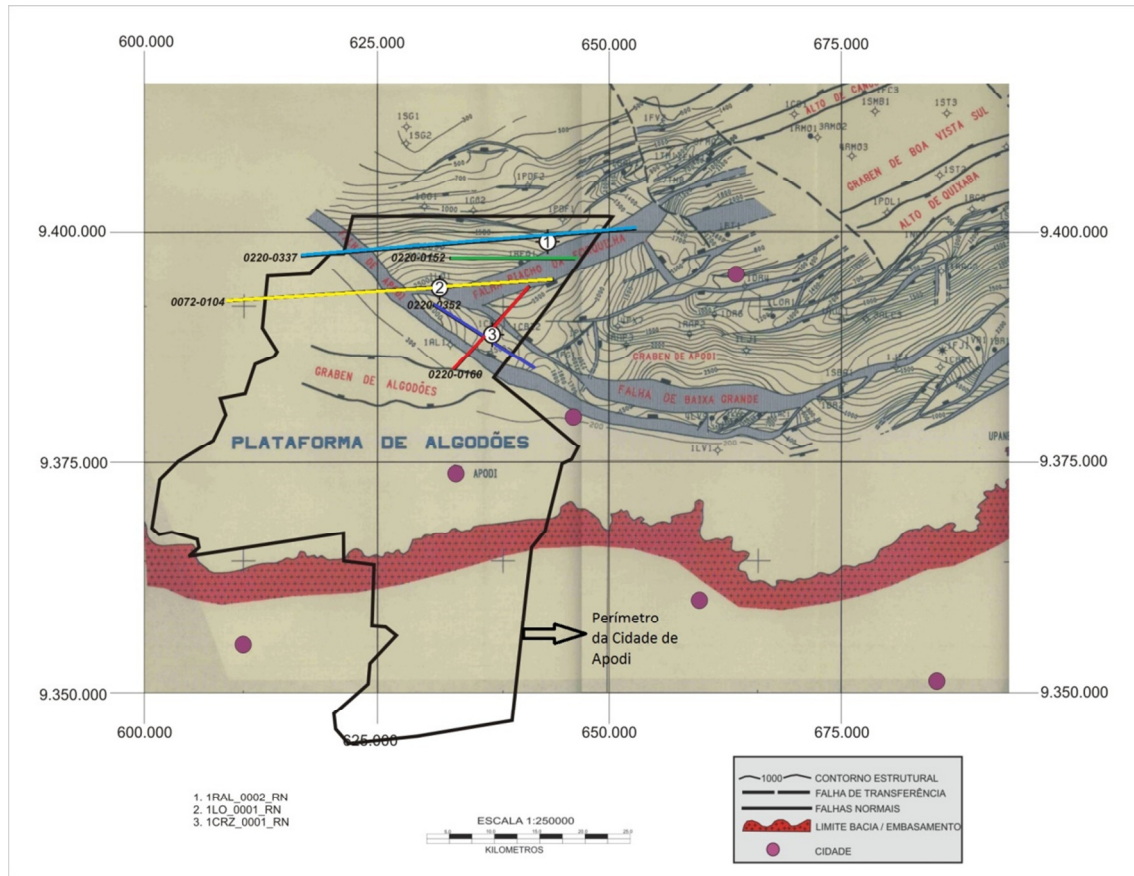


Figura 29: Mapa Estrutural, parte emersa da Bacia Potiguar, com marcação das linhas sísmicas utilizadas. (Petrobrás)

Análise de Filtros

Na análise do dado sísmico foram criados dois cubos de direção (*detailed steering* e *background steering*), que foram utilizados como entrada na criação de filtros e na utilização de atributos.

Com a aplicação do filtro mediano (*dip steered median filter*) (Figura 32) obteve-se uma diminuição na quantidade de ruídos aleatórios. O filtro de realce de falhas (*fault enhancement filter*) (Figura 33) foi o mais satisfatório, obteve-se um realce nas

descontinuidades dos refletores, os traços de falhas ficaram mais nítidos e mais contínuos, principalmente nas falhas de menor escala facilitando a interpretação e a visualização da distribuição das fraturas menores que não eram visíveis anteriormente com o dado original (Figura 30 e 31).

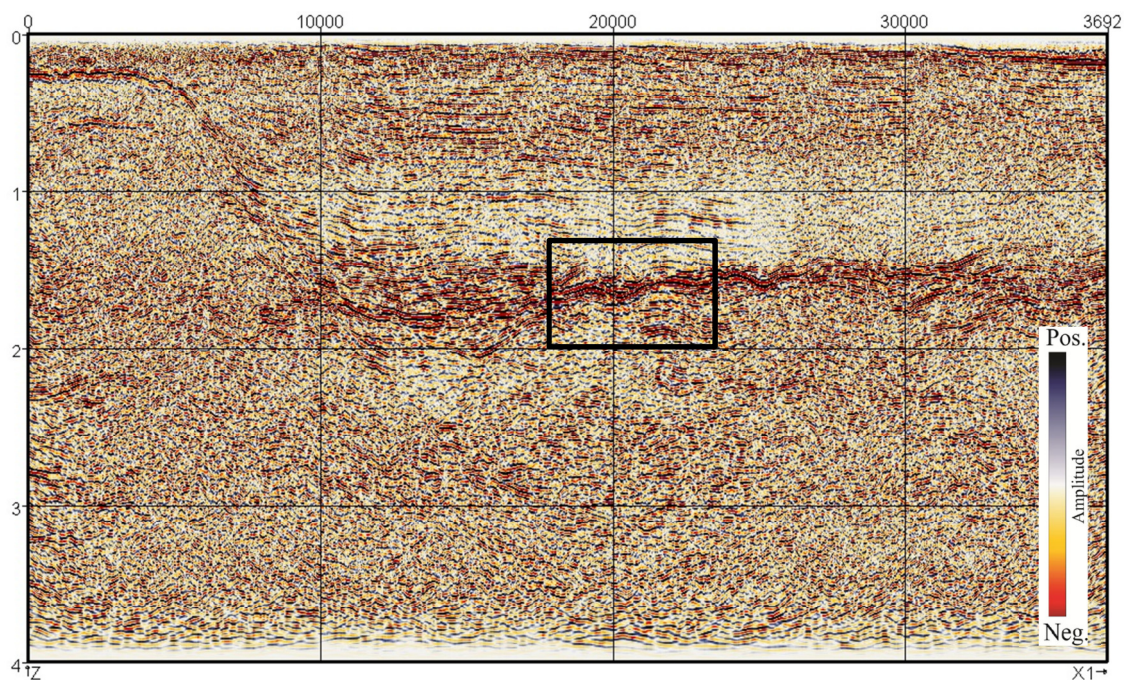


Figura 30: Dado Original em amplitude sem a aplicação de filtros – Linha sísmica 0220-0337. Área selecionada detalhada nas figuras seguintes.

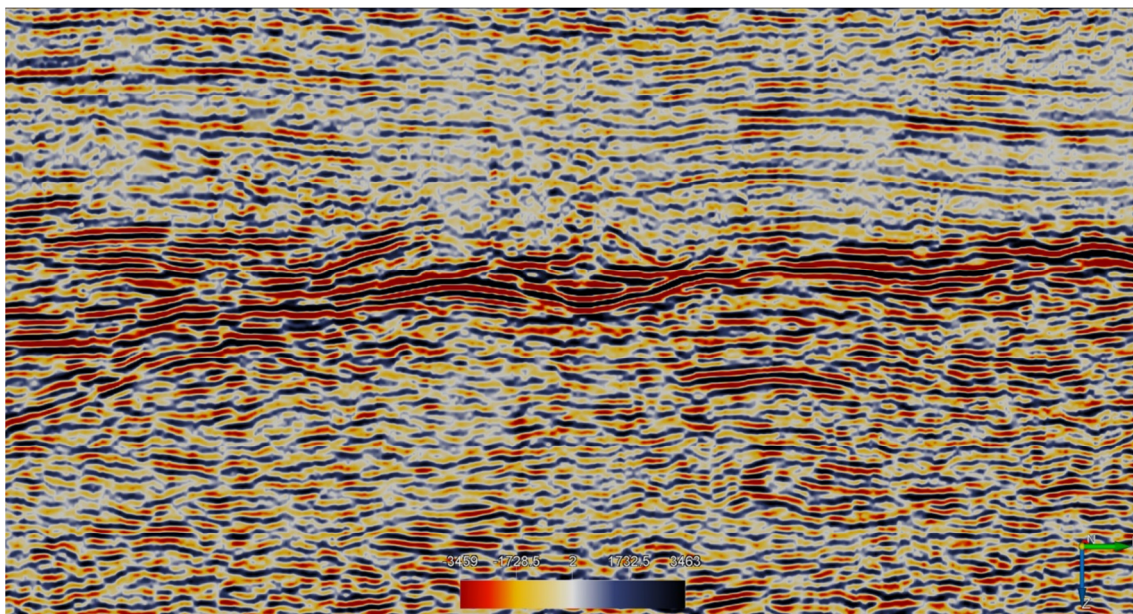


Figura 31: Dado Original área selecionada em amplitude – Linha sísmica 0220-0337.

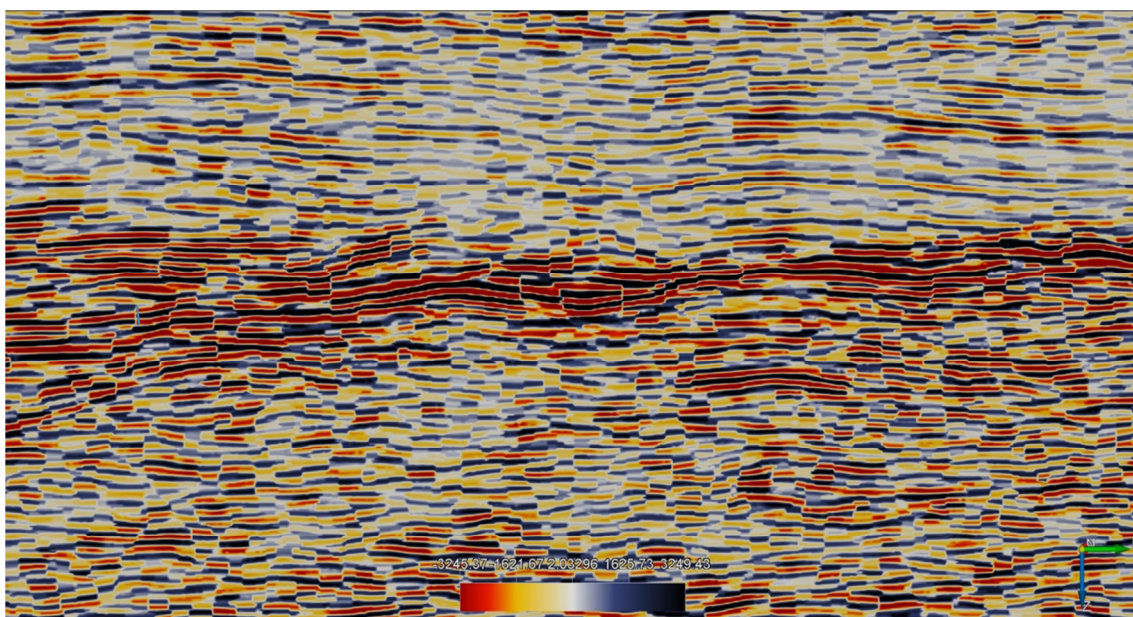


Figura 32: Dado em amplitude com aplicação do filtro mediano (Dip-steered Median Filter) – Linha sísmica 0220-0337.. Com aplicação do filtro os falhamentos ficaram mais nítidos e contínuos, devido a diminuição na quantidade de ruídos aleatórios.

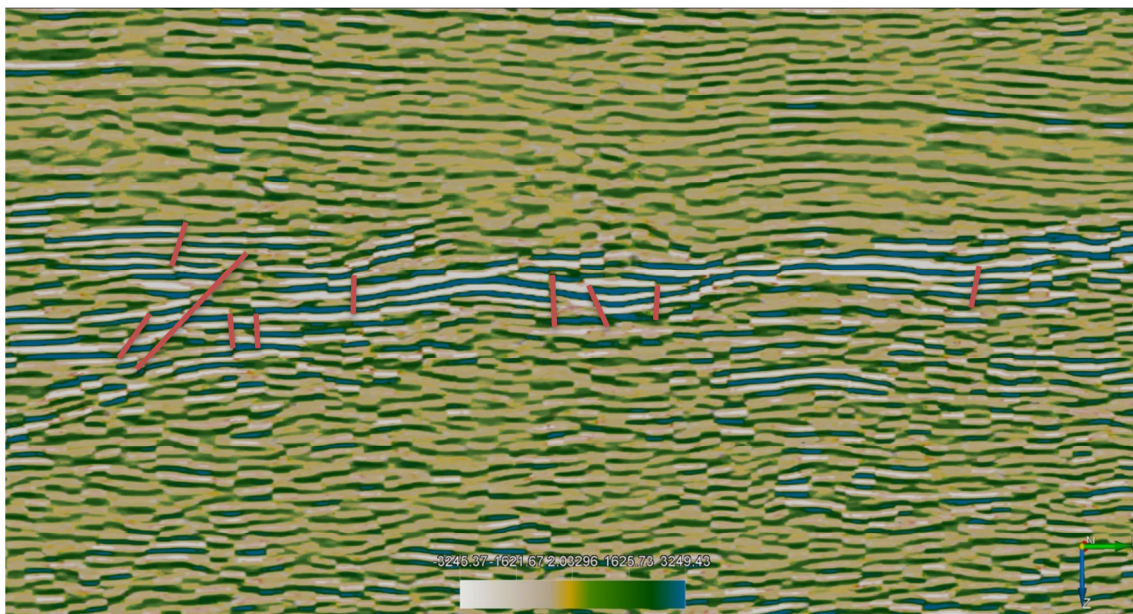


Figura 33: Linha Sísmica 0220-0337. Dado de amplitude com aplicação do filtro de realce de falhas (Fault enhancement Filter), com marcação de algumas falhas menores que antes não eram perceptíveis. –.Nota-se uma melhora no realce dos falhamentos comparado com o dado original, principalmente das falhas de menor escala.

Análise de Atributos

Na linha estudada pode-se observar com facilidade camadas como o Topo do Embasamento e Topo da Formação Pendências, assim como as Falhas de Apodi e Baixa Grande, segundo literatura existente. Nessa linha sísmica escolhida o Topo da Formação Açu que se encontra a aproximadamente 155m de profundidade e o Topo da Formação Alagamar a 348m de profundidade aproximadamente (conforme informações contidas na bibliografia e de poços). Por essas camadas serem pouco espessas a marcação topo e base não ficam nítidas.

A linha sísmica possui direção SW-NE (Figura 34) cortando duas grandes falhas existentes na região: A Falha de Apodi e a Falha de Baixa Grande. Nesse ponto se tratam de falhas normais com mergulho para o interior da bacia.

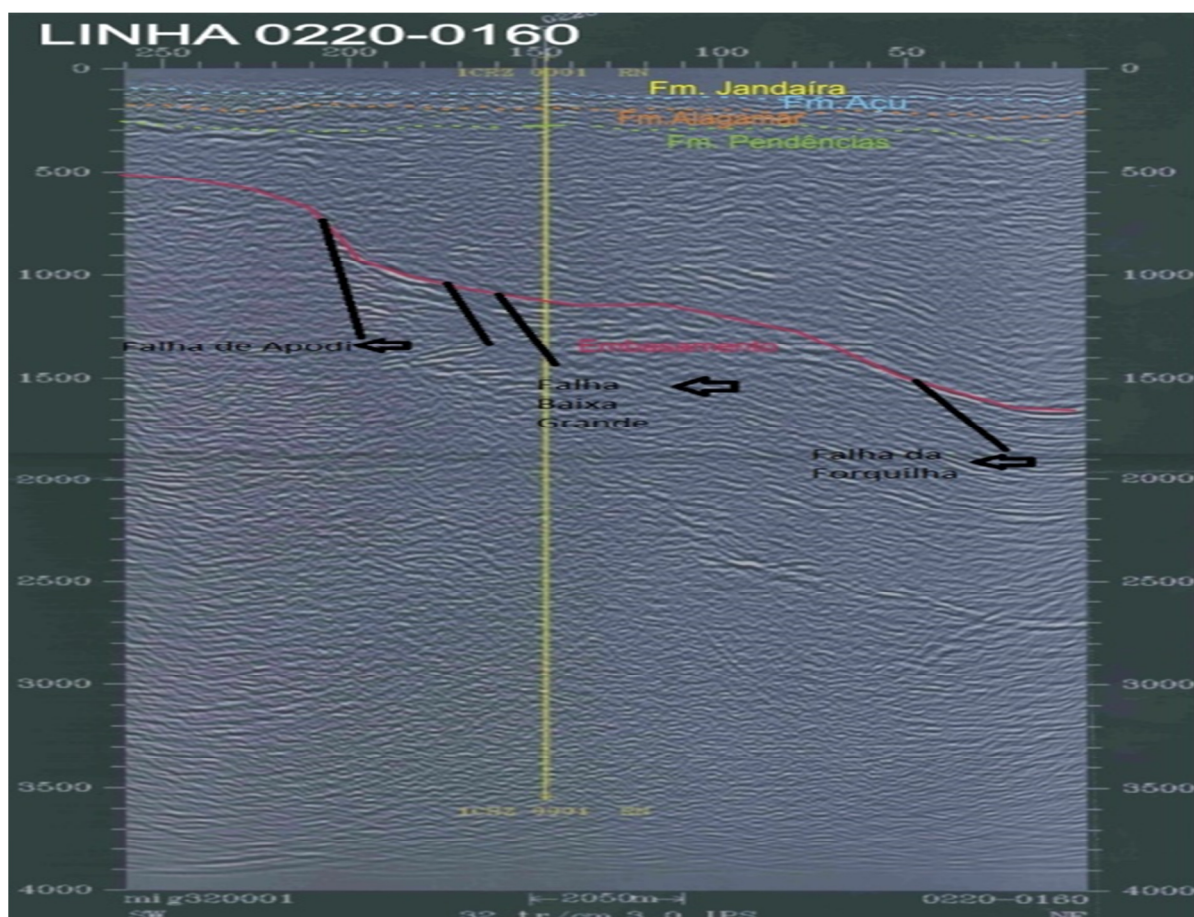


Figura 34 – Linha sísmica 0220-0160 com os principais horizontes interpretados. Direção SW-NE. Presença de falhas normais com formação de grabens, mergulho da camada do embasamento para o interior da bacia. Marcada pela falha de Apodi e Falha Baixa Grande que mergulha em direção a NE.

Observa-se a Formação Jandaíra (carbonatos), Formação Açú (areias), Formação Alagamar (intercalação folhelhos e calcilutitos) e Formação Pendências (intercalação de folhelhos com areias)

Poço 1-CRZ-0001 de profundidade 2869 metros.

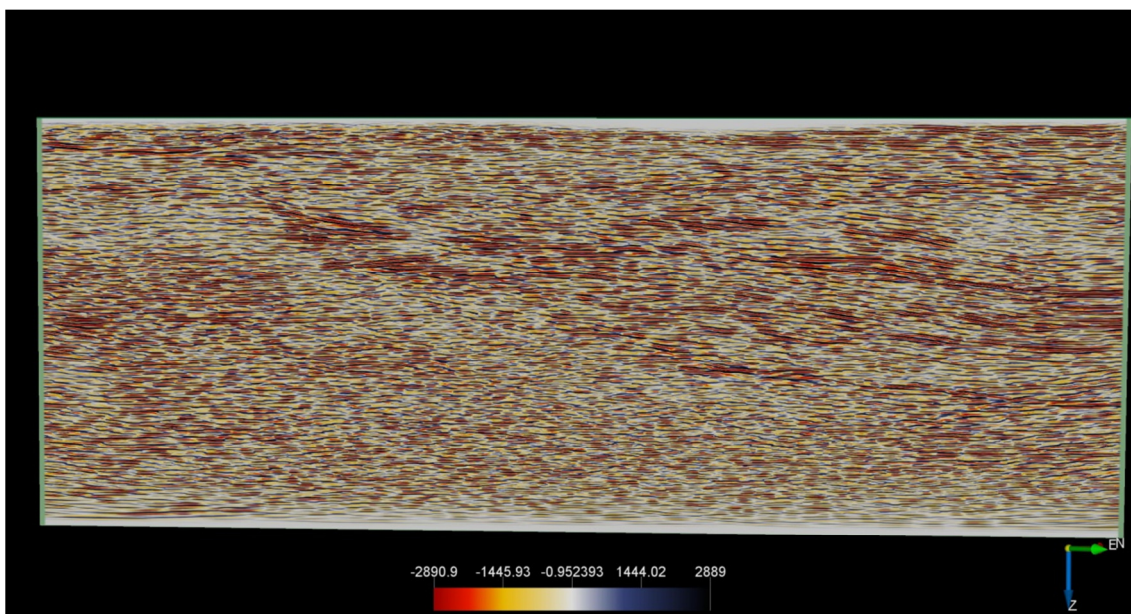


Figura 34: – Linha Sísmica 0220-0160. Dado em amplitude apenas com filtro mediano (dip steered median filter) Nota-se uma suavização do dado com a retirada dos ruídos aleatórios.

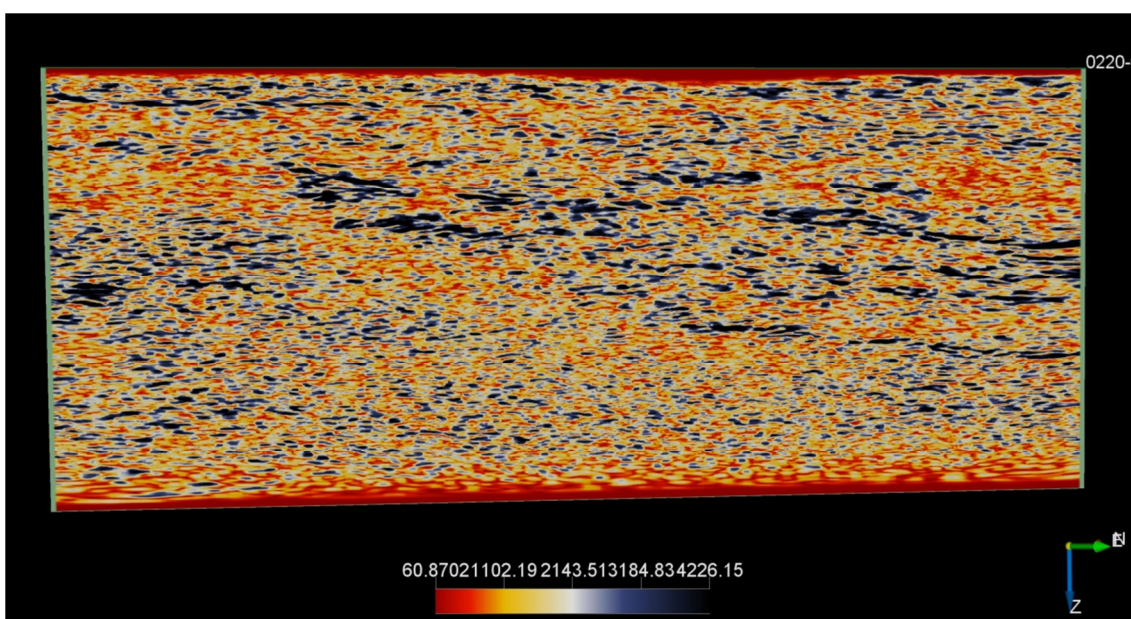


Figura 35: Linha Sísmica 0220-0160. Dado em amplitude com aplicação do filtro mediano (dip steered median filter) e o atributo de Amplitude Instantânea –. Observa-se o contraste de refletividade nos limites das variações da litologia.

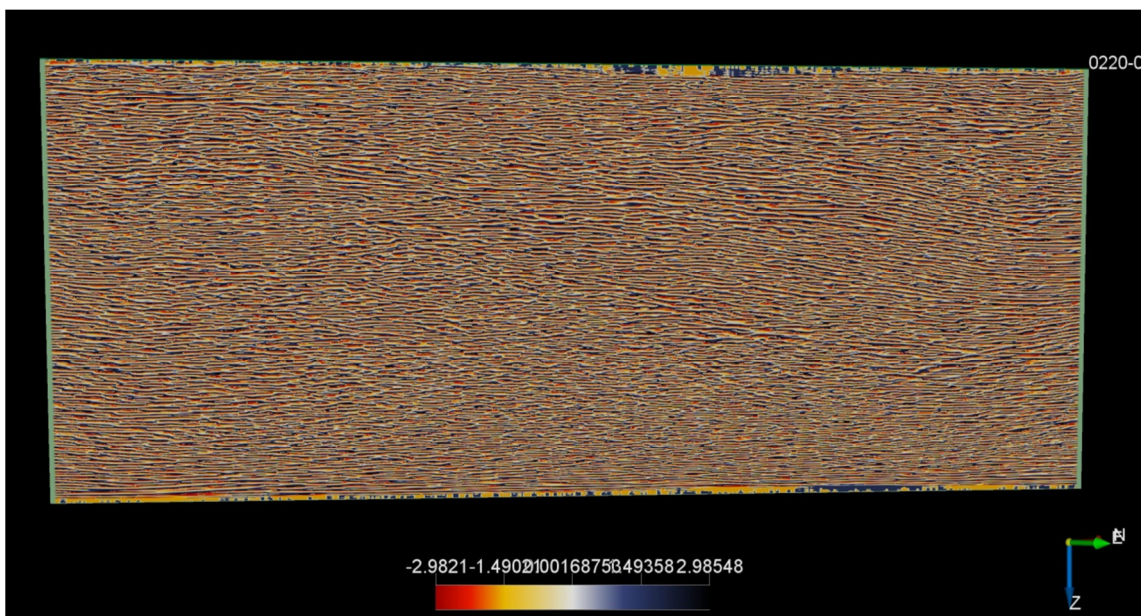


Figura 36: Linha Sísmica 0220-0160. Dado em amplitude com aplicação do filtro mediano (dip steered median filter) e o atributo de Fase Instantânea. A aplicação do atributo não foi satisfatória nesse caso, deveria enfatizar a coerência espacial das reflexões.

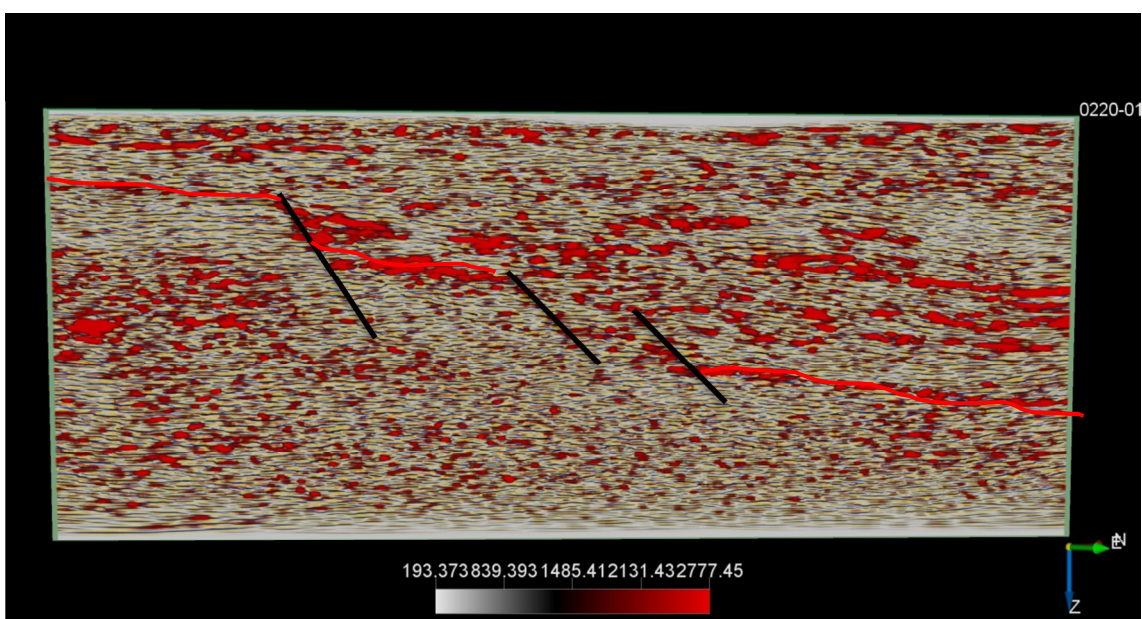


Figura 37: Linha Sísmica 0220-0160. Dado filtrado com filtro mediano (dip steered median filter) e Atributo Energia. Notam-se corpos e zonas com alto contraste de impedância.

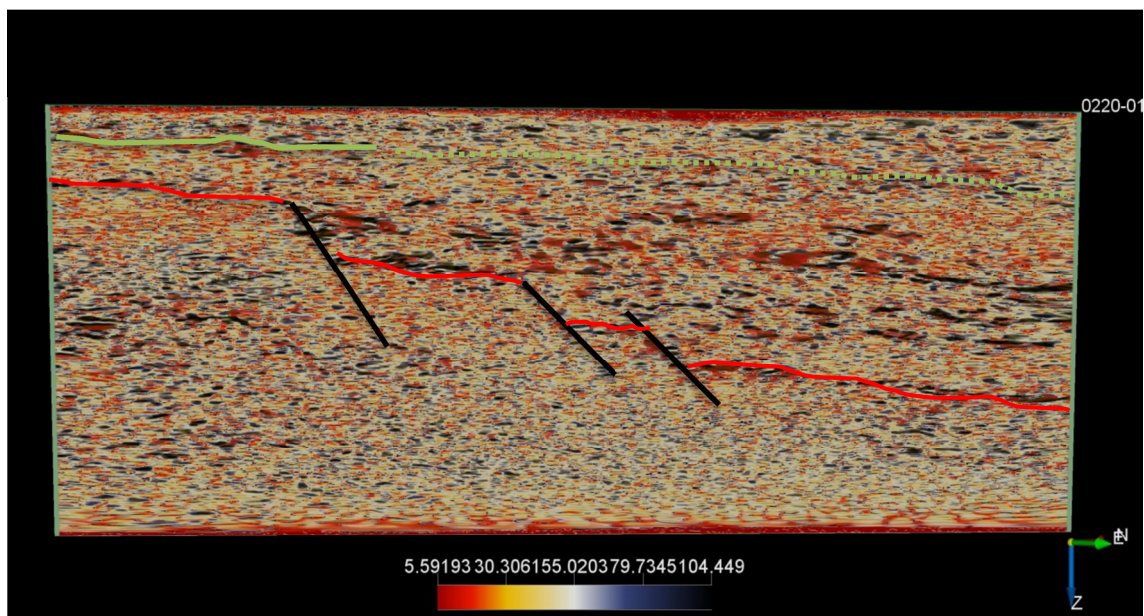


Figura 38: Linha Sísmica 0220-0160. Dado filtrado com filtro mediano (dip steered median filter) e Amplitude Instantânea + Frequência Instantânea. O atributo de frequência facilitou o reconhecimento da continuidade das reflexões, as fraturas e camadas mais espessas aparecem nas zonas de baixas frequências e zonas de altas frequências indicam interfaces mais finas.

CAPITULO 5

Conclusões

.

Diante o estudo realizado, pôde-se ter uma ideia de quão vasta é a área da sísmica de reflexão e dos inúmeros recursos oferecidos.

A criação dos cubos de direção de mergulho utilizados como informação de entrada na criação dos filtros e na aplicação de atributos ajudaram na geração e suavização dos dados.

O fluxo metodológico de utilização dos filtros trouxe bons resultados para a retirada de ruído aleatório com o uso do filtro mediano (*dip steered median filter*) e o filtro de realce das falhas (*fault enhancement filter*).

A amplitude instantânea mostrou o contraste de impedância acústica apesar de não possuir uma informação continua em todo o dado. Mostrou também mudanças locais indicadas por falhamentos e mudança das principais litologias.

A fase instantânea apesar de ser indicada por delimitar descontinuidades, falhas, angularidades e eventos com atitude de mergulho diferentes não foi muito eficiente para essa situação não fornecendo informações muito claras, apesar de ter sido esperado que isto esteja relacionado ao fato de que a fase instantânea enfatiza a continuidade dos eventos, pois ignora a informação da amplitude das amostras em tempo

A amplitude instantânea combinada com a frequência instantânea melhora a definição dos refletores, assim os eventos sísmicos do topo e da base de um reservatório, por exemplo, são definidos mais claramente.

Pode ter ocorrido a interferência destrutiva causada por algumas aplicações no processamento sísmico, tais como correções incorretas de NMO ou estáticas (antes do empilhamento) podem artificialmente reduzir o conteúdo de frequência.

As fortes mudanças de energia podem ser associadas com as principais mudanças litológicas, assim como acumulações de óleo e gás. As variações laterais de energia

podem quantificar mudanças acústicas em propriedades da rocha e mudanças abruptas na espessura das camadas podem indicar a presença de hidrocarbonetos.

A metodologia aplicada é adequada para a caracterização estrutural proposta no trabalho, tendo em vista que as estruturas traçadas se enquadram dentro das observações geológicas já conhecidas. Os novos detalhamentos verificados com os perfis sugerem uma complexidade maior que a já observada. As informações aqui obtidas são importantes para auxiliar a decisão de alocação de novos poços e de novos estudos de detalhamento.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Addy, S.K., 1997, Attributes analysis in Edwards limestone in Lavaca country, Texas: 67th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 737-740.

Almeida, F.M. & Hasui, Y., 1984. O Pré-Cambriano do Brasil. Edgard Blucher, São Paulo, 378 pp.

Anstey, N., 1972: Seiscom '72. (Seiscom Limited internal report)

Araripe, P.T. & Feijó, F., 1995. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8 (1): 127-141 [para o ano de 1994].

Bahorich, M.S., and Bridges, S.R., 1992, Seismic sequence attribute map (SSAM): Expanded Abstracts, 62nd Ann. Internat Mtg., Soc Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 227-230.

Bahorich, M.S., and Farmer, S., 1995, 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube: 65th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 93-96.

Bertani, R.T.; Costa, I.G. & Matos, R.M.D., 1990. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e “habitat” do petróleo na Bacia Potiguar. In: Raja Gabaglia, G.P. & Milani, E.J., (eds.), Origem e Evolução das Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, pp. 291-310.

Balch, A.H., 1971, Color sonograms – a new dimension in seismic data interpretation: Geophysics, 36, 1074-1098.

Barnes, A.E., 1999, Seismic attributes past, present and future, Landmark Graphics Corporation, SEG, Expanded Abstracts.

Bodine, J.H., 1986, Waveform analysis with seismic attributes: Oil and Gas J., 84, no. 23, 59-63

Chang, H. K., Kowsmann, R.O.; Figueiredo, A. M. F.; Bender, A. A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the east Brazil rift system: an overview. *Tectonophysics*, 213: 97–138.

Chen, Q., and S. Sidney, 1997, Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: *The Leading Edge*, 16, 445–456.

Chopra, S. and Marfurt, K. SEG- 75th Anniversary, Seismic attributes- A historical perspective, *Geophysics*, vol. 70, no 5 (September-October 2005); P. 3SO– 28SO, 32, FIGS. 10.1190/1.2098670, Houston, Texas.

Chopra, S., D. Pruden, and V. Alexeev, 2004, Multi-attribute seismic analysis — Tackling non-linearity: *First Break*, 22, no. 12, 43–47.

Conticini, F., 1984, Seismic facies quantitative analysis: New tool in stratigraphic interpretation: 54th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 680-682.

Dalley, R.M., Gevers, E.C.A., Stampfli, G.M., Davies, D.J., Gastaldi, C.N., Ruijtenberg, P.A., and Vermeer, G.J.O., 1989, Dip and azimuth displays for 3D seismic interpretation: *First Break*, 7, 86-95.

Della Fávera, J.C.; Castro, J.C.; Soares, U.M.; Rossetti, E.L.; Matsuda, N.; Hashimoto, A.T.; Guzzo, J.; Rodrigues, R; Azambuja, N.C. & Alves, D.B., 1994. Estratigrafia de Sequências da Formação Pendências, Bacia Potiguar. In: Simpósio sobre o cretáceo do Brasil, 3, Rio Claro, São Paulo, 1994. UNESP.

Hatton, L., Worthington, M.H., and Makin, J., 1986, *Seismic data processing: Theory and practice*: Blackwell Scientific Publications.

Justice, J.H., Hawkins, D.J., Wong, G., 1985, Multidimensional attribute analysis and pattern recognitions for seismic interpretation: *Pattern Recognition*, 18, 391-407.

Lindseth, R.O., 1982, Digital processing of geophysical data: A review: *Soc. Expl. Geophys.*

Mabessone, J.M., 2002. História Geológica da Província Borborema (NE Brasil). In: Revista de Geologia, vol. 15: 119-129.

Matos, R.M.D., 1987. Sistema de riftes cretáceos do Nordeste Brasileiro. In: Seminário de Tectônica da Petrobrás, 1, Rio de Janeiro, 1987. PETROBRAS / DEPEX, Atas, pp. 126-159.

Mikereit, B., 1987, Decomposition and inversion of seismic data – an instantaneous slowness approach: Geophys. Prosp., 35, 875-894.

Oliveira, D.C., 1998. Evolução Magmática da Bacia Potiguar. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 40, Belo Horizonte, Minas Gerais, 1998. Sociedade Brasileira de Geologia, Anais, p.102.

Radovich, B.J., and Oliverous, R.B., 1998, 3-D sequences interpretation of seismic instantaneous attributes from the Gorgon field: The Leading Edge, 17, 1286-1293.

Raja Gabaglia, G.P.; Milani, E. J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990

Robertson, J.D., and Nogami H.H., 1984, Complex seismic trace analysis of thin beds: Geophysics, 49, 344-352.

Robertson, J.D., and Fisher, D.A., 1988, Complex Seismic Trace Attributes: The Leading Edge, 7, no. 6, 22-26.

Sangree, J.B., and Widmier, J.M., 1977: Seismic stratigraphic and global changes of sea level, part 9: Seismic interpretation of clastic depositional facies, in Payton, C.E., Ed., Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration: Ann. Assn. Petr. Geol. Memoir, 26, 117-133.

Schobbenhaus, C., 1984. A Região de Dobramentos Nordeste e a Bacia do Parnaíba, incluindo o Craton São Luiz e as Bacias Marginais. In: Geologia do Brasil. Departamento Nacional de Produção Mineral. pp: 131-186.

Scheuer, T.E., and Oldenburg, D.W., 1988, Local phase velocity from complex seismic data: Geophysics, 53, 1503-1511.

Sheriff, R. E., comp., 1991, Encyclopedic dictionary of exploration geophysics, 3rd ed.: SEG.

Soares, U.M., Rosetti, E.L. & Cassad, R.C.T., 2003. Bacia Potiguar. Disponível na internet via <http://www.phoenix.org.br>. Arquivo consultado em 2015.

Souza, S.M., 1982. Atualização de Litoestratigrafia da Bacia Potiguar. Disponível na internet via <http://www.phoenix.org.br> Arquivo consultado em 2015.

Taner, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, 44, 1041–1063.

Telford, W.; Geldart, L. e Sheriff, R. (1990) Applied Geophysics, Cambridge University Press.

Vasconcelos, E. P.; Lima Neto, F. F.; Roos, S. 1990. Unidades de correlação da Formação Açu – Bacia Potiguar. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 36. Natal, SBG. Anais, v.1, p. 277-240.

Sites:

Agência Nacional do Petróleo. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 2015.

Banco de Dados de Exploração e Produção. Disponível em: www.bdep.gov.br. Acesso em 2015.

Clube dos Empregados da Petrobrás – CEPE. Disponível em: www.cepe.petrobras.com.br/. Acesso em 2015.

Diário de Natal. Disponível em: www.diariooficial.rn.gov.br. Acesso em 2015.

OpendTect Manual. Disponível em: <http://dgbes.com/index>. Acesso em 2015.

Revista VEJA de 10 de Abril de 1974. Disponível em: www.veja.abril.com.br. Acesso em 2015.

Redepetro, RN. Disponível em: www.redepetrorn.com.br/. Acesso em 2015.