



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA NA BACIA  
DO RECÔNCAVO COM UTILIZAÇÃO DE  
PETROSSÍSMICA PARA  
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO

Rená Mendes Santos

SALVADOR – BAHIA

Maio – 2017

**Interpretação Sísmica na Bacia do Recôncavo com Utilização de Petrossísmica  
para Caracterização de Reservatório**

por

RENÁ MENDES SANTOS

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Barsotelli Botelho

Co-orientador: Geofísico Carlos Eduardo Lemos

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA  
DO  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

COMISSÃO EXAMINADORA

\_\_\_\_\_ Prof. Dr. Marco Antônio Barsotelli Botelho

\_\_\_\_\_ Prof. Dr. Michelangelo Gomes da Silva

\_\_\_\_\_ Prof. Dr. Joelson da Conceição Batista

DATA DA APROVAÇÃO: 25/05/2017

Dedico este trabalho aos meus  
familiares, meus pais,  
amigos e professores da UFBA,  
pelo apoio condicional em todos os  
momentos deste curso de graduação.

# Resumo

Os métodos geofísicos de campo são técnicas sofisticadas, extremamente importantes nas investigações de natureza geológica, entre outras áreas, e por isso largamente utilizadas nas atividades de exploração petrolífera. Entre as diversas técnicas geofísicas existentes uma se destaca pela extensa aplicabilidade e eficiência no imageamento da subsuperfície para reservatórios petrolíferos que é o método sísmico de reflexão.

O presente trabalho teve por objetivo testar a utilização do método sísmico e de perfis de poços, para interpretação de falhas e horizontes do reservatório. A pesquisa foi realizada na bacia do Recôncavo borda nordeste, localizada no estado da Bahia. A interpretação do reservatório na região do rifte e do início do sin-rift. Nesta ocorreu o registro de falhas regionais e horizontes do reservatório. Contemplando as formações Tauá, Água Grande, Sergi e Aliança. Foram utilizados perfis de poços, marcadores e horizontes.

Após a etapa de carregamento dos dados, os poços foram introduzidos na área, e utilizados para amarração sísmica, no auxílio da interpretação dos horizontes e falhas. As seções produzidas foram interpretadas sendo possível identificar falhas normais, de grande e pequeno porte, características da fase do pré-rifte e início do sin rifte. Como também foram feitas interpretação dos horizontes Tauá, Água Grande, Sergi e Aliança, em todos a área.

# Abstract

Field geophysical methods are sophisticated techniques, extremely important in geological investigations, among other areas, and therefore widely used in oil exploration activities. Among the several existing geophysical techniques, one stands out for the extensive applicability and efficiency in the imaging of the subsurface for oil reservoirs, which is the seismic method of reflection.

The objective of the present work was to test the use of the seismic method and well profiles for the interpretation of reservoir faults and horizons. The research was carried out in the Recôncavo basin, located in the state of Bahia. The interpretation of the reservoir in the region of the rift and the beginning of the sin rift, in the interpretation of faults and horizons of this reservoir, contemplating the Tauá, Água Grande, Sergi and Aliança formations. Were used wells of the areas are loaded data of the wells, profiles, markers and horizons.

After the data loading step, the wells are introduced into the area, which are used for seismic mooring and aid in the interpretation of horizons and faults. The sections produced were interpreted and it is possible to identify normal faults, large and small, characteristics of the pre-rift stage and the beginning of the rift. As were also fair interpretation of the horizons Tauá, Água Grande, Sergi and Alliance, in all the area.

# Sumário

<b>Resumo</b>	<b>3</b>
<b>Abstract</b>	<b>4</b>
<b>Introdução</b>	<b>10</b>
<b>1 Aspectos da geologia regional</b>	<b>12</b>
1.1 Histórico . . . . .	13
1.2 Área de interesse . . . . .	13
<b>2 Fundamentação Teórica</b>	<b>16</b>
2.1 Princípios básicos . . . . .	16
2.1.1 Amarração e escolha do refletor . . . . .	17
2.1.2 Forma de rastreamento . . . . .	17
2.2 Aquisição sísmica dos dados . . . . .	18
2.2.1 Conceitos básicos . . . . .	18
2.2.2 Aquisição sísmica terrestre . . . . .	20
2.2.3 Aquisição sísmica de poço . . . . .	23
2.2.4 Sísmica 2D . . . . .	26
2.2.5 Sísmica 3D . . . . .	26
2.3 Carregamento de dados sísmicos . . . . .	27
2.3.1 Carregamentos de dados sísmicos 2D . . . . .	28
2.3.2 Carregamentos de dados sísmicos 3D . . . . .	28
2.3.3 Gridagem . . . . .	28
2.3.4 Criação de um projeto sísmica 3D . . . . .	29
2.4 Carregamentos de dados de poços . . . . .	30
2.5 Petrossísmica . . . . .	31
2.6 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA DE RESERVATÓRIO . . . . .	31
2.6.1 Resolução vertical . . . . .	35

---

2.6.2	Resolução horizontal . . . . .	35
2.6.3	Interpretação estrutural . . . . .	35
2.6.4	Interpretação estratigráfica . . . . .	36
2.6.5	Extração da wavelet . . . . .	37
2.6.6	Calibração do poço na Sísmica . . . . .	39
2.6.7	Falhas . . . . .	41
2.6.8	Geometria de falhas normais . . . . .	41
2.6.9	Horizontes . . . . .	44
<b>3</b>	<b>Interpretação dos dados</b>	<b>46</b>
3.1	Petrossísmica aplicação . . . . .	46
3.2	Importação dos dados . . . . .	55
3.3	Procedimento de amarração . . . . .	57
3.4	Interpretação do reservatório . . . . .	64
3.4.1	Interpretação de falhas . . . . .	69
3.4.2	Interpretação de horizontes . . . . .	71
<b>4</b>	<b>Discussões e Conclusões</b>	<b>77</b>
	<b>Agradecimentos</b>	<b>80</b>
	<b>Referências</b>	<b>81</b>

# Lista de Tabelas

3.1	Lista de poços devidamente carregados. . . . .	58
3.2	Lista de horizontes carregados. . . . .	59

# Lista de Figuras

1.1	Localização do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatoba. . . . .	12
1.2	Desenvolvimento da depressão Afro-Brasileira que corresponde a fase de deposição Pré-Rifte. Deposição do reservatório de interesse. . . . .	14
2.1	Planejamento da aquisição sísmica. . . . .	18
2.2	Modelo de representação da aquisição sísmica marinha e terrestre. . . . .	20
2.3	Representação de aquisição sísmica de poço. . . . .	24
2.4	Exemplo de um cubo sísmico 3D. . . . .	27
2.5	Do carregamento de dados para interpretação. . . . .	28
2.6	Fluxograma da modelagem petrogeofísica. . . . .	31
2.7	O sismograma sintético obtido no poço com chek-shot e a seção sísmica. . . . .	34
2.8	Graden da Formação Sergipe. . . . .	42
2.9	(A) Falhas planares rotacionais com arranjo dominó. (B) Falhas geometria em dominó na formação Barreiras (Icapuí-CE). . . . .	43
2.10	Imagem de rollover desenvolvido em modelagem física com argila. . . . .	44
2.11	Representação esquemática dos dois tipos principais de zonas de transferência. (A) falha de transferência (hard-linkage) e (B) zonas ou rampas de revezamento (Relay Ramp). . . . .	44
3.1	Histogramas o primeiro é de impedância acústica e o segundo de $V_p/V_s$ x frequência. Análises de litofaces do reservatório pré-rifte das formações Água Grande, Sergi, Tauá e Aliança. . . . .	47
3.2	O Crossplots primeiro porosidade efetiva com impedância, segundo e quarto $V_p/V_s$ com impedância acústica, terceiro $V_p/V_s$ com argilosidade. . . . .	48
3.3	Perfil sintético comparado com a convolução do perfil elástico. . . . .	49
3.4	Perfil sintético comparado com a convolução do perfil elástico Gráfico VS x VP com regressão linear (A) Equação da reta de regressão linear para os não-reservatório, (B) Equação de reta de regressão linear para o reservatório. . . . .	50

3.5	Cross-plot de Log(RHOB) x Log(VP) para parametrização das retas em relação a litologia para edição do perfil calculado pelo EasyTrace do RHOB equacionado para os coeficientes das retas parametrizadas. Perfil RHOB calculado pelo EasyTrace com os coeficientes das equações de reta parametrizadas	51
3.6	Perfil de sismograma sintético elástico calculado com o perfil VS. . . . .	52
3.7	Perfis de ondas S originais comparados com perfis sintético obtidos por outros perfis pelo método de Greenberg-Castagna. . . . .	53
3.8	Intervalo de acerto dos métodos disponíveis na formação Candeias utilizando upscaling. . . . .	54
3.9	Dado sísmico carregado 3D visualizado no DecisionSpace com o grid. . . . .	55
3.10	Sísmica carregada no DecionSpace com poços já carregados na área. . . . .	57
3.11	Extração da wavelet para ser salva no Fusion. . . . .	60
3.12	Amarração finalizada com todos os dados correlacionados. . . . .	61
3.13	Seção sísmica do poço A, para a verificação da amarração no DecisionSpace.	62
3.14	Amarração do poço B. . . . .	63
3.15	Amarração do poço B analisado na seção sísmica. . . . .	64
3.16	Perfis do poço C, análise das espessuras das litologias. . . . .	65
3.17	Amarração do poço C no Fusion. . . . .	66
3.18	Seção sísmica crossline do poço C. . . . .	67
3.19	Seção sísmica crossline dos poços C e B. . . . .	67
3.20	Seção sísmica entre os poços C, D e B. . . . .	68
3.21	Amarração do poço C analisada na seção sísmica. . . . .	68
3.22	Interpretação de falhas normais do reservatório entre os poços. . . . .	69
3.23	Falhas normais interpretadas na região do reservatório. . . . .	70
3.24	Mapa com ilustração das falhas interpretadas e poços. . . . .	71
3.25	Ilustração da falha que mostra a separação entre os dois blocos. . . . .	72
3.26	Ilustração das falhas entre os poços. . . . .	72
3.27	Seção sísmica correlacionando os poços que foram feitas corretamente a amarração sísmica poço, para confiabilidade da interpretação dos horizontes. . . . .	73
3.28	Horizonte Tauá interpretado interpolado com filtro. . . . .	74
3.29	Horizonte Água Grande interpretado interpolado com filtro. . . . .	75
3.30	Horizonte Sergi interpretado interpolado com filtro. . . . .	75
3.31	Horizonte Aliança interpretado interpolado com filtro. . . . .	76

# Introdução

A bacia do Recôncavo faz parte do rifte continental do Recôncavo-Tucano-Jatobá. Esta possui quatro sistemas de acumulação principal de reservatórios petrolíferos: o sistema pré-rifte Sergi-Água Grande, o sistema sin-rifte Ilhas, o sistema sin-rifte Candeias e o sistema sin-rifte Caruaçu. O reservatório interpretado neste trabalho se localiza na borda nordeste da bacia do Recôncavo. O reservatório de estudo se localiza pré-rifte ao início do sin-rifte do sistema pré-rifte Sergi-Água Grande, que possui quatro principais horizontes geológicos: Tauá, Água Grande, Sergi e Aliança.

O pré-rifte se inicia com os sedimentos que foram depositados no andar Dom João, cujo são depósitos aluviais do grupo Brotas. O grupo Aliança é formado por folhelhos avermelhados e arenitos, sotopostos a arenitos fluviais e eólicos da Formação Sergi. Já os sedimentos do grupo Santo Amaro com a unidade basal (Formação Itaparica) contém depósitos fluviais e lacustres, que são sobrepostos a arenitos fluviais e eólicos da formação Água Grande. Já o membro Tauá marca o início da fase sin-rifte, onde a subsidência superou a taxa de sedimentação gerando folhelhos escuros que são os geradores deste reservatório.

Foram listados 110 poços na região de estudo. Os dados sísmicos e de poços são exportados para o *OpenWorks*. Com listagem de poços com seguintes dados: a última formação, profundidade final do poço e os perfis pertencentes a cada poço. O critério de seleção de poços para utilização desse trabalho se basearam nos seguintes critérios: perfis VP, VS, Rhob e check short. Então dos 110 poços 21 poços se enquadram neste requisitos. Posteriormente, os poços selecionados são carregados com: seus dados, perfis, marcadores de litologia e os quatro horizontes estudados. Sendo utilizados para amarração dos poços e consecutivamente para a interpretação sísmica.

A interpretação sísmica é um ramo da geofísica, no qual, o interprete utiliza a amarração entre os dados de poços e a sísmica para explicar a relação da geologia com a sísmica da área. A amarração sísmica-poço é importante na interpretação, pois calibra o traço sintético com os marcadores de litologia do poço. A amarração devidamente correta ajuda na interpretação de falhas e horizontes de toda a área, com o casamento perfeito dos dados diretos obtidos nos perfis de poço com a sísmica local.

A Modelagem Petrogeofísica de Reservatórios vem se mostrando uma ferramenta essencial, tanto em estudos de viabilidade para sísmica 4D e para inversão acústica/elástica, quanto na interpretação quantitativa integrada à correlação Rocha-Fluido Perfil-Sísmica. Onde foi realizado um estudo dirigido do relatório de modelagem petrogeofísica de reservatórios aplicada aos poços A, B e C, tem como base os padrões: Modelagem Geofísica de Reservatório (PG-1E1-00449), Modelagem Petrogeofísica de Reservatório (PG-1E1-00562), Glossário de Termos Técnicos de Geofísica de Reservatório (PG-1E1-00450), Análise de AVO para Caracterização e Monitoramento de Reservatório e Inversão de Dados Sísmicos.

# Capítulo 1

## Aspetos da geologia regional

A bacia do Recôncavo localizada geograficamente no estado da Bahia ocupa uma área de aproximadamente 11.500Km<sup>2</sup> ilustrado na figura 1.1. Seus limites são representados por alto de Aporá, a norte e a noroeste; pelos sistemas de falhas da Barra ao sul; pela falha de Maragogipe, a oeste; e pelos sistemas de falhas de Salvador, a leste (Caixeta, Bueno,

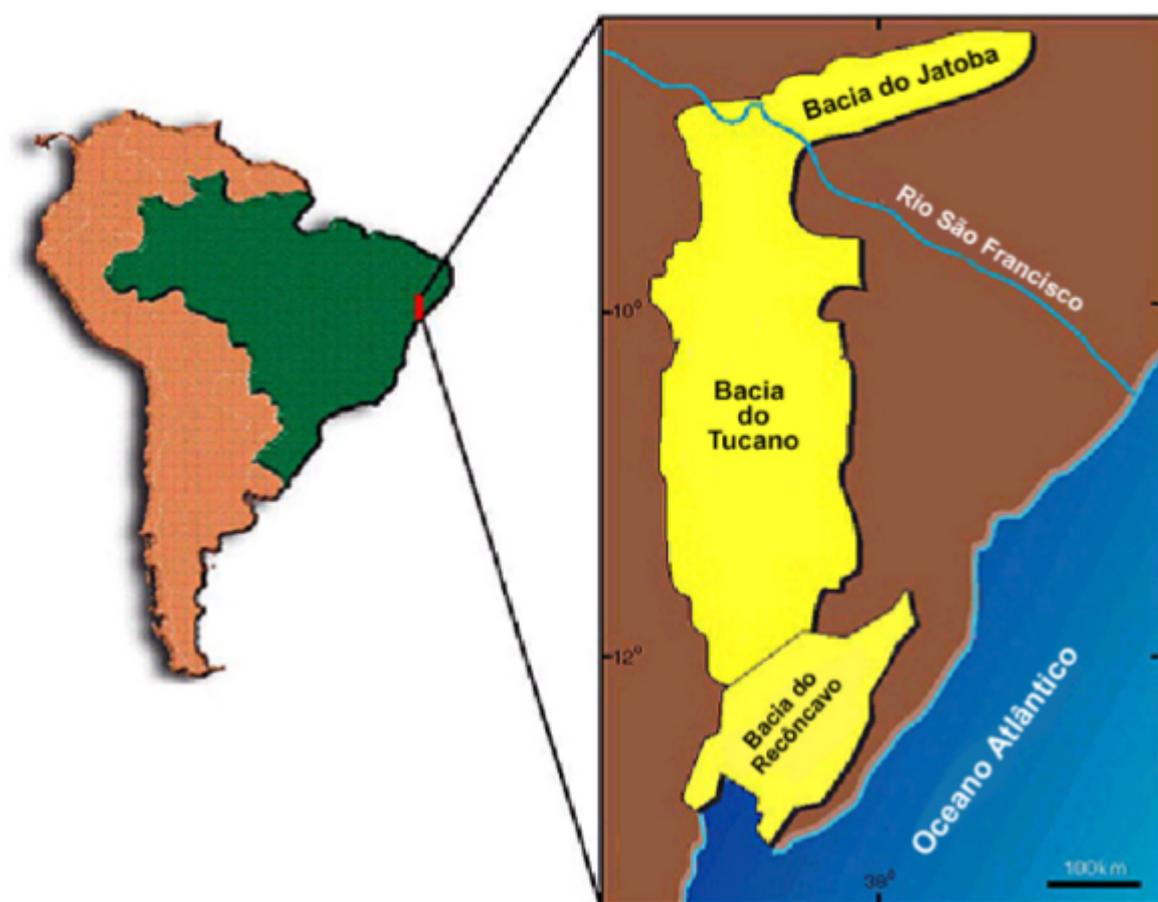


Figura 1.1: Localização do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatoba.

---

Magnavita e Feijó, 1994). As representações estruturais da bacia são caracterizadas por esforços distensionais devido a abertura do oceano Atlântico, que resultaram na fragmentação do supercontinente Gondwana no Eocretácio. A arquitetura básica é de um meio-gráben com falhas na borda a leste e orientação geral NE-SW. O mergulho regional das camadas para leste é condicionado por falhamentos normais planares com direção  $N30^{\circ}E$  e zonas de transferência com orientação  $N40^{\circ}W$  com taxas variáveis em diferentes partes da bacia em sua evolução.

## 1.1 Histórico

As primeiras referências sobre a secção da bacia do Recôncavo ocorreram na primeira metade do século XIX, sendo atribuídos a Johann Baptist Von Spix e Carl Friedrich Phyllip Von Martins, que fizeram descrição das camadas aflorantes da Baía de Todos os Santos (Von Spix e Von Martius, 1938). A procura por hidrocarbonetos e sua posterior descoberta foram determinantes para a mudança na concepção, com a realização de trabalhos voltados a subdivisão de registros sedimentares de unidades estratigráficas com nomenclatura e hierarquia melhor estabelecidas.

Desde a descoberta de óleo em 1939, mais de 5300 poços foram perfurados na bacia Recôncavo, resultado na descoberta de mais 80 campos de óleo e gás. Com a criação da Petrobras e a intensificação dos estudos de superfície, integrada dos dados de superfície e com utilização da sistemática da paleontologia a evolução estratigráfica teve um impulso. A proposta de ((1971), 1971), sua contribuição foi sistematizar e organizar o conhecimento geológico, estabeleceu colunas litoestratigráficas, bioestratigráficas e cronoestratigráficas independentes e determinação de cada tipo de unidade.

A carta estratigráfica do Recôncavo-Tucano foi feita em 1990, quando em 1994 foi feita outra por Caixeta que é utilizada até dos dias de hoje. Apresentou uma proposta diferenciada para bacia do Recôncavo. Posteriormente foram modificadas a coluna estratigráfica com base nos trabalhos de (Netto e Oliveira, 1985) e Aguiar e Mato com modificações referente à amplitude estratigráfica e os limites de suas sequências deposicionais ((2007), 2007).

## 1.2 Área de interesse

O rifte do Recôncavo-Tucano-Jatobá possui estratos desde Paleozóico até o Cenozóico. A fase de sin-rifte aconteceu durante o Eo-cretáceo o processo de rifteamento se estendeu do Neo-Jurássico até o Eo-albino. A área de estudo do reservatório do pré-rifte da bacia do Recôncavo onde estudo se localiza nas formações Aliança, Sergi, Água Grande e Tauá.

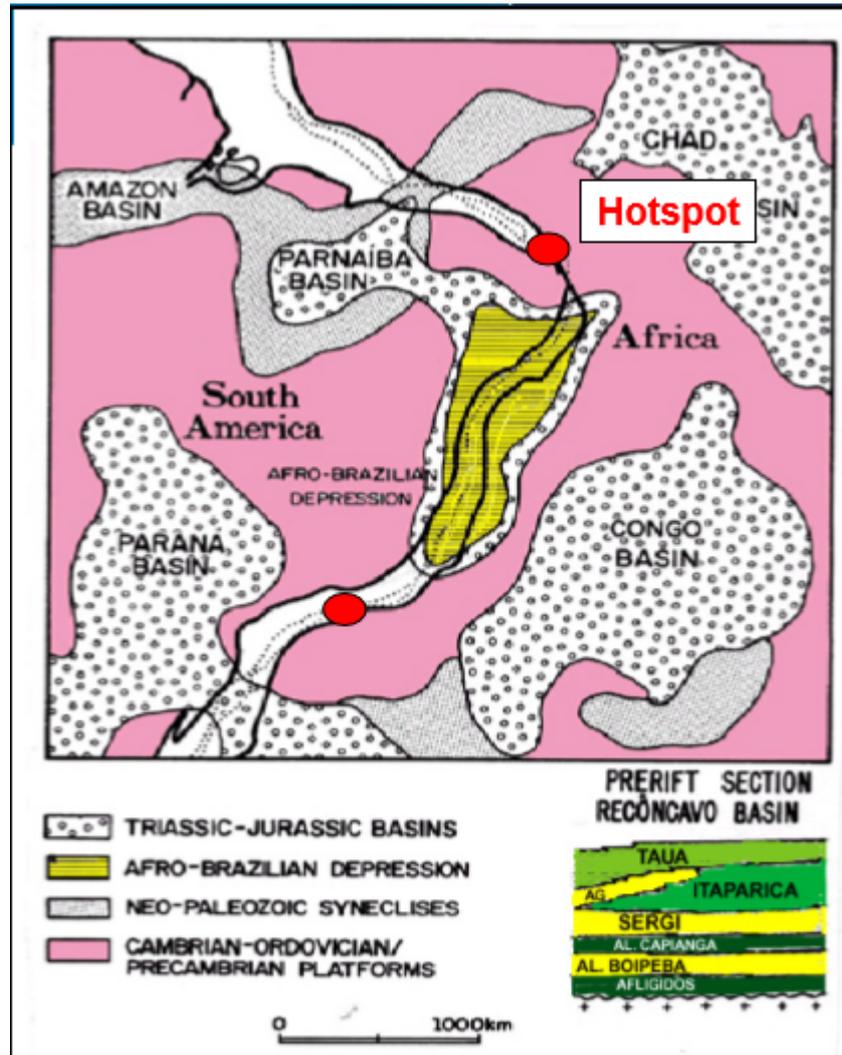


Figura 1.2: Desenvolvimento da depressão Afro-Brasileira que corresponde a fase de deposição Pré-Rifte. Deposição do reservatório de interesse.

A sua deposição foi no período da depressão Afro-Brasileira como ilustrado na figura 1.2. Essas formações fazem parte da estratigrafia do Mesozóico. Os depósitos continentais do supergrupo Bahia incluem sedimentos desde o Jurássico Superior ao Cretáceo Inferior. A série da bacia do Recôncavo é composta por seis andares locais: Dom João, Rio da Serra, Aratu, Buracica, Jiquiá e Alagoas, definidos com base em subzonas de ostracóides.

A estratigrafia do Mesozóico na área é resultado da evolução tectônica do rifte, podendo ser dividida em sequências depositadas nas fases pré-rifte, sin-rite e pós-rifte, durante as quais diversas tectono-sequências foram depositadas. A área de estudo é voltada na evolução tectônica das fases pré-rifte e o início do sin-rifte (Da Silva, 1993).

A fase pré-rifte ocorreu durante o Neo-Jurássico e o Eo-cretáceo. A sucessão pré-rifte se estende do Portlandiano (Tithaniano) ao Berriasiano inferior abrangendo os andares Dom

João e Rio da Serra inferior. O andar Dom João consiste em depósitos aluviais do grupo Brotas, compostos por folhelhos avermelhados e arenitos da formação Aliança, sotopostos a arenitos fluviais e eólicos da formação Sergi. A área fonte onde está sequência pré-rifte era localizada no sudoeste da atual bacia do Recôncavo. Estas *beds* são seguidas por sedimentos do grupo Santo Amaro, cuja unidade basal (formação Itaparica) contém depósitos fluviais e lacustres. Sobrepostos a estes existem arenitos fluviais e eólicos da formação Água Grande, cuja a fonte está localizada a noroeste e norte da bacia do Recôncavo (Milani, Rangel, Bueno, Stica, Winter, Caixeta e Neto, 2007) .

O início da fase sin-rifte é motivo de controvérsia (Magnavita, Silva e Sanches, 2005). Tradicionalmente a esta fase era marcada pelo primeiro aparecimento de espessa cunha de conglomerados sin-tectônicos da formação Salvador, a qual constitui parte da borda do rifte ((2007), 2007). Porém, a presença de parte do sistema de conglomerados indica apenas a existência de uma elevação topográfica ao longo da borda falhada (Magnavita e da Silva, 1995). Assim, antes que a topografia fosse criada, numa fase em que taxa de sedimentação, os folhelhos escuros, geradores, do membro Tauá (Formação Candeias, Rio da Serra Inferior - Berriasiano) depositaram-se numa depressão existente nas bacias do Recôncavo e Tucano Sul, caracterizando o início da fase sin-rifte ((1995), 1995).

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

### 2.1 Princípios básicos

A interpretação sísmica é o trabalho de extrair informações geológicas das seções sísmicas. Uma seção sísmica é uma representação geofísica de feições de um plano grosseiramente perpendicular à superfície de estudo. Uma reflexão é a separação entre duas camadas. A relação entre as diferentes posições das reflexões permite-nos identificar camadas, estruturas e outras feições geológicas.

“Interpretação em geofísica, inferência sobre a natureza do interior da terra feita a partir de levantamentos específicos, tais como: sísmica, gravimetria, magnetometria, resistividade etc”, como definido no dicionário enciclopédico inglês-português de Geofísica e Geologia (De Oliveira, 1997).

Nestas seções, as camadas não são mostradas diretamente, mas representadas na forma de reflexões. Da mesma forma, a profundidade das camadas não é medida direta, já que é dada em tempo não em profundidade. Finalmente, as reflexões podem estar junto a ruídos que não puderam ser cancelados, podendo às vezes ser confundidos com os dados coletados.

A interpretação feita por um geofísico deve ser capaz de identificar feições geológicas em meio aos diversos eventos sísmicos; para tal, ele deve usar tanto conhecimento em geologia quanto em física. A conjunção dessas informações dá ao interprete a capacidade de extrair informações geológicas e geofísicas locais.

A interpretação tem como objetivo a representação sísmica da geologia, de modo a construir um modelo geológico de uma área ou bacia pela visualização dos dados sísmicos adquiridos na área. Este objetivo se concretiza na prática em: definição da geometria da rocha que pode ou não conter hidrocarbonetos, estimar seu volume e caracterizar os seus fluidos (água, óleo, gás).

No final do seu trabalho, o interprete transfere todas as informações obtidas para mapas

estruturais ou qualquer tipo de apresentação, com o objetivo principal de localizar poços de petróleo.

### 2.1.1 Amarração e escolha do refletor

No geral, o trabalho se inicia com a escolha de um nível, ou refletor que será representado no mapa, na maioria das vezes é refletor próximo do topo da camada que contém petróleo. É importante que o refletor seja forte e contínuo, de forma a ser fácil rastrear. Quando isto não for possível, podemos escolher um refletor próximo que o mesmo estando abaixo ou acima, acompanhe seu relevo.

O refletor corresponde ao topo da camada que nos interessa, utiliza-se o sismograma sintético é utilizado para amarrar este a sua reflexão no domínio do tempo ou em profundidade. Caso não seja possível, geralmente se procura determinar pelo perfil sônico, o tempo entre a superfície, ou o datum, e a camada de interesse. No perfil pode-se medir o tempo entre quaisquer profundidades. O tempo encontrado é multiplicado por dois, para se obter o tempo da reflexão correspondente na seção sísmica.

“Datum é o plano de referência usados nos levantamentos topográficos, geofísicos, etc”, como definido no dicionário enciclopédico inglês-português de Geofísica e Geologia. Nas aquisições a profundidade tomada como zero, “datum”, é geralmente o nível do mar.

O cruzamento entre duas linhas uma inline e outra crossline é o ponto em que o traço sísmico de uma das linhas é igual, ou muito semelhante ao traço da outra linha. Neste ponto, se superpormos o traço de uma das linhas ao traço da outra e o refletor interpretado. Outra forma de identificá-los é com auxílio de outros poços, por onde outras linhas passem.

### 2.1.2 Forma de rastreamento

O rastreamento das seções será realizado na forma de polígonos ou quadrados da seguinte forma:

- a) partindo-se de uma das seções sísmicas, utiliza-se o cruzamento com uma seção qualquer para identificar o refletor a mapear;
- b) nesta nova seção, acompanha-se um refletor "a" até o cruzamento com outra linha;
- c) nesta última, no caso de se tratar de um quadrado rastreia-se o refletor na direção oposta à da primeira seção, até um novo cruzamento;
- d) na nova seção, o refletor pode ser acompanhado até o cruzamento com a primeira linha;
- e) se a interpretação foi bem feita, estaremos retornando para o refletor rastreado na primeira seção;

- f) se houver erro, repete-se o processo;
- g) o refletor escolhido pode ser rastreado em quadrados sucessivos em todas as linhas da área, garantindo a correção do trabalho;
- h) identificando-se as estruturas presentes, estará pronto para a preparação do mapa estrutural sísmico;
- i) traçamos as principais falhas e contornamos.

Providencias a serem tomadas antes do rastreamento dos refletores:

- a) customizar a janela do mapa base é o lugar onde estarão representados todos os pontos de tiro de uma determinada linha sísmica. Todo mapa é delimitado em todos os vértices por coordenadas geográficas e UTM.
- b) deve-se escolher a escala mais adequada ao tipo de mapeamento;
- c) entrar em uma janela sísmica que poderá ser uma seção dip, strike ou seção arbitrária.

## 2.2 Aquisição sísmica dos dados

### 2.2.1 Conceitos básicos

“O modelo de aquisição dos dados é construído admitindo-se que a propagação de ondas sísmicas (vibrações) através das rochas pode ser entendida fazendo uso das mesmas leis físicas que regem a óptica geométrica” como definido por (Thomas, 2001).

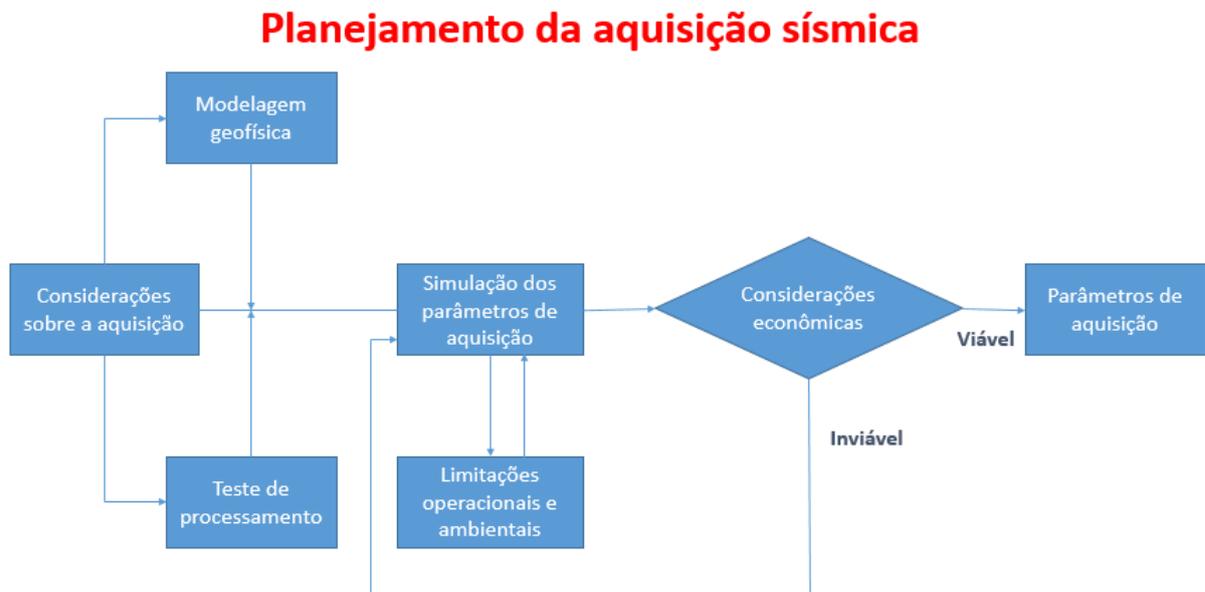


Figura 2.1: Planejamento da aquisição sísmica.

Para a aquisição dos dados são geradas ondas elásticas artificiais (impulsos) de duração relativamente pequena (em torno de 200 milisegundos) em pontos específicos na superfície da área a ser mapeada. Essas perturbações mecânicas são geradas através da utilização de dinamite quando em terra, ou canhões de ar comprimido no caso de regiões marinhas (Rosa, 2010). O planejamento da aquisição sísmica como ilustrado na figura 2.1 exemplifica o passo a passo no decorrer do processo.

A tecnologia para a sísmica avançou significativamente quanto ao detalhamento das informações da sub superfície que captura. Para uma avaliação regional ou preliminar de uma área, os dados sísmicos 2D, que possuem grande espaçamento entre as linhas sísmicas, podem ser suficientes. Porém para uma adequada definição de um prospecto exploratório ou para os trabalhos de desenvolvimento e produção de uma descoberta, é fundamental uma sísmica 3D, caracterizada por apresentar pequeno espaçamento entre as linhas sísmicas.

Os dados sísmicos podem ser:

- i) Não exclusivos como os SPECs, provenientes de levantamentos realizados pelas empresas de aquisição de dados;
- ii) Proprietários, encomendados diretamente pelas concessionárias de blocos exploratórios e
- iii) Dados de fomento, advindos de levantamentos da própria ANP.

Uma vez gerada, a onda sísmica se propaga através da terra, e ao atingir a interface entre duas rochas de características físicas diferentes, parte da energia incidente da onda é refletida e retorna à superfície, onde pode ser captada por sensores. Uma outra parte da onda é refratada para o meio inferior. A porção de energia refletida é proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios. A aquisição sísmica em terra e marinha é ilustrada na imagem 2.2.

Os receptores que captam a porção refletida das ondas ficam situados em pontos específicos na superfície, e podem ser de dois tipos: eletromagnéticos para captação em terra (sendo comumente denominados geofones) ou de pressão (chamados de hidrofones) para aquisição de dados em regiões oceânicas. Uma vez captadas pelos sensores, as informações são gravadas em sismógrafos. O sismógrafo armazena as amplitudes das ondas em intervalos de tempo regulares (tipicamente a 4 milisegundos) tanto o instante de tempo da chegada da informação quanto a intensidade da onda medida nesse momento.

A profundidade máxima a ser mapeada durante o processo de aquisição é determinada pelo tempo de registro das reflexões pelos sensores e pela velocidade de propagação dos sinais sísmicos através das camadas de rocha. “Para levantamentos terrestres, esse tempo de amostragem é tipicamente de 4 segundos a partir do instante de detonação (considera-se o instante da detonação como sendo o instante de tempo  $t = 0s$ )”, como definido por (?).

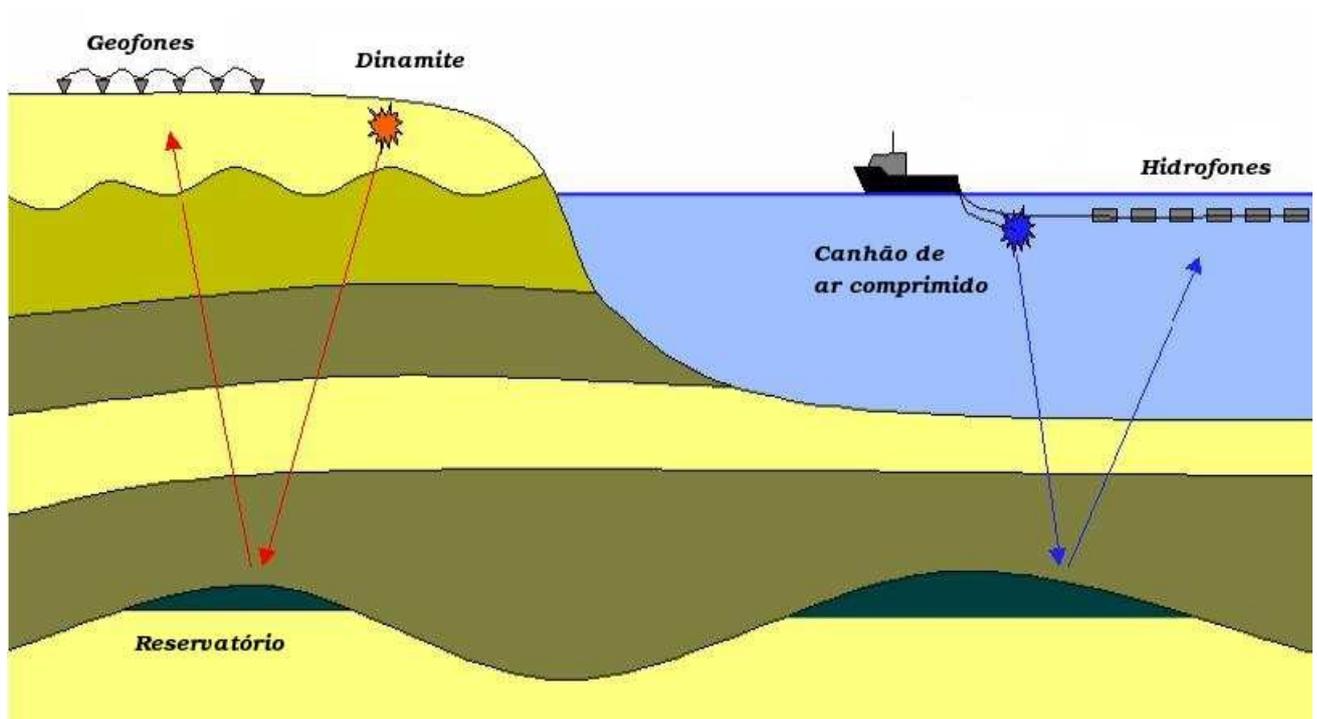


Figura 2.2: Modelo de representação da aquisição sísmica marinha e terrestre.

A imagem sísmica obtida por esse processo de captação dos sinais refletidos será tão melhor quanto menor for o espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície. “Valores típicos para o número de sensores estão entre 128 e 1024, situados equidistantes a distâncias que variam de 6,25 a 25 metros” como definido por (Thomas, 2001). A frequência de amostragem do sinal amostrado por cada um dos sensores é o que determina o espaçamento vertical de medição dos sinais, sendo igualmente importante. Equipamentos modernos tipicamente realizam amostragem temporal das ondas refletidas a valores equidistantes de 2 ou 4 milisegundos.

### 2.2.2 Aquisição sísmica terrestre

A aquisição sísmica terrestre pode ser realizadas das seguintes maneiras: motorizada é realizada por veículos leves e médios, pois a sonda pode ser montada em veículos especiais e portátil; heliportátil os helicópteros constituem o apoio principal a operação, podendo ser completada por embarcações ou veículos automotores; manual trata-se de uma equipe de abertura manual, onde a distribuição de material nas linhas sísmicas é realizada predominantemente a pé; mista designação usualmente empregada para equipes de abertura manual que contam com o apoio de helicópteros e veículos (Vieira, Stilgoe e Ferreira, 2008).

---

As etapas da aquisição sísmica terrestre uma visão macro, são:

1. Planejamento e licenciamentos
2. Montagem de acampamentos e Paióis
3. Permissória
4. Abertura de linhas
5. Sondagem e carregamento
6. Espalhamento de material
7. Detonação e registro
8. Recolhimento de material
9. Levantamento de danos/pagamento de indenização

Na aquisição sísmica terrestre, o primeiro passo deve-se obter as informações geológicas e geofísicas da área e posteriormente o objetivo do levantamento. Em busca de aquisição anteriores de áreas adjacências. Em seguida a modelagem e simulações, onde são feitos testes com dados já obtidos na mesma área. A parametrização e a geometria definem os parâmetros de aquisição 2D ou 3D. Essas etapas são feitas por softwares de parametrização/planejamento. Já a modalidade da aquisição tem o poder de decisão se o dado a ser adquirido será obtido por uma aquisição proprietária ou especulativa.

Uma das etapas da aquisição sísmica é o licenciamento ambiental o Brasil a aquisição terrestre tem sido licenciada pelo Ibama, já na aquisição marítima envolvem órgãos federais. Antes de iniciar a aquisição pede-se a autorização da agência ANP e suas exigências devem ser cumpridas. Para aquisição tem que ter um planejamento operacional com o emprego de imagens aéreas, softwares com o MESA e OMINI. Também o reconhecimento define a profundidade, mas depende de um conhecimento prévio da área. O acampamento base requer a seleção da área e montagem das estruturas.

A localização e licenciamento dos paióis deve ser feito com antecedência. A abertura das linhas pode ser feita de duas formas: abertura manual com restrições ambientais limitantes e abertura mecanizada. A abertura é orientada por topógrafos com o emprego de estação total, teodolitos, a topografia também coloca marcos de referência na área levantada.

A etapa da perfuração e explosivos deve-se decidir quanto a forma de realizar a perfuração, o explosivo deve ser escolhido segundo critérios ambientais de segurança. Deve-se dispor de parâmetros alternativos para área de solo muito duro ou rochoso onde a profundidade e quantidade nominal de carga possa ser atingida. Na sísmica 1 onde ocorre o plantio de receptores a variação quanto a forma de levar material para linhas na otimização das opções de transporte. Nos registros são empregados várias frentes de detonação e mais de uma casa branca. Com a sísmica 2 são recolhidos os materiais. Na recuperação de tiros ocorre recolhimento de fios de espoleta, preenchimento de buracos com re-tamponamento e retirada

de estacas.

A avaliação dos danos devem ser feitas nas propriedades rurais, plantações e outras benfeitorias afetadas pelo levantamento devem cuidadosamente avaliadas e os danos corretamente reembolsados. Na recuperação de áreas de acampamento e linhas devem ser recuperadas segundo as prescrições ambientais. Existem fatores que afetam diretamente ao levantamento sísmico terrestre que são:

- Operação: período de chuvas, estradas da área, redes elétricas, período de colheitas/-plantio, dificuldades de perfuração, presença de obstáculos permanentes/temporários, dutos enterrados, não liberação, registro á operação e acesso.
- Meio ambiente: áreas de preservação, licenças/autorizações, restrições a abertura de picadas e interdições temporárias.
- Geologia: modelo geológico/estrutural, objetivos da aquisição, profundidade dos objetivos, tempo de ocorrência, mergulhos, geologia aflorante, coluna estratigráfica, mapas estruturais/estratigráficos, relação de poços na área, perfis sônicos, Vsp's/Check shots e modelo ZBV.

Na aquisição sísmica terrestre deve ser considerado as questões ambientais. Primeiramente a legislação ambiental com licenças, autorizações, estudos e relatório. Seguidamente as áreas de preservação ambiental caso não ocorra liberação, deve-se haver um reposicionado das fontes e dos receptores. Podem ocorrer restrições à atuação em relação ao tipo de fonte, ao tipo de sonda e o tipo de corte que deve ser feito na vegetação da área de estudo.

O reconhecimento da área para seu maior proveito deve ser realizado antes do planejamento inicial da aquisição. As informações devem ser obtidas através de: mapas topográficos e geológicos; fotografias aéreas e imagens de satélites; visitas de reconhecimento de áreas de trabalho reconhecimento por carro e a pé, filmagens e fotografias. Os padrões de geofísica de reconhecimento são: levantamentos anteriores, seções migradas e não migradas, registro de campos, funções velocidade, ruídos presentes, experimentais, mapas e qualidade, frequência do sinal, multiplicidade desejada e tipo de processamento.

Os Tipos de fontes de energia para sísmica terrestre são: explosivos, vibradores, thumpers (arremesso de peso), rifles (Betsy), marreta e air gun (áreas alagadas). Assim como as fontes existem também tipos de sonda são: perfuração, distribuição de explosivos, escorva, carregamento, tamponamento, re-tamponamento e sonda. A sonda é um equipamento para sísmica terrestre com explosivos podem ser: trado manual, pulsão, perfuratrizes, sondas rotativas portáteis, sondas rotativas mecanizadas ou motorizadas, sondas rotativas modulares portáteis e sondas de jato d'água.

Tipos de sondas sísmica terrestre:

- Tratado manual: a mais portátil das sondas, ideal para regiões de acesso difícil. Sua

produtividade depende do número de turmas, pode ser considerada alta em solos favoráveis. Necessita que o solo seja favorável para a aplicação de ferramentas. A ferramenta simples, pode ser fabricada a partir da sucata, manutenção básica resume-se a afiação. Possui operação intuitiva pode ser realizada por braçal treinado.

- Rotativas portáteis: a melhor solução para regiões de acesso difícil e furos profundos. Existem dois tipos: a rotação da coluna é obtida por motor de gasolina de baixa cilindrada ou um motor de ar comprimido. A de motor de gasolina tem maior produtividade e pode ser utilizada como fluido de perfuração. A principal vantagem do outro tipo é o peso. O compressor que as sondas demandam é de baixa pressão e alta vazão, são pesados (500 a 600 kg) e precisam de grande quantidade de mangueiras para se conectar às sondas.

- Sondas mecanizadas: são aquelas montadas em bugies ou outros tipos de veículos. São de maior produtividade, algumas são capazes de perfurar 6m em menos 1 minuto. É a sonda “ideal”, caso haja facilidade de deslocamento do veículo que a porta, exige abertura mecanizada da picada ou pode operar em terrenos relativamente planos com cobertura vegetal baixa. Uma variante nesse equipamento é a sonda roto-percussiva, indicada para solos endurecidos ou rochosos. Este tipo de sonda mecanizada somente terá produtividade elevada nas condições para que o equipamento foi projetado.

- Sonda sapo: é um dado tipo de sonda muito eficiente em solos alagados e inconsolidados, também conhecida como Jet Drill. Esta sonda consiste em um tubo de aço conectado a uma bomba e um suprimento de água, o bombeamento de água através do cano, que é posicionado na vertical no local da perfuração, promove a abertura do furo. A sonda sapo é muito eficiente mais requer um grande suprimento de água para seu funcionamento, a ser aplicável em terrenos alagados. Nesta sonda não há acoplamento para extensão de coluna, a profundidade máxima de perfuração dada pelo comprimento do cano.

A sísmica terrestre possui quatro tipos de sensores que são: geofones dinâmicos, geofones tri-axiais, hidrofones (para áreas alagadas) e acelerômetros (mono e tricomponentes).

### 2.2.3 Aquisição sísmica de poço

A sísmica de poço auxilia na interpretação estrutural, estratigráfica e litológica da sísmica de superfície, é importante para determinação das velocidades sísmicas com precisão (Schinelli, 2002). A sísmica de poço auxilia a identificar camadas litológicas nas seções sísmicas, servindo para controlar a qualidade dos dados sísmicos de superfície. É utilizado para prever as situações geológicas abaixo do fundo do poço. (Pimentel, 2005)

A técnica VSP (Vertical Seismic Profiling) tem como objetivo fazer comparações com a resposta no intervalo sísmico perfurado com as previsões feitas com base na sísmica de superfície. Utilizada para prever a profundidade e características de horizontes ainda não

atingidos pelo poço. Auxilia no reconhecimento lateral preciso de refletores e nos estudos estruturais e estratigráficos nas vizinhanças do poço(?).

A aquisição sísmica de poço VSP Zero-offset tem geometria de fonte sísmica localizada próximo ao poço, o processamento gera um único traço sísmico denominado corredor stack. O corredor stack é um traço que representa a resposta sísmica nas vizinhanças do poço. Para sua melhor visualização, este traço é repetido algumas vezes gerando uma pequena “seção”. Já no VSP offset a fonte vai sendo afastada ao longo do poço e gera uma imagem em 2D com forma alongada. Na aquisição VSP walk away a fonte é deslocada sobre uma linha que passa pelo poço e a ferramenta permanece fixa como ilustrado na figura 2.3. Este apresenta maior cobertura do que o VSP offset simples, imageando portanto uma área maior. Como resultado, obtemos uma imagem 2D cuja a extensão depende do posicionamento de fontes e receptores, bem como o contexto geológico.

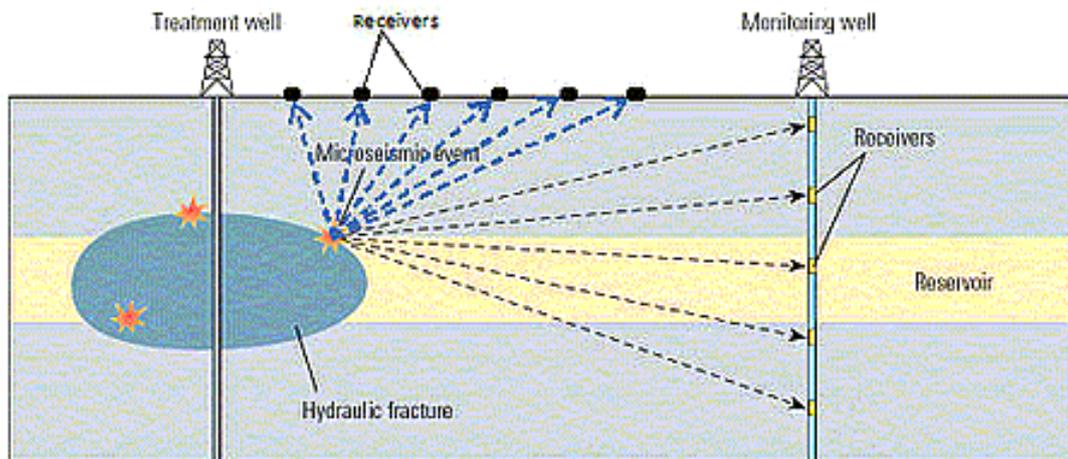


Figura 2.3: Representação de aquisição sísmica de poço.

O tipo de aquisição VSP walk away é utilizado em poços desviados ou horizontais, a fonte se desloca sempre estando acima da ferramenta. Este tipo de aquisição ilumina exclusivamente a área abaixo do poço, gerando uma imagem 2D dessa região. Nos poços desviados, tem as mesmas finalidades dos outros tipos de VSP, em poços horizontais serve para o monitoramento da perfuração, verificando se esta seguiu o caminho estabelecido. Somente abaixo do poço ocorre o imageamento.

As técnicas de aquisição sísmica de poço VSP 3D podem ser:

- Bell shaped: linhas de walkaway paralelas em volta do poço. O resultado é uma imagem 3D em forma de sino.
- Cornet shaped: para poços desviados ou horizontais, com linhas walkway paralelas,

perpendiculares ao poço.

Já no tipo de aquisição VSP Crosswell é feita entre poços adjacentes onde um possui as fontes e outro os receptores. O VSP do tipo de aquisição MWD permite realizar aquisição durante a perfuração, permite acompanhar de modo praticamente contínuo o posicionamento da broca dentro da seção sísmica devidamente conhecida. Este utiliza ferramentas ou fontes que estão sujeitas a constantes falhas mecânicas. A Drill Bit é uma broca de perfuração com fonte sísmica, os detectores são posicionados na superfície e registram tanto a onda quanto as reflexões nas interfaces abaixo da broca.

A ferramenta SMWD desce com a coluna de perfuração, as fontes ficam localizadas na superfície. Os disparos são feitos quando a perfuração é interrompida a fim de acrescentar tubos a coluna. Pode-se atirar também em pontos intermediários, sendo necessário interromper a perfuração.

As vantagens e desvantagens do VSP em relação a sísmica:

- Maior proximidade com os objetivos geológicos.
- Menor incidência de perdas por dispersão, absorção inelástica e divergência esférica.
- Menos volume de dados.
- Informações restritas lateralmente da região entre a fonte e o poço.
- Melhor resolução e conteúdo de frequências.
- O VSP registra o sinal direto da fonte-receptor (onda direta), podendo-se assim determinar seu tempo de transito.

- Pode-se estabelecer uma “lei de velocidade” a partir desses tempos, e com ela construir um modelo de velocidade para migrar os dados de VSP offset.

O tipo de aquisição VSP walka bove é utilizado em poços desviados ou horizontais, a fonte se desloca sempre estando acima da ferramenta. Este tipo de aquisição ilumina exclusivamente a área abaixo do poço, gerando uma imagem 2D dessa região. Nos poços desviados, tem as mesmas finalidades dos outros tipos de VSP, em poços horizontais serve para o monitoramento da perfuração, verificando se esta seguiu o caminho estabelecido. Somente abaixo do poço ocorre o imageamento.

Existem técnicas de aquisição sísmica de poço VSP 3D podem ser:

- Bell shaped: linhas de walkaway paralelas em voltado poço. O resultado é uma imagem 3D em forma de sino.
- Cornet shaped: para poços desviados ou horizontais, com linhas walkway paralelas, perpendiculares ao poço.

### 2.2.4 Sísmica 2D

O levantamento sísmico bidimensional (2D) é o tipo mais simples e barato na aquisição de dados sísmicos. Permite buscar informações a grandes profundidades, possibilitando o mapeamento do arcabouço estrutural em áreas extensas. A sísmica 2D é o tipo de aquisição de dados que acontece normalmente no início da exploração de uma região, seu principal objetivo é localizar e qualificar as possíveis chances de descobertas econômicas de petróleo e gás (Santos, Garcia e Veras, 2008).

“A principal característica do arranjo 2D é captar dados de duas componentes geométricas (duas dimensões), uma horizontal (superfície terrestre) e outra em profundidade, medida em tempo, ou seja, o tempo que uma onda sísmica leva para percorrer o subsolo até encontrar uma descontinuidade, refletir e retornar à superfície do terreno”, definido por (Thomas, 2001). Desta forma, o produto do processamento dos dados sísmicos em 2D são “fatias” esparsas da superfície terrestre. Permitindo a visualização em duas dimensões (profundidade x comprimento), ou seja, em corte da bacia sedimentar estudada. A unidade de medida utilizada neste tipo de aquisição sísmica é o comprimento, uma vez que são adquiridos dados de grandes extensões de linhas sísmicas, que são constituídas pelo arranjo linear de fontes e receptores de sinais sísmicos.

As grandes extensões de linhas sísmicas (centenas de quilômetros lineares) e a grande distância entre elas são fatores bem característicos da sísmica 2D, uma vez que seu objetivo principal é obter dados de áreas extensas.

### 2.2.5 Sísmica 3D

A aquisição sísmica 3D terrestre acontece normalmente na fase mais adiantada da exploração. Esta é capaz de fornecer uma quantidade de informações muitas vezes maior do que a 2D, possibilitando prever com melhor precisão a locação de poços exploratórios e permitir inclusive a análise quantitativa das possíveis acumulações de hidrocarbonetos (Santos, Lima e Silva, 2005).

O método foi primeiramente descrito na literatura por Walton há 36 anos, passou a estar disponível comercialmente a partir de 1975 e entrou num período de crescimento grandioso durante a década de 1980. Hoje a sísmica 3D é amplamente utilizada na indústria do petróleo, sendo reconhecida como uma ferramenta poderosa.

No Brasil, a aquisição sísmica 3D passou a ser utilizada nas bacias terrestres no final dos anos 1980. Entre 1988 e 1997 foram adquiridos 5.754 km<sup>2</sup> de dados sísmicos 3D nas bacias sedimentares brasileiras mais importantes para a prospecção de petróleo. No decorrer destes anos verificou-se um aumento significativo da sísmica 3D terrestre em relação ao

levantamento sísmico 2D no processo de exploração, impactando-o positivamente em diversos níveis.

O princípio aplicado na sísmica 3D é a obtenção de uma imagem tridimensional a partir de duas componentes horizontais (eixos x e y, medidas de comprimento em metros e quilômetros) e uma terceira em profundidade, medida em tempo, ou seja, o tempo de resposta das ondas sísmicas refletidas. Um fator importante para se obter o cubo de dados 3D é a disposição das linhas sísmicas, que devem estar paralelas e afastadas entre si em distância igual a distância entre os canais receptores (Thomas, 2001). Os dados interpretados são da bacia do recôncavo, sua aquisição é uma sísmica 3D terrestre como ilustrado na figura abaixo.

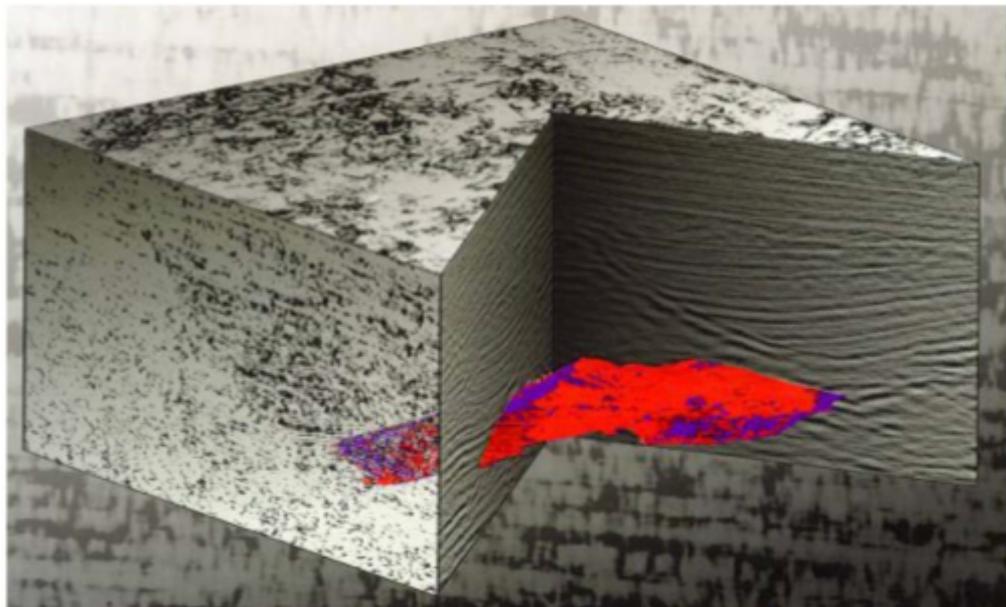


Figura 2.4: Exemplo de um cubo sísmico 3D.

## 2.3 Carregamento de dados sísmicos

Para a iniciação do projeto de interpretação de dados sísmicos, devem ser fornecidos pelo processamento sísmicos os dados sísmicos a serem carregados. O fluxograma de dados de interpretação é representado na figura 2.5.

A partir do momento que os dados são liberados pelo sistema após a aquisição, para o carregamento no software desejados pelo interprete. Antes do dado ser liberado pelo sistema, o intérprete é necessário e fundamental que o intérprete faça uma checagem assegurando-se do correto geoposicionamento e a qualidade intrínseca do dado.

## Fluxo dos dados de interpretação

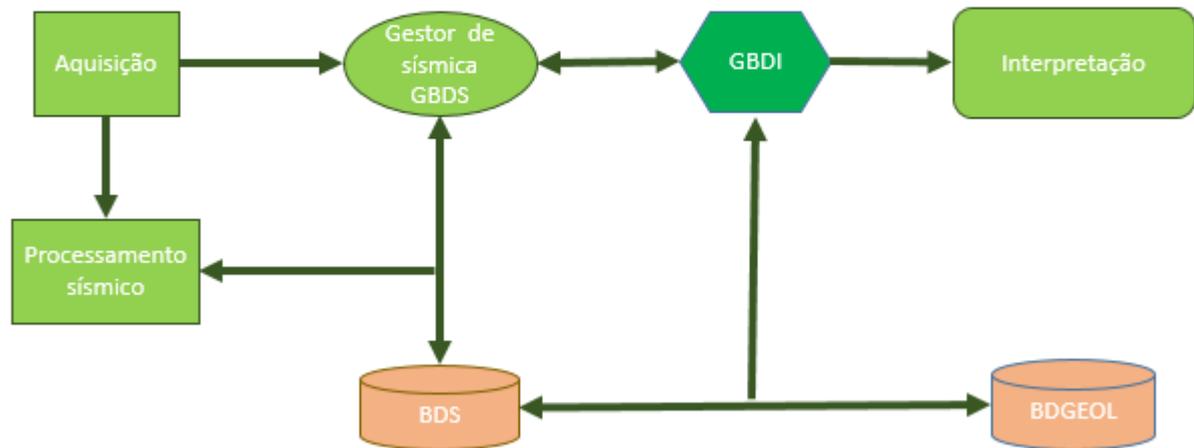


Figura 2.5: Do carregamento de dados para interpretação.

### 2.3.1 Carregamentos de dados sísmicos 2D

No carregamento de dados sísmicos 2D possui as etapas preliminares, o próximo passo deve ser a criação um novo projeto de poços, para que, as linhas 2D serem os únicos por área e por bacia.

Posteriormente, todas linhas devem ser adicionadas no projeto que está concluído. As linhas 2D são gravadas e organizadas em pacotes, essa organização pode ser por equipe, área, bacia, bloco ou uma única linha contendo toda navegação sem distinção.

Chama-se de navegação toda geometria da linha sísmica, isto é, informações de mínimo e máximo do traço, coordenadas do ponto de tiro (PT) e a relação PT/traço. Ao carregarmos uma linha deve-se selecionar uma survey em que sua navegação será gravada, por critério de organização e será salva (Santana, Villalva e Andrade, 2008).

### 2.3.2 Carregamentos de dados sísmicos 3D

### 2.3.3 Gridagem

*Grid* é uma malha, um gráfico quadriculado ou uma rede de pontos regularmente espaçados no terreno. No processo de gridagem são calculados valores de propriedades, principalmente da profundidade Z, regularmente espaçados a partir de dados espaçados irregular-

mente. O termo “espaçados irregularmente” implica dizer que os pontos estão distribuídos aleatoriamente sobre o extenso mapa. As grades geradas pode conter buracos ou descontinuidades ((2005), 2005). Os cálculos são feitos por meios de interpolação ou extrapolação. Uma interpolação ideal é aquela que gera uma superfície que se ajusta aos dados a um determinado nível de precisão, ou seja é fiel aos dados dentro de um limite arbitrário definido pelo intérprete.

### 2.3.4 Criação de um projeto sísmica 3D

Para criação de um projeto sísmico 3D definir um grid que define a estrutura do carregamento e armazenamento d dado sísmico 3D. As informações para criação do grid são fornecidas pelo processamento sísmico e/ou GBDS e contém a relação linha-traço, coordenadas X e Y dos vértices do grid e tamanho da cela (espaçamento entre linhas e traços). É fundamental verificar em que sistema de coordenadas, isto é, o Datum é a projeção dado que foi processado, pois caso seja diferente do sistema em uso na área ou bacia será necessário convertê-lo. É necessário dedicar especial atenção nesta fase de criação do grid, para que no futuro os dados interpretados estejam corretamente posicionados.

O formato SEG Y é um padrão da indústria para representação de dados sísmicos, composto de header (cabeçalho) EBCDIC e um header binário. O header EBCDIC é gravado no trecho compreendido entre os bytes 1 e 3200. A primeira linha File mostra o endereço completo do arquivo e no File Size mostra o número de traços e o comprimento do traço incluindo header de 3200 bytes. O header EBCDIC contém informações importantes a serem observadas tais como: razão de amostragem, formato e shift do dado (informações acima do nível do mar), que serão informações de entrada para o carregamento. Se as informações não tiverem disponíveis nesse header, deve solicitar os dados novamente.

O carregamento de dados sísmicos está no formato SEG Y deve-se primeiramente deve-se verificar os dados que estão no cabeçalho do dado sísmico a ser carregado. A primeira verificação é se as coordenadas estão no padrão, se não estiverem deve-se fazer uma conversão de coordenadas antes do carregamento. Em seguida deve-se analisar os bytes das coordenadas, onde se encontram a xline e crossline se estão com os bytes corretos no padrão da empresa, coordenadas do offset, o byte e se o dado possui todas as linhas. Pode-se criar um grid a partir dos dados das iline e crossline, mas o próprio software cria o grid com esses valores. Terminando o procedimento de carregamento, verificamos no software desejado o dado sísmico carregado.

## 2.4 Carregamentos de dados de poços

A exportação de dados de poços do arquivo contém os dados de coordenadas, mesa rotativas, profundidades, classificação de topos e bases das unidades crono/litoestratigráficas essas informações são editadas para posteriormente carregadas no *OpenWorks*, criando assim: poços verticais, direcionais e horizontais e respectivamente onde os dados são editados, importados e armazenados para serem utilizados na amarração e na interpretação sísmica (da Silva, Monteiro e Silveira, 2004). O carregamento de poços verticais, são recuperados na base de dados, digitamos o poço por sua nomenclatura, com a aba de informações gerais do poço. São selecionadas as informações: sigla, API (identificação do poço), coordenadas planas da BAP, coordenadas planas de fundo, maior profundidade alcançada, altitude MR (mesa rotativa-KB) e selecionar formato tabular. Exportando o dado do poço para em seguida a importação dos dados, onde são editados para importação, após esse procedimento o poço é carregado no *OpenWorks*. Para poços direcionais o que muda no processo deve-se selecionar as informações do poço é preciso clicar no ícone de recuperação de dados direcionais dos poços por fim fazer o mesmo processo descrito anteriormente.

Para o carregamento de marcadores de litologias, os dados são recuperados na base de dados coloca-se o nome do poço, após seleciona as unidades estratigráficas será gerado um arquivo com os dados das litologias do poço são exportados com respectivas profundidades. Formatando os valores e colocando o UWI do poço para cada informação esses dados podem ser importados para o OpenWorks. Já no carregamento dos perfis também é feito no Sigeo no ícone de exportação ao qual deve-se escolher os arquivos LAS para a exportação selecionando o poço desejado, posteriormente escolher os perfis que serão exportados, com o arquivo LAS com todos os dados e não precisa ser editado, pois, na importação o OpenWorks faz a leitura corretamente do arquivo LAS.

Os check shots também conhecidos como tiros de controle. Usados na interpretação para confirmar as previsões geológicas. São utilizados para determinar as velocidades sísmicas com precisão, são também conhecidos como WST. Na escolha dos check shots devem se seguir as "regras de ouro" que são:

- 1-Escolher níveis onde haja interesse geológico;
- 2-Um nível na base e outro no topo do perfil sônico;
- 3-Um nível do fundo do poço;
- 4-Se possível, um nível no SRD e outro na base da ZBV.

Os check shots também são usados para calibrar o sônico, usados para interpolar dados do sônico até a superfície (rampa) e o check shot no topo do sônico maior precisão da rampa.

## 2.5 Petrossismica

Petrogeofísica e a Petrossísmica é a área responsável pelo entendimento da amplitude sísmica a partir das propriedades do reservatório, buscando a correlação entre as propriedades elásticas tais como densidade e velocidade e as propriedades fundamentais a argilosidade, porosidade e permeabilidade (Carvalho, 2015).

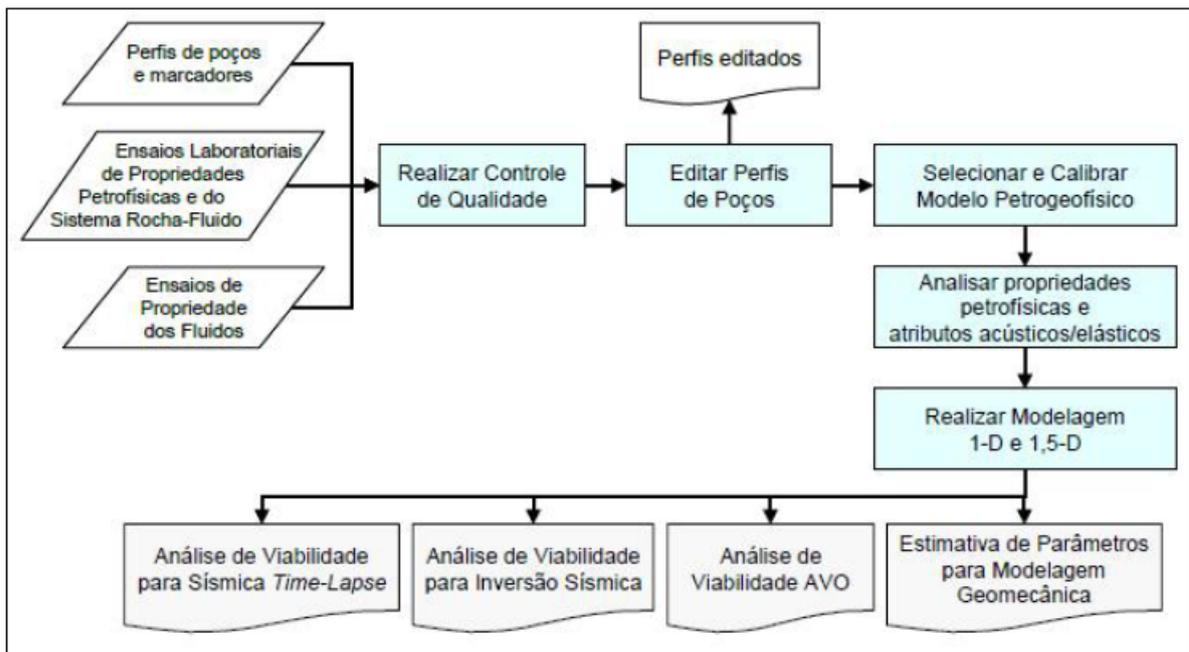


Figura 2.6: Fluxograma da modelagem petrogeofísica.

O entendimento da modelagem petrogeofísica tem base na assinatura sísmica, partindo de dados de litologia, fluidos para interpretação qualitativa dos dados de inversão sísmica e identificação dos parâmetros rocha fluido que influenciam na resposta sísmica. Neste processo são importantes a análise do perfil caliper a para confiabilidade dos perfis, impedância acústica, impedância elástica, análise da viabilidade do AVO, modelagem 1D e 1,5D e a qualidade da sísmica da área de estudo. Utiliza-se também a inversão sísmica como uma ferramenta matemática que transforma dados de reflexão sísmica em descrição qualitativa das propriedades da rocha e do fluido do reservatório. (Passos, 2016)

## 2.6 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA DE RESERVATÓRIO

Fluxo de interpretação passo a passo usualmente:

- I. Visão do dado;
- II. Amarração sísmica;

- III. Interpretação dos horizontes e das falhas maiores;
- IV. Rastrear horizontes e interpretar falhas;
- V. Analisar a interpretação dos horizontes;
- VI. Refinamento da interpretação das falhas;
- VII. Criação dos mapas e arquivo de falhas;
- VIII. Calcula área e seleção;
- IX. Geração de prospecto de locação;

Na interpretação sísmica convencional, procura-se inicialmente identificar, na seção em tempo, os horizontes de interesse. A mais simples técnica, usada nesta tarefa, consiste em se medir, com o perfil sônico, o tempo da superfície até os níveis de interesse, e identificar, na seção sísmica, onde o evento ocorre no mesmo tempo (Johann, Thedy, Gomes e Schinelli, 2006). Entretanto, se o perfil não tiver sido corrigido anteriormente com o “*check-shot*” (tiros de controle), ou mesmo um VSP, o resultado pode não ser satisfatório, mesmo que as correções interpretativas sejam feitas.

Ainda que o perfil sônico esteja devidamente corrigido, a amarração pode estar errada. Para isto, basta que a seção sísmica não possuía processamento, o que leva à associação de refletores de tempos diferentes dos medidos no perfil sônico.

Desta forma, torna-se obvia a necessidade de compatibilizar as duas fontes de informação. O resultado ideal para esse processo consiste da obtenção de um sismograma sintético, sem múltiplas, e de um traço sísmico, registrado no mesmo local, ambos com qualidade tal que correlação entre eles sejam perfeitas.

No que diz respeito ao método sísmico, a compatibilização com os dados de poços depende basicamente de uma boa deconvolução da assinatura, da correta migração dos dados e da aplicação de outras correções, além de outras razões para má qualidade dos dados. Em condições ideais, pode-se dizer, portanto, que o traço sísmico representa a série de coeficiente de reflexão filtrada, na posição do poço.

O perfil sônico, antes de mais nada, é imprescindível que o perfil seja representativo da geologia nas vizinhanças do poço. Quando o poço amostra feições de pequena dimensão na seção geológica, o sismograma sintético obtido tende a mostrar má correlação com o traço sísmico. A razão para isto é simples: o traço sísmico não registra informações relativas a um único ponto, mas sim a uma área, grosseiramente definida por um círculo, cujo raio depende da resolução horizontal da linha sísmica.

Com relação à dimensão de feições geológicas, uma importante indicação permite a previsão da ocorrência de problemas na amarração entre dados sísmico e de poço: a depleção em testes de formação, que sugere a ocorrência de reservatório limitados na área. Por outro lado, como perfis sônicos trabalham com altas frequências (10-20 KHz), os tempos medidos

tendem a ser menores do que os tempos de um “check-shot”, que são compatíveis com as frequências do método sísmico convencional. Assim, mesmo que o perfil sônico seja perfeito, espera-se a ocorrência e “drift” positivo, tornando sempre conveniente o recurso ao “check-shot”, ou VSP.

Para a computação do sismograma sintético, espera-se ainda que o perfil de densidade, embora não absolutamente necessário, esteja disponível, e que também seja representativo da geologia local. De posse desses dados, um sismograma sintético sem múltiplas pode ser feito, através da convolução da série de coeficientes de reflexão da série de coeficientes de reflexão com um pulso sísmico, nos moldes do modelo convencional. A forma da onda usada deve ser compatível com o pulso sísmico, preferencialmente após a deconvolução de assinatura. Neste sentido, um simples filtro passa-banda pode ser um pulso adequado para geração de um sismograma sintético ilustrado na figura 2.6.

A partir de um sismograma sintético, a identificação de horizontes de interesse, na seção sísmica, torna-se mais simples. Para isto, identifica-se no sismograma sintético o horizonte desejado e transporta-se a interpretação para seção sísmica, a partir da correlação entre dois tipos de dado. O caso de uma seção sísmica de velocidades intervalares, a amarração com os dados de poço pode ser feita diretamente com os perfis sônico e de densidade. Ressalte-se que esta correlação deve ser feita preferencialmente em tempo. Com esse cuidado, evitam-se erro de amarração associados a deficiência na conversão tempo-profundidade.

Para se rastrear lateralmente uma feição sísmica de velocidades intervalares, procede-se de forma semelhante à correlação de perfis. Nos casos em que não se incluíram as informações de baixa frequência, a interpretação deve ser particularmente mais cuidada, uma vez que a escala de trabalho e o conteúdo de frequência dos dados pode levar a interpretação de falsas indicações de porosidade. Por esta razão, as seções sem baixas frequência são mais indicadas para o rastreamento local de feições, na delimitação ou desenvolvimento de campos. Nos trabalhos que exigem extrapolação para áreas mais afastadas, como é a locação de poços pioneiros, torna-se recomendável sísmica de velocidades intervalares com baixas frequências, que pode ser aplicado em quaisquer circunstâncias, sem o nível de cuidado que se exige do outro tipo de apresentação.

O nível de detalhe, com que a interpretação sísmica de velocidades intervalares é feita, ao lado do uso de técnicas semelhantes a correlação de perfis, permite colocar uma antiga discussão: “um refletor representa uma linha de tempo ou uma mudança de fácies?”. Como a interpretação do perfis de poços mostra, existem feições que podem ser correlacionadas como linha em tempo, enquanto outras representam melhor uma feição litoestratigráfica. O mesmo se aplica a seção sísmica de velocidade intervalares, possibilitando ao interprete o benefício de escolha. Em outras palavras: a interpretação não afeta as medidas físicas, mas

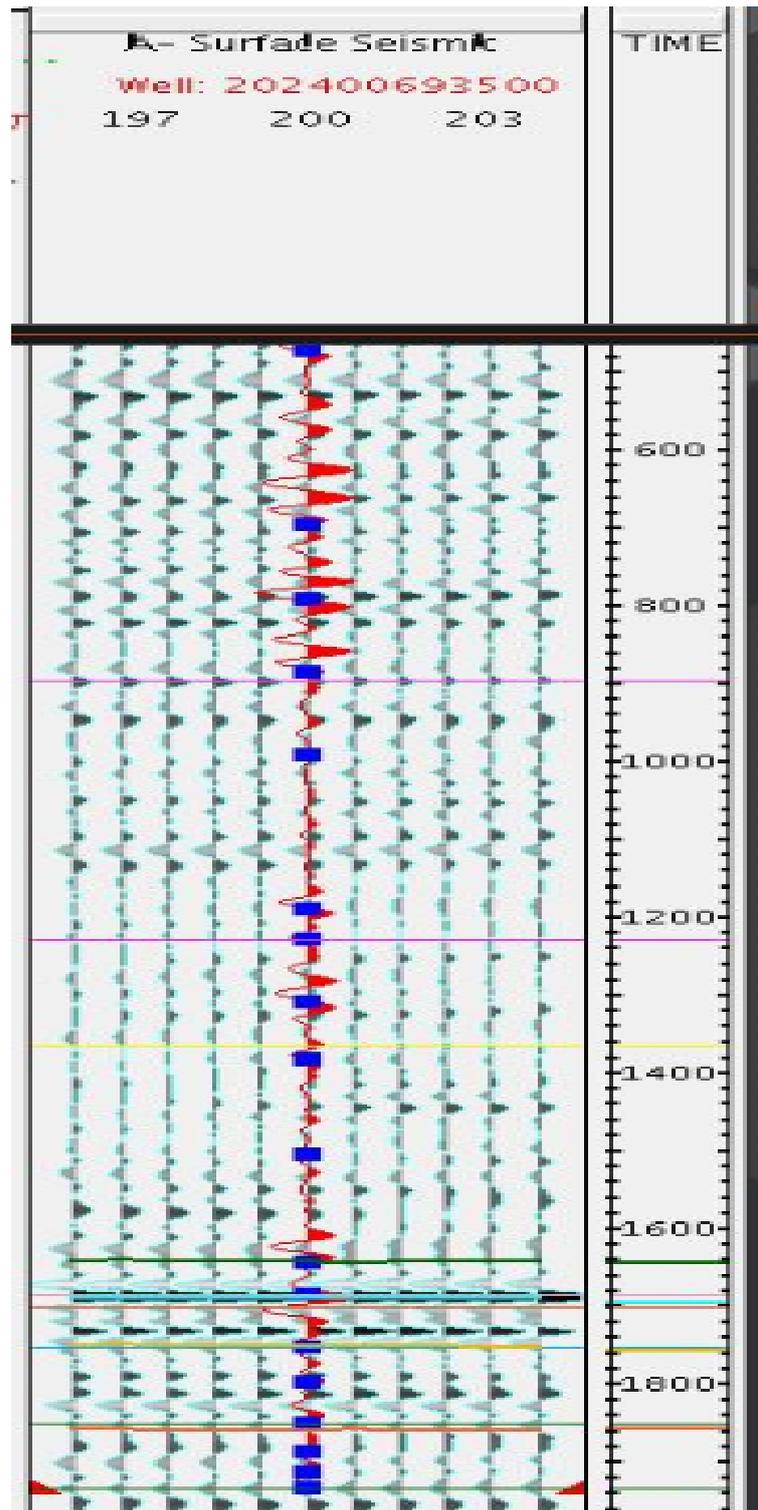


Figura 2.7: O sismograma sintético obtido no poço com chek-shot e a seção sísmica.

apenas o que se extrai delas.

### 2.6.1 Resolução vertical

A resolução vertical é a capacidade de conseguir separar refletores verticalmente adjacentes. Assim, o limite de resolução vertical é dado pela mínima espessura da camada, acima da qual pode isolar os refletores do topo e da base das camadas. Muito embora este seja um conceito associado ao limite superior da banda espectral disponível, pode-se entendê-lo ao limite inferior, que define a resolução das camadas espessas.

O limite de resolução vertical de uma seção de impedância acústica, sem baixas frequências, de uma camada é dado como a metade do período de uma dada frequência. Desta forma, a camada mais fina que se poderia mapear corresponde à metade do período da mais baixa frequência disponível. Considerando-se ainda que o tempo de reflexão é duplo, o limite de resolução vertical, em que ambos os casos, pode ser definidos por  $\epsilon$ , na expressão:

$$\epsilon = \frac{\nu}{4f} \quad \text{ou} \quad \epsilon = \frac{\lambda}{4} \quad (2.1)$$

Onde  $\lambda$  é o comprimento de onda,  $f$  é a frequência (máxima ou mínima) e  $\nu$  é a velocidade intervalar.

### 2.6.2 Resolução horizontal

O limite de resolução horizontal pode ser definido como a mínima distância entre as feições geológicas, acima da qual torna-se possível isolar refletores correspondentes às bordas das duas feições. Em distâncias menores, os eventos interferem entre si, tornando impossível a sua individualização, à semelhança do que ocorre com as camadas finas, na resolução vertical. A própria resolução vertical, pode ser usada como condição par se estabelecer um limite, na interferência lateral de refletores. Esta condição leva à definição da primeira zona de Fresnel, que corresponde a um círculo cujo o raio é:

$$R = \sqrt{\frac{\lambda z}{2}} \quad (2.2)$$

Onde  $\lambda$  é o comprimento de onda representativo do sinal correspondente à frequência de pico e  $z$  é a profundidade. O valor de  $R$ , que tomando como o limite da resolução horizontal, oscilar, em situações típicas, entre 200 e 500 m. Entretanto, por analogia com resolução vertical de um traço sísmico invertido, o mínimo comprimento de onda (computado a máxima frequência disponível), em vez do comprimento de onda representativo. Nestas condições a resolução horizontal estima seria um pouco melhor.

### 2.6.3 Interpretação estrutural

A interpretação estrutural se baseia no mapeamento geológicos de estruturas, que são definidas:

- **Anticlinal:** parte convexa de uma dobra na qual as camadas se inclinam de maneira divergente, a partir de um eixo. Algumas vezes a erosão pode transformar o antigo dobramento numa superfície relativamente plana ou mesmo num vale, provocando uma inversão de relevo.

- **Falha:** é a ruptura e desnivelamento na continuidade das camadas que apresentam certo grau de rigidez por ocasião dos movimentos tectônicos. Na frente da falha quase sempre se verifica a existência de um desnível relativo entre diferentes camadas, chamada de rejeito. Para a identificação de falhas observamos:

- a) Descontinuidade dos refletores;
- b) Existência de difrações;
- c) Mudanças de mergulho;
- d) Problemas de amarração;
- e) No folhelho a falha diminui de ângulo;

- **Diápiro:** é um tipo de anticlinal em que o núcleo plástico mais antigo, geralmente de sal ou folhelho, se intromete em camadas que o recobrem. Em domos de sal colapsado, a produção está usualmente associada com falha normal.

- **O domo de sal:** está frequentemente recoberto pela caprock que é composta de calcário, gipsita, enxofre ou anidrita, podendo produzir hidrocarbonetos.

- **Domos de sal perfurantes:** sua parte central é forçada para cima através dos sedimentos subjacentes. Ocorre um complexo falhamento em geral normais, embora possa ocorrer de empurrão ou reversas. Estas falhas podem controlar a produção de hidrocarbonetos. As camadas arqueadas acima dos domos também são trapas estruturais. Para identificação de diápiros em uma seção sísmica: sinclinais periféricas, colapso, ausência de refletores, interrupção de refletores e aparência dômica do topo.

#### 2.6.4 Interpretação estratigráfica

A interpretação estratigráfica se baseia em identificar estruturas sedimentares em uma seção sísmica. As estruturas são definidas como:

- **Turbiditos:** designação genérica dos sedimentos oriundos de corrente de turbidez. Os reservatórios de turbidíticos podem ser caracterizados sísmicamente sob quatro aspectos: o contexto regional e paleogeográfico; a estrutura; a geometria; a porosidade do reservatório. Para a determinação da espessura e da profundidade dos corpos turbidíticos, torna-se conveniente a inversão completa dos dados sísmicos. Neste processo, remove-se o efeito do sistema de gravação, bem como o da forma do pulso sísmico (deconvolução da assinatura). Remove-se também os efeitos dos fatores de progradação, embora nesse caso a conversão tempo-profundidade não seja essencial. Obtem-se assim a função refletividade (série com os

coeficientes de reflexão em função do tempo).

- Acunhamento (Pinchout): estas trapas formam-se quando o arenito poroso passa gradativamente, mergulho acima, para folhelho ou calcário fino.

- Discordância: termo designado para indicar ausência de paralelismo entre camadas adjacentes em uma estratificação. Como interpretar: interrupção de reflexões, espalhamento de sinal e refletores irregulares.

- Recifes: ocorrem como uma feição dômica alongada que podem ou não estar refletido nos sedimentos sobrejacentes. Existem vários tipos como, recifes de barreira, de arenito, de corais atol etc. Em muitas partes do mundo os recifes são produtores. Embora devam ocorrer em áreas dobradas, o dobramento não é importante para o controle da produção. Os trends formados por recifes podem ter dimensões mais variadas possíveis.

- Mudança de fácies: ocorre onde a rocha porosa e permeável passa gradativamente para uma rocha não porosa.

Frequentemente, a dolomita passa gradativamente mergulho acima para um calcário não poroso. Como interpretar mudança de faces na seção deve-se analisar os seguintes critérios: variação de amplitude, alteração do caráter e frequência e acunhamentos.

## 2.6.5 Extração da wavelet

O relacionamento entre litologia, a propagação da wavelet e a resposta sísmica com a individual reflexão que estão associadas com interfaces como folhelho-arenito com água, folhelho-arenito com gás, arenito com gás-arenito com água. Schoenberger demonstrou que a propagação da wavelet é ideal, ela é simétrica e possui banda larga. Estas duas características dependem de um alto grau de resolução para a resposta sísmica esperada. Mas infelizmente não existem wavelet simétricas e a habilidade do interprete é identificar com exatidão o pick da interface da areia com gás.

A forma exata e caráter da onda sísmica depende da fonte, do receptor, da proximidade da interface como da superfície da instrumentação, do processamento e tratamento sísmico, efeitos de atenuação ao atravessar as rochas e outros.

O resultado da análise das informações da sísmica post-stack trazem conclusões importantes como: espectro de amplitude do sinal ruído, range de frequência da sísmica visível a -6db (seismic; bandwidth), razão sinal ruído da sísmica (SNR- signal/noise ratio) e espectro de amplitude da wavelet (forma de frequência) não considerando informações da fase zero. O dado de saída (output) é uma wavelet preliminar na fase zero, pronta para ser usada no processo de extração da wavelet, são utilizadas regiões que estão dados de poços e da sísmica para fazer a extração da wavelet.

$$W = S + R \quad (2.3)$$

$$W = RC*Y + R \quad (2.4)$$

$$T_1 = S_1 + R_1 \quad (2.5)$$

$$T_2 = S_2 + R_2 \quad (2.6)$$

Onde:

$$S_1 \ S_2 : \text{Geologicamente correlacionável} \quad (2.7)$$

$$R_1 = R_2 : \text{Não correlacionável} \quad (2.8)$$

A diferença entre os dois permite separar sinal ruído:

$$\text{Auto - correlação} : 2S \ \vee \ 2R \quad (2.9)$$

$$\text{Cross - correlação} : 2S + R_1 + R_2 = RC*W \quad (2.10)$$

A correlação entre traço para extrair os componentes do sinal e ruído do traço sísmico:

$$\text{Sísmica} = \text{sinal} + \text{ruído} = RC*W + R \quad (2.11)$$

- R é assumido ser aleatório, sem correlação entre os traços;
- RC (derivado da IA) possui forte correlação entre os traços, são muito próximos;
- Y é assumido ser único na zona de interesse, não é variável no espaço;
- a média da auto-correlação do traço com ele mesmo;
- a média da cross-correlação de cada traço com seus vizinhos;
- a diferença entre a média da auto-correlação e cross-correlação.

Etapas da extração da wavelet são:

- Abordagem multi-well, começando com a wavelet de fase 0 calculada do MC Analysis, para a extração de uma única wavelet.
- Shift de tempo (delas de envelopes de energia entre o traço sintético e da sísmica);
- Análise linear e constante da fase (LCPA) ao redor de cada poço e sob forma multi-well: define a fase ótima de rotação da wavelet (uma fase para todos os poços);
- Normalização da energia da wavelet do traço sintético em relação ao traço sísmico.

Na criação de uma wavelet otimizada, o poço é deslocado na posição que apresenta melhor coeficiente de correlação entre o traço sintético e traço sísmico. Assim, o poço é calibrado em linha traço e tempo. A extração da wavelet é controlada pela análise de diferentes crossplots, histogramas e diagramas que mostram os parâmetros, valores e tendências de

todos os poços. A abordagem local de diagramas e mapas de poço, que permitem controlar parâmetros como o shift de tempo, fase e energia de normalização ao redor do poço.

Não mudando o espectro de amplitude, a forma da wavelet do MCA pode ser modificada através do espectro da fase, que é definido pela seguinte função:

$$\text{Fase} = a + b \cdot f \quad (2.12)$$

Onde:

-a: é o shift constante de fase; a: modifica a forma da wavelet.

-b: é o shift linear da fase; b: é equivalente ao shift constante no tempo.

-f: é a frequência.

Começando a fase zero da wavelet, o shift linear da fase é aplicado para deslocar a wavelet no tempo, mas sem modificar a forma da wavelet. É extraída a constante de fase (shift da fase) em um cross-plot e se faz uma estimativa do ângulo de fase da wavelet.

Começando com a wavelet na fase zero, seu formato é modificado, aplicando o shift constante de fase. A extração otimizada já é na escala de energia da wavelet de acordo com o dado sísmico utilizando crossplot de amplitude. A energia é normalizada sendo assim o poço fica calibrado em linha, traço e tempo.

A extração de uma única wavelet refinada e a calibração do poço são avaliados a partir de um controle acurado de qualidade, que é feito através de métodos estatísticos que já são integrados ao software utilizado.

O sismograma sintético é um traço sísmico teórico calculado a partir dos valores dos perfis sísmico e de densidade. Este é usado para separar os eventos primários dos múltiplos e identificar as feições geológicas responsáveis pelos mesmos. A função refletividade é convertida em informações de impedância acústica relativa, que são apresentadas na forma de perfis, semelhantes a perfis de poços, agrupados em seções.

### 2.6.6 Calibração do poço na Sísmica

Na amarração de poço precisa estar carregados os poços, mesa rotativa, profundidade e curvas, verificar se os poços direcionais foram carregados com os caminhamentos. Deve-se criar curvas de tempo-profundidade e sismogramas sintéticos. Para estabelecer uma amarração confiável deve-se esticar ou arrastar o sintético até encontrar uma região que a correlação seja maior que 50%, entre topos e falhas (Rodriguez, Beer, Adams, Beneduzi e de Souza Padilha, 1998).

A Perfilagem geofísica estuda o conjunto de técnicas de aquisição, processamento e interpretação das propriedades sísmicas das rochas da bacia, com os principais objetivos de:

---

produzir um modelo geológico da acumulação de um bem mineral ou fluido, qualificar e quantificar o bem para a exploração. A perfilagem é um método direto para obtenção de dados das bacias, as quais são obtidas amostras das rochas e os perfis de poço utilizados pela geologia e geofísica para o estudo de bacias, reservatórios e para prováveis alocações de hidrocarbonetos.

Para se obter uma boa correlação sísmica poço é fundamental que as camadas atravessadas pelo poço tenham dimensões laterais compatíveis com a resolução horizontal da linha sísmica, ou seja, o poço deve ter feições geológicas de área extensa suficiente para gerar um sinal sísmico consistente. O sinal sísmico gerado na aquisição de perfis sônicos apresenta frequência bem mais alto do que um sinal sísmico convencional: 1 a 25 kHz contra 6 a 100 Hz.

A aquisição de dados de tiros de controle check-shot empregam-se normalmente fontes sísmicas superficiais e geofones situados em profundidades específicas de poço. Esse registro possuem uma frequência mais compatível com o traço sísmico convencional com relação ao sônico, são utilizados para medir o tempo de propagação entre a superfície e a posição dos geofones. Os valores de tempo obtidos permitem corrigir os perfis sônicos, o que é feito através da transformação de velocidades sônicas em velocidades sísmicas. O sismograma sintético é obtido do perfil sônico, corrigido com base nos tiros de controle, e do perfil densidade, onde são estimadas as impedâncias acústicas e, dos coeficientes de reflexão.

Amarração é a parte da sísmica que correlaciona a sísmica em tempo com os dados de poços em profundidade, para isso são utilizados eventos sísmicos como marcadores de topos de litologias, horizontes e superfícies definidos em perfil de poços. Para a amarração primeiramente carregamos os dados de poço se este é vertical seu dados verticais e se este é direcional fazer carregamento dos seu dados direcionais no *OpenWorks*. Foram escolhidos 4 poços dos quais pesquisados a profundidade final do poço, a litologia nesta marcação, como também se este possuíam os perfis de DT e RHOB pois se obtém o sismograma sintético a partir desses perfis.

Antes de começar a amarração precisa de ter carregados os dados. O primeiro passo é constar se todos os poços estão no projeto armazenados no *OpenWorks* caso não estiver devem ser carregados novamente no projeto. O próximo passo é recuperar os dados dos marcadores de topos das litologias do arquivo sendo estes carregados no *OpenWorks*. Os perfis carregados para amarração foi calíper, GR, DT, RHOB, ILD. Esses perfis são importantes na amarração para ajudar na análise de litologia dos horizontes.

O calíper é utilizado para verificação de desmoronamentos no decorrer da parede do poço, além disso garante a confiabilidade dos perfil sônico; o GR é um perfil de litologias em relação a quantidade de argilas da formação com ajuda de outros perfis para caracterizar a

litologia e depósitos sedimentares; ILD perfil analisa a resistividade dos fluídos que saturam as rochas da formação; DT é utilizado para medir o tempo das velocidades das ondas de corpo na rocha em relação a profundidade x tempo sendo este utilizado para obtenção do perfil sintético; RHOB perfil de densidade é para determinar a matriz, porosidade e permeabilidade sendo utilizado para o cálculo da impedância acústica.

A primeira etapa na amarração é gerar um perfil de refletividade através dos perfis sônico e densidade por isso a seleção dos poços que será convolvido com uma wavelet característica (ricker, trapézio, uma selecionada na área de interesse) na escolha do espectro de frequência semelhante aos dados sísmicos da zona de interesse para geração do sismograma sintético.

### 2.6.7 Falhas

Falha é a ruptura e desnivelamento na continuidade das camadas que apresentam certo grau de rigidez provocado por movimentos tectônicos. Na frente de uma falha quase sempre se verifica a existência de um desnível relativo entre diferentes camadas conhecido como rejeito. Para identificação de falhas observamos: descontinuidade dos refletores, existência de difrações, mudanças de mergulho, problemas de amarração e no folhelho a falha diminui de ângulo. Foram interpretadas em seções crossline e inline.

A interpretação sismoestrutural dos dados sísmicos comprovou o caráter distensional da região do levantamento sísmico 3D. A interpretação da falha de borda evidenciou uma morfologia sinuosa, variando entre uma geometria retilínea e localmente curvilínea. A baixa variação de morfologia do plano de falha de borda é refletida no comportamento homogêneo dos horizontes da fase rifte da bacia, onde por vezes podem-se visualizar estruturas do tipo anticlinal rollover e arrasto. Foram individualizados ainda dois grupos principais de falhas secundárias, separadas por sua geometria, caráter estrutural, agrupamento e continuidade lateral.

As falhas foram bem marcadas nas zona do reservatório, as falhas observadas, são normais o que se espera de falhas nesta fase rifte da bacia do recôncavo. No mapa tridimensional abaixo estão ilustrados as falhas que foram interpretadas.

### 2.6.8 Geometria de falhas normais

As falhas normais podem apresentar, ou não, superfícies de deslocamento. Estas superfícies de menor resistência tem um papel significativo no controle do modo e taxa da deformação e, conseqüentemente no estilo de distensão superficial. As falhas normais podem ser, segundo (Wernicke e Burchfiel, 1982), ser divididas em duas classes, rotacionais e não rotacionais, que, por sua vez, podem ser subdivididas com base na sua geometria em falhas

planares (rotacionais ou não) e falhas lítricas rotacionais. As falhas possuem variação do deslocamento de seus planos, sendo, zero nas extremidades e máximo na região central. Esse deslocamento heterogêneo é responsável pela geometria elíptica do plano de falha, como o menor eixo da elipse paralelo ao sentido do deslocamento (Gaspar, 2010).

As falhas planares não-rotacionais assumem normalmente um arranjo em horst e graben. Ilustrado na figura 2.7. Esta geometria clássica caracteriza-se por uma sucessão de falhas com mergulhos contrários geralmente associados a ambientes tectônicos de distensão uniforme. Este tipo de arranjo acomoda uma pequena quantidade de deformação.



Figura 2.8: Graben da Formação Sergipe.

O arranjo característico de falhas planares rotacionais denomina-se de dominó. Este tipo de geometria permite uma acomodação de grande quantidade de distensão, com uma pequena deformação interna dos blocos como ilustrado na figura 2.9. A geometria em dominó pode ser desenvolver de duas formas, assumido que o bloco alto não sofre deformação: com ou sem descolamento basal. No modelo sem deslocamento basal os blocos falhados são “unidos” às camadas sobre e sotopostas, sendo que a camada falhada não é suficientemente “frágil” para ser descrita como deslocamento, considerando-se como uma zona de cisalhamento. No modelo com deslocamento basal a ausência de outras superfícies de deslocamento força as camadas à distensão, o que facilita a geometria (Stewart, 1983).

Arranjos dominados por uma única polaridade são particularmente comuns em sistemas de deslizamento gravitacional. Estes sistemas são controlados pelo peso de uma camada rochosa escorregando sobre outra relativamente menos competente, este fenômeno é denominado descolamento exemplos dessas tipos de falha e do processo na figura 2.8.

Pode considerar uma falha lítrica como sendo um somatório de várias quebras de mergulho, formando uma superfície curva que tende a horizontalizar em profundidade (Xia, Zhang, Yuan, Fan e Zhang, 2001). O somatório do colapso provocado por sucessivas quebras

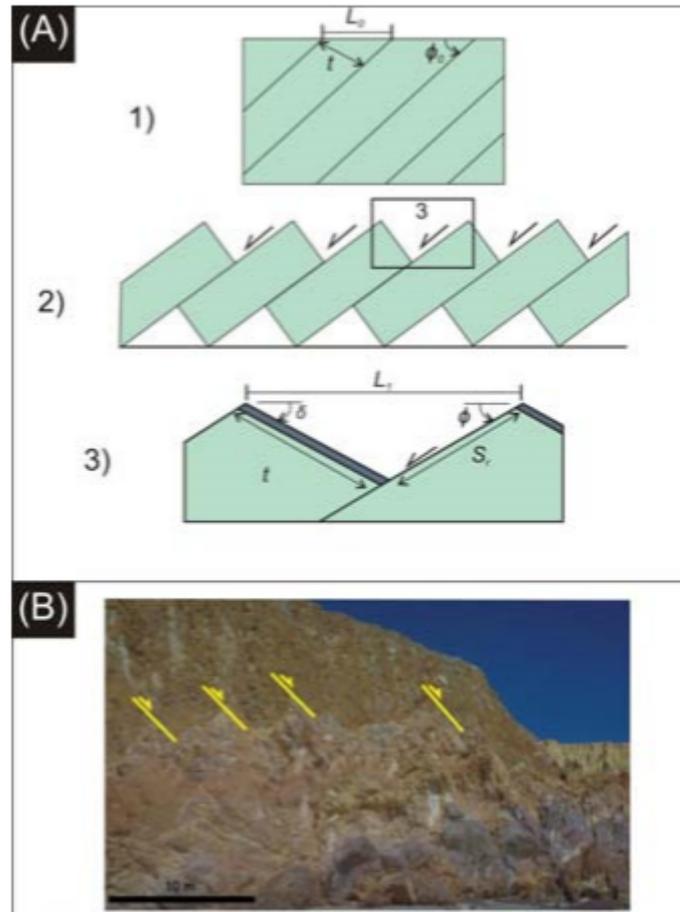


Figura 2.9: (A) Falhas planares rotacionais com arranjo dominó. (B) Falhas geometria em dominó na formação Barreiras (Icapuí-CE).

de mergulho do plano de falha pode gerar uma dobra em rollover, na figura 2.9 ilustra como acontece esse tipo de falha em uma argila.

Uma zona de transferência representa uma região com importantes elementos estruturais transversos ou oblíquos. As zonas de transferência permitem a acomodação de distensão entre segmentos de falhas individuais ao longo do comprimento da zona de deformação de uma bacia. Identificam-se dois tipos principais de zonas de transferência entre os segmentos de falhas como ilustrado na figura 2.10, com distribuição espacial:

- Falhas de transferência (*hard-linkage*);
- Zonas ou rampas de revezamento (*Relay Ramp*);

As zonas de transferência de um rifte pode ser definida como um sistema coordenado de feições deformacionais que conservam o esforço distensional regional. Este mecanismo deformacional é mais ativo na porção crustal, por exemplo, fluxo dúctil ou uma intrusão magmática rasa acompanhada de distensão, a definição de zona de transferência é comumente reduzida à conservação do deslocamento da falha de três dimensões.

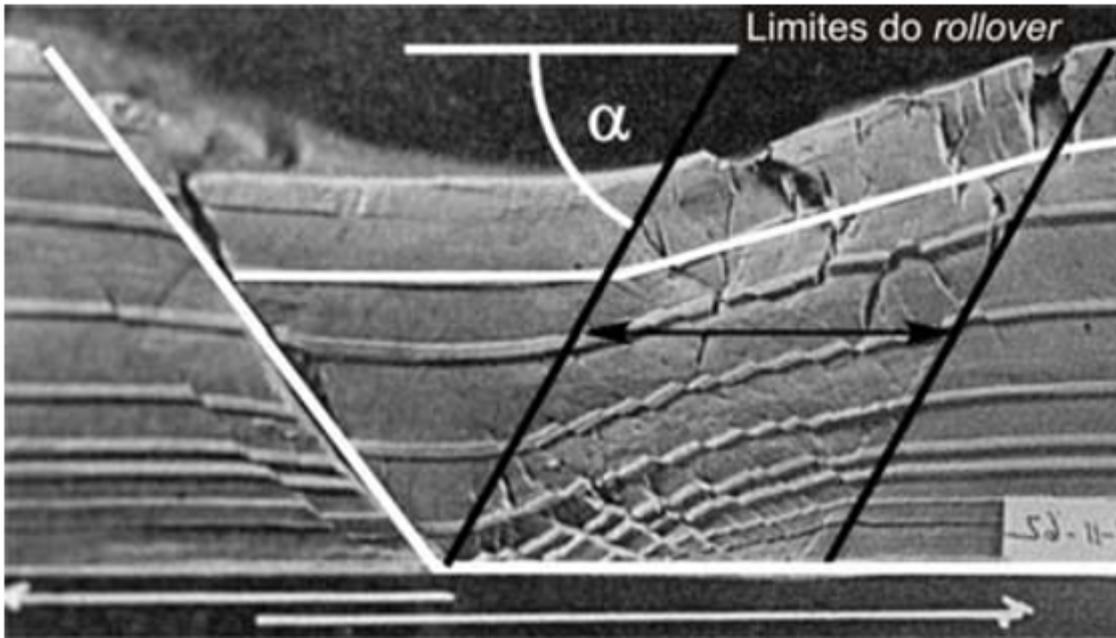


Figura 2.10: Imagem de rollover desenvolvido em modelagem física com argila.

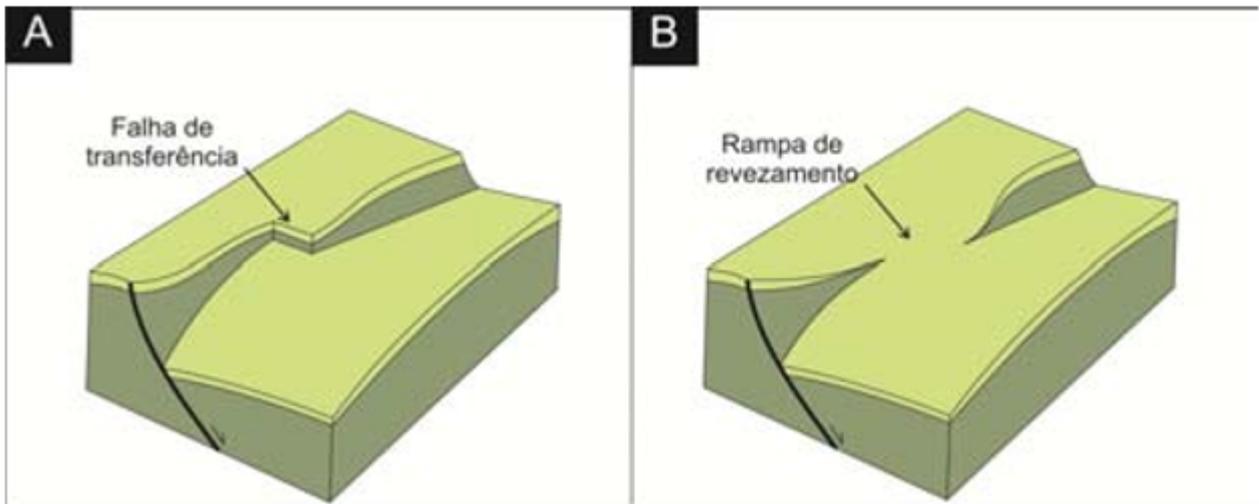


Figura 2.11: Representação esquemática dos dois tipos principais de zonas de transferência. (A) falha de transferência (hard-linkage) e (B) zonas ou rampas de revezamento (Relay Ramp).

### 2.6.9 Horizontes

Uma das técnicas mais importantes do processo de interpretação de dados sísmicos consiste na interpretação dos horizontes. Um horizonte sísmico é definido na geologia como uma subsuperfície presente na região geológica onde os dados foram adquiridos, para uma respectiva formação litológica da bacia. O rastreamento de um horizonte sísmico consiste em

identificar em quais dos traços do volume o horizonte desejado está presente, identificando os topos da formação com também os padrões para essa litologia na seção sísmica.

A interpretação inicial dos horizontes maiores deve-se seguir os seguintes passos:

- Utilize múltiplos pontos de vista para observar o dado e saber de que com sua interpretação será conduzida;

- Observe seu dado em time-slice, chair displays, zigzag, loops;

- Use points files para guardar linhas importantes arbitrarias;

- Identifique horizontes-chaves. Se possível interprete estes horizontes ao longo de uma orientação;

- Inicie a interpretação dos horizontes na seção do poço, onde foram feitas excelente amarração;

- Expandindo para toda área, a partir da seção do poço amarrado;

Para uma boa interpretação de horizontes deve-se ter poços na região bem amarrados aos quais possuam suas respectivas litologias e topos das formações.

Os horizontes são interpretados no software selecionando um dos modos de rastreamento, definidos:

- Point: este modo é utilizado onde a qualidade é pobre ou o falhamento é complexo. O picking é colocado exatamente onde determina o interprete, sem qualquer análise ou interferência do programa;

- Auto dip: este modo é disponível somente para display de densidade variável. É muito poderoso para rastrear dados ruidosos. A colocação do ponto somente é sobre uma reta definida pelo interprete;

- Auto tracking: este modo só é disponível para rastreamento de densidade variável. O pick de um traço será somente do traço seguinte;

- Correlação: este modo usa o algoritmo de cross-correlação para checar a confiabilidade. O pick de um traço é usado como somente temporário no traço seguinte até que a correlação entre os dois traços determine um valor de shift para a semente do traço sendo analisado.

Após a interpretação foram feitas crossline e inlines primeiramente com uma malha mais espessa, posteriormente malhas mais finas os horizontes foram interpolados e foram utilizados filtros do software nos dados interpolados.

# Capítulo 3

## Interpretação dos dados

### 3.1 Petrossísmica aplicação

A melhor maneira de interpretar quantitativamente os dados sísmicos é realizando uma análise integrada com os dados de geologia e engenharia de reservatórios. Durante o processo de descoberta do campo, passando pela fase de desenvolvimento da produção e, continuamente, no monitoramento de reservatórios, os dados estáticos e dinâmicos disponíveis são fundamentais para caracterização de reservatórios. Na fase exploratória, com poucos dados de poços disponíveis, a amplitude sísmica fornece uma das principais ferramentas para análise do reservatório. À medida que informações de poços, estáticas e dinâmicas, são adicionadas ao conhecimento sísmico da jazida, é possível obter atributos sísmicos mais quantitativos que estimem propriedades petrofísicas.

A Petrogeofísica ou Petrossísmica é responsável pelo entendimento da amplitude sísmica a partir das propriedades de reservatórios, pois busca uma correlação entre as propriedades elásticas, como densidade e velocidades, e propriedades fundamentais para caracterização da jazida como argilosidade, porosidade e, em algumas situações, permeabilidade. Uma excelente introdução aos conceitos de Física de Rochas pode ser vista em “Física de Rochas: fundamentos e aplicações” (Vasquez e Dillon, 2000).

Para uma avaliação exploratória dos dados dos perfis, visando entender melhor a relação entre as propriedades de interesse das rochas encaixantes e dos principais reservatórios, referentes à argilosidade, porosidade e saturação, e suas influências na variação das propriedades elásticas dessas rochas, especialmente referentes à impedância acústica (IP) e à razão VP/VS (indicada por VPVS). Nesta avaliação do reservatório do pré-rifte estima-se porosidades do Sergi em torno de 16% a 18% e do Água Grande em torno de 18% a 20%. Perce-se pela separação de fácies da figura 3.14 que a quantidade de arenito em porcentagem é inferior ao de folhelho possuindo argilosidade relativa nesse reservatório que possui permeabilidade de

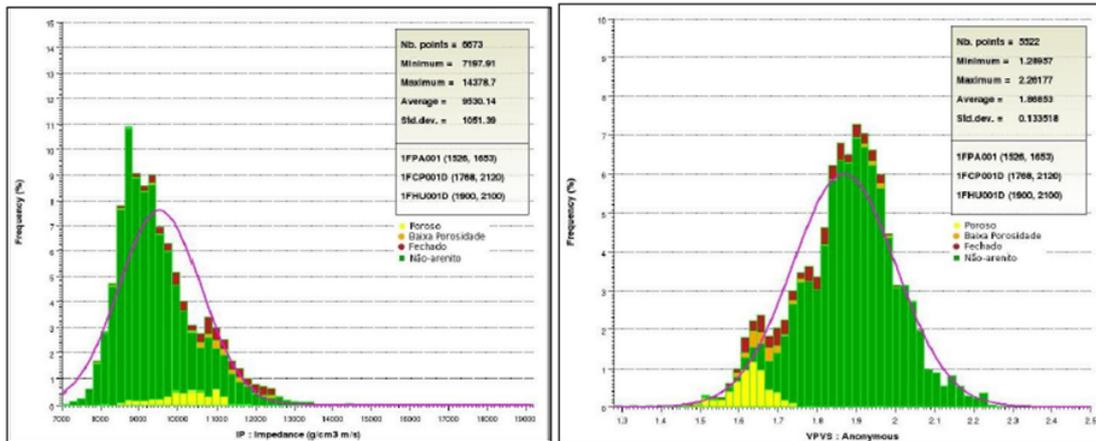


Figura 3.1: Histogramas o primeiro é de impedância acústica e o segundo de  $V_p/V_s$  x frequência. Análises de litofaces do reservatório pré-rifte das formações Água Grande, Sergi, Tauá e Aliança.

800 mD.

Os dados dos poços são utilizados para determinação dos atributos elásticos, a partir da análise gráficos sobre a ocorrência de faces são utilizados dados de impedância acústica, razão de Poisson ou  $V_p/V_s$  com suas devidas correções, argilosidade, porosidade efetiva, volume de argila, litofácies e saturação  $S_w$  para obtenção dos gráficos.

Os histogramas de impedância acústica (IP) mostram alto recobrimento entre as litologias de não-arenito e arenitos porosos, ou seja, já indicam que este atributo elástico não é recomendável para discriminação litológica. Por outro lado, os histogramas de razão VP/VS mostram ser um atributo mais favorável para este tipo de aplicação, nos dois intervalos de estudo.

Os crossplots de porosidade efetiva (PHIE) com impedância P (IP) inicialmente apresentam alto recobrimento entre as litologias. Porém, quando isolados apenas as fácies e porosidades dos arenitos, fica evidente que a impedância acústica apresenta boa correlação com a porosidade dos reservatórios. Estes resultados são coerentes com as expectativas com base nos estudos anteriores e literatura.

Os crossplots de argilosidade (VCL) com razão VP/VS também são coerentes com as expectativas, demonstrando a capacidade de discriminação litológica. Entretanto, fácies de arenitos mais fechados aparecem com sobreposição com aqueles mais porosos no intervalo Candeias, e fácies mais fechados se encontram mais discriminados (valores mais baixos) no intervalo Pré-rift, possivelmente por efeitos de diagênese.

Crossplots de IP com razão VP/VS enfatizam a necessidade de se utilizar ambos os atributos elásticos para se realizar a classificação de fácies. Os fácies-porosidade, argilosida-

des e porosidades formam agrupamentos bem característicos nesses gráficos, compreendendo regiões que podem servir para processos de análises discriminantes supervisionadas, como serão demonstradas mais adiante neste trabalho.

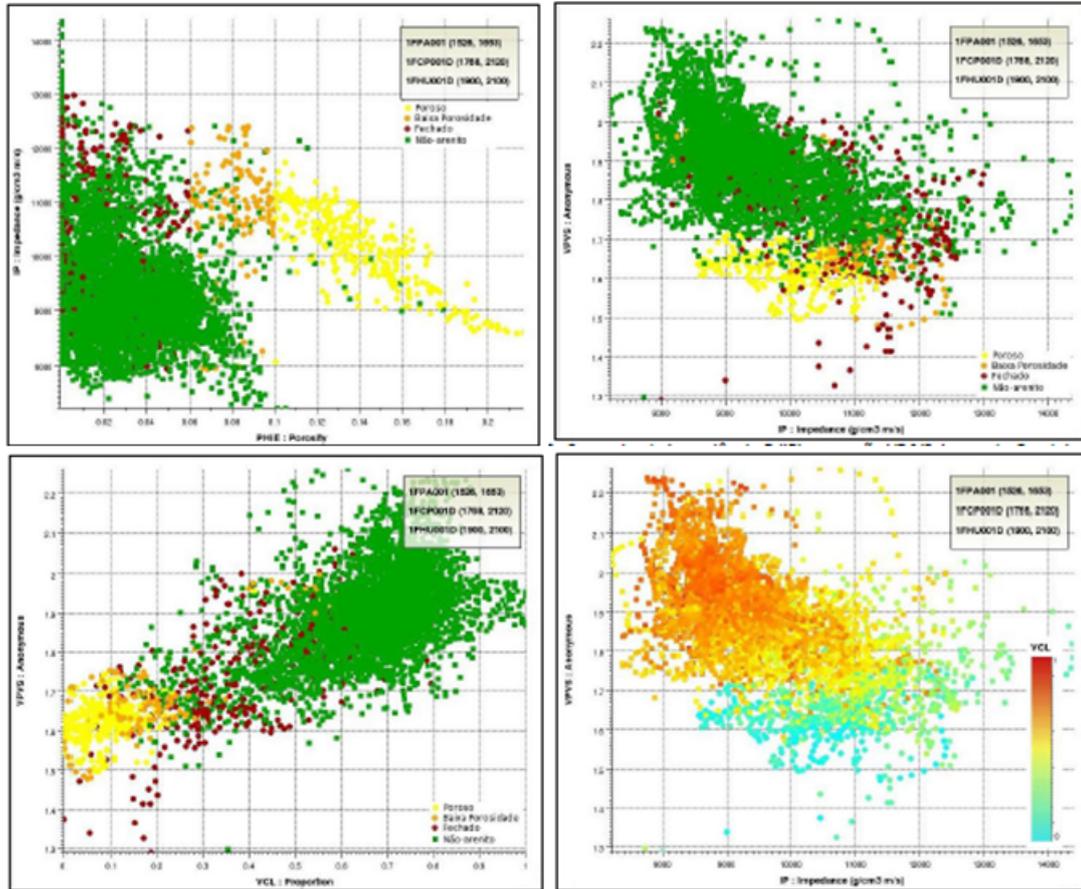


Figura 3.2: O Crossplots primeiro porosidade efetiva com impedância, segundo e quarto  $V_p/V_s$  com impedância acústica, terceiro  $V_p/V_s$  com argilosidade.

O histograma Impedância acústica é utilizado para arenito e folhelho como bom discriminante entre litofácies, de reservatório com a utilização da amplitude. O histograma  $V_p/V_s$  por litofácies compara as razões de velocidades compressoriais e cisalhantes e um bom discriminante para reservatórios, quando a velocidade do reservatório é maior do que a da rocha encaixante de densidade menor. (Johann, 2014)

O Crossplot porosidade efetiva  $\phi_{eff}$  com impedância IP mostra o recobrimento das litologias, mais quando isolado só com o arenito fica evidente a impedância acústica com boa correlação com as porosidades do reservatório na figura 3.15. O Crossplot de argilosidade VCL com razão  $V_p/V_s$  pode se observar o aumento da argilosidade ocorrendo uma separação de fácies. O Crossplot impedância IP com  $V_p/V_s$  utilizam todos os atributos elásticos para classificação de fácies, onde a separação de fácies de porosidade e argilosidade podem se

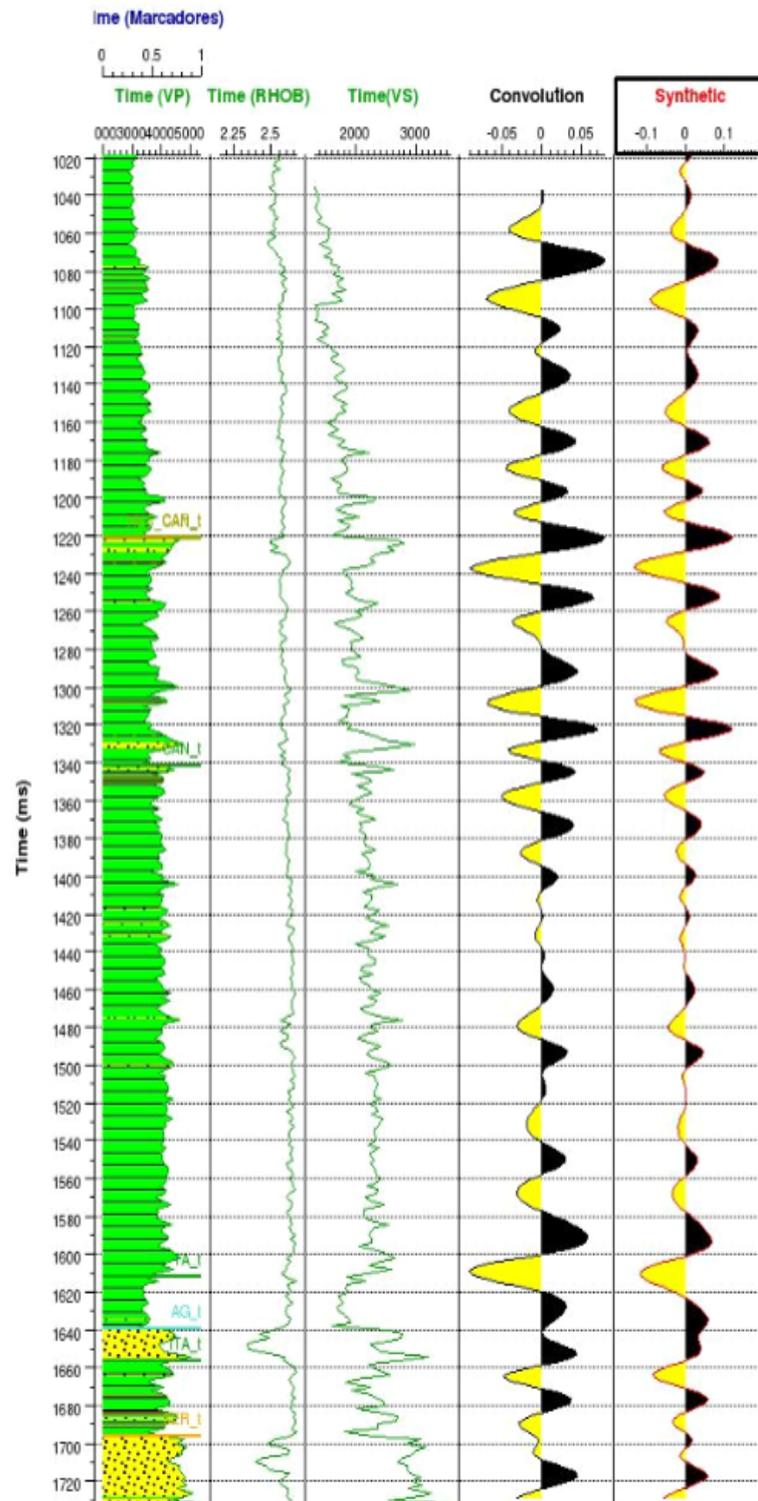


Figura 3.3: Perfil sintético comparado com a convolução do perfil elástico.

caracterizados nos crossplots.

$$V_s = a * V_p^2 + b * V_p + c$$

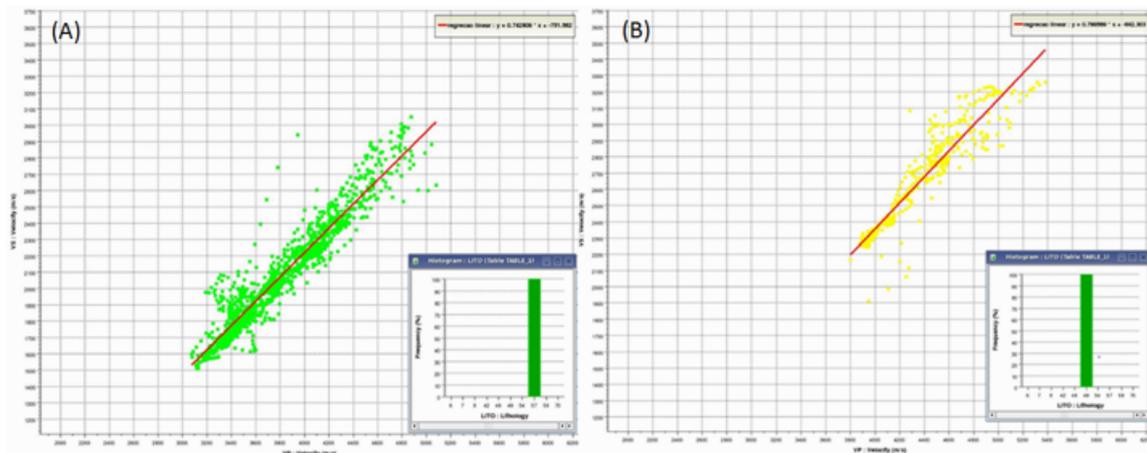


Figura 3.4: Perfil sintético comparado com a convolução do perfil elástico Gráfico VS x VP com regressão linear (A) Equação da reta de regressão linear para os não-reservatório, (B) Equação de reta de regressão linear para o reservatório.

A viabilidade do AVO inicia-se com a extração da Wavelet no poço para iniciar a amarração. Essa escolha ocorre na análise do espectro de frequência que mais se aproxima da frequência dominante e ao determina a frequência dominante, obtém-se a Wavelet do poço.

$$Rho_b = a * Vp^2$$

Para recuperação do perfil sônico de onda S é utilizado o método de Greenberg-Castagna que parte inicialmente de outros perfis disponíveis para obtenção do perfil da onda S, este método consiste em aplicações de ajustes lineares parametrizados por coeficientes medidos de outros poços.

A confiabilidade do perfil S é verificada em poços onde existem perfis originais. O novo perfil confirmou bons ajustes entre as curvas e o método se mostrou muito confiável.

O perfil  $Rho_b$  também pode ser calculado pelo *EasyTrace*. Possuindo um poço na região com o perfil de densidade, este servirá como base para o cálculo de poços que não possuem esse perfil. Com a utilização de histogramas são calculados os coeficientes lineares das litologias. Posteriormente, são utilizados no programa através de uma fórmula de regressão linear logarítmica, para obtenção dos coeficientes lineares serem utilizados corretamente na equação.

A geração do perfil  $Rho_b$  calculado é comparado em locais onde o poço possui perfil. Verificamos a correlação perfeita entre os perfis. Com isso, confirma-se a eficácia do método e a empregabilidade deste para o auxílio da interpretação sísmica de reservatório.

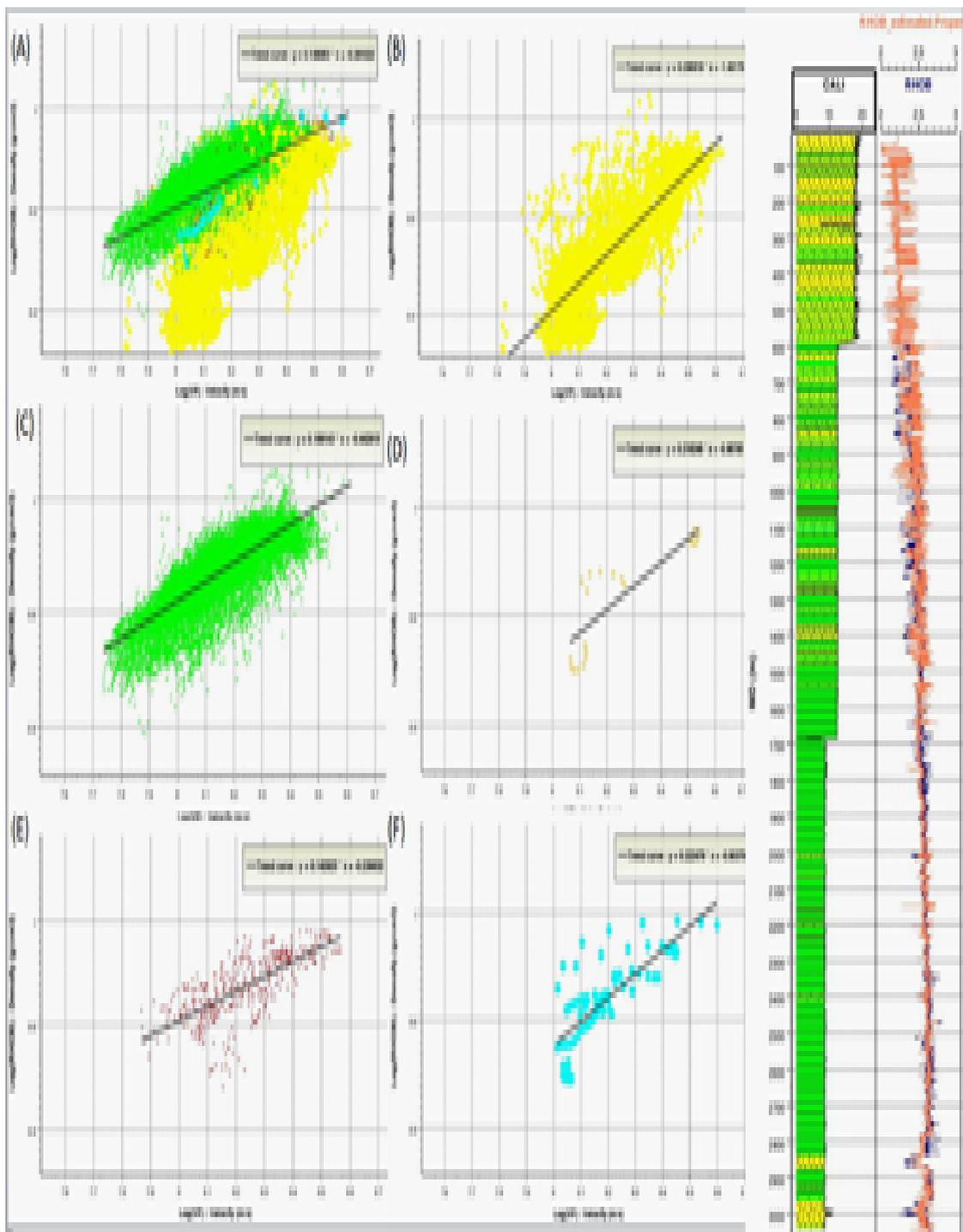


Figura 3.5: Cross-plot de  $\text{Log}(\text{RHOB}) \times \text{Log}(\text{VP})$  para parametrização das retas em relação a litologia para edição do perfil calculado pelo EasyTrace do RHOB equacionado para os coeficientes das retas parametrizadas. Perfil RHOB calculado pelo EasyTrace com os coeficientes das equações de reta parametrizadas

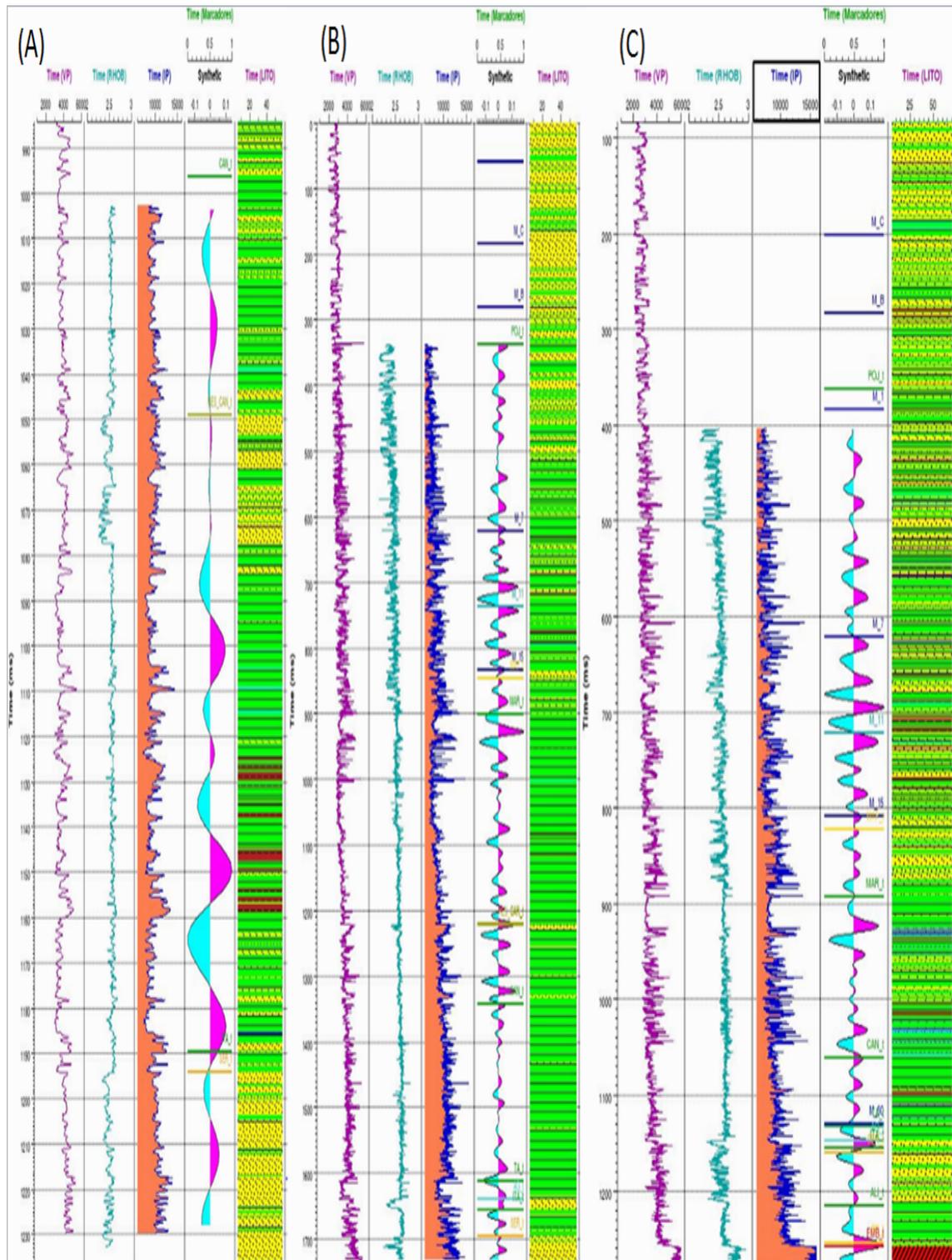


Figura 3.6: Perfil de sismograma sintético elástico calculado com o perfil VS.

A validação de Hashin-Shtrikman fornece os limites superiores e inferior do modulo elástico do meio composto é utilizado no relatório para análise de substituição de fluidos, este estudo é importante para o comportamento os fluidos nos poços com a substituição é possível

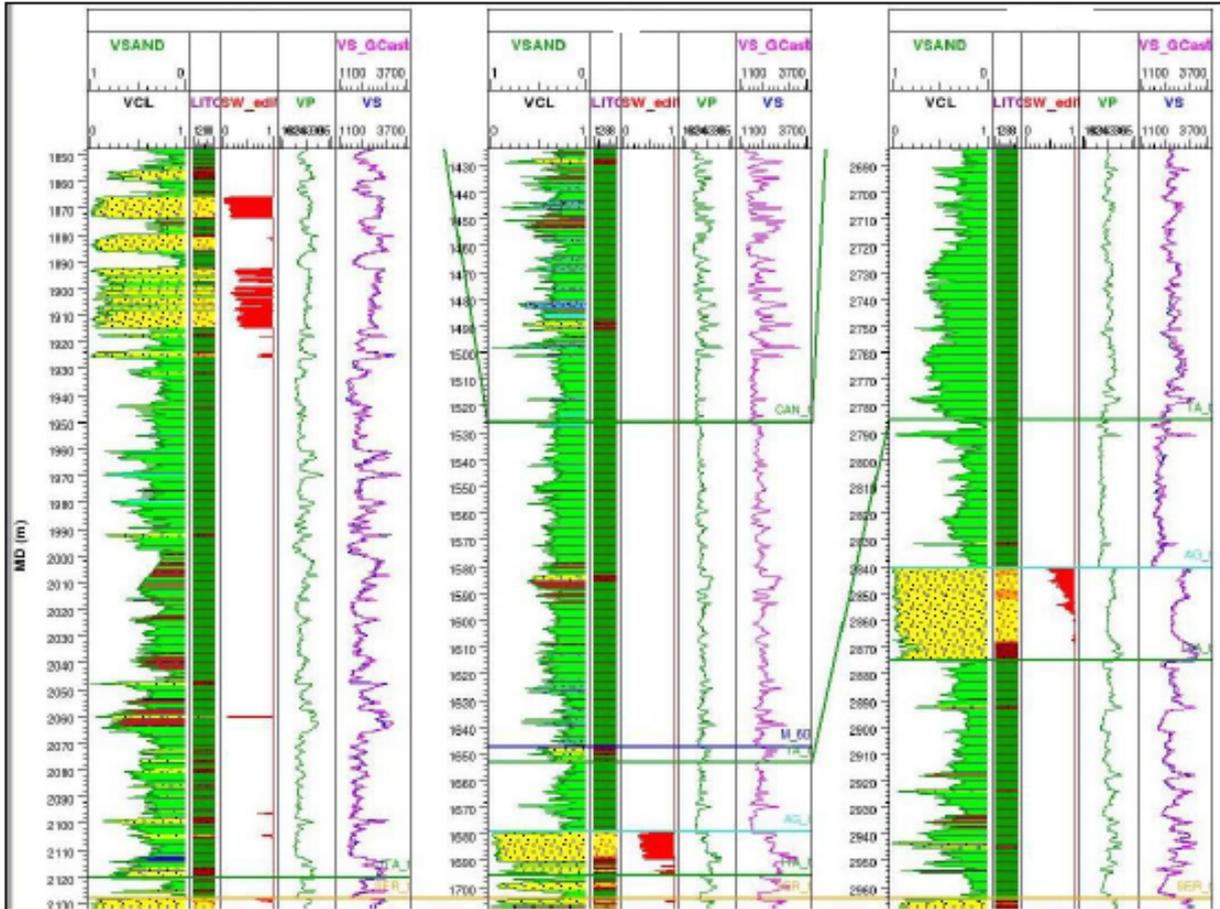


Figura 3.7: Perfis de ondas S originais comparados com perfis sintético obtidos por outros perfis pelo método de Greenberg-Castagna.

verificar como a impedância acústica se comporta com adição da água, pois estes dados de impedância podem ajudar na recuperação da produção do reservatório caso necessite adicionar fluidos.

O upscaling é um método de análise discriminante Bayesiana que quantifica o comportamento de fácies se foram corretamente classificadas e reclassificados nos crossplots, por exemplo, na figura 3.21 na formação Candeias 74% do arenito foram corretamente reclassificadas o resto das amostras foi renomeado devido a superposição das propriedades elásticas. Este método ajuda na verificação da confiabilidade dos dados utilizados nos crossplots e em todo processo de modelagem petrogeofísica. Os métodos utilizados no relatório histogramas, crossplots, modelagem 1.5D, sinal AVO e análise Bayesiana se mostraram eficientes para os estudos de modelagem geofísica avançada, podendo ser utilizados também para auxiliar estudos de sísmica 4D que podem ser utilizados para auxiliar análise do comportamento dos

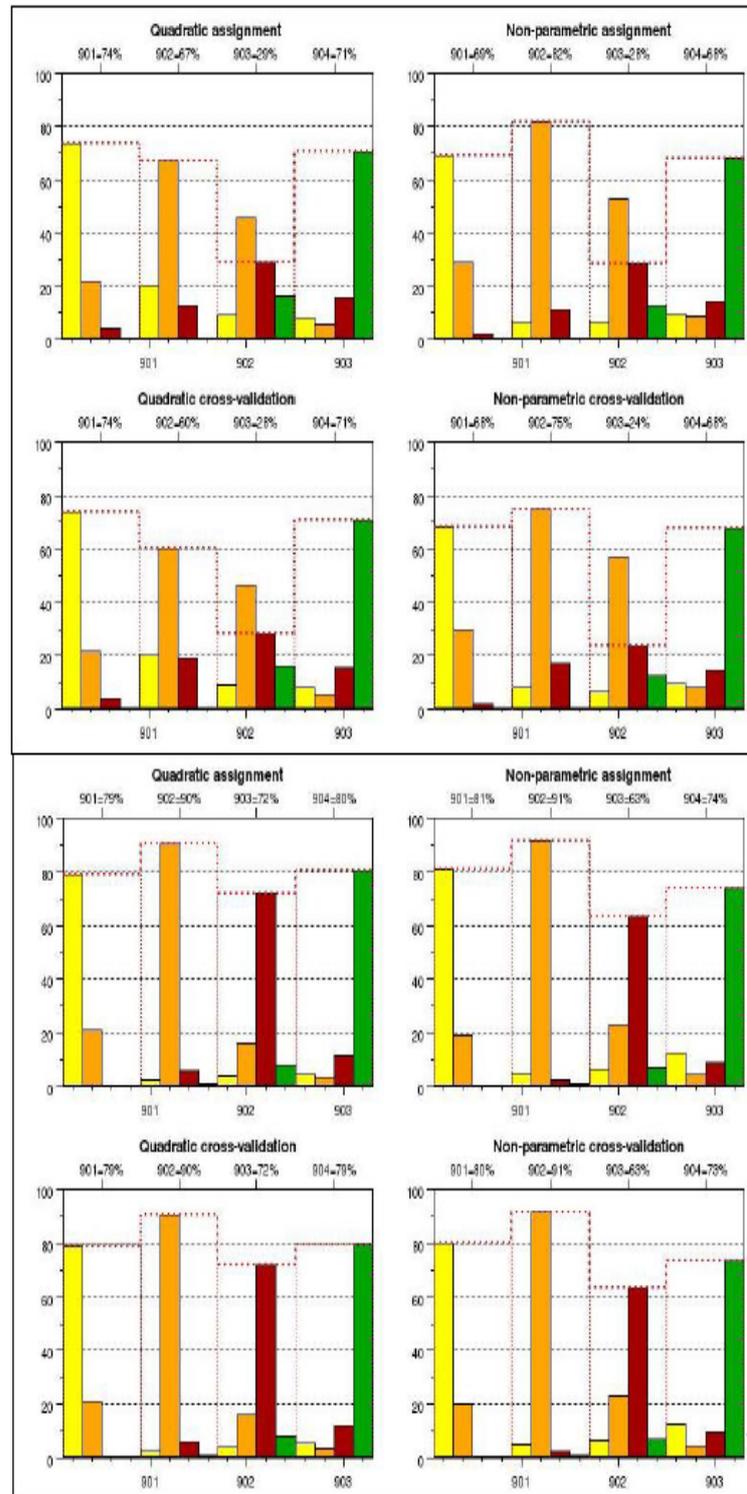


Figura 3.8: Intervalo de acerto dos métodos disponíveis na formação Candeias utilizando upscaling.

fluidos devido a diferença de impedância com o decorrer do tempo o que pode ser um bom discriminante para melhorar a produção do reservatório.

## 3.2 Importação dos dados

Para o projeto de interpretação de uma determinada área, os dados sísmicos que foram adquiridos na aquisição são armazenados no formato SEG-Y. Primeiramente deve-se verificar os dados que estão no cabeçalho do dado sísmico a ser carregado. O cabeçalho é uma parte importante do dado sísmico pois neste está contido todos os processamentos feitos no dado, no cabeçalho binário tem o tempo de amostragem, número de amostras e traços, formato do datum, o número de bytes, os filtros foram utilizados e se o dado está em tempo ou em profundidade.

A primeira verificação das coordenada correta, se não estiver, deve-se fazer uma conversão de coordenadas do dado antes seja carregado. Em seguida ao analisar os bytes das coordenadas, onde se encontram a inline e crossline. Se estão com os bytes corretos no padrão da empresa, coordenadas do offset, o byte e se o dado possui todas as linhas. Pode-se criar um grid a partir dos dados das inline e crossline, mas o próprio software cria o grid com os valores correspondentes a área de estudo. Terminando o procedimento de carregamento verificamos no *DecisionSpace* o dado sísmico carregado. A visualização pode ser feita como ilustrado na figura 3.1.

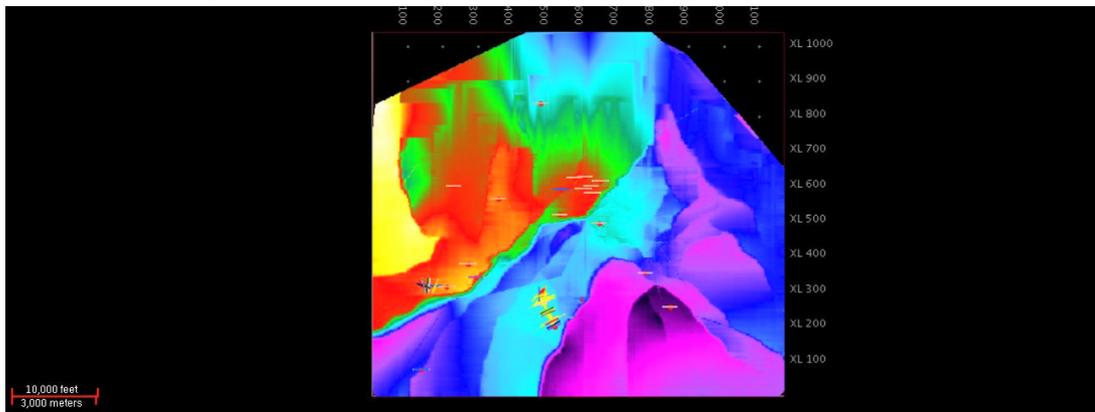


Figura 3.9: Dado sísmico carregado 3D visualizado no DecisionSpace com o grid.

Nesta região foram listados 110 poços, foram exportados os dados do Sigeo para o *OpenWorks*. Listados: a última formação, profundidade final do poço e os perfis pertencentes a cada poço. O critério de seleção dos poços os que contém perfis VP, VS, Rhob e check short, então 21 poços possuía com esses perfis. Posteriormente, os poços selecionados são carregados com: seus dados, perfis, marcadores de litologia e os quatro horizontes estudados. Sendo utilizados para amarração dos poços e consultivamente para a interpretação sísmica.

A exportação de dados de poços contém no arquivo: os dados de coordenadas, mesa rotativas, profundidades, classificação de topos e bases das unidades crono/litoestratigráfi-

cas. Essas informações são editadas pelo interprete, para posteriormente, ser carregadas no *OpenWorks*. Criando uma pasta do projeto deve conter: os poços verticais, os direcionais e os horizontais. Respectivamente, os dados serão editados, importados, armazenados e sendo utilizados na amarração na interpretação sísmica.

No carregamento de poços verticais inicialmente os dados são recuperados na base de dados. Digitamos o poço por sua nomenclatura aparece as informações gerais do poço. Nesta etapa são selecionadas as seguintes informações: sigla, API (identificação do poço), coordenadas planas da BAP, coordenadas planas de fundo, maior profundidade alcançada, altitude MR (mesa rotativa-KB) e devem formato tabular.

O dado exportado segue para a importação, onde são editados, após esse procedimento o poço é carregado no software. Para poços direcionais, o que muda, é que antes de selecionar as informações do poço é preciso clicar no ícone de recuperação de dados direcionais (dados de inclinação da perfuração do poço) por fim fazer o mesmo processo descrito anteriormente. Para o carregamento de marcadores de litologias, os dados são recuperados no arquivo coloca-se: o nome do poço, UWI, as unidades estratigráficas e suas respectivas profundidades.

Para carregamentos de dados sísmicos no ambiente unix, o software utilizado é o Landmark. O OpenWorks é um software da Landmark que trabalha com atributos sísmicos, dados de poços, litologia, marcadores de litologia e correlaciona poço com a sísmica.

O Fusion foi concebido para utilizar atributos sísmicos pré-empilhados para ajudar a resolver a ambiguidade associada à identificação litologia e fluido. O software proporciona uma abordagem para a modelagem petrofísica e análise de AVO sísmica pré-empilhamento distingue entre anomalias de amplitude relacionados com hidrocarbonetos e anomalias de amplitude não relacionadas a hidrocarbonetos, este limitando uma ampla gama soluções de fluidos e amplitude da litologia a uma estreita faixa de prováveis soluções petrofísica, geofísica e geologia. Fusion é dividido em cinco categorias: o carregamento de dados, dados condicionado, modelagem de dados, análise de dados e reconhecimento de dados.

”O software Seismic Fusion não é uma litologia solução simples e previsão de fluido ou de fluxo de trabalho. Em vez disso, este software é uma coleção de ferramentas configurados para fornecer intérpretes com uma modelagem consistente, processamento e quadro de análise em que para fazer uma descrição reservatório. Os cinco principais pilares da solução bem SeismicFusion são: data loading, dado condicionado, modelagem de dados, análise de dados e reconhecimento de dados” como definido no tutorial do Fusion.

No Fusion é desenvolvido a amarração sísmica poço, incrementarão de perfis DT, RHOB e caso o poço possua check-short deve-se ser adicionado. Caso não possua deve-se indicar no software que não deseja a utilização check-short calculados, a sísmica da área. Em seguida a escolha das wavelet's, da melhor ricker para a região de interesse, no nosso caso só reservatório

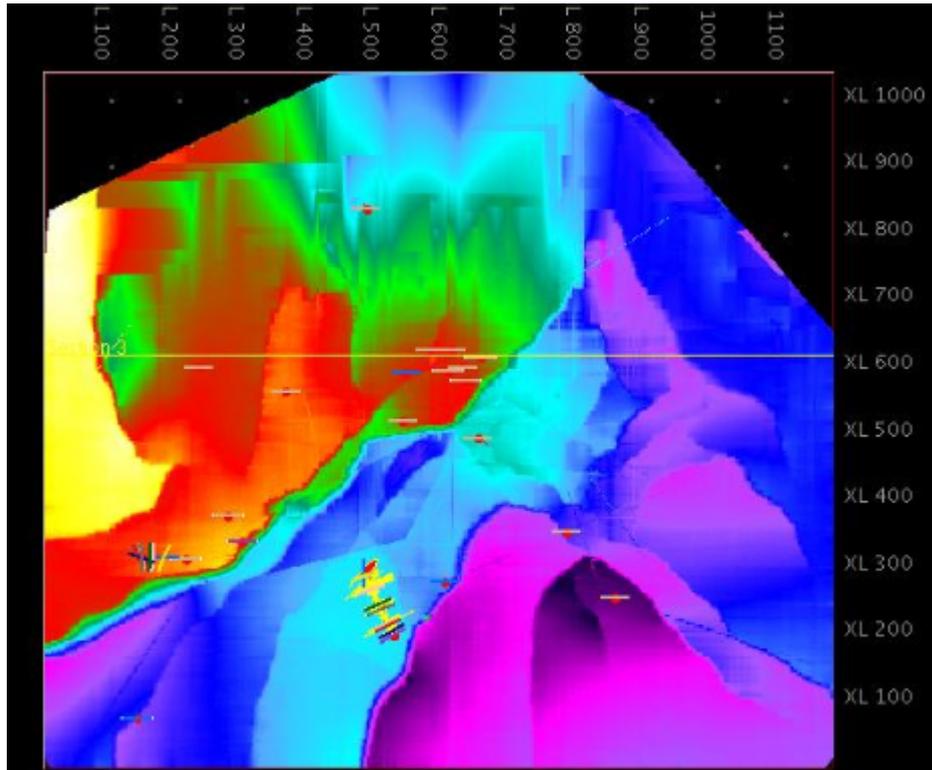


Figura 3.10: Sísmica carregada no DecionSpace com poços já carregados na área.

do início do sin-rift e do rift. Analisando a frequência que melhor se adequar a área de interesse e possuindo uma boa correlação podemos finalizar a amarração sísmica poço.

O DecisionSpace é um software de visualização unificada de interpretação, modelagem onde pode de forma eficaz avaliar e desenvolver ativos. O ambiente de visualização unificada permite o gerenciamento de dados sísmicos, de poços, marcadores e horizontes. Utiliza-se o DecisionSpace para: avaliar conjuntos de dados de hidrocarbonetos em potencial, mais entender a incerteza desse potencial para melhor quantificar o risco da bacia ou reservatório e planos bem eficazes.

### 3.3 Procedimento de amarração

Foram escolhidos 110 poços da aos quais pesquisados no programa a profundidade final do poço, a litologia nesta marcação, como também se este possuíam os perfis de DT e RHOB. Foram carregados os topos das litologias dos poços selecionados e os horizontes: Tauá, Água Grande, Sergi e Aliança. Conforme a tabela 3.1.

A calibração dos dados sísmicos consiste em estabelecer a relação entre reflexões e as interfaces geológicas que serão mapeadas. Para se obter uma boa correlação sísmica poço é fundamental que as camadas atravessadas pelo poço tenham dimensões laterais compatíveis

Tabela 3.1: Lista de poços devidamente carregados.

Poço	Profundidade	Ultima Formação	Densidade	Sônico	Sísmica
1CBR001	2290.00	Fm.Sergi	DRHO RHOB	DT TTI	Não
1MDU002	3437.00	Fm. Aliança	DRHO, RHOB	DT	Não
1RQ001	3349.00	Fm.Sergi	DRHO, RHOB	DLT	Não
3AR014	2975.40	Fm. Aflingidos	DRHO, RHOB	DIT	Não
3BL003	3230.00	Embasamenti	DRHO, RHOB	DLT	Não
3MDU004	3437.0	Fm. Aliança	DRHO, RHOB	DT	Não
3MDU005	3470.50	Fm.Aliança	DRHO, RHOB	DLT	Não
3SG010	2633.00	Fm. Sergi	DRHO, RHOB	DLT	Não
4AR157	3281.00	Fm.Sergi	DRHO, RHOB	DT	Não
4FBE042	2701.00	Fm. Aliança	RHOZ	DT	Não
4FBE068D	2628.70	Fm.Sergi	DRHO, RHOB	DT, TTI	Sim
6AR359D	3846.00	Fm. Aflingidos	DRHO, RHOB	Todos	Sim
7AR153	3085.00	Fm.Aflingidos	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR154	3090.00	Fm. Aflingidos	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR155	3245.00	Embasamento	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR156	3320.00	Embasamento	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR158	3076.00	Fm.Aflingidos	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR159	3375.00	Fm. Aflingidos	DRHO, RHOB	DT	Não
7AR160	3068.00	Fm.Aflingidos	DRHO, RHOB	DLT	Não
7AR165	3110.00	Fm. Aliança	DRHO, RHOB	DLT	Não
7FBE014	2670.00	Fm.Aliança	DRHO, RHOB	DLT	Não
7FBE044D	2934.00	Fm.Aflingidos	RHOz	DT	Não
7FBE045D	2919.00	Fm. Aliança	DRHO, RHOB	DT	Não
7FBE051D	2946.00	Fm.Aflingidos	RHOZ	DT	Não
7SG004	2702.00	Fm.Aliança	DRHO, RHOB	DT	Não
8FBE058D	2927.00	Fm.Aflingidos	RHOZ	DT	Não
7FBE009	2626.00	Fm. Aliança	DRHO, RHOB	DLT	Não
7AR079	3110.00	Fm.Sergi	N Possui	DLT	Não
7AR059	3045.00	Fm. Aflingidos	RHOB	DT	Não
7AR012	3226.00	Fm.Sergi	RHOB	DT	Não

com a resolução horizontal da linha sísmica, ou seja, o poço deve ter feições geológicas de área extensa suficiente para gerar um sinal sísmico consistente. O sinal sísmico gerado e na aquisição de perfis sônicos apresenta frequência bem mais alto do que um sinal sísmico convencional: 1 a 25 kHz contra 6 a 100 Hz.

Tabela 3.2: Lista de horizontes carregados.

Horizontes	cor	Carregamento
AG-Reconcavo	Azul	correto
ALI-Reconcavo	Laranja	correto
SER-Reconcavo	Vermelho	correto
TA-Reconcavo	Verde	correto

O sismograma sintético é obtido do perfil sônico, corrigido com base nos tiros de controle, e do perfil densidade, onde são estimadas as impedâncias acústicas e, dos coeficientes de reflexão.

Antes de começar a amarração precisa de ter todos os dados carregados. O primeiro é constar se todos os poços do projeto estão carregados no OpenWorks caso não estiver devem ser carregados para serem inseridos no projeto os poços foram carregados e inseridos no projeto. O próximo passo é recuperar os dados dos marcadores de topos das litologias do SIGEO sendo estes carregados no OpenWorks.

A wavelet é um pulso unidimensional de duração relativamente pequena caracterizado por sua amplitude, frequência e fase. A obtenção da wavelet é um processo ao qual deve-se analisar vários aspectos, primeiramente ter os marcadores litológicos bem marcados e horizontes para ajudar na escolha da wavelet, a segunda é a escolha da área de interesse onde são escolhidas várias opções de wavelet espectral ao qual é importante para a análise da frequência da área.

A segunda etapa é amarrar este sismograma sintético aos dados sísmicos através de ajustes estáticos e dinâmicos. O produto final é a obtenção de curva tempo-profundidade que ajusta a sísmica em tempo ao poço em profundidade através de velocidade intervalares que são determinadas por esta amarração.

O poço A foi o primeiro poço a ser amarrado pois possuía todos os dados perfis DT (velocidades das ondas P e velocidades das ondas S) e RHOB, como check-shot.

Começando o processo com a adição dos perfis DT e RHOB posteriormente a sísmica 3D, adicionando os perfis desejados foram adicionados os perfis calíper, GR, diferenças de velocidades e velocidades intervalares. O coeficiente de reflexão é calculado a partir da razão da amplitude da onda refletida e a amplitude de onda incidente na interface entre

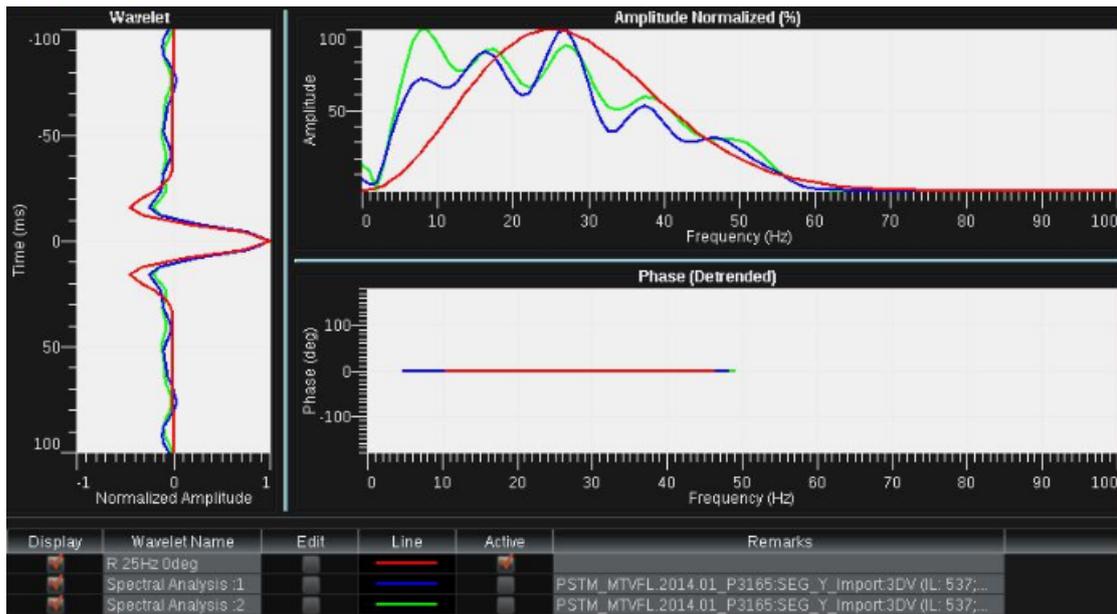


Figura 3.11: Extração da wavelet para ser salva no Fusion.

duas camadas e a impedância acústica pelo cálculo da velocidade VP e o perfil RHOB. A refletividade é convolvida com a wavelet para obtenção do sismograma sintético.

Para ajudar na amarração foram carregados os topos das litologias deste poço como horizontes para análise da confiabilidade da amarração verifica-se se existe uma sobreposição dos marcadores dos topos com os horizontes. Outra análise que deve ser feita é a sísmica para a associação marcador, horizonte e sísmica se os refletores correspondem os eventos geológicos amarrados isso é importante para verificação de deslocamentos de refletores para possíveis ajustes. A correlação e o envelope são também analisados para verificar em qual escalas em ms existe a melhor razão correlação e envelope para que o dado sísmico fique melhor posicionado.

O coeficiente de correlação é importante na hora de escolher a wavelet a ser salva pois o coeficiente de correlação deve ter acima de 50% para uma melhor correlação. Depois de todo esse processo de amarração podemos visualizar poço com o perfil sintético no DecisionSapce juntamente com a sísmica para verificar se a amarração foi feita corretamente.

O poço B a sua amarração não ocorreu como o poço A, pois, não possuímos todos os dados por exemplo os check-short. A perfilagem não era sobre o poço todo só sobre uma determinada profundidade que é da zona de interesse do reservatório. Para a criação do sismograma sintético possuíamos o perfil de densidade e sônico. A wavelet escolhida foi da área de interesse do reservatório. A amarração foi bem feita, devido o horizonte e o marcador estratigráfico estarem posicionados sobrejacentes um ao outro. A auto correlação da wavelet e do sismograma sintético um valor de 54% um bom valor para uma amarração. Abaixo na

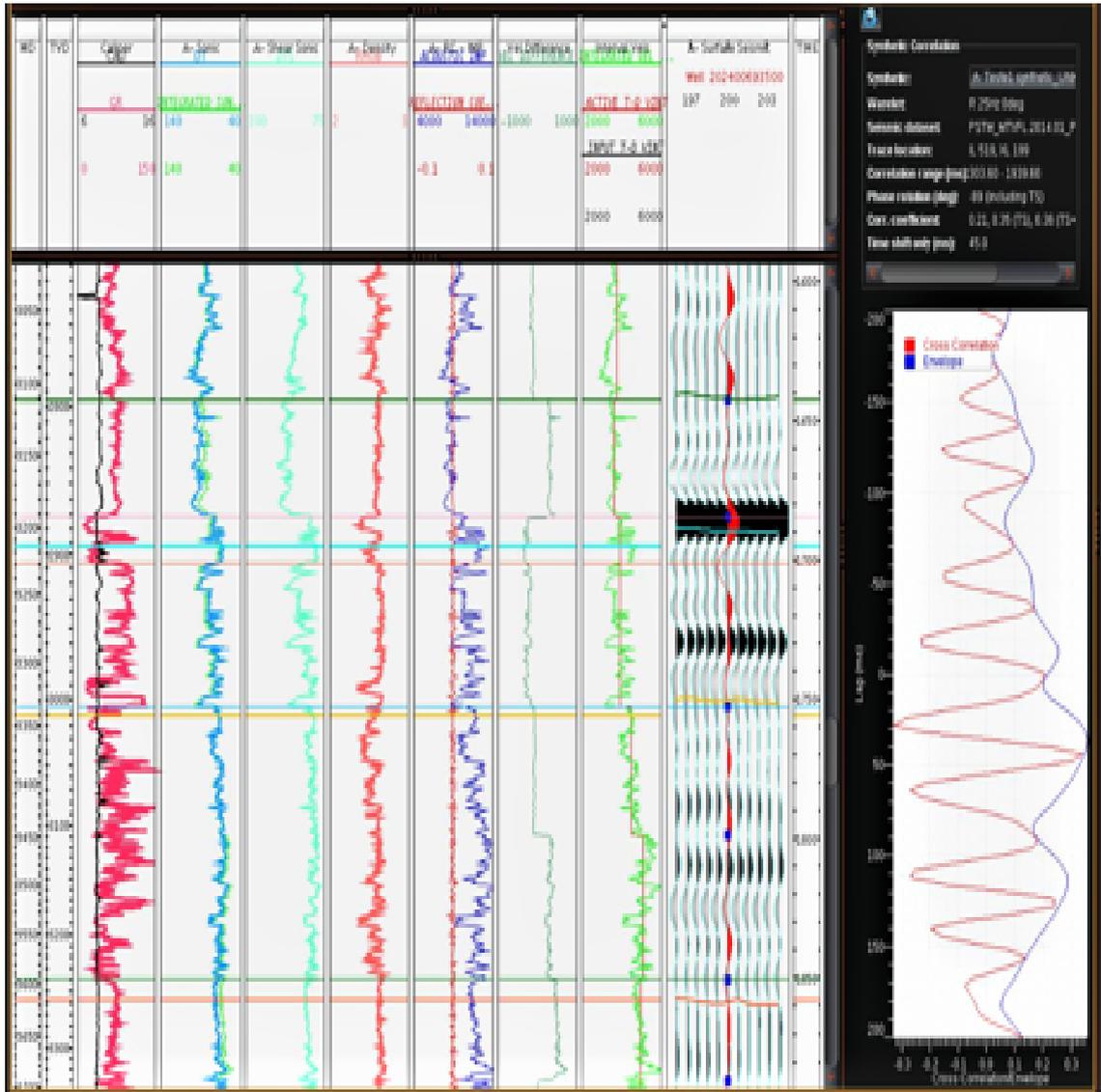


Figura 3.12: Amarração finalizada com todos os dados correlacionados.

figura 3.6 amarração do poço B.

Podemos visualizar após a atualização do Fusion, no DesionSpace se o poço está devidamente amarrado. Fazendo primeiramente um crossline ou iline sobre o poço. Os marcadores devem ser acionados assim como os horizontes. Isso é uma boa análise para verificar se a amarração foi feita corretamente.

Já no poço C a amarração não foi tão fácil com o do A devido não ter marcador da litologia do TAUÁ. Para amarrar esse poço foram feitos em poços vizinhos D, E , F e G. Abaixo temos a amarração do poço C mostrando o deslocamento dos horizontes em relação aos marcadores litológicos aos quais foram feitas seções sísmicas no DecisionSpace para análise do comportamento das camadas das litologias do água grande.

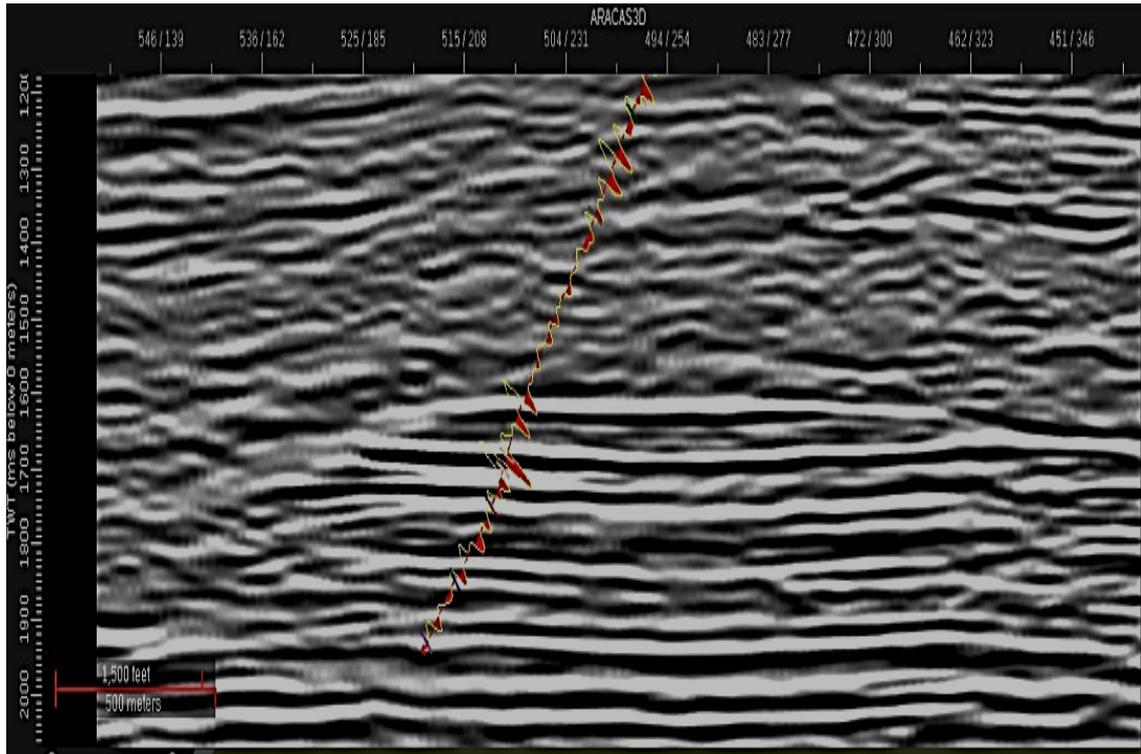


Figura 3.13: Seção sísmica do poço A, para a verificação da amarração no DecisionSpace.

O poço C sua amarração foi um pouco mais complexa. Como o poço B não possuía check-short, mas possuía os perfis de densidade e sônico. Os marcadores de litologia a formação Tauá não foi encontrado nesse poço, pois estes são obtidos no processo de perfuração dos poços, através de interpretação do geólogo de poço ou técnico de geologia de poço que definem as profundidades das litologias e seus respectivos marcadores em profundidade. Muitas vezes as litologias não são marcadas devido o poço não ser apresentada. Isso pode acontecer devido falta de deposição da litologia na área, ou afinamento da camada da litologia e, ou por alguma falha regional ou falha na região do poço.

Percebendo-se que as camadas das litologias Água Grande e Itaparica possuem espessuras horizontais pequena, isso resulta em uma ruim resolução vertical do dado sísmico. Devido a sísmica não conseguir realçar valores de baixo comprimento de espessura devido sua frequência, as camadas não darão uma boa resolução sísmica. Em muitas regiões da bacia a deposição sedimentar da formações Água Grande e Itaparica se afinam tornando-se uma só camada devido a abaixa sedimentação, esse caso foi o que aconteceu no poço C.

A seção sísmica no DecisionSpace poço C, possui um deslocamento dos marcadores e horizontes nas amarrações do Fusion. Quando é analisada a seção sísmica do poço C verifica-se que os refletores indicam a formação Itaparica, formação Sergi e Formação Aliança devido a falta de resolução da formação Água Grande e o membro Tauá não está bem marcado.

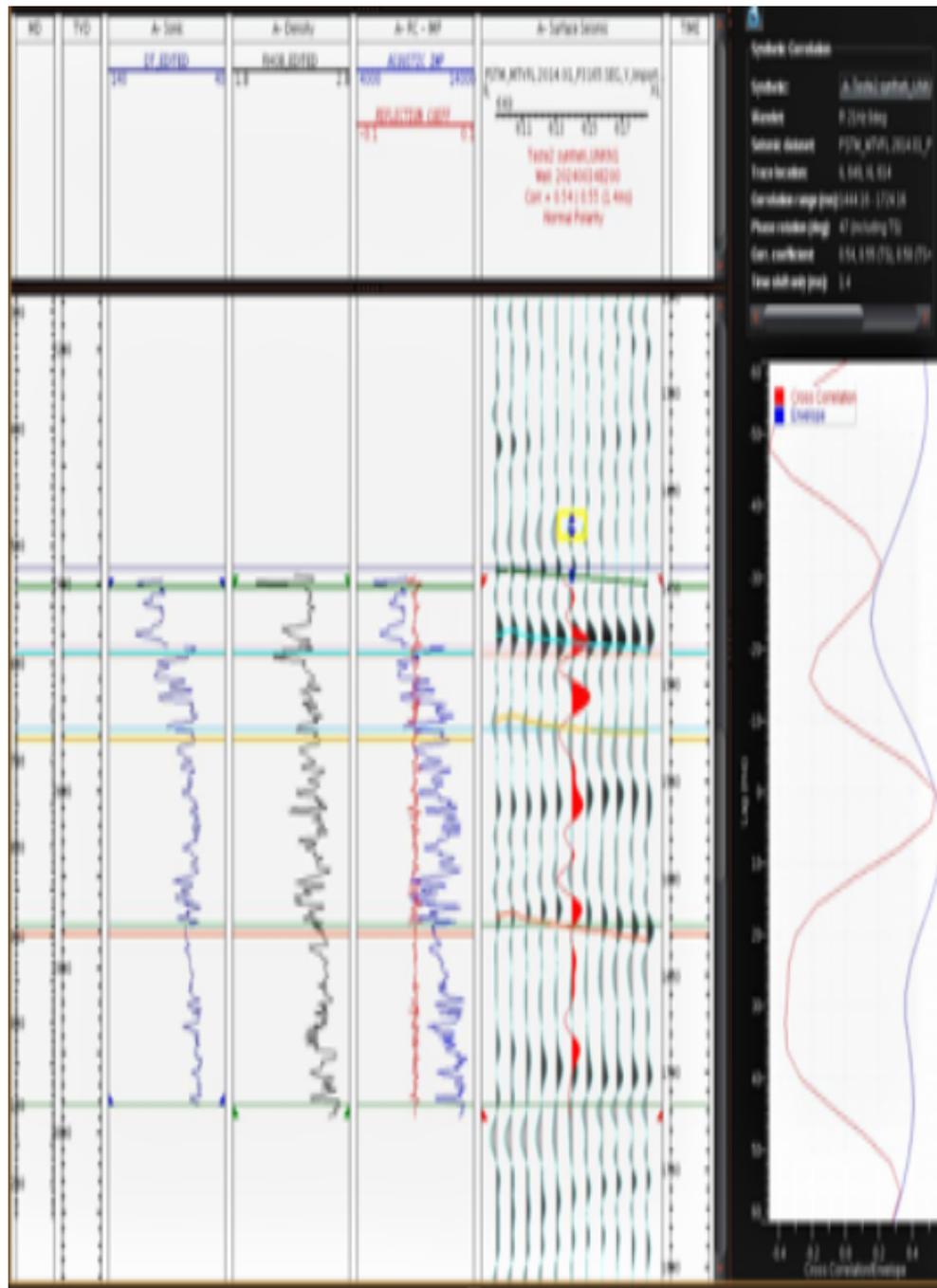


Figura 3.14: Amarração do poço B.

Foram carregados outros poços nas proximidades do poço C foram feitas seções entre o poço B que obteve uma boa amarração, observa-se a correlação entre os poços que a sísmica perde resolução isso seria um indicativo de falha entre os poços.

A figura 3.12 mostra uma seção feita entre três poços o C, B e o D ilustrando a correlação entre as litologias e ilustrando um afinamento das camadas entre os poços.

Ocorre um deslocamento dos refletores, marcadores e horizontes. Com a interpretação

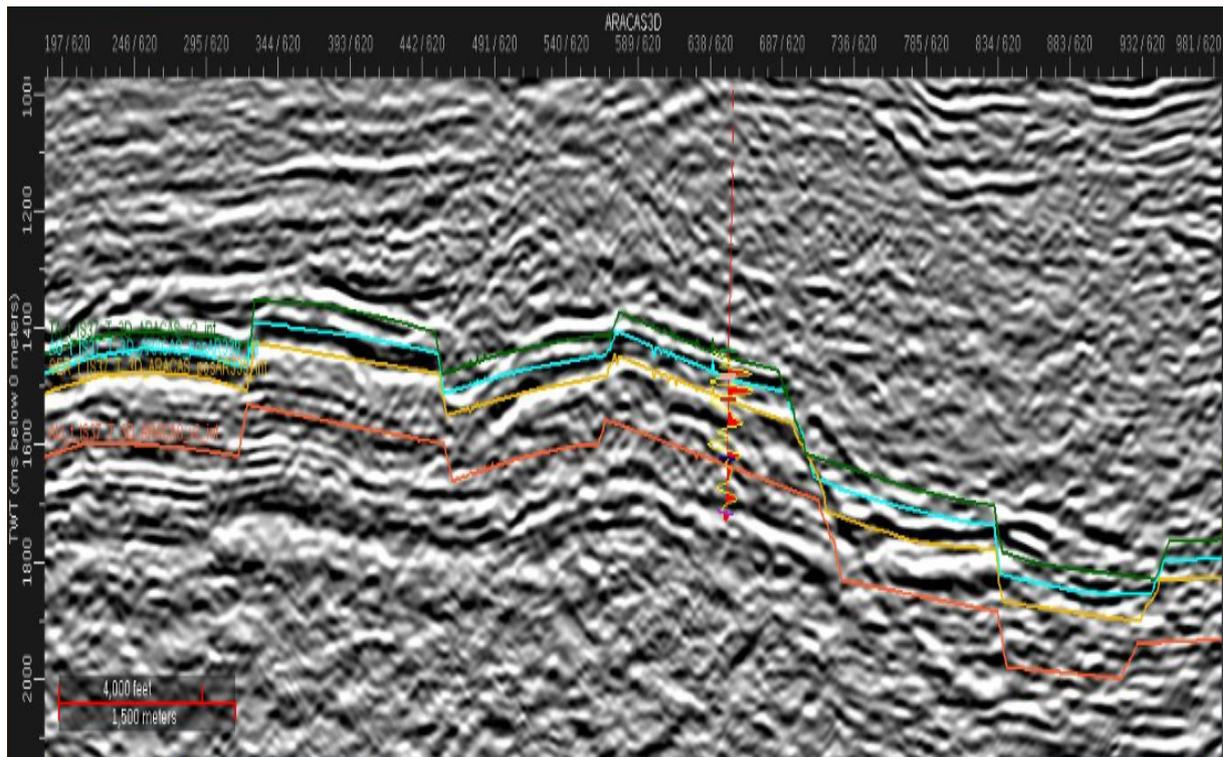


Figura 3.15: Amarração do poço B analisado na seção sísmica.

das falhas e com a visualização do poço com a seção sísmica, foi possível constatar que o poço está em uma região de falhas Ralay Ramp que são interpretadas na região dos dois blocos existentes na área.

### 3.4 Interpretação do reservatório

As interpretações sísmicas utilizam-se marcadores geológicos para identificação de interfaces regionais e os intervalos das zonas do reservatório. Mas nem sempre os marcadores geológicos coincidem com marcadores sísmicos, isto acontece devido a sísmica não possui a mesma resolução dos perfis sísmicos de poços. Com a amarração sísmica de um poço é responsável na identificação de refletores sísmicos, para o mapeamento das interfaces regionais e das zonas reservatório (Barros, 1994).

A interpretação tem como objetivo a representação sísmica da geologia, de modo a construir um modelo geológico de uma área ou bacia pela visualização de dados sísmicos. Este objetivo na prática se caracteriza:

- Definição da geometria da rocha que pode conter ou não conter hidrocarbonetos;
- Estimar volume de reservatórios;
- Caracterização de fluídos saturantes (água, óleo, gás).

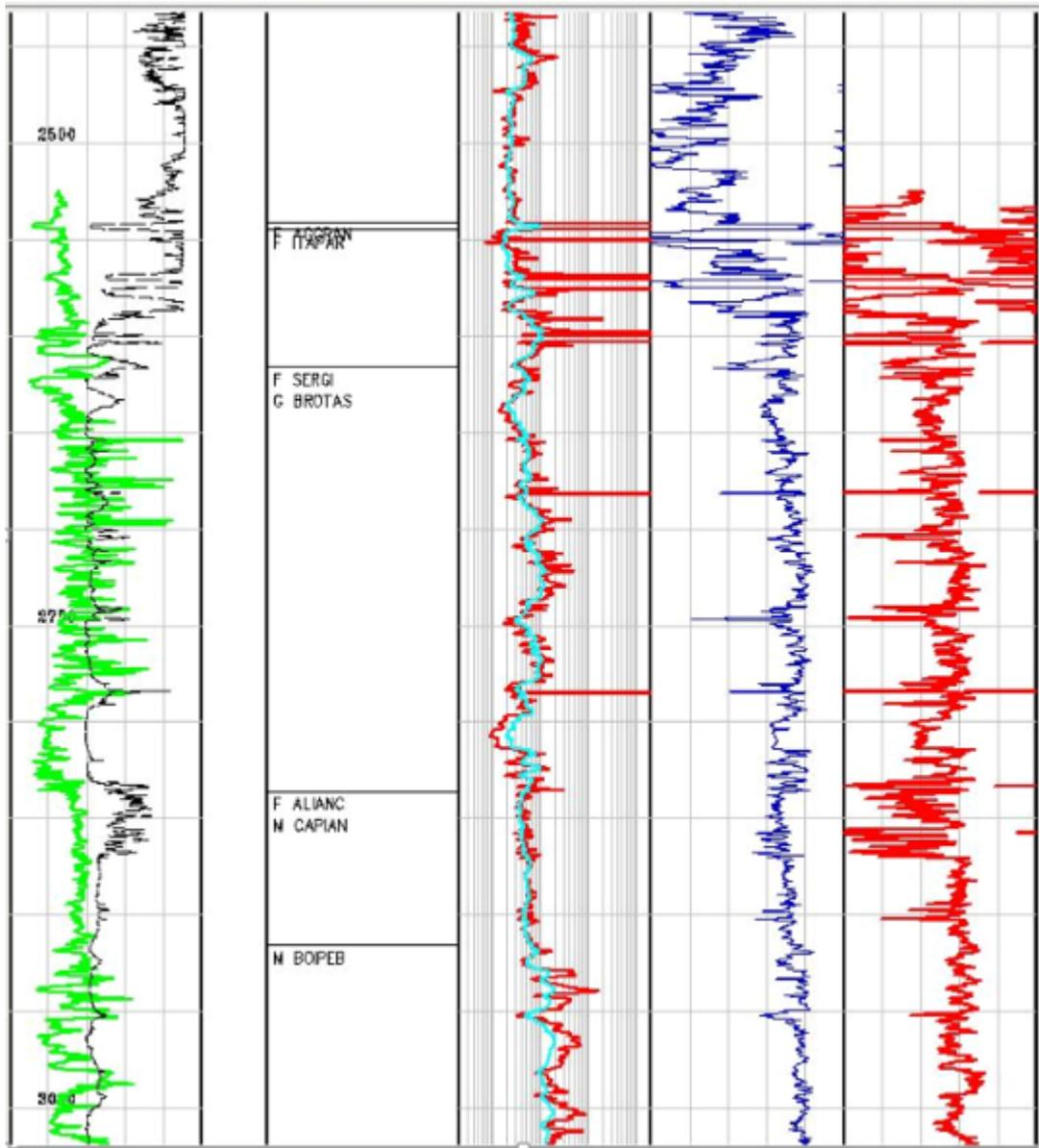


Figura 3.16: Perfis do poço C, análise das espessuras das litologias.

O mapeamento estrutural é realizado primeiro o mapeamento estratigráfico, pois possui estruturas de maior facilidade de reconhecimento pois as falhas serão usadas como limites para os modelos geológicos. A interpretação estratigráfica já possui um ajuste mais fino de reconhecimento de menores estruturas de compartimentação hidráulica de reservatório. Após a interpretação dos horizontes e falhas tem uma etapa de validação é necessária para correção de desvios, como cruzamentos de superfícies ou lacunas não interpretadas, como também superfície de falhas irreais se foram feitas no processo automático para criação das estruturas.

Neste trabalho vou utilizado os mapeamentos de detalhe onde foram feitos crossline e

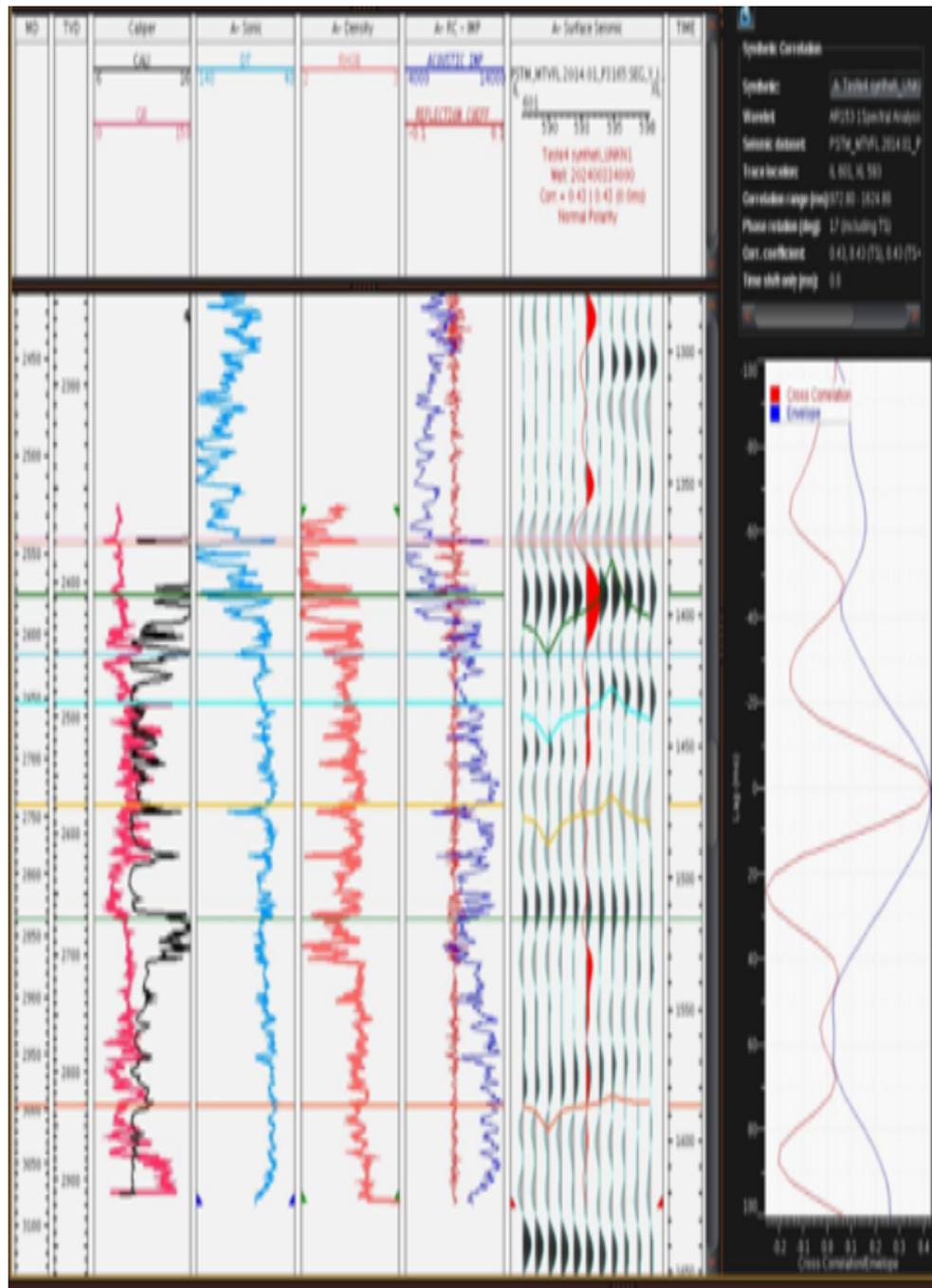


Figura 3.17: Amarração do poço C no Fusion.

inline, a partir de poços que possuirão melhor amarração sísmica poço. Primeiramente foram bem afastadas para interpretação das falhas, mas foi com o aumento gradativo de detalhe para a interpretação dos horizontes. O mapeamento estrutural é realizado primeiro do que o mapeamento estratigráfico por possuir estruturas de maior facilidade de reconhecimento, pois, as falhas serão usadas como limites para os modelos geológicos.

A interpretação estratigráfica já possui um ajuste mais fino de reconhecimento de me-

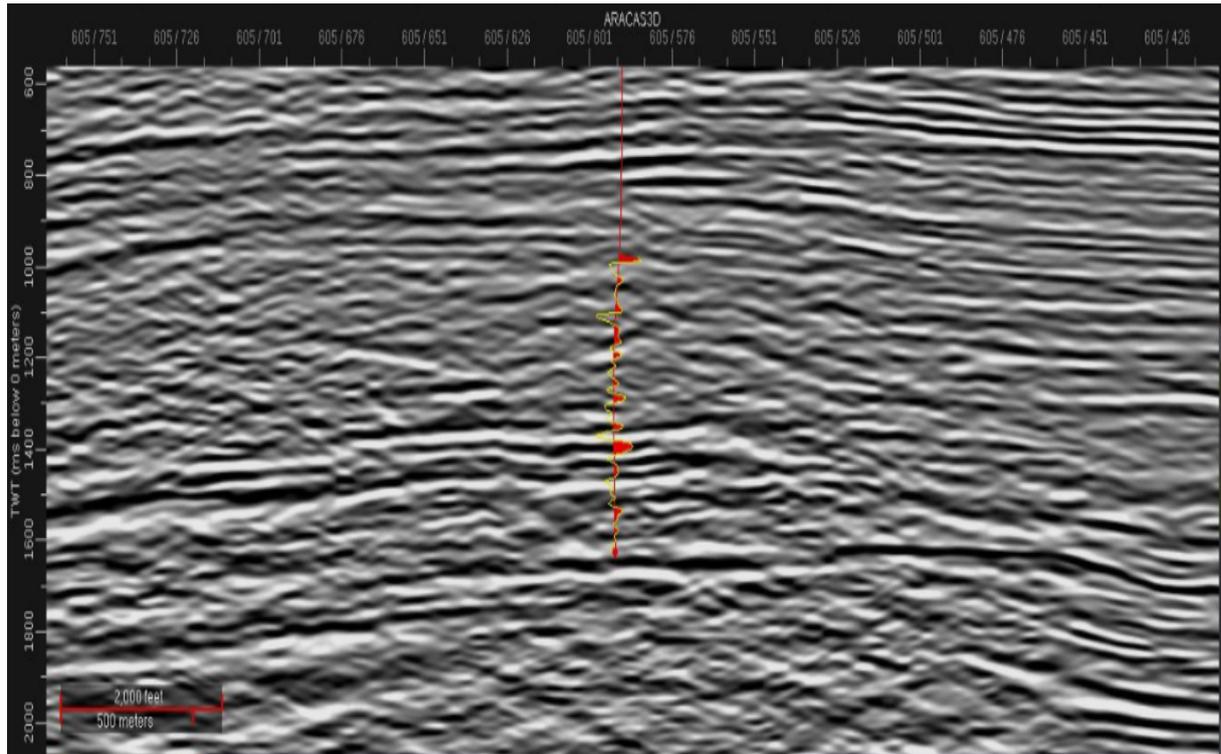


Figura 3.18: Seção sísmica crossline do poço C.

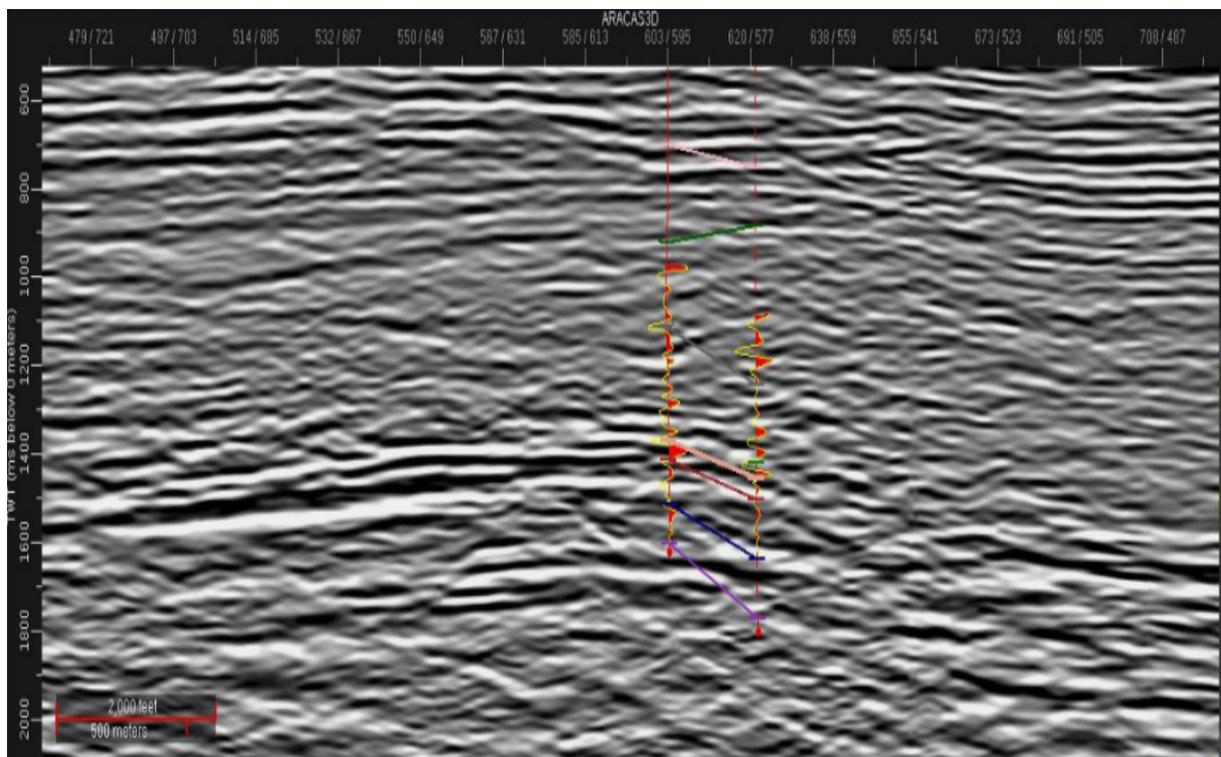


Figura 3.19: Seção sísmica crossline dos poços C e B.

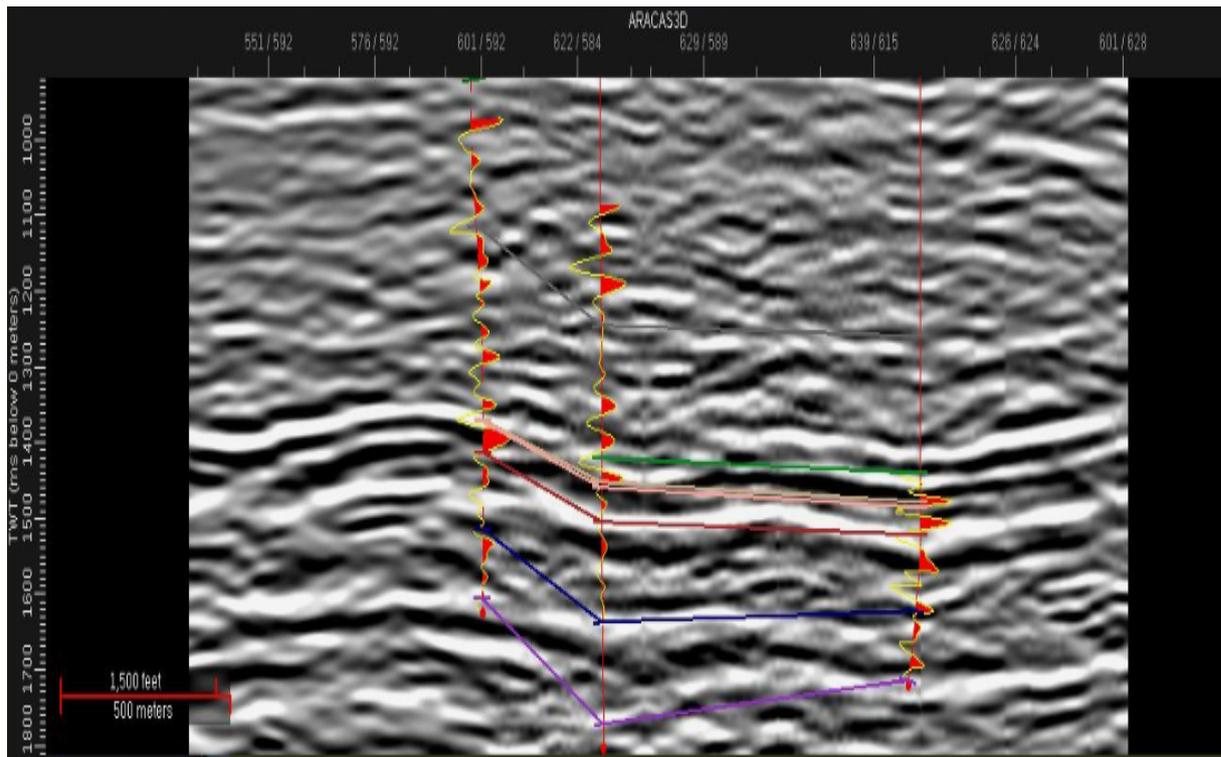


Figura 3.20: Seção sísmica entre os poços C, D e B.

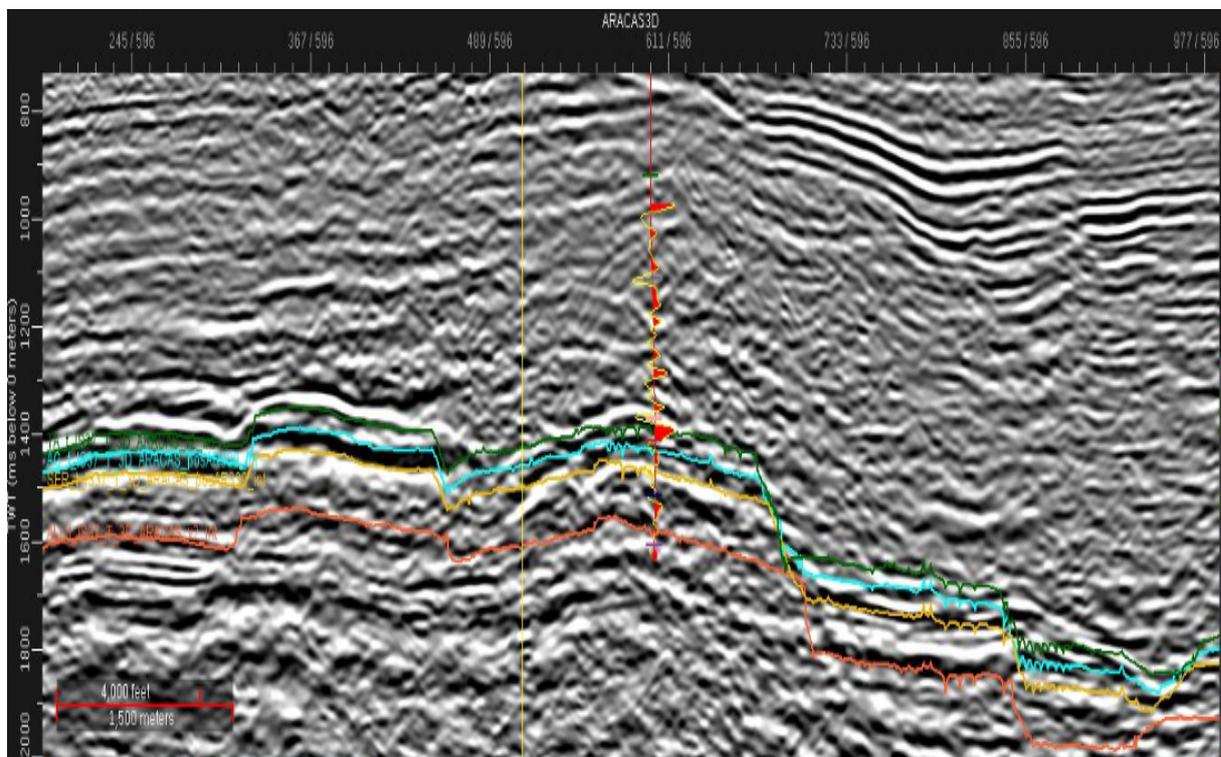


Figura 3.21: Amarração do poço C analisada na seção sísmica.

nores estruturas de compartimentação hidráulica de reservatório. Após a interpretação dos horizontes e falhas tem início a etapa de validação que é necessária para correção de desvios, como cruzamentos de superfícies ou lacunas não interpretadas, como também superfície de falhas irreais se foram feitas no processo automático para criação das estruturas.

### 3.4.1 Interpretação de falhas

Falha é a ruptura e desnivelamento na continuidade das camadas que apresentam certo grau de rigidez provocado por movimentos tectônicos.

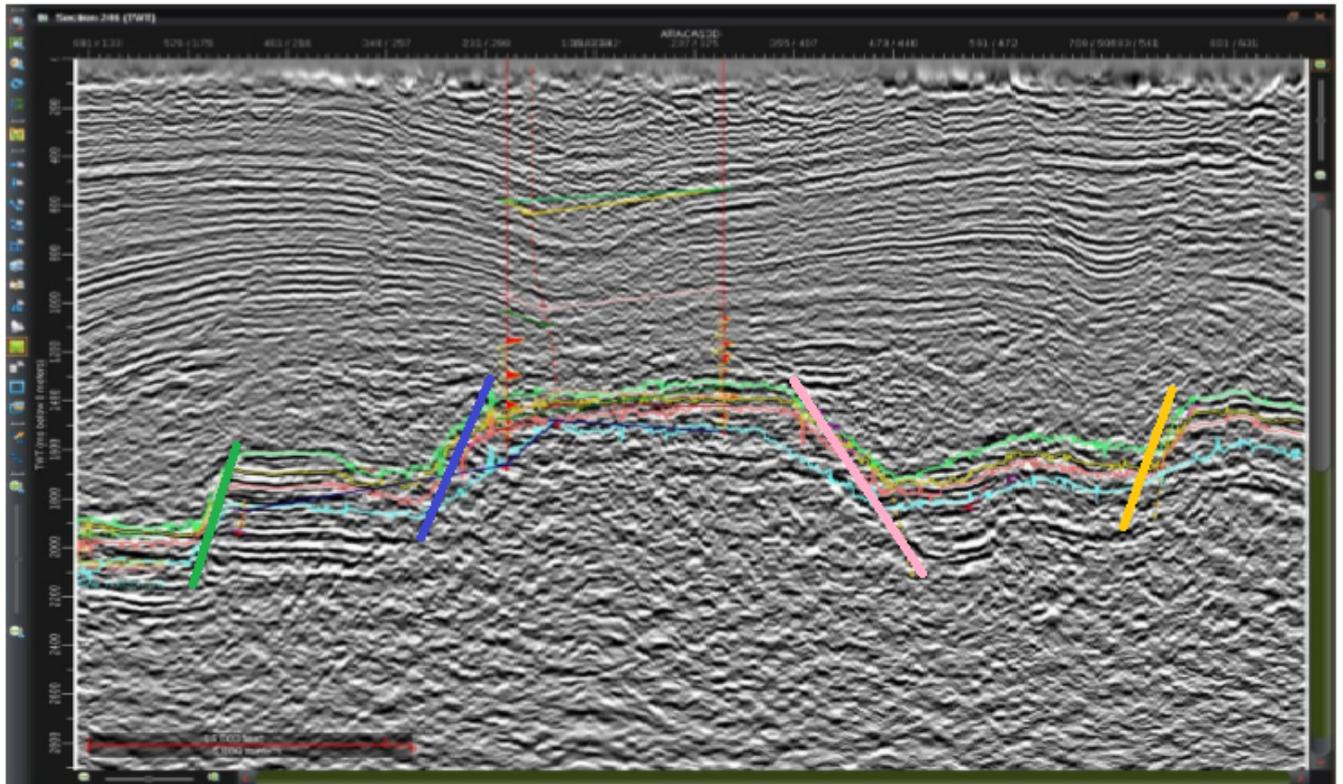


Figura 3.22: Interpretação de falhas normais do reservatório entre os poços.

Na frente de uma falha quase sempre se verifica a existência de um desnível relativo entre diferentes camadas conhecido como rejeito. Para identificação de falhas observamos: descontinuidade dos refletores, existência de difrações, mudanças de mergulho, problemas de amarração e no folhelho a falha diminui de ângulo. Foram interpretadas em seções crossline e inline.

As falhas foram bem marcadas nas zonas do reservatório, as falhas observadas, são normais o que se espera de falhas nesta fase rifte da bacia do recôncavo. No mapa tridimensional abaixo estão ilustrados as falhas que foram interpretadas.

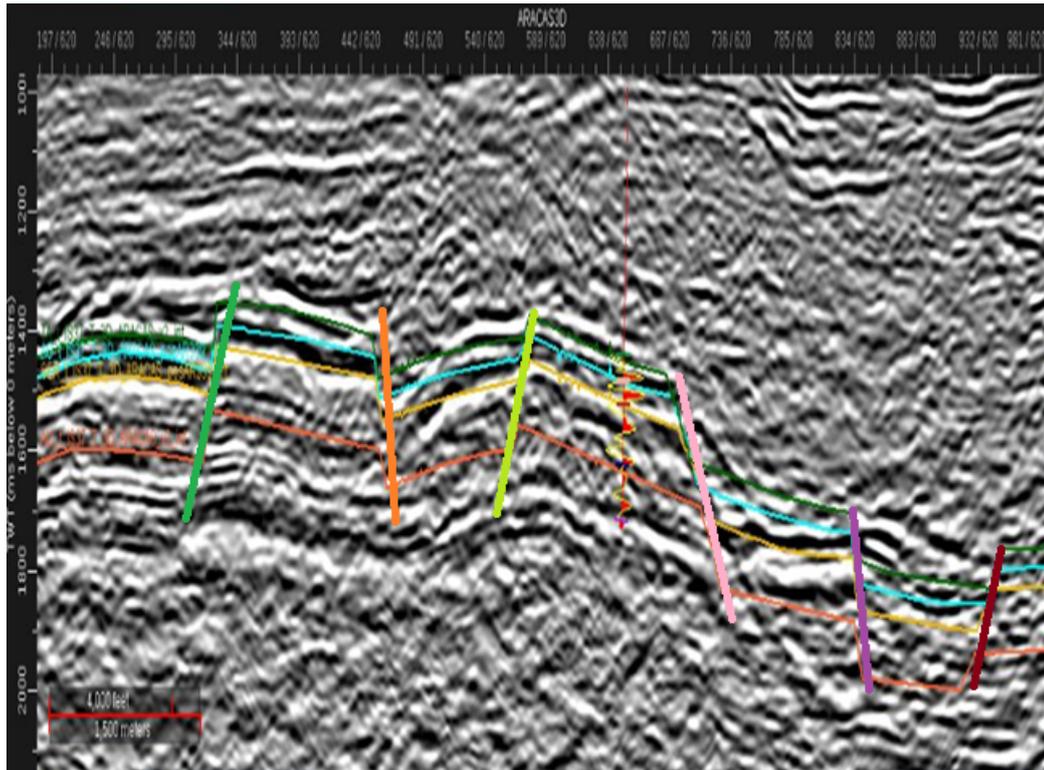


Figura 3.23: Falhas normais interpretadas na região do reservatório.

São observados com as falhas dois blocos, um alto e outro baixo. No qual são bem marcados por uma falha de grande rejeito, é visto a separação entre os blocos alto e o bloco baixo como pode ser visto na figura 3.23.

Classicamente, riftes são formados por falhas normais associadas com falhas transcorrentes. O afundamento pode ou não, estar relacionado a um limite ou tectônica regional divergente. Em relação aos marcadores cinemáticos, quando uma falha apresentou ou foi classificada com determinada cinemática todas as falhas paralelas e presentes no mesmo afloramento tiveram sua classificação como da mesma cinemática.

A visualização no cubo entre os poços mostra que estes estão dispostos em uma zona de falha que a omissão de alguma litologia devido estes poços estarem dispostos em uma zona de falha de tipo Relay Ramp, que deve ser o motivo da omissão das litologias em alguns poços.

O plano de falha criado para cada falha, mostra o campo de distensões estrutural regional como ilustrado na figura 3.24. Estes movimentos tectônicos foram importantes para compor esse reservatório principalmente para o contato da rocha geradora e o reservatório. Nota-se também na interpretação que as falhas serviram de carreadoras enquanto estavam ativas e posteriormente de selo para a formação dos trapas tectônicos gerando um reservatório de excelente potencial. A falha principal de dimensiona dois reservatório: o do bloco alto e

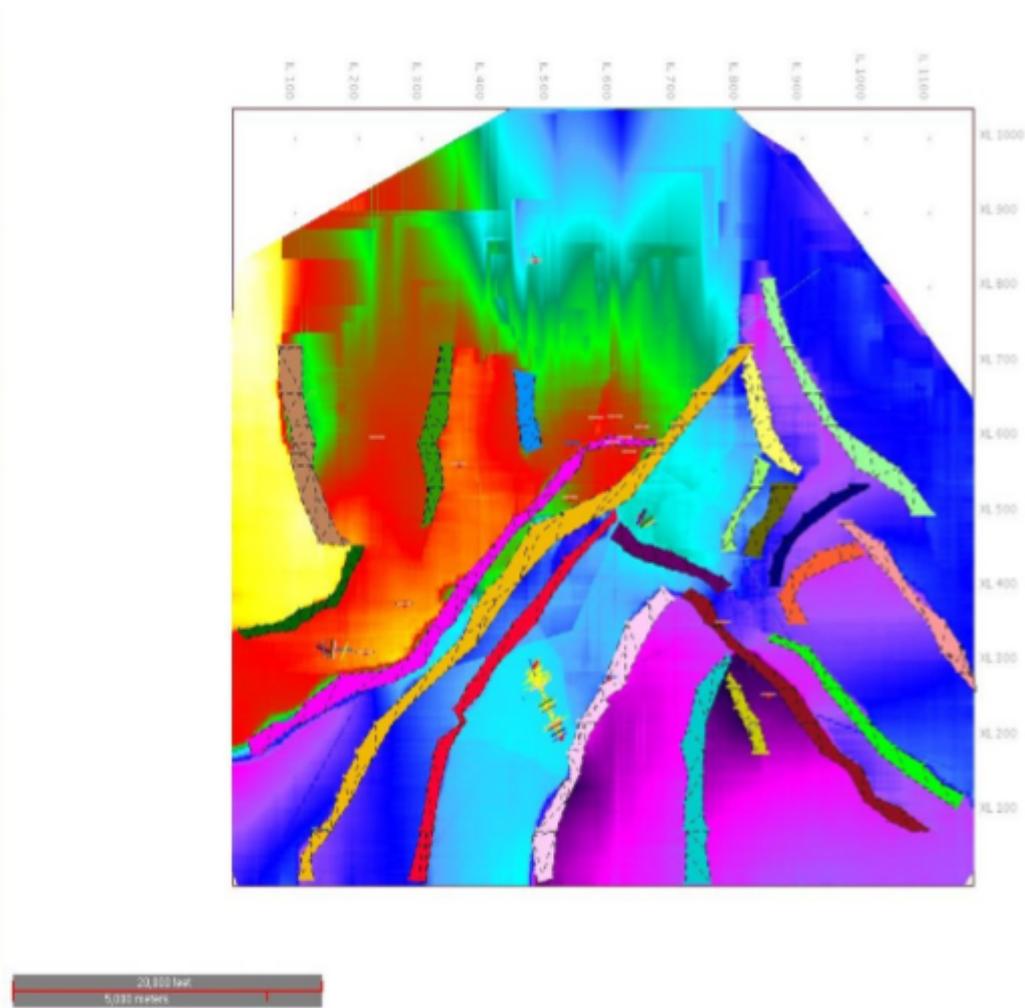


Figura 3.24: Mapa com ilustração das falhas interpretadas e poços.

do bloco baixo, as falhas sobrejacentes ajudam na porosidade secundário deste reservatório.

### 3.4.2 Interpretação de horizontes

Uma das técnicas mais importantes do processo de interpretação de dados sísmicos consiste na interpretação dos horizontes. Um horizonte sísmico é definido na geologia como uma subsuperfície presente na região geológica onde os dados foram adquiridos, para uma respectiva formação litológica da bacia. O rastreamento de um horizonte sísmico consiste em identificar em quais dos traços do volume o horizonte desejado está presente, identificando os topos da formação com também os padrões para esse litologia na seção sísmica.

Para uma boa interpretação de horizontes deve-se ter poços na região bem amarrados aos quais possuam suas respectivas litologias e topos das formações. Uma das técnicas mais importantes do processo de interpretação de dados sísmicos consiste no rastreamento dos horizontes. Um horizonte sísmico é definido na geologia como uma subsuperfície pre-

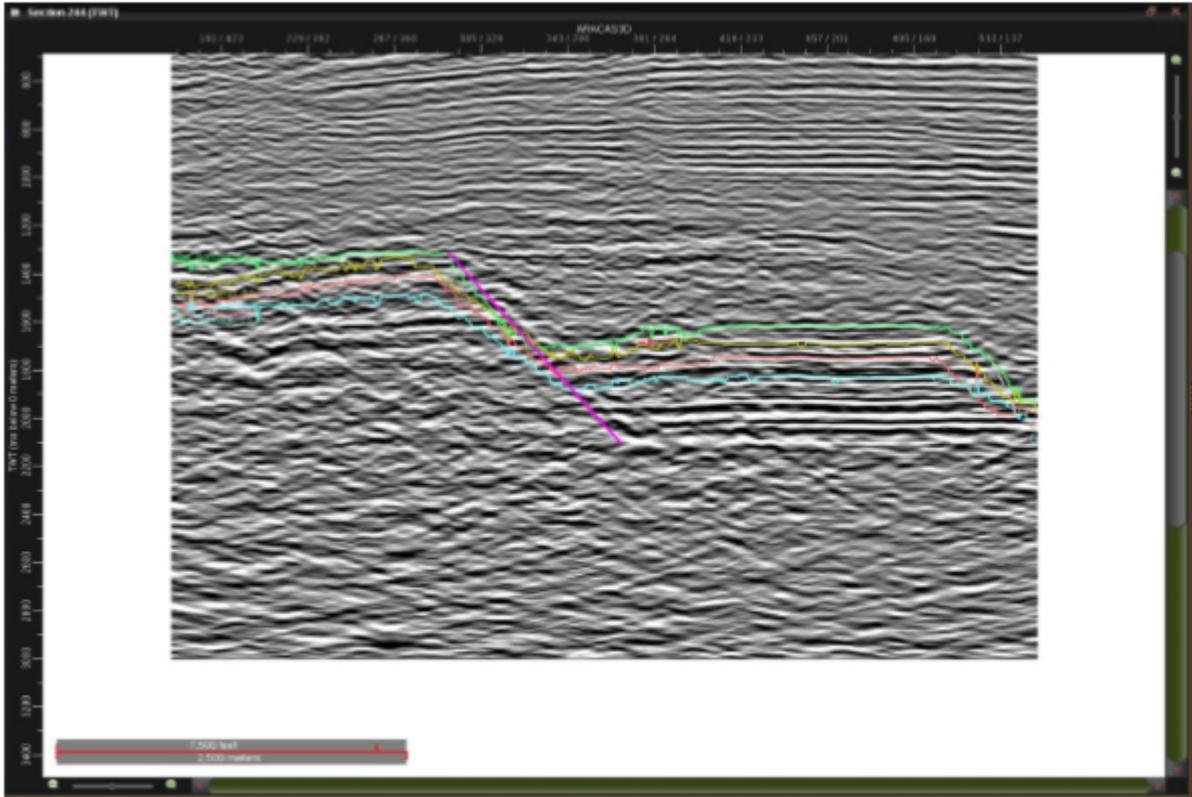


Figura 3.25: Ilustração da falha que mostra a separação entre os dois blocos.

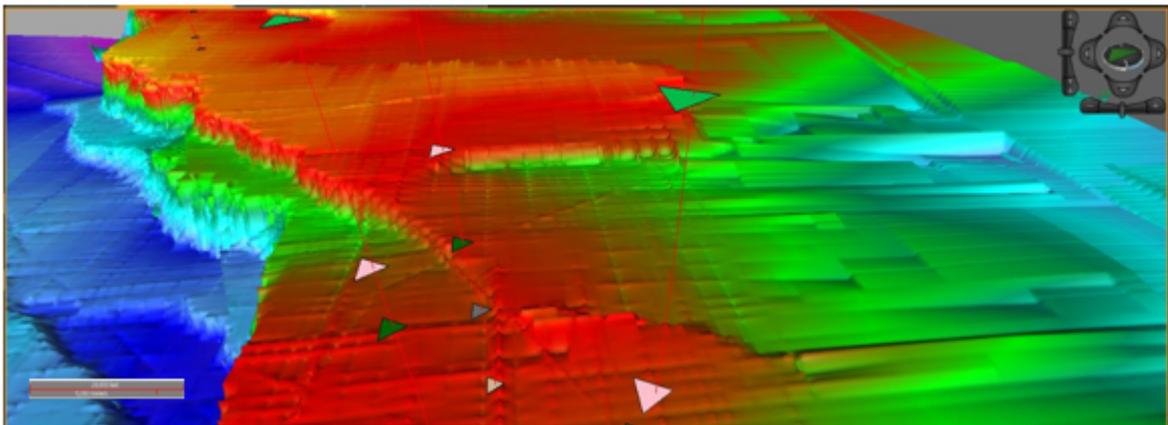


Figura 3.26: Ilustração das falhas entre os poços.

sente na região geológica onde os dados foram adquiridos. O rastreamento de um horizonte sísmico consiste em identificar em quais dos traços do volume o horizonte desejado está presente, identificando as amostras que pertencem ao horizonte em questão.

Além dos horizontes, outra estrutura geológica importante a ser identificada durante o processo de interpretação dos dados são as falhas sísmicas. Essas estruturas são quebras

na continuidade original dos horizontes. São fraturas que causam um deslocamento relativo das rochas, fazendo com que elas percam sua continuidade original. Nos dados sísmicos, os voxels pertencentes às falhas são caracterizados por sua baixa coerência em relação a sua vizinhança. O mapeamento de uma falha sísmica consiste em encontrar o conjunto de voxels do volume que evidencia essa quebra de continuidade. Ao interpretar um conjunto de dados, o mapeamento das possíveis falhas sísmicas presentes no dado é extremamente importante.

As características dos horizontes retidas nos volumes sísmicos permitem que um horizonte seja identificado nos traços por um padrão de amplitudes encontrado na sua vizinhança vertical, padrão esse que se repete ao longo dos traços do volume onde tal horizonte está definido.

Horizontes reais podem ser representados nos traços do volume por um pequeno conjunto de voxels verticalmente contíguos. No entanto, na nossa modelagem iremos considerar que um horizonte é representado por no máximo um voxel por traço do volume. Essa consideração facilita bastante a modelagem do problema. A maioria dos métodos

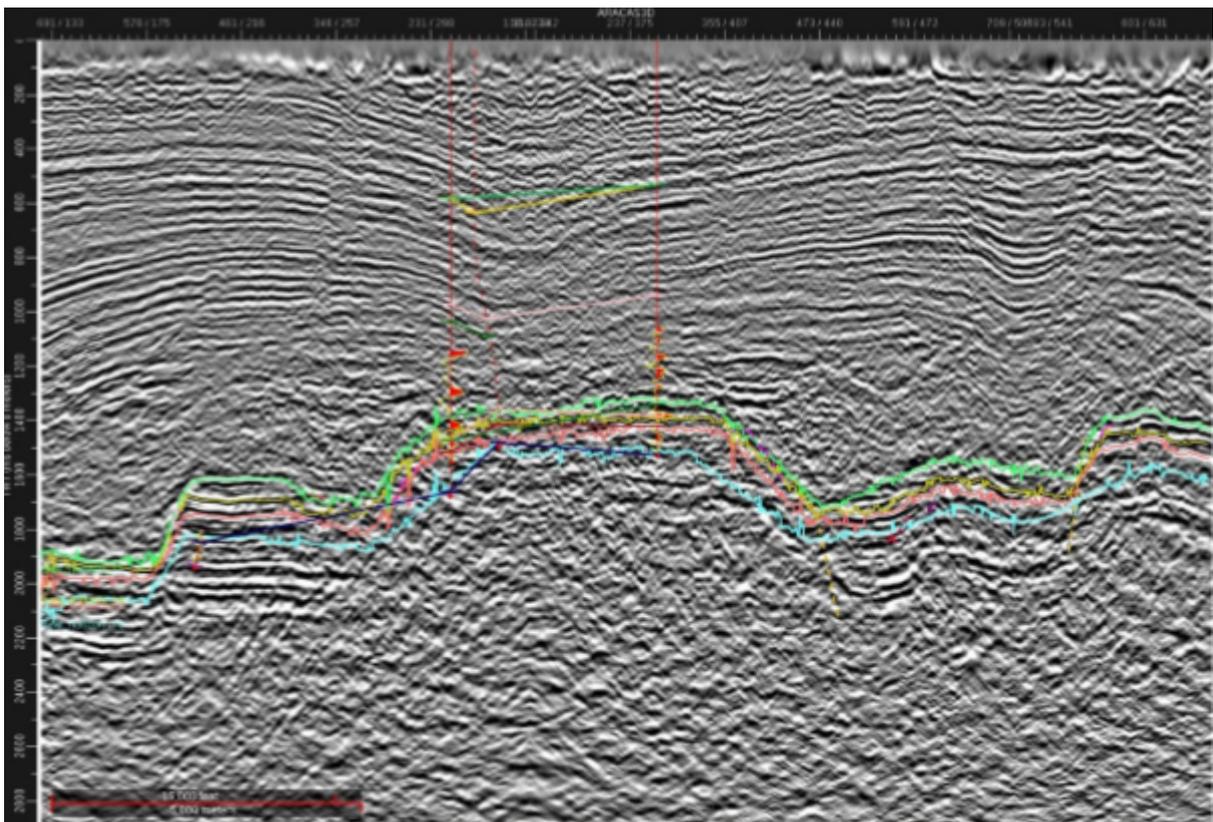


Figura 3.27: Seção sísmica correlacionando os poços que foram feitas corretamente a amarração sísmica poço, para confiabilidade da interpretação dos horizontes.

Após a interpretação foram feitas crossline e inline's primeiramente com uma malha mais espessa, posteriormente malhas mais finas, os horizontes foram interpolados e foram

utilizados filtros do software nos dados interpolados. Nas figuras 3.28 a 3.31 abaixo mostra respectivamente os horizontes interpolados. As figuras 3.28 a 3.31 se observam uma certa rugosidade foram feitos acertos nas seções mais algumas zonas ainda permaneceram com rugosidade para uma melhoria deve-se olhar as seções nesses pontos para redução da rugosidade.

A interpretação do horizonte Tauá foram feitas por varias seções para que fosse retirada a rugosidade e melhorar áreas. Nas bordas visualiza-se muitas rugosidades devido a qualidade da sísmica nessa região. As malhas foram se tornando mais detalhistas para melhorar a rugosidade em pontos específicos. Foram utilizados vários filtros após a interpolação, dentre estes passa alta e passa baixa.

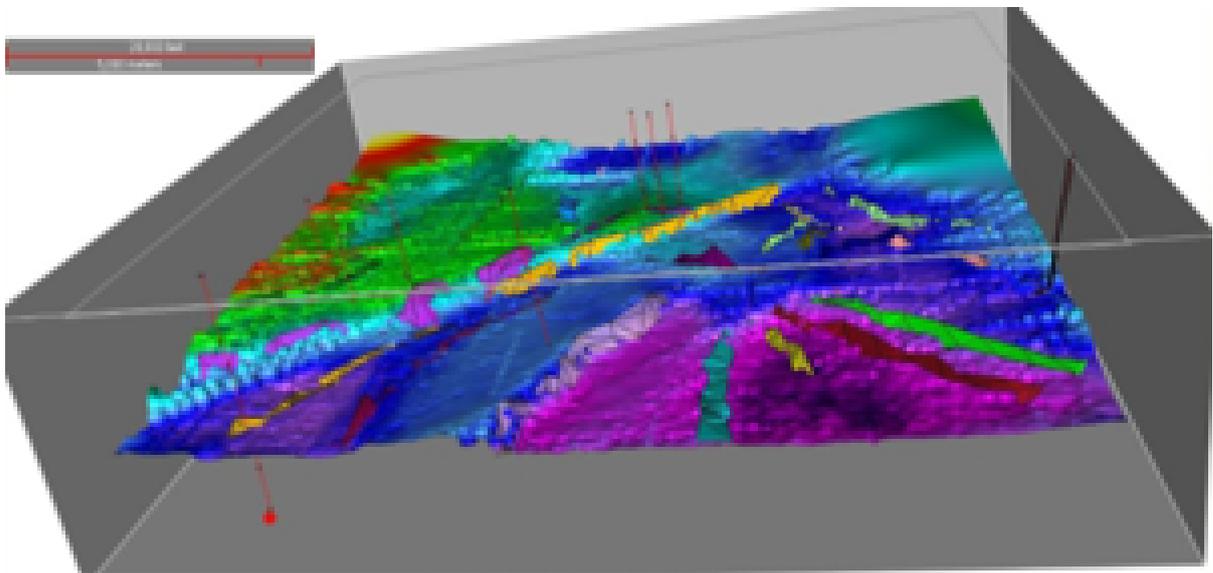


Figura 3.28: Horizonte Tauá interpretado interpolado com filtro.

O horizonte Água Grande foram feitas seções em áreas específicas, para melhorar a rugosidade. A interpolação foi feita entre as seções estudados e aplicando filtros para obter o resultado esperado com menor rugosidade possível.

A interpretação do horizonte Sergi entre as seções passou pelo mesmo processo dos outros horizontes. A interpolação foi feita com o polinômio que obteve melhor ajuste. Foram feitas filtragens para melhoras a rugosidade de zonas específicas.

O horizonte Aliança foi interpretado e interpolado a um polinômio de melhor ajuste. Utilizando filtros para aprimorar a rugosidade de determinadas regiões.

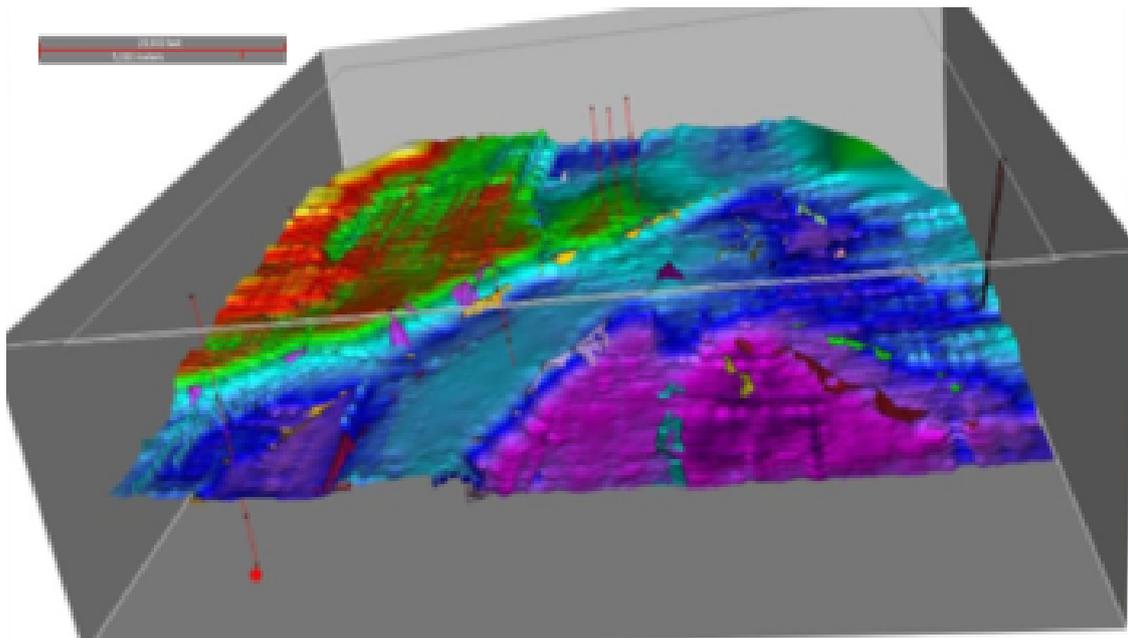


Figura 3.29: Horizonte Água Grande interpretado interpolado com filtro.

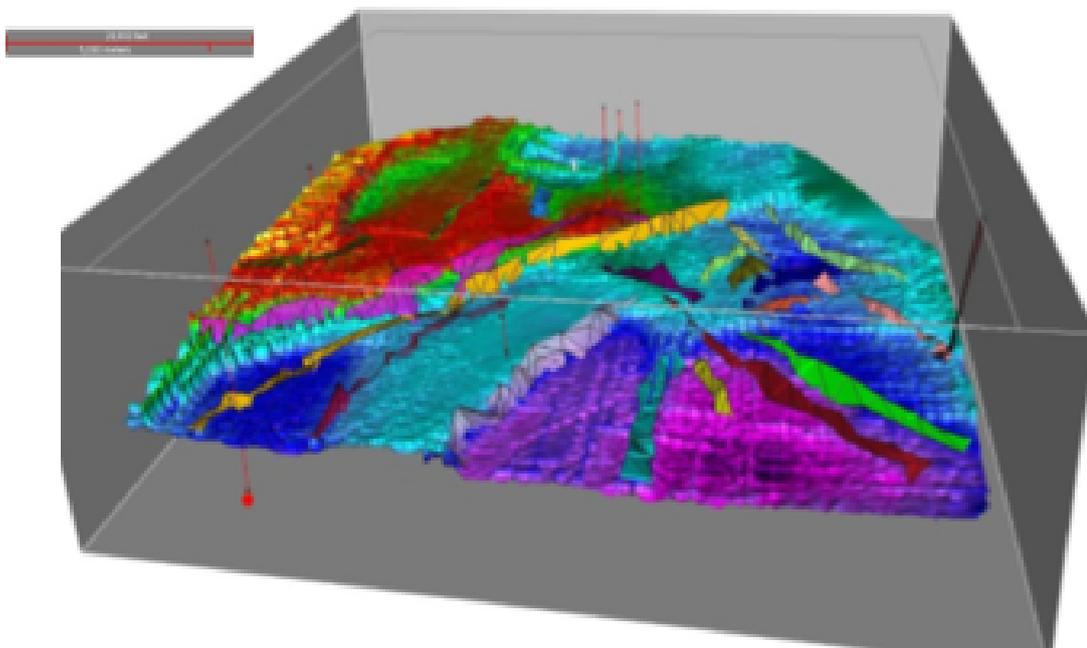


Figura 3.30: Horizonte Sergi interpretado interpolado com filtro.

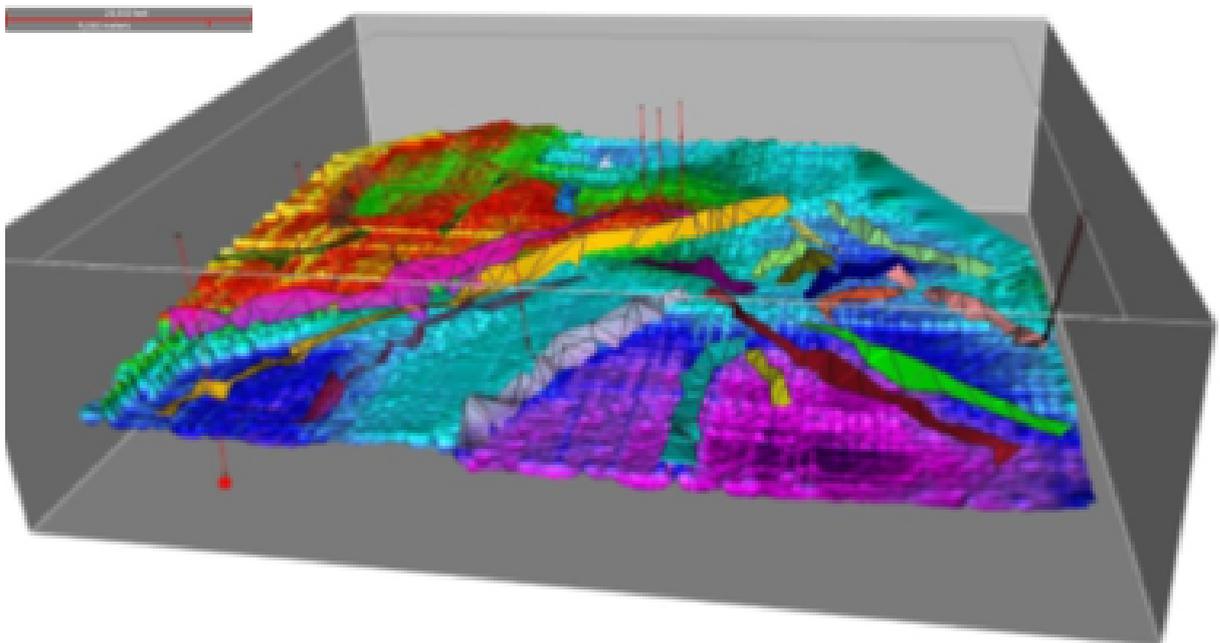


Figura 3.31: Horizonte Aliança interpretado interpolado com filtro.

# Capítulo 4

## Discussões e Conclusões

A geologia da bacia do recôncavo na borda nordeste do reservatório é um importante produtor petrolífero. Por isso estudos sobre o reservatório da região é fundamental para manutenção da produção. O entendimento sobre o sistema deposicional é de suma importância para a compreensão sísmica e dos dados de poços. As variações horizontais e verticais das litofácies dos horizontes podem ajudar em processo avançados recuperação da produção.

Os reservatórios de petróleo possuem incertezas geológica que influenciam significativamente na recuperação de óleo e gás. Essas incertezas podem ser reduzidas pela obtenção e integração de informações associadas a sísmica de reflexão, sísmica e perfis de poços. A interpretação sísmica de reservatório da bacia do recôncavo, partiu da aquisição de dados sísmicos da área, dados de poços perfilados na área. O estudo da geologia regional é de suma importância para o entendimento das litofácies do reservatório e o comportamento estrutural da área. Estes dados foram utilizados para interpretação de horizontes e falhas regionais.

O carregamento de dados é de suma importância na interpretação. Estes dados, adquiridos em aquisição sísmicas e na perfilagem de poços, devem ser devidamente armazenados. Logo devem passar por um processo de averiguação dos dados se estão nas normas padrões e se não possuem erros, pois podem ocasionar uma interpretação errônea. Para o carregamento nos software de interpretação, o interprete deve tomar cuidado pois qualquer detalhe pode mudar muito a interpretação. Pois, a interpretação sísmica não é precisa. E os dados de poço são utilizados justamente para obter uma precisão. O carregamento perfeito faz toda diferença. Estes dados são utilizados amarração sísmica/poço e na interpretação de horizontes e falhas, por isso não devem conter erros.

A amarração sísmica/poço é um processo que visa correlacionar a sísmica com dados de poços para interpretação e geração de um modelo geológico do reservatório, bem como análise de falhas e horizontes para melhor entendimento da geologia estrutural da área de estudo. Da amarração é a etapa que se obtém: o sismograma sintético, a função refletivi-

dade que são utilizados para relacionar a sísmica e o poço para entender como as litologias são sedimentadas na alocação. Deve-se ter muito cuidado na amarração além de ter um conhecimento da geologia do reservatório, devem-se analisar os marcadores e os horizontes se existem uma boa correlação, e as dimensões horizontais das litologias.

A depender da espessura horizontal e vertical a sísmica obtém uma boa resolução e pode ocasionar uma amarração errônea. Cuidado também deve-se ter com os marcadores pois não se sabe se no momento da interpretação geológica das amostras de calha do poço pode-se ter uma marcação indevida da litologia. Isso podem ocasionar erros durante a amarração. Falhas também na região do poço podem direcionar a uma amarração errada, então deve-se analisar poços vizinhos para êxito na amarração como ocorreu em um dos poços utilizados neste trabalho.

A interpretação sísmica de reservatório é um ótimo instrumento para utilizar dados diretos (poços, litologia de poços) e indiretos (sísmica) para análise de estruturas geológicas. Caracterizar uma zona de interesse ou possíveis alvos de aquisição. A interpretação de falhas e horizontes são importantes para localização de zonas de interesse em um reservatório, para novas aquisição de poços de novas zonas produtoras e para zonas de poços de injeção.

Interpretação de falhas regionais como foram feitas neste trabalho são importantes para entender o comportamento do reservatório. Não só para entender como foi o carreamento do óleo para uma trapa geológica. Assim como, para entendimento do fluxo de fluidos que ajudam na injeção de fluidos no reservatório para recuperação avançada da região. Para falhas menores se utilizar atributos sísmicos para conseguir uma melhor visualização, que podem auxiliar muito na produção do reservatório e na sua recuperação. É indicado para esse trabalho a utilização de inversão sísmica com atributos para entender o comportamento da porosidade e da permeabilidade do reservatório, que seria de extrema utilidade para sua recuperação pois esta poderia ser visualizado falhas de pequenas dimensões não visualizadas pela sísmica.

A Interpretação de horizontes é importante para uma análise do comportamento do reservatório na região como um todo. É nesta etapa que se entende as variações verticais e horizontais do reservatório o que auxilia no entendimento da interpretação das falhas. O estudo dos horizontes interpretados neste trabalho quando comparados com os horizontes interpretados em uma sísmica 3D anterior, tornou foi possível verificar que a sísmica de estudo possui uma melhor qualidade do que a anterior. Nesta interpretação foi visto que a qualidade, principalmente em algumas regiões obteve melhor ajuste de horizontes dando uma diferença entre os horizontes já interpretados na sísmica antiga devido a sua péssima qualidade.

A petrossísmica é um estudo mais direcionado a separação e caracterização de litofácies

---

do reservatório, como também podem ser feitas análise de fluídos que saturam o reservatório para os métodos utilizados no por meio de histogramas, cross-plots, modelagem 1.5D, sinal AVO e análise Bayesiana, que se mostraram eficientes para os estudos de modelagem geofísica avançada e podem ser utilizados também para auxiliar estudos de sísmica 4D. Estes estudos que podem ser utilizados para auxiliar na análise do comportamento dos fluidos devido a diferença de impedância com o decorrer do tempo, podendo ser um bom discriminante para melhorar a produção do reservatório.

A petrossímica neste trabalho é de suma importância para uma interpretação sobre a porosidade e permeabilidade do reservatório. O reservatório do pre-rifte que possui o Água Grande e o Sergi como principais armazenadores pelo estudo de separação de fácies dos histogramas estima-se porosidades em torno de 18% e permeabilidade a cerca de 800 mD. Valores muito bons para uma boa produção petrolífera. Esta é uma ferramenta de grande utilidade para reconstituição de perfis  $V_p$ ,  $V_s$  e  $R_{hob}$ . Já que devido aos custos destes perfis, estes não são feitos em todos os poços ou só em regiões de interesse. Então a petrossímica pode utilizar um poço com os perfis podem ser feitos em todo o poço, com dados de litologia, da função refletividade podem ser calculados por métodos estatísticos estes perfis. Com isso podem auxiliar na amarração sísmica dando maior confiabilidade na correlação entre poço sísmica. Deve-se só ter cuidado pois antes de utilizar o *EasyTrace* deve ter um auxílio de um petrofísico para ter uma averiguação dos dados e um fator de qualidade destes. Pois a qualidade tem uma interferência muito grande na estatística para não ocorrer cálculos errôneos dos perfis pelo software.

# Agradecimentos

À Deus por me dar forças para conseguir alcançar meus objetivos. Aos meus familiares, em especial aos meus pais por me apoiar em meus estudos.

À Universidade Federal da Bahia por toda estrutura para a minha formação, pelo apoio acadêmico e por proporcionar humanidade para exercer a profissão.

Ao instituto de geociências por todo suporte. Principalmente ao curso de Geofísica por momentos memoráveis de troca de conhecimento e confraternização entre professores e alunos. Aos professores, por toda dedicação, seriedade, paciência e amizade durante o curso. E funcionários, aos quais agradeço pelo conhecimento e atenção dispensados.

À Petrobras pela oportunidade do estágio, por todo conhecimento repassado, por conhecimentos que vão além da construção da minha carreira, mas por construção do caráter profissional. Todos os créditos a equipe UO-BA/ENGP/CER, principalmente ao geofísico Carlos Eduardo Lemos, aos geofísicos Marcelo Portela, Marco Spinelli, Gino Passos e a TI Silvana. Por todo ensinamentos e instruções, muito obrigada.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Marco A. B. Botelho, pelo conhecimento repassado e inestimável amizade.

Aos demais membros da banca, prof. Joelson e prof. Michelangelo pela atenção e disponibilidade .

Aos meus colegas do curso por todos momentos perfeitos nas confraternizações, nas aulas, viagens, no congresso e simpósio. Especialmente aos meus amigos que me abraçaram no curso Adevilson (Adê), Artur (Artivis), Diego (Busas), Odett (Dett Fortalece) e Ítalo (Cley). Ao grande mito Leo (Barril) pela amizade. Muito obrigada! Por todos os momentos juntos, o curso não seria o mesmo. A turma de 2012, 2013 e agregados, por todas as aulas, risadas e brincadeiras. Às futuras colegas geofísicas agradeço a amizade e companheirismo.

Aos meus amigos e familiares de Wagner, que acreditarão nos meus sonhos e me deram forças para continuar, (Zezão, Nati, Daniele, Gisellie, outros tantos) muito obrigada! Aos amigos que fiz em Salvador durante essa jornada, sem vocês esta etapa seria difícil (Djam, Tarcísio, Daniela, Adriana, Eval, Olímpio Janaina, Diego, Kaliane e outros tantos) gratidão.

# Referências

- (1971), V. (1971) Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano, Boletim técnico da Petrobrás, **14**(3-4):157–192.
- (1995), S. (1995) Associações de fácies e evolução estratigráfica de uma seção deltaica da formação Pojuca, membro Santiago, campo de Miranga, Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil.
- (2005), G. (2005) Os fluxos de trabalho de modelagem da próxima geração melhoram as decisões de gerenciamento de reservatórios.
- (2007), S. (2007) Bacia do Recôncavo, Boletim de Geociências da PETROBRAS, **15**(2):423–431.
- Barros, A. P. (1994) Caracterização geológica de um reservatório flúvio-eólico da Bacia do Recôncavo-Bahia, Brasil.
- Caixeta, J.; Bueno, G.; Magnavita, L. e Feijó, F. (1994) Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá, Boletim de Geociências da PETROBRAS, **8**(1):163–172.
- Carvalho, P. R. M. D. (2015) Modelagem faciológica de reservatórios petrolíferos de morfologia intrincada com geoestatística multiponto.
- De Oliveira, D. . (1997) Dicionário enciclopédico inglês-português de geofísica e geologia, Sociedade Brasileira de Geofísica.
- Gaspar, D. F. A. (2010) Desenvolvimento de dobras e falhas em ambiente distensional: Aplicação da modelagem física, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Johann, P.; Thedy, E.; Gomes, F. e Schinelli, M. (2006) 4d seismic in Brazil: Experiences in reservoir monitoring, In: *Offshore Technology Conference*, Offshore Technology Conference.
- Johnann, S. R. P. (2014) Modelagem geofísica de reservatório.
- Magnavita, L.; Silva, R. d. e Sanches, C. (2005) Guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil, Boletim de Geociências da Petrobras, **13**(2):301–334.

- Magnavita, L. P. e da Silva, H. T. (1995) Rift border system: the interplay between tectonics and sedimentation in the Recôncavo Basin, northeastern Brazil, AAPG bulletin, **79**(11):1590–1607.
- Milani, E. J.; Rangel, H. D.; Bueno, G. V.; Stica, J. M.; Winter, W. R.; Caixeta, J. M. e Neto, O. P. (2007) Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas, Anexo ao Boletim de Geociências da Petrobrás, **15**(1).
- Netto, A. e Oliveira, J. (1985) O preenchimento do rift-valley na bacia do recôncavo, Revista Brasileira de Geociências, **15**(2):97–102.
- Passos, G. (2016) Relatório modelagem petrogeofísica de reservatório aplicada aos poços 1-FPA-1,1-FHU-1D e 1-FCP-1D (compartimento Nordeste-Bacia do Recôncavo), utilizando o EasyTrace.
- Pimentel, A. L. (2005) Inversão elástica e correlação perfil-sísmica na detecção de arenitos com hidrocarbonetos, In: *9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Salvador, Bahia, Brazil, 11-14 September 2005*, pp. 1582–1587, Brazilian Geophysical Society.
- Rodriguez, M. R.; Beer, R.; Adams, T.; Beneduzi, C. F. e de Souza Padilha, S. T. C. (1998) Aplicação de novas tecnologias de perfilagem na avaliação de reservatórios brasileiros, Searching for oil and gas in the land of giants. Rio de Janeiro, Schlumberger Edição especial sobre o Brasil, pp. 43–56.
- Rosa, A. L. R. (2010) Análise do sinal sísmico, SBGF-Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, Brasil.
- Santana, A. d. J.; Villalva, F. C. e Andrade, J. D. S. (2008) Carregamento de dados sísmicos 2d em estações de interpretação com sistema landmark.
- Santos, A. B.; Garcia, D. e Veras, Ionildo e Santos, R. (2008) Aquisição sísmica marítima.
- Santos, A. R. L.; Lima, A. d. P. e Silva, R. P. (2005) Desafios, técnicas e equipamentos utilizados em levantamentos sísmicos terrestres recentes na bacia do espírito santo, In: *9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*.
- Schinelli, M. C. (2002) Comportamento excêntrico do efeito tuning em sísmica 4D, Revista Brasileira de Geofísica, **20**(2):97–101.
- da Silva, F. V.; Monteiro, M. S. e Silveira, R. L. (2004) Base de dados de exploração na indústria do petróleo.
- Stewart, J. H. (1983) Extensional tectonics in the Death Valley area, California: Transport of the Panamint Range structural block 80 km northwestward, *Geology*, **11**(3):153–157.

- Thomas, J. E. (2001) Fundamentos de engenharia de petróleo, Interciência.
- Vieira, V. M.; Stilgoe, G. e Ferreira, D. F. (2008) A necessidade de revisão das regras de licenciamento ambiental considerando inovações na área de aquisição de dados sísmicos terrestres.
- Von Spix, J. B. e Von Martius, K. F. P. (1938) Viagem pelo Brasil, vol. 3, Imprensa nacional.
- Wernicke, B. e Burchfiel, B. (1982) Modes of extensional tectonics, *Journal of Structural Geology*, **4**(2):105–115.
- Xia, W.; Zhang, N.; Yuan, X.; Fan, L. e Zhang, B. (2001) Cenozoic Qaidam basin, China: a stronger tectonic inverted, extensional rifted basin, *AAPG Bulletin*, **85**(4):715–736.