



**Universidade de  
Aveiro**  
2012

Departamento de Geociências

**Hugo Pascoal  
Neto da Silva**

**Caracterização e Delimitação de Reservatórios  
Usando Atributos Sísmicos**



**Universidade de Aveiro** Departamento de Geociências

**2012**

**Hugo Pascoal  
Neto da Silva**

**Caracterização e Delimitação de Reservatórios  
Usando Atributos Sísmicos**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Geológica, realizada sob a orientação científica do Prof. Doutor Luís Menezes Pinheiro, Professor Associado do Departamento de Geociências da Universidade de Aveiro. Este trabalho incluiu um estágio na empresa Sonangol, mais propriamente no departamento de Geofísica, sob orientação dos Engenheiros Adriano Sebastião e Jane Saweka, geofísicos Sênior.

## **O Júri**

Presidente

**Prof. Dr. Jorge Manuel Pessoa Girão Medina**

Professor Auxiliar do Departamento de Geociências da  
Universidade de Aveiro

**Prof. Dr. José António de Almeida**

Professor Auxiliar da Faculdade de Ciências e  
Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

**Prof. Dra. Beatriz Valle Aguado**

Professora Auxiliar do Departamento de Geociências da  
Universidade de Aveiro

**Prof. Dr. Luís Filipe Fuentefria Menezes Pinheiro**

Professor Associado do Departamento de Geociências da  
Universidade de Aveiro

**Dedicatória**

*Dedico este trabalho primeiramente a Deus, pela Graça que me foi concedida.*

*Á minha esposa pela paciência e tolerância em todos os momentos das nossas vidas.*

*Aos meus pais Castro e Cecília da Silva pela instrução que me foi dada desde os primeiros momentos de vida.*

*Aos meus irmãos pelo apoio e encorajamento ao longo desta carreira.*

*E a todos que direta ou indiretamente apoiaram-me para a conclusão deste grande feito.*

***Hugo Neto da Silva***

## **Agradecimentos**

Agradeço acima de tudo a Deus pelas oportunidades que me tem concedido em todos os campos da minha vida, especialmente por este feito.

À minha esposa, Solange da Silva, pelo amor e carinho que teve durante estes tempos, pela força e incentivo que recebi, principalmente na reta final. Te amo muito..., filha.

Aos meus pais, Cecília e Castro da Silva, por todo amor, dedicação e aprendizado que recebi desde os meus primeiros segundos de vida e em especial as recomendações a quando da minha partida para formação superior no exterior do país.

À todas instituições de ensino, particularmente a universidade de Aveiro, seus professores e colaboradores, que proporcionaram uma formação digna. Este agradecimento vai especialmente ao professor Luís Menezes Pinheiro pela sua orientação científica e sobretudo nas ideias que propôs para o enriquecimento deste trabalho.

À Sonangol, em particular a Direção de Exploração (DEX) e em especial o Departamento de Geofísica (DGEF), seus funcionários, realçando especialmente, Engenheiro Adriano Sebastião (chefe do departamento), Engenheiro Tomás Lopes e a Engenheira Jane Saweka, por toda a disponibilidade dispensada e clareza nos seus ensinamentos, durante o estágio.

À Geokinetics e a CGG EXPLO, empresas prestadoras de

## **Agradecimentos**

serviços nas áreas de aquisição-processamento – Interpretação, pela calorosa recepção e paciência nos ensinamentos, a quando da minha estadia para treinamento, nestas mesmas empresas.

Aos meus manos e manas, que apesar destes longos anos de distância, sempre reconheceram e aceitaram os meus propósitos e contribuíram para este grande êxito.

À todos que direta ou indiretamente apoiaram-me nos bons e/ou maus momentos da minha vida.

**Palavras-chave**

Atributos Sísmicos, Sísmica 3D, Sistema de Canais, Caracterização de Reservatórios de Hidrocarbonetos, Hampson Russell, Kingdom Suite.

**Resumo**

O presente trabalho resulta de um programa de treinamento técnico-profissional promovido pela Direcção de Exploração da Sonangol E.P, mais propriamente o Departamento de Geofísica, em parceria com a CGG EXPLO (empresa prestadora de serviços no ramo petrolífero), e em convénio com a Universidade de Aveiro (Portugal), e serve como trabalho de tese de fim de curso de Mestrado em Engenharia Geológica na opção de Recursos Geológicos. O conteúdo geral deste trabalho, consistiu no estudo das vantagens de utilização de atributos sísmicos para caracterização e delimitação de um sistema complexo de canais turbidíticos do terciário, localizados na Bacia do Baixo Congo. O trabalho prático teve a duração de, aproximadamente, seis meses (Novembro de 2011 à Maio de 2012), e foi utilizado um cubo sísmico 3D adquirido em águas profundas do oeste africano, cobrindo uma área de aproximadamente 283km<sup>2</sup>, e os Softwares ‘‘Hampson Russel e SMT Kingdom’’.Durante este período, verificou-se que os atributos sísmicos são uma mais-valia na caracterização e delimitação de reservatórios, pois permitem visualizar de forma clara os dados de sísmica de reflexão. A sua utilização permitiu, após uma interpretação sísmica conseguida, reforçar a continuidade dos reflectores sísmicos, evidenciar

## Resumo

indicadores diretos de hidrocarbonetos. Com a integração dos dados do poço e com base nos resultados obtidos, verificou-se que a utilização de atributos sísmicos facilita a interpretação dos dados provenientes do método sísmico, dados do poço e a geologia da área de estudo. A primeira parte deste trabalho, onde o foco foi a análise da bibliografia existente sobre a área de estudo e a integração dos dados, fez-se a calibração sísmica, usando o software Hampson Russell, e posteriormente a interpretação de horizontes (rastreamento), o que permitiu elaborar os mapas estruturais em tempo, usando o software *SMT Kingdom Suite*. Finalmente fez-se a extração e análise de atributos sísmicos e culminando com as técnicas de inversão (mais propriamente a inversão colorida), usando o software *Hampson Russell*. A correlação dos resultados obtidos nas diferentes etapas, permitiram uma melhor compreensão da distribuição espacial de um sistema complexo de canais e identificar possíveis reservatórios turbidíticos, ao longo do referido sistema de canal.



**Key words**

Seismic Attributes, 3D Seismic, Channel Systems, Hydrocarbon Reservoir Characterization, Hampson Russell, Kingdom Suite.

**Abstract**

This work results from a technical professional training program sponsored by the direction of Sonangol E. P, more specifically the department of geophysics, in partnership with CGG EXPLOR (Company providing services in the oil business), and in agreement with the University of Aveiro (Portugal), and serves as thesis-end Master's degree in geological engineering at the option of geological resources. The content of this work was to study the benefits of utilization of seismic attributes for the delimitation and the characterization of a complex reservoir system from the tertiary turbidite channels, located in the Lower Basin of the Congo. Work practice lasted about six months, and used a 3D seismic cube acquired in deepwater West Africa, covering an area of approximately 283km<sup>2</sup>, and the software used were, Hampson Russell and SMT Kingdom Suite. During this period, it was found that the attributes are an asset in the delimitation and reservoir characterization as they allow clear view of data from seismic reflection. Using seismic attributes, reinforce the continuity of seismic reflectors, show a direct hydrocarbon indicators and the integration of well data and the inversion techniques, evaluate the geometry of different packages and possible sand reservoir, it was found that the use of seismic attributes facilitates the interpretation of data from seismic method and the geology of the study area. The first part of this work,

## **Abstract**

where the focus was to analyse the existing literature on the study area and data integration, became the seismic calibration, using Hampson Russell soft-ware, and then the interpretation of horizons, which established the structural maps in time, using the kingdom suite software. Finally made up the extraction and analysis of seismic attributes, culminating with the inversion techniques (more specifically the colored inversion), using the software Hampson Russell. The correlations of results obtained in different stages, allowed a better understanding of the spatial distribution of a complex system of channels and identify possible turbidite reservoirs, along the channel.

## ÍNDICE

**Agradecimentos**

**Resumo**

**Abstract**

**Índice de Figuras**

**Índice de Tabelas**

<b>Capítulo I - Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>I.1 – Enquadramento do Tema .....</b>	<b>1</b>
<b>I. 2 – Planificação do Trabalho a Desenvolver .....</b>	<b>2</b>
<b>I. 3 - Metodologia de Trabalho.....</b>	<b>3</b>
<b>Capítulo II – Geologia da Bacia do Baixo Congo .....</b>	<b>5</b>
<b>II. 1 - Origem e Evolução da Bacia do Baixo Congo .....</b>	<b>5</b>
<b>II. 2 - Estratigrafia da Bacia do Baixo Congo.....</b>	<b>11</b>
<b>Capítulo III - Localização Geográfica e Sistema Petrolífero da Bacia do Baixo Congo .....</b>	<b>15</b>
<b>III. 1 – Localização da área de estudo .....</b>	<b>16</b>
<b>III. 2. – Características da área de estudo.....</b>	<b>16</b>
<b>III. 3. – Sistema Petrolífero da Área de Estudo.....</b>	<b>18</b>
<b>Capítulo IV – Caracterização e Delimitação de um Reservatório na Área de Estudo .....</b>	<b>21</b>
<b>IV. 1 - Métodos Geofísicos .....</b>	<b>21</b>
<b>IV. 2 - Processamento sísmico .....</b>	<b>32</b>

<b>IV. 3 - Interpretação Sísmica 3D.....</b>	<b>34</b>
<b>IV. 3. 1 Etapas de interpretação sísmica na área de estudo .....</b>	<b>38</b>
<b>IV. 3. 1. 1 - Calibração Sísmica .....</b>	<b>38</b>
<b>IV. 3. 1. 2 – Interpretação Estratigráfica. ....</b>	<b>47</b>
<b>IV. 3. 1. 3 – Interpretação Estrutural .....</b>	<b>51</b>
<b>IV. 3. 1. 4 - Geração de mapas estruturais em tempo (TWT) .....</b>	<b>52</b>
<b>IV. 4 - Atributos Sísmicos .....</b>	<b>55</b>
<b>IV. 4. 1 - Generalidades sobre os atributos Sísmicos. ....</b>	<b>55</b>
<b>IV. 4. 2 – Classificação dos atributos sísmicos.....</b>	<b>56</b>
<b>IV. 4. 3 – Atributos de traços complexos .....</b>	<b>60</b>
<b>IV. 4. 3. 1 – Atributo de Envelope de Amplitude .....</b>	<b>63</b>
<b>IV. 4. 3. 2 - Cosseno de Fase Instantânea. ....</b>	<b>65</b>
<b>IV. 4. 3. 3 – Atributo do Traço Integrado (Integrated Trace Attribute)</b> <b>.....</b>	<b>66</b>
<b>IV. 4. 3. 3 – Amplitude RMS.....</b>	<b>67</b>
<b>IV. 4. 3. 4 - Atributo de Frequência Instantânea .....</b>	<b>69</b>
<b>IV. 5 - Análise de AVO .....</b>	<b>71</b>
<b>IV. 6 - Inversão Sísmica.....</b>	<b>75</b>
<b>A Inversão Recursiva .....</b>	<b>77</b>
<b>A inversão sparse spike, .....</b>	<b>78</b>
<b>A inversão colorida .....</b>	<b>78</b>
<b>Capítulo V – Conclusões e Recomendações .....</b>	<b>83</b>
<b>Glossário .....</b>	<b>85</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>87</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>91</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Evolução da desintegração do super continente Gondwana (Galp E&P, 2008). .....	5
<b>Figura 2:</b> Representação esquemática da fase de tectonismo suave (seg. Henry, et. al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).....	7
<b>Figura 3:</b> Representação esquemática da fase de forte tectonismo (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).....	8
<b>Figura 4:</b> Representação esquemática da fase de tectonismo moderado (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).....	9
<b>Figura 5:</b> Representação esquemática da fase associada a forte tectonismo (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).....	10
<b>Figura 6:</b> Esquema ilustrativo da fase de subsidência regional (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).....	11
<b>Figura 7:</b> Coluna lito-estratigráfica da Bacia do Baixo Congo (Modificado de Brownfield e Charpentier, 2006).....	14
<b>Figura 8:</b> Localização Geográfica da Bacia do Baixo Congo. ....	15
<b>Figura 9:</b> Localização da área de estudo, com a localização dos Poços Sola1 e Sola2 utilizados neste trabalho. ....	16
<b>Figura 10:</b> Modelo deposicional dos fácies turbidítico canalizadas. a área de estudo está representado pela seta vermelha. (adaptado de CGGVeritas, 2010). ....	17
<b>Figura 11:</b> Esquema do sistema petrolífero da área de estudo. Na zona sinalizada como rocha reservatório, está localizado o poço Sola2.....	19
<b>Figura 12:</b> Esquema do método de reflexão (modificado de <a href="http://www.maxwell.lambda.ele">www.maxwell.lambda.ele</a> ). .....	22
<b>Figura 13:</b> Esquema do método de refração (modificado de <a href="http://www.maxwell.lambda.ele">www.maxwell.lambda.ele</a> ). .....	24

<b>Figura 14:</b> Modelo representando a aquisição sísmica. (Adaptada de Gerhardt 1998).	25
<b>Figura 15:</b> Representação esquemática de uma aquisição sísmica 3D no mar. A área alvo é dividida em caixas, denominada por ‘‘Bin’’ com finalidade de facilitar o processamento dos dados (Buia et al., 2008).....	27
<b>Figura 16:</b> Esquema básico usado na aquisição sísmica .....	30
<b>Figura 17:</b> Esquema ideal, ilustrando o desenvolvimento da correção NMO até ao empilhamento dos traços (Modificado de Azevedo, 2009). .....	33
<b>Figura 18:</b> Padrões de terminações dos reflectores sísmicos. ....	36
<b>Figura 19:</b> Ilustração dos diferentes tipos de aquisição ao longo do poço. ....	39
<b>Figura 20:</b> Modelo de convolução gerado com base nos dados utilizados (software Hampson-Russel).....	44
<b>Figura 21:</b> Calibração usando o poço Sola2, onde obteve-se uma correlação de 54%. ....	46
<b>Figura 22:</b> Calibração usando o poço poço Sola1, obtendo-se uma correlação de 52%. .....	46
<b>Figura 23:</b> Linha arbitrária unindo os dois poços, após a calibração da sísmica e dados de poços. ....	47
<b>Figura 24:</b> Secção sísmica com o horizonte H1 rastreado ao longo do cubo segundo uma inline e uma crossline. ....	48
<b>Figura 25:</b> Horizonte topo, h1, após a interpolação. ....	50
<b>Figura 26:</b> Resultado da interpretação estratigráfica representada através da inline 3250, a direita da figura. A esquerda está o basemap da área de estudo, onde a linha vermelha corresponde a inline.....	50
<b>Figura 27:</b> Basemap ilustrando o padrao de falhas interpretadas, onde podemos observar a distribuição de falhas. A secção sísmica à direita corresponde a linha sísmica arbitrária e está representada no mapa pela linha vermelha. ....	51
<b>Figura 28:</b> Mapa estrutural em tempo do horizonte topo H1, do Miocénico médio evidenciando os altos e baixos estruturais. ....	53

- Figura 29:** Mapa estrutural em tempo do horizonte Base, H2, do Miocénico inferior, onde são visíveis os altos e os baixos. Com base na escala de cores (no topo do canto direito) e nas isolinhas a área de estudo apresenta uma topografia variável. Onde os pontos baixos representam-se com a cor vermelha e os pontos mais baixos com a azul. .... 54
- Figura 30:** Projecção em 3D, dos horizontes H1 e H2, e os poços Sola-1 (vermelho) e o poço Sola-2 (Verde)..... 54
- Figura 31:** Llista de atributos disponíveis no software Hampson-Russell. Tanto na forma de cálculo do atributo em mapa (horizons slice ou time slice – secção horizontal) (a esquerda), como, em secção vertical (a direita). .... 59
- Figura 32:** Diagrama de representação do traço sísmico complexo (Taner et al. 1989). .... 60
- Figura 33:** Linha sísmica original em amplitude, onde a informação é feita a nível de polaridade ..... 64
- Figura 34:** Linha arbitrária ilustrando a aplicação do Atributo de envelope de amplitude, evidenciando em secção (na vertical) a zona de interesse. Relativamente a zona delimitada pelos dois horizontes, as zonas com altas amplitudes correspondem a zonas com areias com hidrocarbonetos como foram confirmados com os poços efetuados nestas zonas e que foram de sucesso. .... 64
- Figura 35:** Cosseno da Fase Instantânea, evidenciando a continuidade dos reflectores. .... 65
- Figura 36:** Realce de falhas usando o atributo de Traço Integrado. .... 66
- Figura 37:** Evolução dos canais com o aumento do tempo (em profundidade) desde o horizonte H1. Na sísmica, podemos identificar a diagrafia de Gamma Ray e os horizons slice separados a um tempo (em profundidade) de 20ms (Ver também anexos) ..... 67
- Figura 38:** Horizonte em mapa do atributo de amplitude RMS, num tempo de (H1 + 180ms) com uma janela de 20ms, mostrando um canal meandriforme em planta, com a



linha sísmica correspondente. Com base nas ferramentas do software Kingdom Suite, calculou-se uma extensão aproximada de 27Km. ....	68
<b>Figura 39:</b> atributo de Amplitude RMS, ilustrando a distribuição de falhas na área de estudo.....	69
<b>Figura 40:</b> Mapa de atributo sísmico de Frequência Instantânea calculado a partir do intervalo entre os horizontes (H1+160ms) e (H1+180ms). ....	70
<b>Figura 41:</b> Linhas sísmicas ao longo do sistema complexo de canais mostrando a variação de empilhamento dos diferentes canais de ordem inferior. De referir que as linhas 1 e 4 referem-se as zonas de poços perfurados com sucesso, e estão marcadas com as diagrafia de Gamma Ray (preto). ....	71
<b>Figura 42:</b> configuração CMP usada na análise de AVO.....	72
<b>Figura 43:</b> Atributos básicos de AVO (A e B), calculados através do gráfico entre a amplitude versus $\sin 2\theta$ , onde o A denomina-se intercept, e representa o valor da reflectividade com ângulo de incidência ( $\theta$ ) igual a zero, e B denomina-se gradiente, e corresponde ao valor da reflectividade para diferentes ângulos ( $\theta$ ), isto é, define a taxa de variação da amplitude com o ângulo. (Fonte: STRATA – Seismic Inversion Workshop, 2010). ....	73
<b>Figura 44:</b> Linha arbitrária mostrando o resultado da aplicação do atributo de AVO Produto intercept e Gradient.....	74
<b>Figura 45:</b> Modelo de deconvolução. Nesta figura temos da esquerda para a direita, o traço sísmico (azul), que vai ser convolvido com a wavelet sísmica para nos dar a função reflectividade. A partir de processos iterativos, vamos obtendo os valores de impedâncias acústicas para as diferentes camadas. ....	76
<b>Figura 46:</b> Representação sequencial básica do modelo de inversão sísmica, onde podemos identificar os horizontes previamente rastreados e os poços carregados (Fonte: STRATA – Seismic Inversion Workshop, 2010). ....	79
<b>Figura 47:</b> Formato de inicialização do cálculo de inversão no software Hampson Russel.....	81

**Figura 48:** Secção de Impedância Acústica resultante da Inversão Colorida no poço Sola2. Nesta secção, podemos observar os logs de Gamma Ray (branco) e Resistividade (preto). ..... 81

**Figura 49:** Secção de Impedância Acústica resultante da Inversão Colorida no poço Sola1. Nesta secção, podemos observar os logs de Gamma Ray (branco) e Resistividade (preto). ..... 82

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 1:</b> Os parâmetros de aquisição .....	31
<b>Tabela 2:</b> Indicação simplificada do tipo de litologia e de fluido segundo a variação dos valores das curvas de diagrafia.....	40

## Capítulo I - Introdução

### I.1 – Enquadramento do Tema

Apesar do enorme avanço tecnológico das últimas décadas em termos de capacidades computacionais, tecnologias na aquisição dos dados e melhorias nos algoritmos de processamento e nos softwares de interpretação dos dados sísmicos 3D, o processo de interpretação sísmica, caracterização e delimitação de reservatório, é ainda uma tarefa bastante demorada e baseada na experiência do próprio intérprete. O intérprete deve possuir conhecimentos na evolução tectónica e geológica da área, bem como ser capaz de enquadrar estes conhecimentos e integrar todos os dados que normalmente se encontram a sua disposição.

Durante a interpretação dos dados de sísmica, é essencial o reconhecimento de padrões de amplitudes sísmicas, como, a variação da amplitude do sinal, que possam ser indicadores da mudança de geologia e/ou presença de hidrocarbonetos. Este reconhecimento é muitas vezes feito pelo intérprete, apenas recorrendo a uma base de dados criada pela sua experiência em interpretação sísmica.

Os atributos sísmicos surgem na tentativa de transformar estes processos em algo menos subjetivo e baseado na experiência, num processo mais rápido e objectivo, particularmente quando se está a trabalhar com volumes 3D. Chamam-se atributos sísmicos a todos os parâmetros que permitem inferir as características de uma secção ou cubo sísmico. São uma excelente ferramenta de análise de dados que complementam a experiência do intérprete, realçando, identificando e permitindo uma mais fácil correlação dos eventos nos dados da sísmica com estruturas geológicas reais (Chopra e Marfurt, 2005).

A importância dos atributos sísmicos é tanto maior quanto maiores e mais complexos forem os conjuntos de dados em análise, especialmente quando a envolvente tectónica tenha sido fundamental para a formação das estruturas. Por este motivo, o trabalho a desenvolver nesta tese tem como tema a **Caracterização e Delimitação de Reservatórios Usando Atributos Sísmicos**. O objectivo fundamental deste trabalho foi

a interpretação sísmica de um cubo de amplitudes 3D Migrado Pós-Stack em Tempo (Post-Stack Time Migration - PSTM), para mapeamento de dois horizontes que delimitam uma zona de referência, e com base nos atributos sísmicos e algoritmos de inversão, identificar e delimitar o sistema de canais complexos e inferir sobre características geológicas, geométricas e estruturais dos reservatórios envolventes.

## **I. 2 – Planificação do Trabalho a Desenvolver**

**Objecto de Estudo e Antecedentes:** A área de estudo é constituída por um sistema complexo de canais turbidíticos de idade Miocénica, na Bacia do Baixo Congo. Tendo em conta a complexidade estrutural da área e visto se tratar de um complexo de canais com diferentes pacotes de areia com características de reservatório, daí a necessidade de se avaliar o seu potencial petrolífero.

**Problema:** Dificuldade na delimitação de sistemas complexos de canais turbidíticos que possam ser bons reservatórios petrolíferos, a partir dos dados sísmicos convencionais.

### **Objectivo Geral**

- ❖ O presente trabalho tem como objectivo geral, a utilização de diversos atributos sísmicos para a caracterização e delimitação de reservatórios.

### **Objectivos específicos**

Do ponto de vista académico profissional, o objectivo específico nesta pesquisa baseou-se em dois pontos fundamentais: do ponto de vista científico e do ponto de vista académico, respectivamente.

- ❖ Identificação de possíveis zonas de interesse na área de estudo
- ❖ Obtenção de grau de Mestre em ciências de Geologia.

## **Metodologia**

Integração e interpretação de um conjunto de dados sísmicos e geológicos para identificação de zonas de interesse dentro do sistema de canais.

## **Dados Utilizados**

- ❖ Cubo sísmico 3D (PSTM).
- ❖ Perfis de poço (well logs).

## **Resultados esperados**

Definição da geometria do complexo de canais e identificação das zonas ou formações com reservatórios contendo grandes possibilidades de acumulação de óleo, que justifiquem o desenvolvimento da área de estudo, usando técnicas de atributos e inversão sísmica.

## **Benefícios**

### **Para o estagiário**

Integração dos conhecimentos teóricos e práticos na interpretação de dados sísmicos e geológicos, na extração de atributos sísmicos e na técnica de inversão sísmica, utilizando os softwares *Kingdom Suite* e *Hampson Russell*.

### **Para a comunidade acadêmica e científica**

Disponibilização de material de consulta que possibilita à comunidade científica adquirir conhecimentos sobre a interpretação de dados sísmicos e geológicos com técnicas de atributos e inversão sísmica para avaliação de um canal turbidítico.

## **I. 3 - Metodologia de Trabalho**

A metodologia usada para a elaboração do presente trabalho foi a seguinte:

- A primeira etapa, consistiu em pesquisas bibliográficas, análise de relatórios, livros e publicações que tratam de aspectos inerentes ao presente trabalho, bem como na participação de algumas apresentações (palestras) proferidas por técnicos das empresas (*CGGVeritas* e *Sonangol*), com o objectivo de uma maior integração dos aspectos geológicos e geofísicos da Bacia do Baixo Congo e exploração petrolífera em Angola.
- A segunda etapa foi dedicada ao treinamento nos *softwares Kingdom Suite e Hampson Russell*, em uso na Workstation da *CGGVeritas e Sonangol*.
- A terceira etapa esteve voltada ao trabalho prático de pesquisa, e envolveu o rastreamento de horizontes, a extração e análise de atributos, culminando com o cálculo de inversão sísmica e integração dos resultados.

## Capítulo II – Geologia da Bacia do Baixo Congo

### II. 1 - Origem e Evolução da Bacia do Baixo Congo

A Bacia do Baixo Congo, na qual está inserida a área de estudo, resultou da actividade da tectónica de placas, com a abertura do oceano Atlântico Sul e consequente separação dos continentes Sul-americano e Africano (divisão do supercontinente Gondwana; Figura 1).

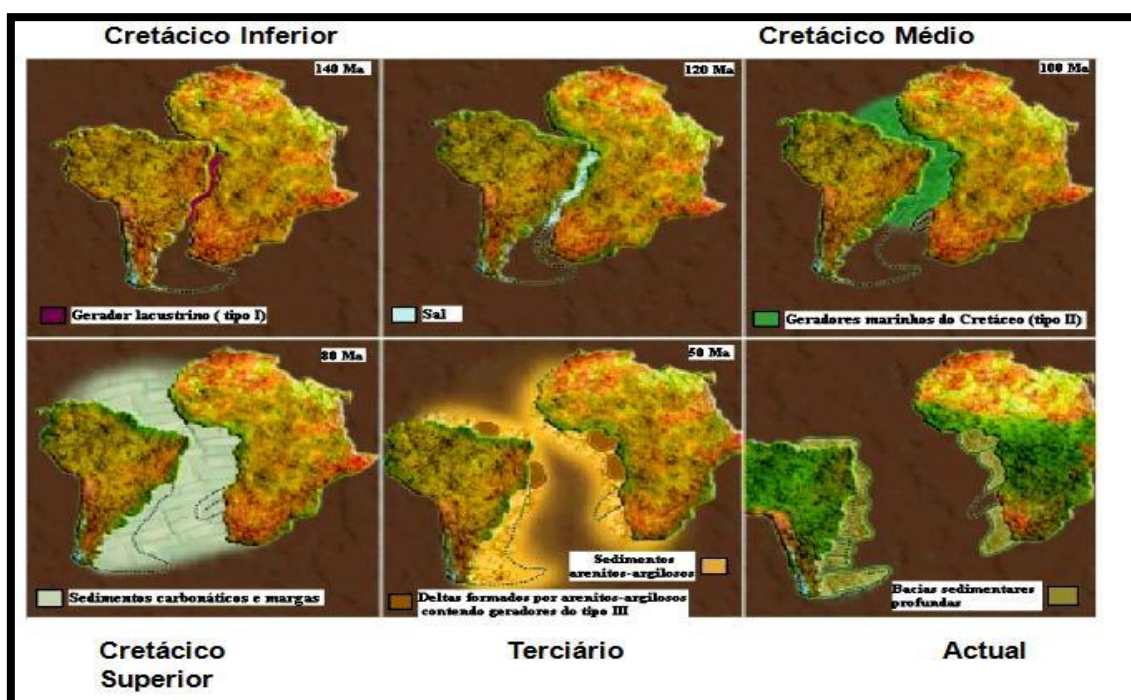


Figura 1: Evolução da desintegração do super continente Gondwana (Galp E&P, 2008).

Os elementos tectónicos e as sequências sedimentares observadas hoje ao longo da margem continental de Angola, onde se insere a Bacia do Baixo Congo, foram desenvolvidos em resposta aos eventos de separação dos continentes, que desenvolveram uma série de bacias terrestres - lacustres - e mais tarde marinhas.

A evolução tectónico-sedimentar da Bacia do Baixo Congo está condicionada por dois fatores principais, que são:



- Uma importante fracturação do soco que teve lugar no Cretácico inferior.
- A tectónica salífera no Aptiano, devido à mobilidade do sal-gema, resultando na subsidência e no basculamento para o oeste da margem.

As bacias sedimentares costeiras e a plataforma continental de Angola apresentam um estilo característico de bacias de margem continental do tipo atlântico e por conseguinte traduzem o efeito do mecanismo de rutura da crosta continental e da separação dos continentes Africano e Sul-Americano.

Este processo tectónico originou falhas normais de grande extensão regional. As principais falhas têm direcção NW-SE e N-S sendo muitas delas herdadas da estruturação do soco, determinando a orientação geral do rebordo oriental da bacia.

Tais falhas encontram-se alinhadas paralelamente numa série de *horsts* e *grabens* estreitos e alongados, com inclinação geral para Oeste.

A evolução tectono-sedimentar da Bacia do Baixo Congo está subdividida por cinco fases, caracterizadas pelos seguintes eventos:

- Separação dos continentes;
- Quantidade de sedimentos transportados pelo rio ao longo do tempo.
- Variações eustáticas do nível do mar.

Estas fases são distinguidas cronologicamente pelos fenómenos de tectonismo envolvente e tipo de sedimentação associado. Sendo assim, podemos distinguir as seguintes fases:

### **1. Fase “Pré - rift” ou Continental**

Esta fase (Fig. - 2) ocorreu do Jurássico Superior ao Neocomiano inferior e é marcada pela descontinuidade do Jurássico, envolvendo agentes tectónicos suaves que pré-dataram a fase activa do rift. Durante o Neocomiano, a região sofreu uma fraca subsidência, resultado do adelgaçamento da crosta provocado pela extensão, dando origem a bacias do tipo intra-cratónicas abaixo do nível das águas, nas quais os

sedimentos foram depositados discordantemente sobre o soco Pré-Câmbrico. Tais sedimentos estão constituídos por depósitos clásticos arenosos flúvio-lacustres e, em algumas ocasiões, vulcano - clásticos.

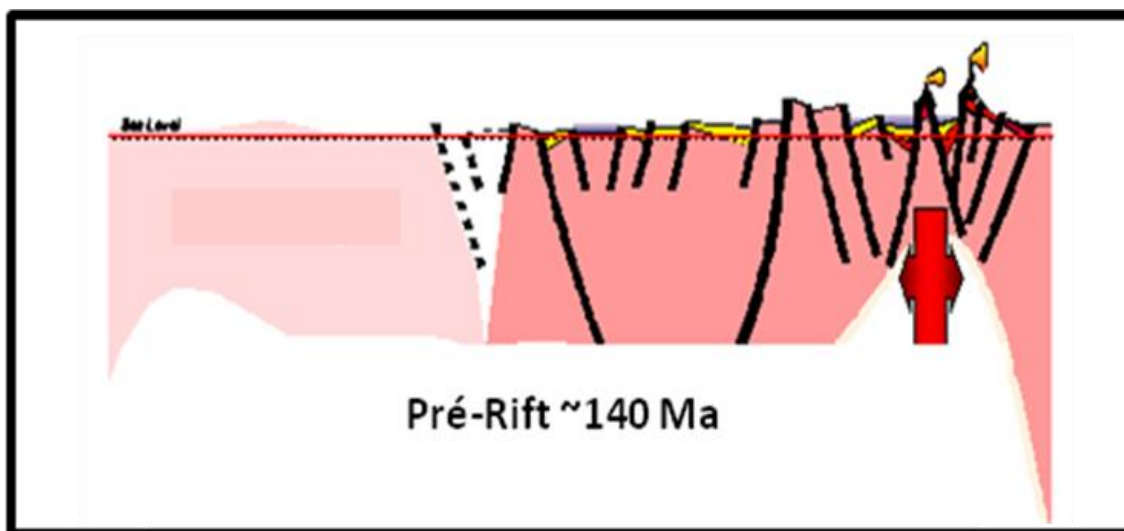


Figura 2: Representação esquemática da fase de tectonismo suave (seg. Henry, et. al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).

## 2. Fase “Sin - rift” I

Durante o Neocomiano ao Barremiano inferior, deu-se um forte tectonismo (Figura 3). É de salientar que no início desta fase houve o falhamento de blocos a partir do soco cristalino numa série de *horsts* e *grabens* com o desenvolvimento de um sistema de lagos ou sub-bacias profundas instalados nos *grabens*. Neste tipo de estruturas e topografia existiram condições ideais para a deposição de sedimentos sapropélicos (sedimentos ricos em matéria orgânica), que constituem a principal rocha-mãe dos hidrocarbonetos explorados em Angola, na formação Bucomazi (ver Figura 3). Esta sequência termina com um período em que houve uma tectónica bastante ativa e com uma forte erosão.

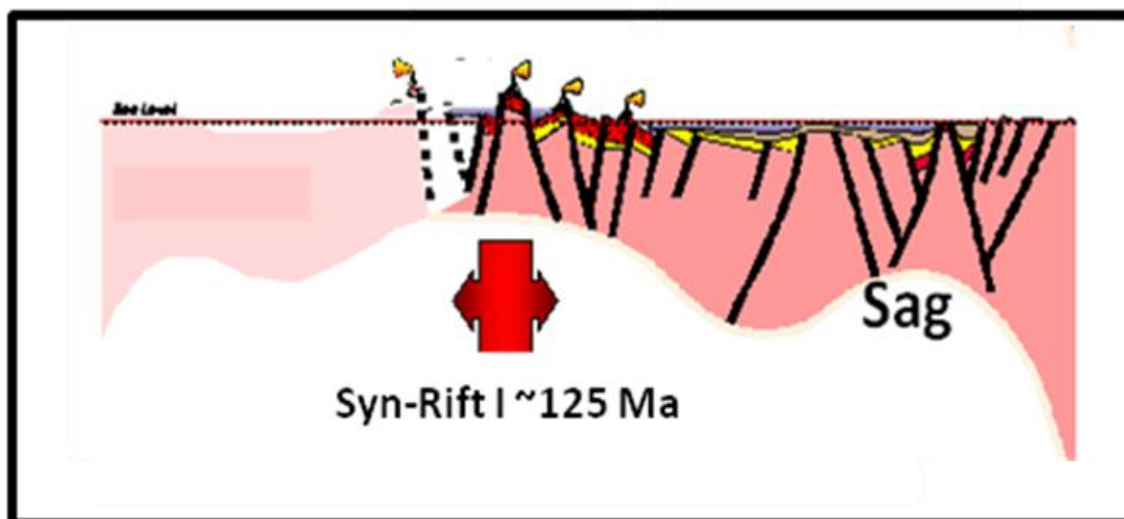


Figura 3: Representação esquemática da fase de forte tectonismo (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).

### 3. Fase “Sin - rift II”

Esta fase (Figura 4) vai do Barremiano ao Aptiano e foi marcada por uma tectónica moderada, durante a qual algumas zonas de falhas sofreram reativação, continuando para oeste a subsidência e erosão das partes mais elevadas das margens.

Foi no final desta fase que se teria iniciado a rutura continental, durante a qual a separação entre os continentes Africano e Sul-americano se teria iniciado, como resultado do rápido estiramento da litosfera e separação das margens continentais conjugadas.

Os sedimentos depositados nesta fase representam uma sequência de transição devida a uma mudança no ambiente de deposição, de continental a marinho. Estes são essencialmente constituídos por carbonatos lacustres, areias, clásticos aluvionares e evaporitos.

A primeira incursão marinha terá ocorrido no final da fase “Synrift II”, com a entrada de águas marinhas a partir do Sul, tendo-se depositado uma espessa camada de evaporitos.

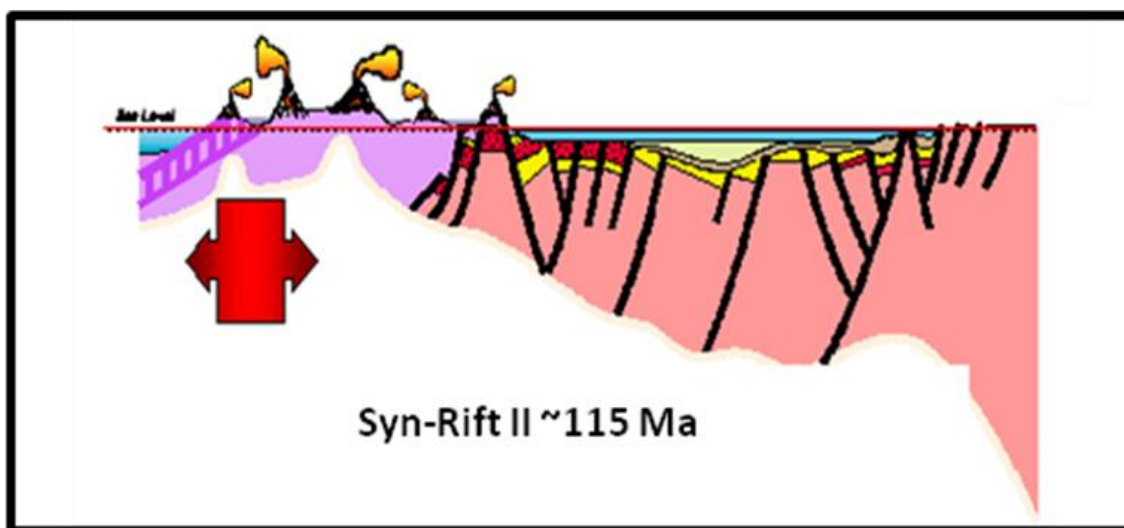


Figura 4: Representação esquemática da fase de tectonismo moderado (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).

#### 4. Fase “Pós - Rift”

A fase “Pós-Rift” (Figura 5), correspondente à idade compreendida entre o Albiano e o Eocénico, é a fase da deriva continental caracterizada por tectonismo moderado a fraco.

Esta fase teve início com a subsidência por contração térmica da margem angolana, à medida que a Norte da crista de Walvis, a África e América do Sul se separavam. Com o aumento do nível das águas do mar, a margem Angolana começou a afundar-se paulatinamente tendo lugar o começo da invasão da água do mar sobre os continentes.

A espessa série evaporítica Apciana, foi coberta no Albiano por uma sequência transgressiva constituída por uma unidade carbonatada-clástica.

A tectónica salífera, mais expressiva na fase inicial do “*Pós-Rift*”, provocado pela halocinese, movimento do sal, produziu importantes falhamentos normais sintéticos e antitéticos. Estes fenómenos estiveram na origem das falhas de crescimento em meio carbonatado que serviram de base na sedimentação.

Finalmente sobre a unidade carbonatada, foram depositados espessos pacotes de argila de águas profundas, margas, algumas bancadas de carbonatos e algumas passagens arenosas.

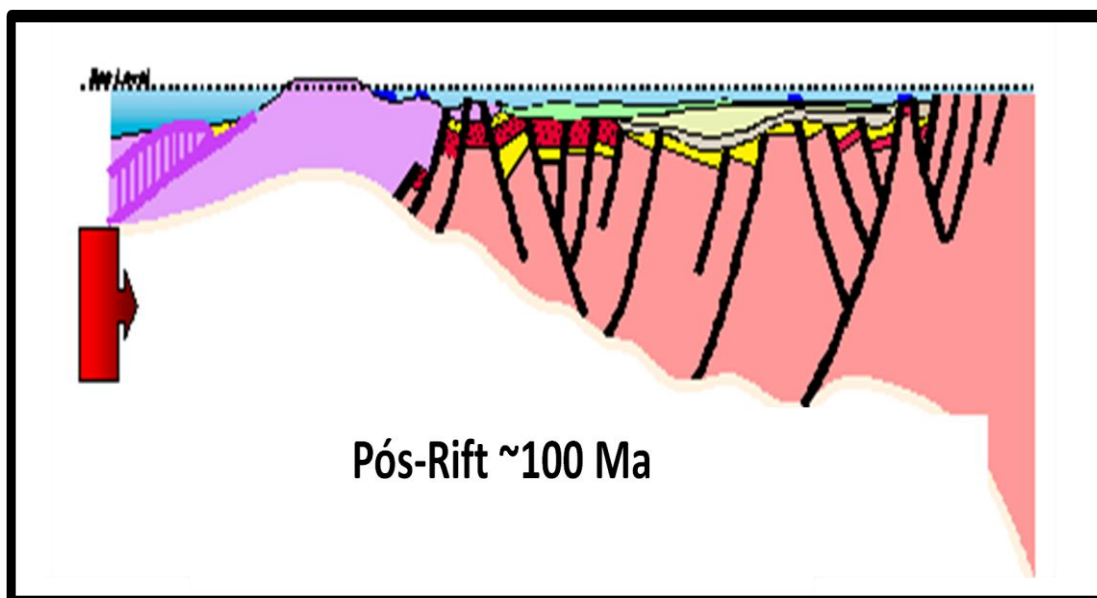


Figura 5: Representação esquemática da fase associada a forte tectonismo (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).

## 5. Fase de Subsidência Regional

Esta fase (Fig. 6) decorreu do Oligocénico ao Holocénico (atual). É caracterizada pelo basculamento para Oeste das bacias da margem Oeste Africana, com particular realce para as bacias da margem Angolana.

No final do Paleogénico, ocorreu um importante abaixamento do nível do mar. A margem angolana tinha sido sujeita a soerguimento, passando a estarem expostas grandes áreas que anteriormente tinham sido submersas, que foram intensamente erodidas. Esta fase foi também marcada pela ocorrência de hiatos estratigráficos (ausência de depósitos), coincidentes com os abaixamentos globais do nível do mar.

Uma espessa sequência clástica regressiva foi depositada discordantemente sobre a antiga plataforma Cretácica.

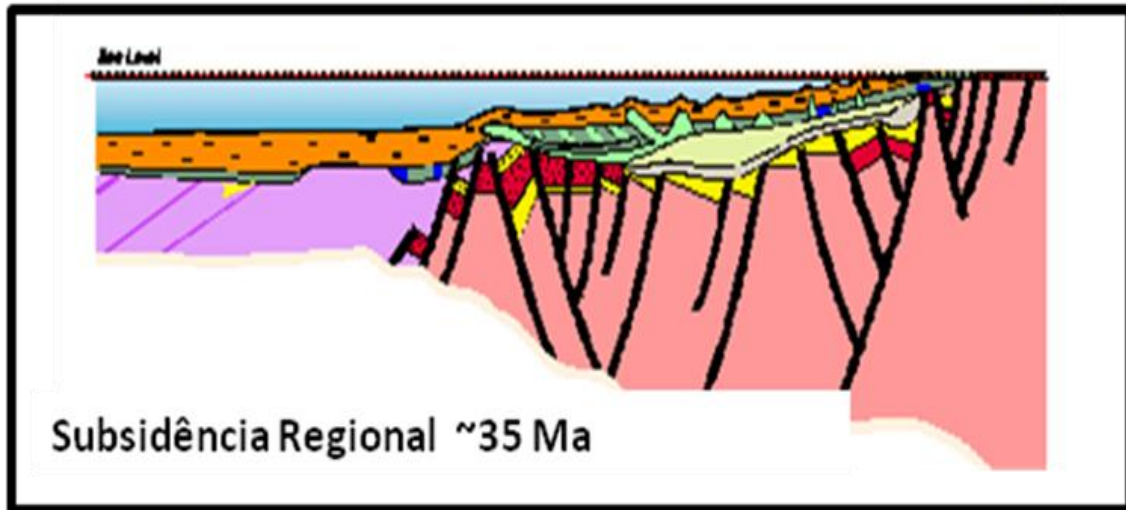


Figura 6: Esquema ilustrativo da fase de subsidência regional (seg. Henry, et.al., AAPG, Salt Lake City, 1998, modificado).

## II. 2 - Estratigrafia da Bacia do Baixo Congo

A estratigrafia da Bacia do Baixo Congo é constituída por três sequências sedimentares de idade mesozoica á cenozoica:

- a) Sequência Pré-Salífera.
- b) Sequência Salífera.
- c) Sequência Pós-Salífera.

### a) Sequência Pré-Salífera

A sequência Pré-Salífera, é constituída pelas formações de idade compreendidas entre o Neocomiano e Aptiano e que assentam discordantemente sobre o soco cristalino, com a predominância de depósitos continentais.

Esta sequência está representada pelas seguintes formações, segundo Batista (2007):

**Formação Lucula** (Neocomiano inferior a médio): com predominância de conglomerados, arenitos, argilas negras, com características aluvionais. Estes sedimentos foram provavelmente depositados em ambiente continental flúvio - lacustre.

**Formação Erva** (Neocomiano - Cretácico inferior): predominantemente composta por siltitos argilosos e grés conglomeráticos, com finas intercalações de argilas negras e alguns calcários, depositados em ambiente flúvio – lacustre.

**Formação Bucumazi** (Barremiano): a formação Bucumazi é constituída por argilas gresosas com ocorrência de margas, argilas siltosas ricas em matéria orgânica, e calcários dolomíticos depositados em ambiente deltaico-lacustre.

**Formação Toca** (Barremiano superior): esta formação é composta maioritariamente por carbonatos maciços (calcários e dolomites), calcários argilosos e calcários arenosos, depositados em ambiente deltaico-lacustre.

**Formação Chela** (Aptiano inferior): composta por arenitos quartzosos de grão fino a grosseiro, conglomerados, argilitos siltosos e carbonatos argilosos, com algumas intercalações de anidrite, que foram depositados em ambiente flúvio-deltaico.

#### **b) Sequência Salífera (Fase de transição)**

Os depósitos que representam esta sequência foram depositados durante as primeiras incursões marinhas vindas a partir do sul e que são responsáveis pela evolução das bacias para um sistema de mar confinado. Os depósitos desta sequência marcam a transição de ambientes continentais para condições de mar aberto. Esta sequência está constituída somente pela formação Loeme, segundo Batista (2007):

**Formação Loeme (Aptiano):** composta por sal maciço branco ou esbranquiçado a rosa claro, formado essencialmente por halite, com frequentes intercalações de anidrite, depositados em ambiente marinho restrito sob condições hipersalinas.

#### **c) Sequência Pós-Salífera (fase pós-rift)**

A secção pós-sal depositou-se no início das condições de abertura marinha da bacia, durante o Albiano, produzindo uma sequência continental de areia clástica e carbonatada, composta pelas seguintes formações:

**Formação Pinda: (Albiano):** composta por calcário, areia clástica e carbonatada, alguns depósitos argilíticos e siltitos, depositada em ambiente de plataforma carbonatada, pouco profunda.

Uma série de falhas lítricas normais foi gerada durante a deposição desta sequência, devido à espessura dos sedimentos, subsidência da fase marinha, e ao movimento do sal.

A estratigrafia do Pinda desenvolveu-se em resposta destas características estruturais e uma complexa interação de fácies na região.

**Formação Vermelha (Albiano - Cenomaniano):** composta essencialmente por depósitos siliciclásticos, areias vermelhas de origem continental com intercalações de argilitos e carbonatos, depositados em ambiente marinho pouco profundo. A Oeste desta tendência é predominante a sedimentação em águas profundas.

**Formação Iabe (Cenomaniano a Maestrichtiano):** A sedimentação no Cretácico superior foi dominada por uma transgressão marinha. A formação Iabe é composta por argilas ricas em matéria orgânica depositadas num ambiente marinho profundo (esta formação representa um período de subida gradual do nível do mar, em ambiente deposicional marinho -terrestre).

**Formação Landana (Paleocénico-Eocénico):** constituída por alternância de calcários, margas e argilitos siltosos, depositados em ambiente marinho pouco profundo a profundo.

**Formação Malembo (Oligoceno-Mioceno):** Constitui objeto deste estudo, e está composta por argilas margas, arenitos e fácies turbidíticos, depositados em ambientes batial a nerítico. A subsidência da margem passiva continental continuou em direção a Oeste dirigindo-se até aos depósitos de águas profundas.

A figura 7, ilustra de forma esquemática a coluna lito-estratigráfica da Bacia do Baixo Congo.



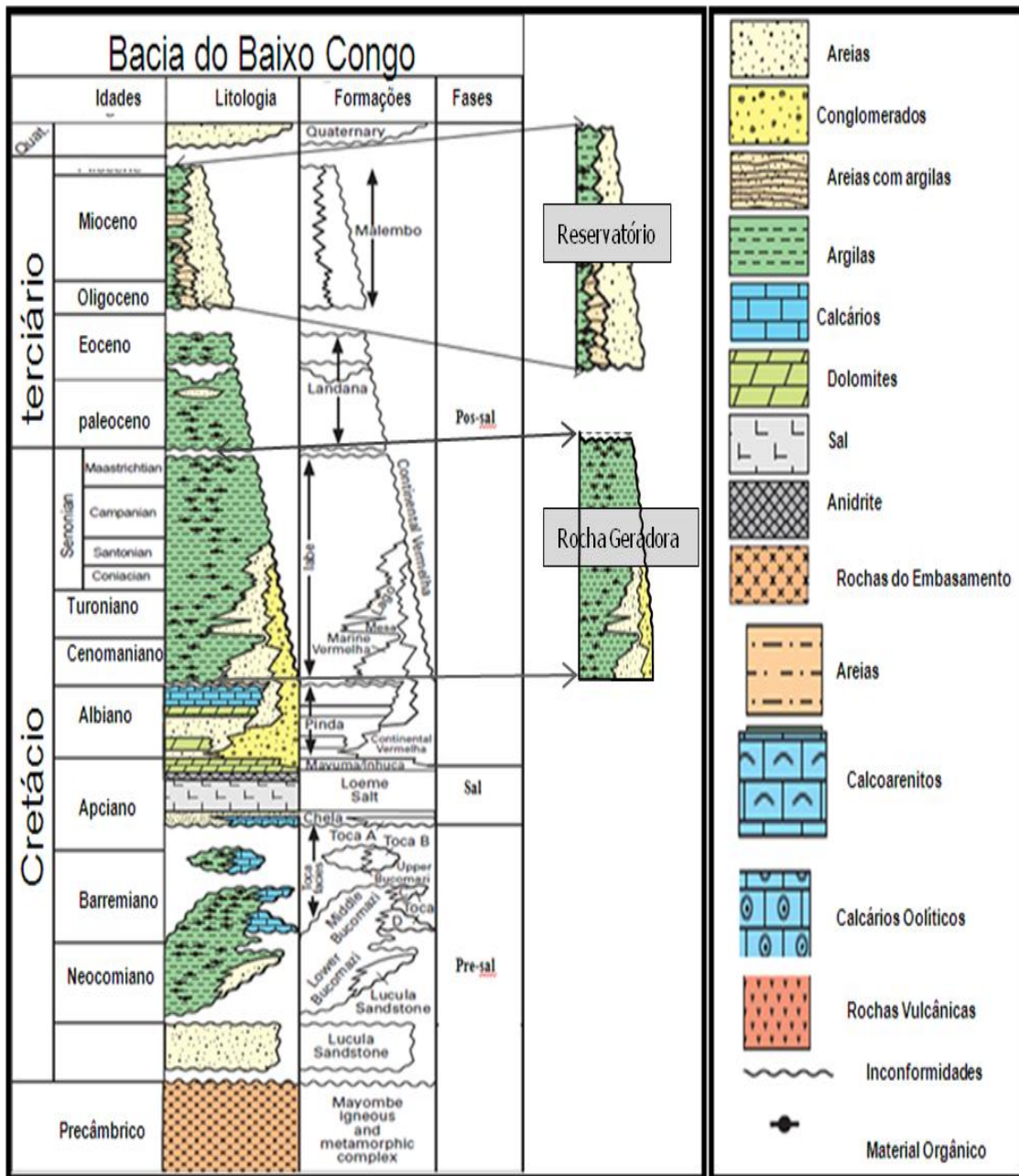


Figura 7: Coluna lito-estratigráfica da Bacia do Baixo Congo (Modificado de Brownfield e Charpentier, 2006).

### Capítulo III - Localização Geográfica e Sistema Petrolífero da Bacia do Baixo Congo

A Bacia do Baixo Congo faz parte de um conjunto de Bacias que se formaram durante a fase de separação do grande continente Gondwana. Está limitada entre os paralelos 5°S e 8°S, e os meridianos 10°E a 13°E (Figura 8).

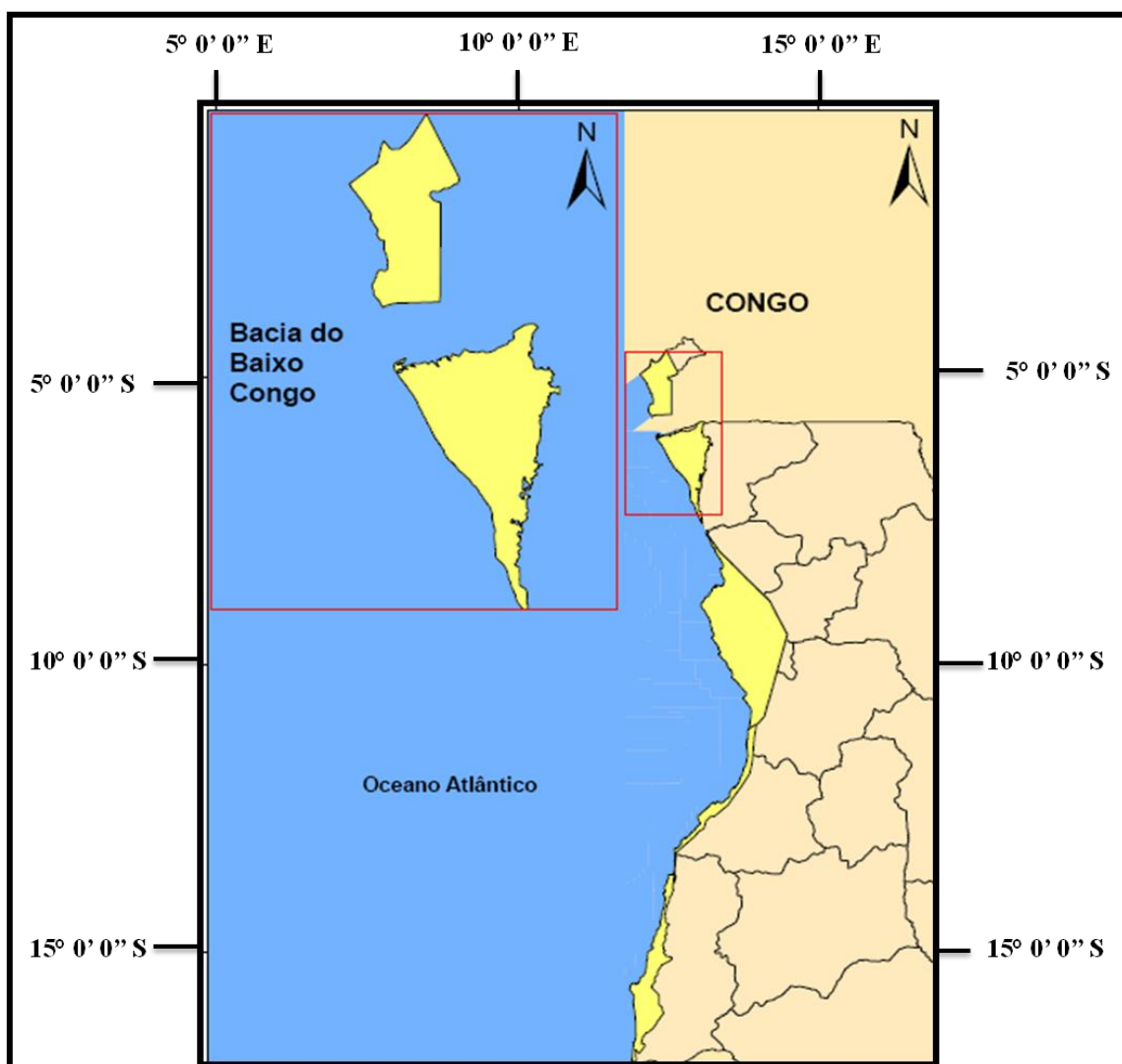


Figura 8: Localização Geográfica da Bacia do Baixo Congo.

### III. 1 – Localização da área de estudo

A área de estudo, com uma superfície de aproximadamente 283km<sup>2</sup>, localiza-se na Bacia do Baixo Congo, e faz parte da Zona Económica Exclusiva angolana, a cerca de 140 km da costa. Esta área tem uma lâmina de água com uma espessura que varia entre os 1200m e os 2700m.

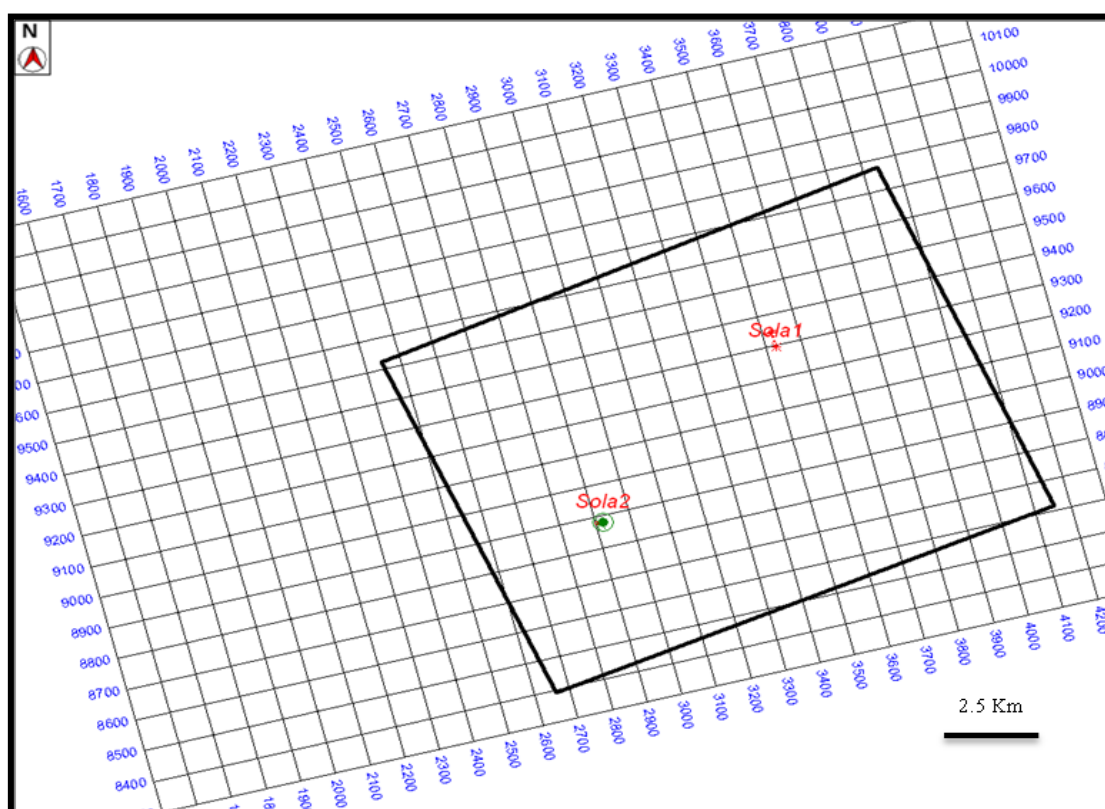


Figura 9: Localização da área de estudo, com a localização dos Poços Sola1 e Sola2 utilizados neste trabalho.

### III. 2. – Características da área de estudo

A área de estudo, em profundidade, é constituída por um sistema complexo de canais confinados, caracterizados por um grupo de corpos arenosos e ou conglomeráticos estreitos e alongados que se assemelham em mapas a canais fluviais do tipo meandriforme. Estes sistemas complexos de canais são formados por correntes de turbidez (também designadas como correntes de densidade, dada a suspensão dos sedimentos na água; Waker e James, 1992).

Os sedimentos, constituídos por areias e argilas, foram transportados a partir da desembocadura de um sistema fluvial deltaico ou estuarino, desde a plataforma continental, controlados por marés, ou pela instabilidade de massas de areias litorais, no topo de canhões submarinos, para a zona de deposição, através dos fluxos gravitacionais.

Os depósitos da área de estudo desenvolveram-se ao longo do estágio médio de deposição (Figura 10), mais ou menos no sopé do talude até a planície abissal.

Estruturalmente, a área de estudo é afetada por uma importante sedimentação devido a tectónica salífera, responsável pela geração de falhas sin-tectónicas, sinclinais e anticlinais.

Estratigraficamente, a área de estudo pertence á formação Malembo, de idade Miocénica, constituída fundamentalmente por areias siltes e argilas.

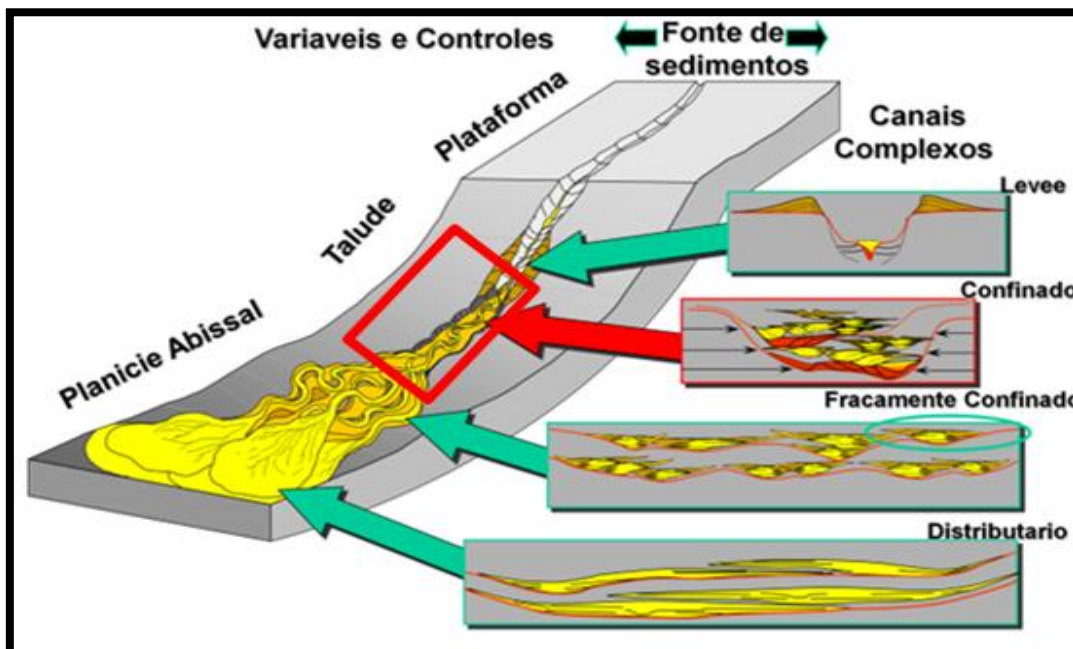


Figura 10: Modelo deposicional dos fácies turbidítico canalizadas. a área de estudo está representado pela seta vermelha. (adaptado de CGGVeritas, 2010).

### III. 3. – Sistema Petrolífero da Área de Estudo

Durante a evolução de uma bacia sedimentar é necessário que determinadas condições se desenvolvam para assegurar não só a presença de hidrocarbonetos mas também a sua acumulação e retenção. As condições necessárias para um sistema petrolífero eficiente são: presença de rocha geradora, migração, presença de rocha reservatório, existência de geometria adequada à retenção ou armadilha, existência de selo, e sincronismo entre os eventos.

O sistema petrolífero da área de estudo caracteriza-se da seguinte forma:

- **Rocha geradora:** Formação Iabe, que é constituída por argilas ricas em matéria orgânica, e se encontra na janela de maturação do óleo.
- **Migração:** processo que permite a ascensão do petróleo do ponto onde foi gerado até a sua acumulação ou retenção. Durante a maturação dos hidrocarbonetos, a pressão dos poros aumenta, aumentando também a temperatura, dando origem a libertação dos hidrocarbonetos para fora da rocha geradora. Existem dois tipos de migração: a migração primária, que consiste na migração dos hidrocarbonetos da rocha fonte para as zonas de menor pressão, isto é a libertação dos hidrocarbonetos da rocha geradora, e a migração secundária, que consiste na deslocação dos hidrocarbonetos até a zona de retenção ou rocha reservatório. Na área de estudo, as vias de migração estão associadas às falhas lítricas que se formaram durante a tectónica salífera, assim como aos sedimentos porosos e permeáveis.
- **Rocha Reservatório:** a rocha reservatório deve ter uma boa porosidade, a variar entre 10% e 20%, e deve ser permeável. As rochas reservatório são predominantemente arenitos, conglomerados e carbonatos. Os carbonatos tornam-se bons reservatórios sempre que estiverem fraturados ou tenham adquirido porosidade por dissolução de alguns constituintes, tais como os carbonatos oolíticos. Esta dissolução acaba por gerar espaços vazios que vão

corresponder a poros. Como rochas reservatório na área de estudo existem fundamentalmente as areias turbidíticas da formação Malembo datadas do Oligocénico ao Miocénico.

- **Rocha selante:** A rocha selante deve ter um alto potencial de retenção de hidrocarbonetos, e alta pressão capilar para evitar a subida dos hidrocarbonetos, o que implica dizer que as rochas selantes devem ser impermeáveis e são predominantemente calcários compactados, evaporitos, e principalmente salgema que é a principal rocha selante das formações pré – sal. Relativamente à área de estudo, a rocha selante corresponde aos argilitos da formação Malembo
- **Geometria:** ao falarmos da geometria estamos a referir-nos às armadilhas que devem ser eficientes e permanentes, de maneira a permitir que a rocha reservatório e a rocha selante acumulem e preservem os hidrocarbonetos. Existem três tipos principais de armadilhas: as armadilhas estratigráficas, as armadilhas estruturais e as mistas.

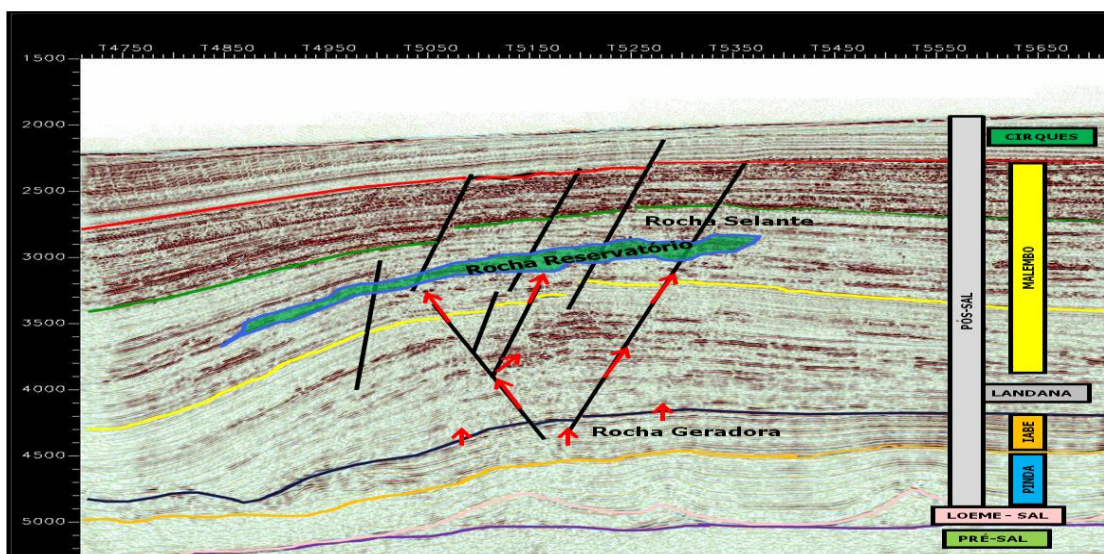


Figura 11: Esquema do sistema petrolífero da área de estudo. Na zona sinalizada como rocha reservatório, está localizado o poço Sola - 2.

A figura 11, mostra de forma o sistema petrolífero da área de estudo, onde, tendo em atenção o tipo de geometria, é caracterizada por uma armadilha mista.

## **Capítulo IV – Caracterização e Delimitação de um Reservatório na Área de Estudo**

A caracterização de reservatórios, a partir de dados geofísicos e de poços, consiste em inferir as propriedades físicas de um reservatório (porosidade, permeabilidade, saturação do fluido e geometria), assim como determinar mudanças na sua distribuição ao longo do mesmo. Neste trabalho, para além da metodologia convencional, serão aplicados atributos sísmicos para este efeito.

Para uma melhor caracterização e delimitação de reservatórios, é fundamental possuir um conhecimento aprofundado sobre a forma como os dados geofísicos são adquiridos e processados. Nos parágrafos seguintes serão apresentados alguns conceitos básicos que foram importantes para a elaboração deste trabalho.

### **IV. 1 - Métodos Geofísicos**

Os métodos geofísicos são métodos que nos permitem estudar de forma indireta o interior da terra. De entre os vários métodos geofísicos, os mais utilizados para a prospeção petrolífera são os seguintes:

- Método gravimétrico: na prospeção petrolífera, este método é fundamentalmente usado para delimitar bacias sedimentares, pois de uma forma geral a densidade do soco (embasamento) é muito superior à densidade das rochas sedimentares, e para mapear domos de sal e delimitar grandes estruturas.
- Método magnético: este método mede a variação do campo magnético da terra e responde à presença na sub-superfície de rochas com diferentes suscetibilidades magnéticas. Na prospeção petrolífera é usado para a cartografia de limites de bacias, intrusões ígneas e altos estruturais no soco.
- Métodos de prospeção sísmica: A prospeção sísmica estuda do comportamento das ondas elásticas (sísmicas) que se propagam no interior da terra. Neste método, as ondas geradas por uma fonte de energia, depois de refletidas e refratadas nas interfaces das camadas de rochas em



profundidade, retornam à superfície e são registadas por um sismógrafo. É sobre este método da qual nos debruçaremos com maior ênfase, pois é o mais importante na caracterização de reservatórios.

O método de prospeção sísmica subdivide-se fundamentalmente em métodos de reflexão sísmica e métodos de refração sísmica. O mais utilizado na prospeção de hidrocarbonetos é a reflexão sísmica.

**Método de reflexão sísmica:** Observa o comportamento da onda sísmica gerada por fontes artificiais após penetrar na crosta, ser refletida nas interfaces com diferentes propriedades físicas e retornar à superfície (Figura 12).

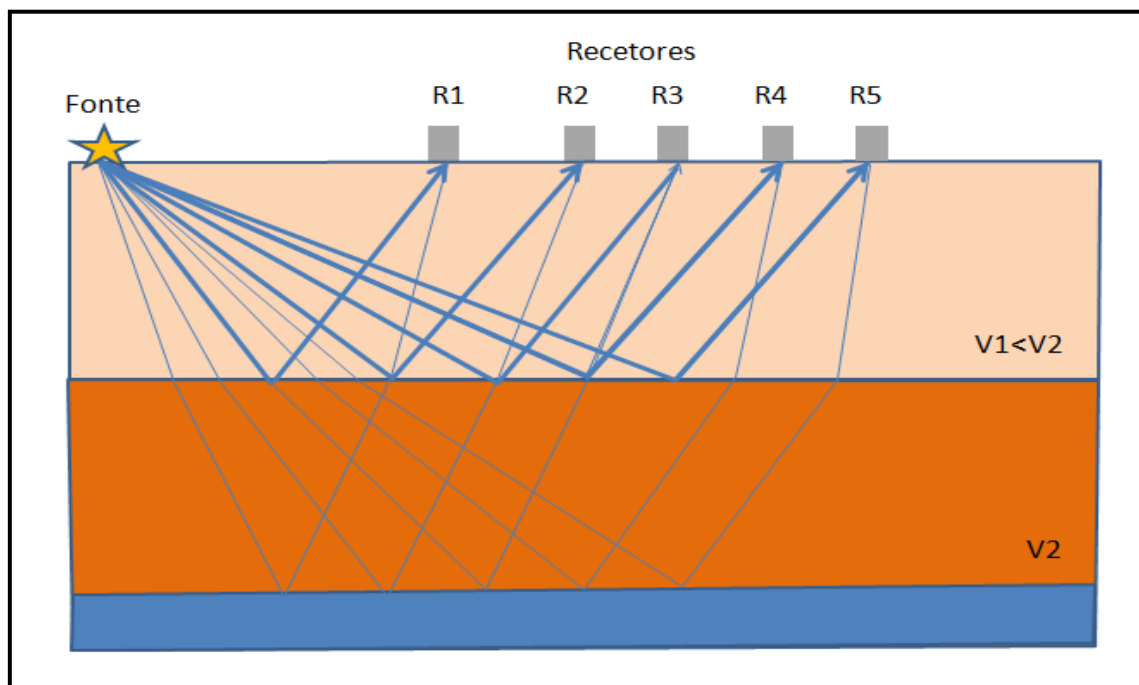


Figura 12: Esquema do método de reflexão (modificado de [www.maxwell.lambda.ele](http://www.maxwell.lambda.ele)).

Apoiando-se nos autores como, ‘‘Mcquillin et al., 1984; Telford et al., 1990; Chopra e Marfurt, 2005’’, o método da reflexão sísmica é o mais usado na prospeção de hidrocarbonetos pelas seguintes razões:

- Fornece uma imagem de alta resolução das camadas na sub-superfície permitindo identificar a sua continuidade lateral e identificar estruturas adequadas para a acumulação de hidrocarbonetos.
- Permite cobrir grandes áreas de aquisição com um custo relativamente baixo e num período relativamente curto, quando comparado com os métodos de investigação direta em poço, tendo estes últimos uma representatividade essencialmente pontual.
- Permite a identificação de estruturas falhadas e dobras.
- Permite mapear vários horizontes ao mesmo tempo.
- Permite fazer a investigação até grandes profundidades.

**Método de refração sísmica:** Permite determinar a estrutura de sub-superfície através da medição do tempo que as ondas sísmicas levam para retornar a superfície, após se transmitirem e percorrerem longas distâncias horizontais ao longo das interfaces entre as várias camadas (Princípio de *Huygens*). Tem muito menor resolução espacial que a reflexão mas permite investigação a maior profundidade e um bom controlo das velocidades sísmicos nas várias camadas.

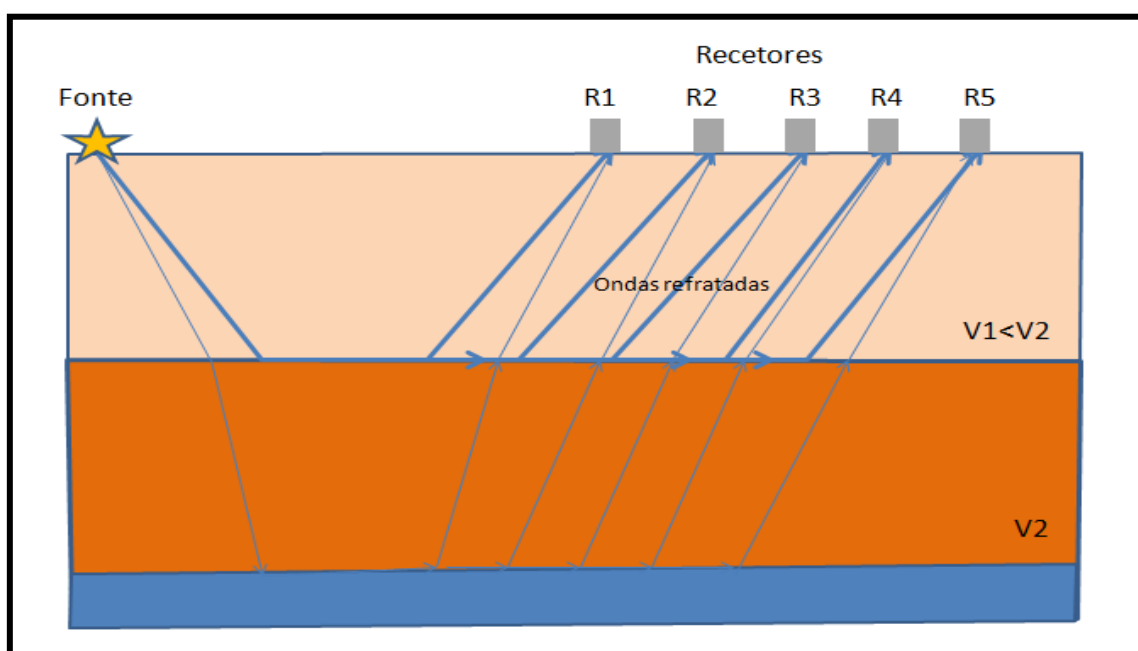


Figura 13: Esquema do método de refração (modificado de [www.maxwell.lambda.ele](http://www.maxwell.lambda.ele)).

Os dados sísmicos utilizados para a elaboração deste trabalho foram adquiridos utilizando o método de reflexão sísmica 3D, onde a aquisição dos dados sísmicos foi baseada na medição do registo dos tempos de propagação das ondas sísmicas na sub-superfície, geradas artificialmente até serem registadas por recetores a distâncias diferentes da fonte de energia (*offset*), permitindo determinar as velocidades de propagação das ondas nas várias camadas da sub-superfície.

As ondas sísmicas são geradas através da utilização de dinamite ou vibradores quando a aquisição é feita em terra, e através de *arrays* de canhões de ar comprimido, no caso da aquisição em mar.

Uma vez gerada a onda, esta propaga-se no interior da terra e ao atingir a interface entre duas rochas com características físicas diferentes, parte da energia incidente da onda é refletida e retorna à superfície, onde pode ser captada por sensores (geofones ou hidrofones, em terra ou no mar, respetivamente). Uma outra parte da onda é refractada para o meio inferior. A porção de energia refletida, é proporcional à diferença de impedância acústica (produto da densidade pela velocidade de propagação das ondas sísmicas) entre dois meios.

Os recetores que captam as reflexões das ondas nas várias camadas ficam situados em pontos específicos na superfície (Figura 14) e podem ser de dois tipos: eletromagnéticos, para aquisição em terra (geofones), ou de piezoelétricos (hidrofonos) para aquisição marinha. Os recetores registam as amplitudes e tempos de chegada das ondas e gravam esse sinal em intervalos de tempo regulares (tipicamente 2 a 4 milissegundos), num formato digital *standard*.

A profundidade máxima a ser mapeada durante o processo de aquisição é determinada pelo tempo de registo 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  $t=0s$ ) (Thomas 2001).

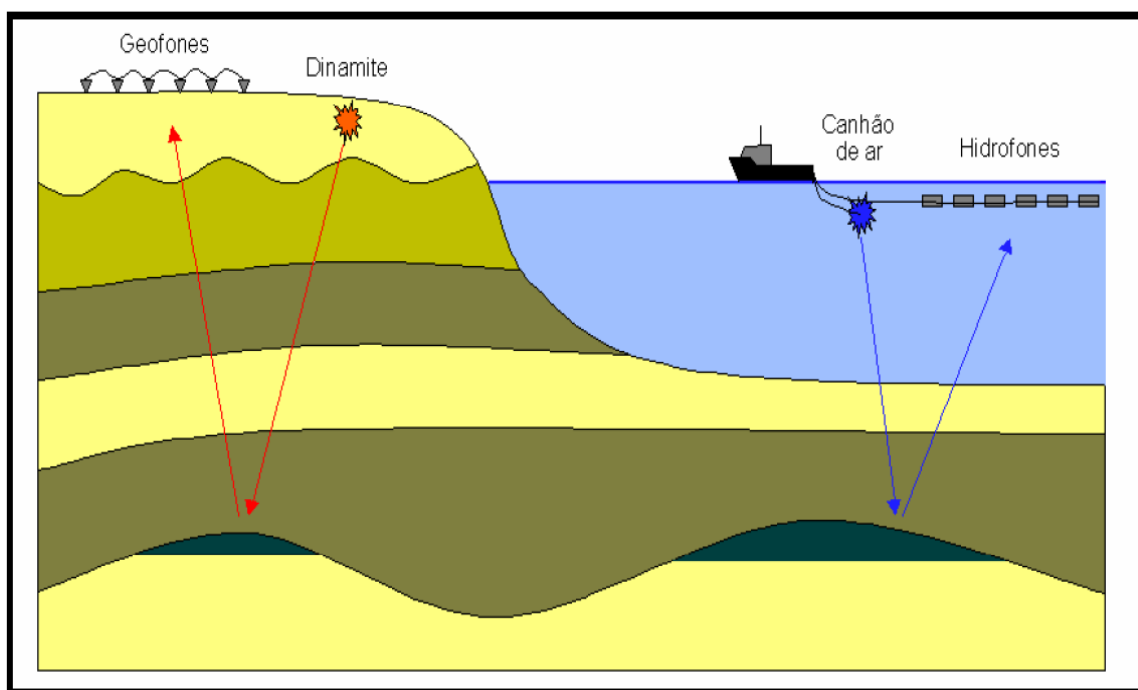


Figura 14: Modelo representando a aquisição sísmica. (Adaptada de Gerhardt 1998).

A velocidade de propagação das ondas nas rochas é variável segundo uma grande diversidade de fatores, tais como a densidade e as constantes elásticas do meio, que por

sua vez são dadas em função de características intrínsecas da rocha, tais como porosidade, mineralogia e a presença de fluidos, entre outros, e a temperatura e pressão a que se encontram.

Ao realizar aquisições em áreas oceânicas o tempo de aquisição é ligeiramente maior podendo chegar a 12 segundos ou mais. A imagem sísmica obtida por esse processo de captação dos sinais refletidos será tão melhor (resolução mais elevada) quanto menor for o espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície e mais elevada a frequência da onda sísmica utilizada.

Valores típicos para o número de sensores estão entre 128 e 1024, situados equidistantes, a distâncias que variam de 6,25 a 25 metros (Thomas, 2001).

A aquisição sísmica tem sofrido uma grande evolução desde 2D, 3D a 4D sendo a sísmica 3D a mais utilizada para caracterização de reservatórios. Atualmente há um grande impulso para utilização de sísmica 4D, em particular para monitorização da evolução do reservatório durante a sua exploração.

### **Sísmica 2D**

A aquisição sísmica 2D é o método de aquisição utilizado no início de uma campanha de reflexão sísmica. É caracterizada pela grande distância entre linhas sísmicas e por um elevado tempo de registo dos dados, de forma a obter informações a grandes profundidades para possibilitar o mapeamento da sub-superfície. Teoricamente, o conteúdo dos dados 2D têm apenas informação na vertical da sub-superfície ao longo do caminho de aquisição; no entanto, o sinal recebido tem contribuições de reflexões de pontos fora deste caminho de aquisição, que só podem ser distinguidas com sísmica 3D.

Em termos de comparação, a aquisição sísmica bidimensional, pode ser aproximadamente considerada como uma secção transversal de um volume sísmico 3D.

### Sísmica 3D

A aquisição sísmica 3D começou em 1976 (Sherif e Geldart, 1995), e rapidamente a sua importância foi aumentando na indústria petrolífera devido a sua alta resolução vertical e lateral (Gomes e Alves, 2007).

Fornece informação areal ou espacial da sub-superfície sendo os dados para cada disparo da fonte registados simultaneamente em mais de uma linha de recetores. Realiza-se quando se pretende ter uma noção detalhada das estruturas geológicas na sub-superfície, e é também usada para detalhar e localizar os poços, possibilitando uma análise qualitativa das possíveis acumulações de hidrocarbonetos.

Convencionalmente, a aquisição sísmica 3D no mar é feita usando um navio especializado, que é normalmente equipado com oito a dez *streamers*, e um número variável de fontes, *airguns*, fazendo uma matriz (*array*), dependendo do alvo a estudar (fig.15; Alfaro et al., 2008). Neste caso, em vez de falarmos em pontos médios comuns (CMP's), utilizam-se “bins” segundo uma malha regular, sendo todas as reflexões registadas dentro de um mesmo bin somadas. Os bins têm de uma forma geral uma cobertura de 12,5mx12.5m.

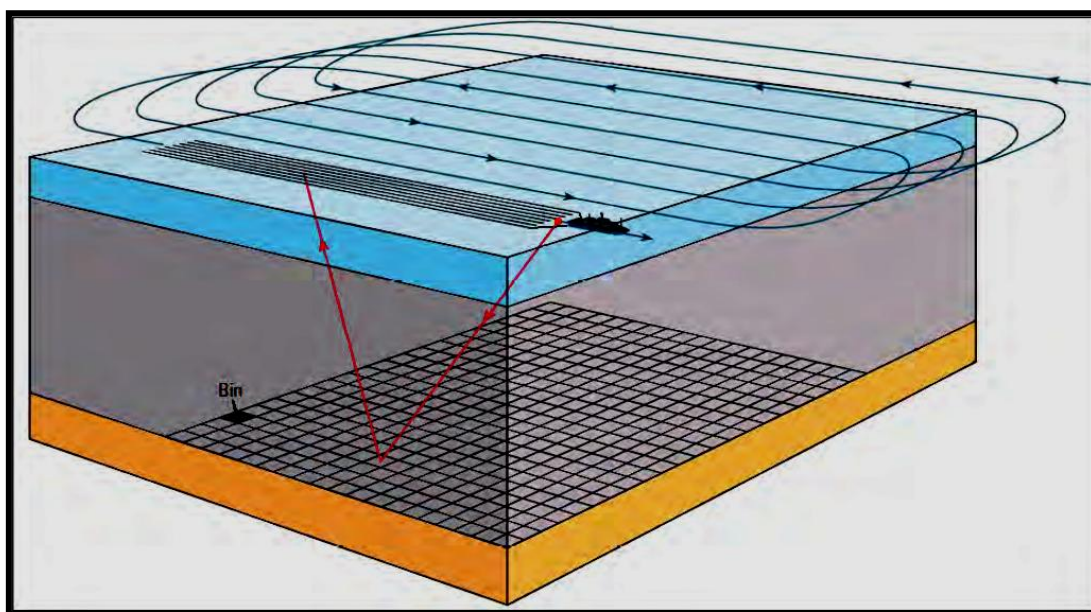


Figura 15: Representação esquemática de uma aquisição sísmica 3D no mar. A área alvo é dividida em caixas, denominada por “Bin” com finalidade de facilitar o processamento dos dados (Buia et al., 2008).

Este tipo de aquisição tem uma elevada percentagem de tempo não produtivo, representado pelo caminho curvo entre a extremidade de uma linha e o início da outra, que pode chegar a 50%, aumentando assim o custo de aquisição (Azevedo, 2009). De salientar que dependendo dos objectivos, outros tipos de aquisição de dados sísmicos podem ser realizados de forma a fornecer maior detalhe, nomeadamente: HR (“*High Resolution*”), OBC (“*Ocean Botton Cable*”), WATS (“*Wide Azimuth Towed streamer*”), etc.

**Streamers** são cabos flutuadores, utilizados na reflexão sísmica marítima, constituído por um longo tubo de *poliuretano* com 6 a 10cm de diâmetro, preenchido por um fluido denominado *noroma*, cuja principal função é assegurar o acoplamento acústico dos sensores internos com a água. É formado por secções interligadas, medindo cerca de 80metros cada uma, sendo o esforço de tração suportado por um cabo central de aço ou de nylon. Seu comprimento pode ultrapassar os 5Km. Conforme sejam ou não dotados de hidrofones, as secções são classificadas em *ativas* e *passivas*: As passivas, incluem quatro subtipos: *percursoras (lead in)* – equipadas com lastro de chumbo e compõem o primeiro segmento do cabo. Sua função é fazer com que o cabo atinja, rapidamente, a profundidade operacional; *secções elásticas (stretch sections)* – destinam-se a isolar as secções ativas das vibrações mecânicas produzidas pelo navio; *secções mortas (dead sections)* – secções de ligação, usadas para aumentar o espaçamento entre as secções ativas; *secção caudal (tail section)* – secção elástica que liga a parte final do segmento ativo da boia de ré. Além dos hidrofones, o cabo flutuador contém outros tipos de sensores como os indicadores de quebra de água, indicadores de profundidade e as bússolas magnéticas. Para manter o cabo na profundidade correta são utilizados estabilizadores hidrodinâmicos (*birds*). O sinal sísmico captado pelos hidrofones é levado até o navio por meio de pares condutores elétricos. Nos modelos mais modernos, o sinal sísmico é discretizado dentro do cabo flutuador, sendo conduzido ao navio por meio do cabo coaxial ou de fibra ótica. A boia de ré é, geralmente, equipada com um recetor GPS para indicar a sua posição (Duarte, 1997).

Quando o esquema de aquisição é bem programado e estruturado, permite obter uma imagem bem conseguida ou, ao menos razoável, do subsolo, facilitando assim o

processamento destes dados e melhorando, consideravelmente a sua qualidade, quando aplicados as técnicas de pré-processamento ou processamento propriamente dito.

No entanto, há limitações de imagem de sub-superfície, quando relacionados com alguns contextos geológicos que causam determinados fenômenos, tais como, a curvatura dos raios (por exemplo na presença de sal) e quando estamos perante estruturas que obstruem os raios de incidência, criando lacunas de cobertura (Alfaro et al., 2007).

A cobertura azimutal, é uma técnica de aquisição que foi introduzido nas indústrias de exploração de hidrocarbonetos pela BP e PGS (petroleum Geo-Service), em 2001, num trabalho de aquisição nos mares da Noruega (Alfaro et al., 2007).

Em termos de comparação, a aquisição sísmica marinha é mais rápida e, conseqüentemente, mais barata quando comparada com os levantamentos em terra, uma vez que há menos tempo de pouca produtividade (Azevedo, 2009).

O cubo sísmico 3D usado neste trabalho, do qual foi extraída a área de estudo, foi adquirido pela PGS. Os parâmetros de aquisição estão representados na tabela I. a figura 16 tenta de forma muito resumida representar o esquema de aquisição utilizada.



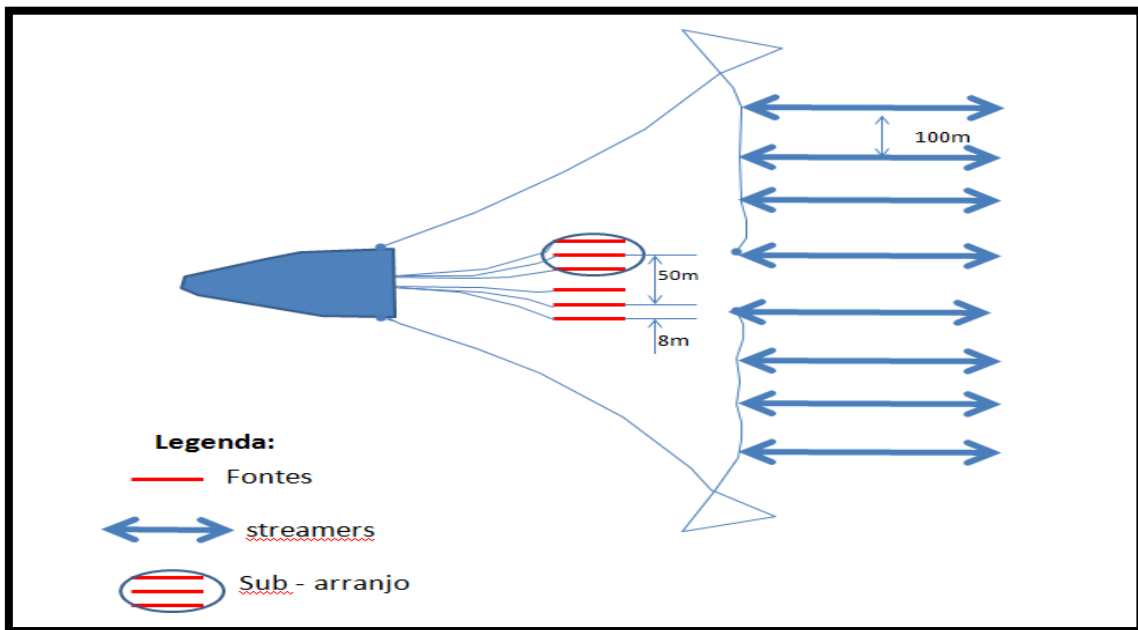


Figura 16: Esquema básico usado na aquisição sísmica

Tabela 1: Os parâmetros de aquisição

Streamer	Fonte
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprimento: 8100 m</li> <li>• Espaçamento: 100 m</li> <li>• Profundidade: 10 m</li> <li>• Número de canais por streamer: 648</li> <li>• Intervalo entre Grupos: 12,5 m</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de fonte: <i>G-guns</i></li> <li>• Número de fontes: 2</li> <li>• Pressão do ar: 2500 psi</li> <li>• Volume total: 3930 in<sup>3</sup></li> <li>• Distância entre as fontes: 50 m</li> <li>• Número de sub-arranjos: 3</li> <li>• Intervalo entre os Sub- arranjos: 8 m</li> <li>• Comprimento das fontes: 14 m</li> <li>• Profundidade das fontes: 8 m</li> <li>• Sincronização das <i>guns</i>: 1 ms</li> <li>• Distância entre disparos: 25 m</li> </ul>
Gravação dos dados	Velocidade do Navio
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intervalo de amostragem: 4 ms</li> <li>• Filtro <i>Lo-cut</i>-Hidrofone: in-3Hz@12dB por oitava</li> <li>• Filtro <i>Hi-cut</i>-Hidrofone: 103/276Hz/dB por oitava</li> <li>• Formato de gravação: SEGD</li> </ul>	<p>4.7 Knots</p>

#### Sísmica 4D.

A sísmica 4D é uma tecnologia moderna que abrange diversos levantamentos sísmicos 3D. A nomenclatura 4D provém da variável tempo.

Para a implementação de projetos sísmicos 4D vários fatores são importantes para o seu sucesso:

- Existência de um levantamento sísmico 3D antes que o campo entre em produção.

- Repetição da geometria da aquisição do levantamento base, procurando as melhores aproximações.
- Reprocessamento sísmico utilizando os mesmos parâmetros no levantamento base e nos levantamentos posteriores durante a produção.

#### **IV. 2 - Processamento sísmico**

A fase de processamento dos dados sísmicos visa melhorar as imagens do interior da terra captadas durante aquisição dos dados, para que possuam maior qualidade e fidelidade, procurando para isso atenuar as distorções geradas durante o processo de aquisição.

Os dados são reorganizados para formarem uma grelha tridimensional com uma amostra de amplitude sísmica em cada vértice da grelha (voxel). Duas das dimensões do conjunto de dados são em direções espaciais e estão relacionadas com as posições das fontes e dos recetores.

O processamento sísmico é composto por uma fase de pré-processamento que pode incluir a de-multiplexagem, caso os dados tenham sido registados em forma multiplexada (hoje em dia já não é comum) e a conversão dos dados para um formato de ficheiro adequado e apropriado para fins de processamento. Na indústria petrolífera, os ficheiros são normalmente gravados em formato SEG-D e posteriormente convertidos para SEG-Y. De seguida, efetua-se a edição dos traços, com o objectivo de detetar e corrigir os dados registados, eliminando ou corrigindo o mais possível os conteúdos anormais com elevado ruído ou polaridade invertida (Yilmaz, 2001).

A correção da divergência esférica é uma função de correção dos ganhos para compensar os efeitos de perda de energia com a profundidade. Finalmente, é feita a correção da geometria de aquisição com o posicionamento das fontes e recetores. O objectivo geral destas correções é atribuir uma geometria correta aos dados e garantir a sua qualidade para as fases subseqüentes do processamento.

A deconvolução é aplicada com o objectivo de comprimir a forma do impulso sísmico (wavelet) dos dados, recuperar as altas frequências, e atenuar reverberações e múltiplos. Idealmente, o traço sísmico registado é a convolução do impulso sísmico pelos coeficientes de reflexão derivados a partir das propriedades das camadas na sub-superfície, tais como, densidade e velocidades. A deconvolução tenta desfazer este processo de convolução natural, eliminando a assinatura da fonte e múltiplos derivados, de forma a obter a série de coeficientes de reflexão.

A correção de Normal Move out (NMO), é então aplicada aos dados organizados por CMPs (ou bins), utilizando um campo de velocidades previamente determinado pela análise de velocidades (Yilmaz, 1997). Esta correção remove o efeito do deslocamento fonte - receptor, assumindo que o tempo de viagem da onda, reflexão sísmica, segue uma trajetória hiperbólica. Depois de uma análise das velocidades pormenorizada, o campo de velocidades resultante, é usado para a correção NMO e para a obtenção de uma secção stack, designada na literatura brasileira como secção empilhada (fig. 17). Define-se stacking (em brasileiro, empilhamento) à soma dos traços que pertencem a uma mesma localização.

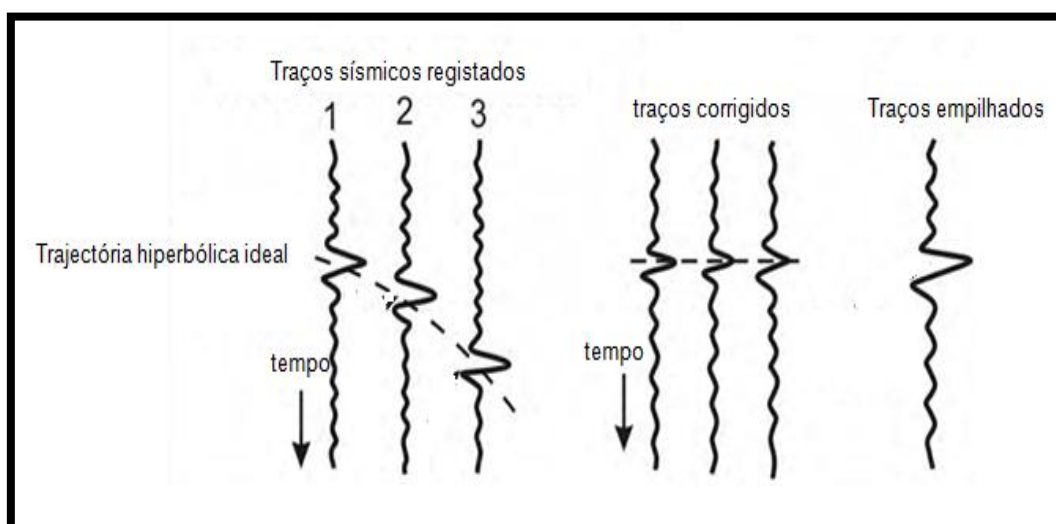


Figura 17: Esquema ideal, ilustrando o desenvolvimento da correção NMO até ao empilhamento dos traços (Modificado de Azevedo, 2009).

Normalmente, as etapas de processamento terminam com a migração dos dados. Este processo tenta reposicionar as reflexões sísmicas na sua posição correta, supostamente

verdadeiras na sub-superfície. A migração pode ser feita pré- ou pós-empilhamento (pré ou pós-stack) e pode ser feita em tempo ou em profundidade. A diferença entre a migração pré- ou pós-empilhamento é que a migração pré-empilhamento é feita para cada CMP, ao invés de se aplicar aos dados já empilhados.

Uma migração bem-feita aumenta a resolução espacial dos dados, permitindo uma melhor interpretação sísmica que facilite no mapeamento de áreas estruturais complexas, intensamente dobradas e falhadas (Azevedo, 2009).

Durante a fase de processamento, os procedimentos de melhoramento dos dados, nem sempre apresentam os resultados esperados, causando por vezes mais distorções, pelo que se requer muita experiência no processamento dos dados, sendo que, uma boa interpretação, depende em grande medida da qualidade do processamento.

Uma vez compreendidos os princípios fundamentais sobre a aquisição de dados sísmicos e o seu processamento, o processo de interpretação dos dados torna-se mais completo, e facilitado, apesar de no entanto requerer uma grande experiência, profundos conhecimentos de geologia e conhecimentos sobre as técnicas mais comuns de interpretação.

#### **IV. 3 - Interpretação Sísmica 3D**

Para a caracterização e delimitação de reservatório da área de estudo, foi utilizada a seguinte metodologia:

- ❖ Interpretação estrutural e estratigráfica da área de estudo, com o objectivo de definir o intervalo de interesse em profundidade, dentro do qual estará a nossa zona de interesse; e avaliar o padrão de falhas, nesta mesma zona, que possam influenciar de certa forma na estruturação do sistema petrolífero e na capacidade de reter o potencial de hidrocarboneto.
- ❖ Elaboração de mapas estruturais em tempo, de modos a ter uma ideia sobre a superfície dos horizontes rastreados.

- ❖ Extração de vários atributos sísmicos tais como atributos de fase instantânea, frequência instantânea e amplitude, calculados a partir de um intervalo definidos por dois horizontes.
- ❖ Interpretação do complexo de canais turbidíticos a partir dos mapas de atributos sísmicos extraídos.
- ❖ Cálculo da inversão sísmica ao longo do complexo de canais em estudo com o objectivo de detectar pacotes de areias e, obter resultados em termos de contrastes de impedância acústica nas litologias onde ocorrem possíveis contactos de fluidos.

A interpretação sísmica consiste na determinação do significado geológico dos reflectores sísmicos (Bates & Jackson, 1987), e baseia-se no conceito de que os reflectores sísmicos são linhas de tempo geológico que ajudam no entendimento das distribuições das camadas da sub-superfície.

A interpretação sísmica estrutural, permite-nos identificar e cartografar os elementos estruturais presentes na secção sísmica, tais como, as falhas, os domos, os anticlinais e sinclinais. A base fundamental para este tipo de interpretação é o conhecimento da evolução tectónica da área de estudo. A interpretação estratigráfica, permite-nos determinar o significado geológico dos reflectores sísmicos, isto é, compreender como as várias camadas sedimentares se foram depositando ao longo do tempo e caracterizar os respetivos ambientes deposicionais.

No que concerne a interpretação estratigráfica deve-se ter em conta dois conceitos importantes: A análise de fácies sísmicas e a estratigrafia sequencial.

#### **a) Análise de fácies sísmicas**

Por fácies sísmica entende-se um intervalo de tempo, composto por reflexões características dentro das sequências sedimentares. Cada fácies exhibe um conjunto de reflexões internas características que o distingue da adjacente.

As principais características das reflexões utilizadas para definir a mudança de litofácies (litologia das fácies) são: continuidade, amplitude, frequência, e fase.

**b) Estratigrafia sequencial**

Uma sequência deposicional é uma unidade estratigráfica composta por uma sucessão de estratos geneticamente relacionados, relativamente conformes, delimitados na base e topo por uma desconformidade ou conformidade correlativa (Mitchum et al., 1977; AAPG Mem. 26), que foi depositada durante um intervalo de tempo geológico.

As desconformidades estão relacionados com um período de erosão (discordância) e / ou não deposição (hiatos).

Podemos ter limites de sequências deposicionais discordantes (reflectores truncados), ou concordantes (reflectores concordantes). As concordâncias podem ser reconhecidas pelo paralelismo entre duas camadas ou a inclinação de uma área em relação a outra.

As discordâncias são identificadas pela forma como um estrato (camada) termina contra a superfície de desconformidade que limita a sequência deposicional. Podemos notar as discordâncias nos reflectores sísmicos pela sua terminação, podendo ser: *Onlap*, *downlap*, erosional truncatura concordância (fig. 18).

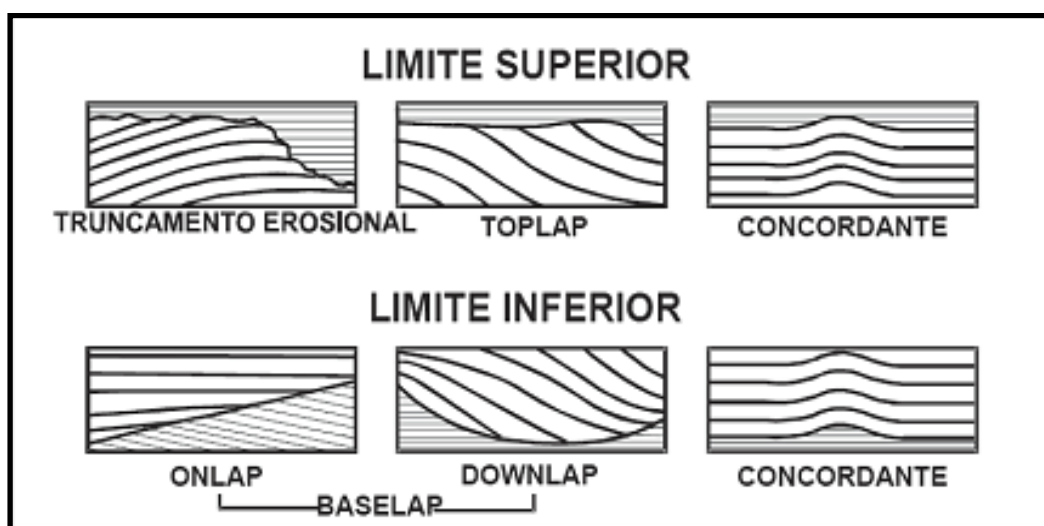


Figura 18: Padrões de terminações dos reflectores sísmicos.

A sequência deposicional define-se como a unidade sedimentar básica numa sequência estratigráfica, considerando-se como tendo sido depositada durante um ciclo relativo de subida ou descida do nível do mar.

Numa sequência deposicional pode fazer-se o estudo das relações entre as diferentes rochas dentro dessa mesma sequência. A unidade fundamental do estudo do ciclo é a sequência que é limitada pela desconformidade.

Os vários tipos de caracteres sedimentares das rochas dependem principalmente dos seguintes fatores, que definem os ambientes deposicionais: tectónica, eustatismo (variações do nível do mar), acarreio sedimentar (*sediment apport*) e clima.

A tectónica e as flutuações eustáticas originam as mudanças relativas do nível do mar e controlam o espaço disponível para a acumulação de sedimentos (acomodação).

A tectónica e o clima controlam a quantidade e o tipo de sedimento depositado. Por sua vez, a tectónica, as flutuações eustáticas e o clima determinam a quantidade de espaços disponíveis para serem preenchidos por sedimentos.

Um horizonte sísmico pode ser entendido como uma superfície que separa duas camadas diferentes de rocha, onde tal superfície está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área. Um horizonte sísmico manifesta-se numa secção sísmica como uma série de eventos, caracterizados por um máximo ou mínimo (*peak* ou *trough*, respectivamente) de amplitudes sísmicas, que aparecem de forma consistente traço a traço. Os horizontes sísmicos também são chamados refletores.

Ao definir-se um horizonte (refletor sísmico) deve ter-se em conta as suas características tais como: continuidade, frequência e amplitude (Pelinganga, 2008).

A **continuidade** dos refletores pode-nos dar indicações sobre os aspetos deposicionais e fácies litológicas; a **frequência** que trata da distância entre dois refletores por unidade de tempo, pode-nos dar indicações sobre litologia e mudança de fácies; a **amplitude**, que está relacionada com o contraste de impedância acústica entre duas interfaces pode ser forte, média ou fraca e pode-nos dar informações sobre a litologia, porosidade e fluídos.



Para o processo de interpretação sísmica foram usados os seguintes dados:

- ❖ Cubo sísmico 3D PSTM, cobrindo uma área de aproximadamente 283Km<sup>2</sup>;
- ❖ Dados de poço (Gamma Ray, Densidade, Sónico).

#### **IV. 3. 1 Etapas de interpretação sísmica na área de estudo**

- ❖ Calibração sísmica;
- ❖ Interpretação estratigráfica;
- ❖ Interpretação estrutural;
- ❖ Construção de mapas estruturais no domínio de tempo.

##### **IV. 3. 1. 1 - Calibração Sísmica**

É uma das etapas da interpretação sísmica que consiste em correlacionar os dados da sísmica, em tempo, com os dados do poço, em profundidade.

Para o processo de calibração sísmica são necessários os seguintes dados:

- Localização dos poços à superfície;
- check-shots;
- Diagrafias (densidade, sónica e gamma ray, etc.);
- Cubo sísmico 3D.

##### **Localização do poço na superfície**

A localização do poço é definida pelas coordenadas da cabeça do poço à superfície e pela profundidade total (ou final) do poço (TD).

Para as coordenadas geodésicas neste caso de estudo, foi utilizado o Datum WG84 (Sistema Geodésico Mundial) em projecção UTM (sistema CAMS33°).

##### **Check-Shots**

Os “check-shots” são um tipo de aquisição sísmica feita ao longo do poço e pode ser de diferentes tipos, tais como, o walkaway, walkabove e o PSV (fig. 19).

A metodologia de aquisição feita diretamente no poço, usando o check-shot ou o PSV, é a mesma. A grande diferença é que o Check-shot apenas capta as ondas diretas enquanto o PSV, tal como o Walkaway captam tanto as ondas diretas como as refletidas. A vantagem na utilização de um ou de outro método reside na complexidade da zona onde esta localizada o poço e sobretudo nos dados que se pretende obter.

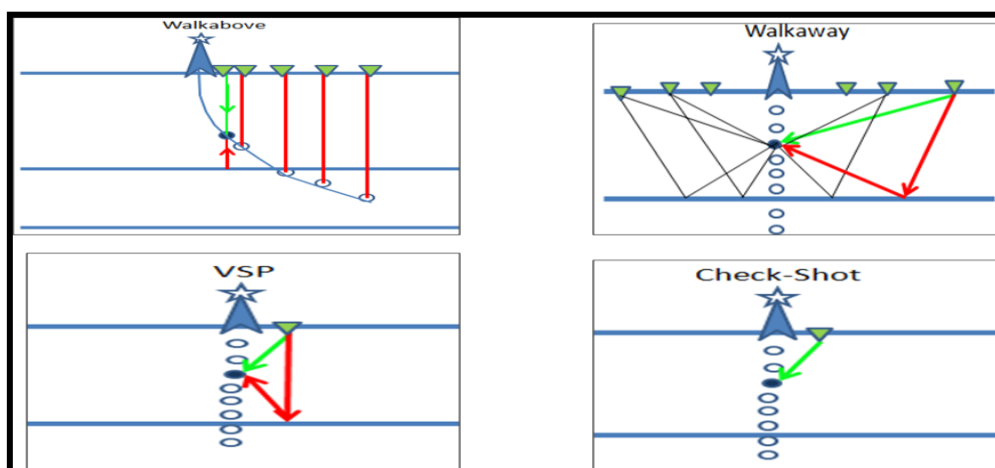


Figura 19: Ilustração dos diferentes tipos de aquisição ao longo do poço.

Os check-shots são feitos ao longo de toda profundidade do poço, permitindo aos geofísicos conhecerem o tempo e a profundidade exacta de cada registo. Estes dados permitem deduzir e assim integrar a velocidade média das camadas, isto é, fazer corresponder as velocidades das ondas-P, nas respectivas profundidades. Para isso, desce-se um geofone no poço até a profundidade requerida, gera-se uma onda na superfície relativamente próximo do poço e calcula-se o tempo que leva a onda a chegar ao geofone (eventualmente faz-se a correção devida á obliquidade do trajeto). É a geometria mais fácil de se usar e também é economicamente a mais viável, registando as primeiras chegadas da energia sísmica.

Trata-se de um tipo de dados muito importante para o processo de calibração da sísmica, por se tratar de dados reais vindo directamente do poço, que servem para a certificação dos valores da velocidade em profundidade.

Na ausência dos perfis de check-shots, podemos usar o modelo de velocidade determinado pela análise de velocidades, durante o processamento dos dados sísmicos.

### .Diagrafias (densidade, sónica e gamma ray)

São operações contínuas de registos geofísicos em profundidade, com objetivo de determinar as características das formações atravessadas pelo poço, e o comportamento do fluxo de fluidos no seu interior (Petrobras, 2004). Estas características podem ser de natureza física, tais como resistividade, radioatividade natural das formações, condutividade, velocidade dos fluidos, densidade.

O valores das curvas de diagrafias variam de acordo com o tipo de litologia e do fluido contido nos poros dos materiais litológicos (tabela – 2).

De referir que a densidade, por se tratar de uma diagrafia com elevado custo, normalmente não é feita ao longo de todo o poço, mais sim nas zonas que se julgam de interesse.

Dentre os métodos de avaliação das formações geológicas que contêm hidrocarbonetos, os métodos de diagrafias são considerados como os mais económicos por assegurarem uma quantidade de informações adequadas para a descrição completa das características das formações geológicas atravessadas pelo poço de perfuração. As principais diagrafias usadas para a calibração sísmica são:

- A Diagrafia Sónica Compressional (DTCO);
- A Diagrafia de Densidade (RHOB);
- E a Diagrafia *Gamma Ray* (GR).

Tabela 2: Indicação simplificada do tipo de litologia e de fluido segundo a variação dos valores das curvas de diagrafia.

Gamma Ray	Densidade (Rhob)	Resistividade	DTCO (Sónico)
Alto: Argila Xistosa	Alta: Rocha impermeável	Baixa: Água	Alta: água
Baixo: Areias	Baixo: Rocha porosa	Alta: Óleo	Baixo: Óleo

### Sismogramas Sintéticos

Um sismograma sintético é um traço sísmico calculado a partir dos dados do poço, utilizando os coeficientes de reflexão convoluídos pela onda-fonte sísmica (*wavelet*). O modelo geral de convolução, está representado na figura 20, onde a função reflectividade foi calculada com base nos dados do poço Sola – 1, e a *wavelet* extraída da própria sísmica criando um volume ao redor do mesmo poço (*wavelet* estatística)

A Convolução é uma operação matemática entre duas funções, que pode ser considerada como um processo de filtragem linear, em que uma das funções funciona como um filtro, e que permite obter uma terceira função que corresponde a uma delas filtrada pela outra. A convolução pode ser aplicada em quais quer duas funções no tempo, no espaço ou outras variáveis.

Por exemplo, a convolução pode ser usada para modelar a filtragem da energia sísmica através de várias camadas de rochas da Terra (Oilfield glossary) e para calcular sismogramas sintéticos, conhecida a sequência de reflectividade e a onda-fonte.

A forma matemática da convolução de duas funções, um filtro  $f(t)$  e uma série temporal  $x(t)$  é expressa pela seguinte equação:

$$y(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t - \tau)x(\tau)d\tau \quad \text{Eq. 1}$$

No domínio das frequências, a convolução é simplesmente o produto das Transformadas de Fourier de cada uma das funções, expressa pela equação (Teorema da Convolução):

$$Y(\omega) = F(\omega) * X(\omega) \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

$X(\omega)$  – é a transformada de Fourier da série de tempo  $x(t)$

$F(\omega)$  – transformada de Fourier do filtro  $f(t)$

$Y(\omega)$  – transformada de Fourier da saída  $y(t)$

$\omega$  - é a frequência angular

Para calcular os sismogramas sintéticos usou-se a seguinte equação:

$$\mathbf{x}(t) = \mathbf{r}(t) * \mathbf{s}(t) \quad \text{Eq. 3}$$

Onde:

$x(t)$  – sismograma sintético

$r(t)$  – sucessão de coeficientes de reflexão

$s(t)$  – Onda-fonte (wavelet)

### **Coefficiente de reflexão**

O coeficiente de reflexão expressa o contraste de impedância acústica entre duas camadas, ou seja é a relação entre a amplitude da onda reflectida e a amplitude da onda incidente na interface. Matematicamente é expresso pela razão entre a diferença da impedância acústica entre o segundo meio e o primeiro, e o somatório dessas mesmas impedâncias.

$$\text{Coeficiente de reflexao} = \frac{\text{Amplitude da onda reflectida}}{\text{Amplitude da onda incidente}} = \frac{V_2\rho_2 - V_1\rho_1}{V_1\rho_1 + V_2\rho_2}$$

Onde:

$V_1\rho_1$  – Impedância acústica do primeiro meio;

$V_2\rho_2$  – Impedância acústica do segundo meio.

A impedância acústica é a propriedade que um meio apresenta ao ser atravessado pelas ondas sísmicas. Esta propriedade depende da densidade do meio atravessado e da velocidade de propagação da onda nesse meio:

$$I = \rho * V \quad \text{Eq. 4}$$

Onde:

I – impedância acústica.

$\rho$  – Densidade

V – velocidade de propagação das ondas sísmicas no meio.

### **Determinação da Onda-Fonte (wavelet, ou impulso sísmico)**

A *Wavelet*, ou onda-fonte é o pulso acústico com duração limitada no tempo que se propaga nos meios, gerado pela fonte sísmica; corresponde igualmente à resposta básica de um único refletor. Os seus principais atributos são a sua amplitude, frequência e fase. Para o cálculo do sismograma sintético usando o software Hampson Russell, consideram-se dois tipos de *wavelet*: a *Wavelet* determinística e a *Wavelet* estatística.

#### ➤ ***Wavelet* determinística.**

A *wavelet* determinística é usada quando queremos calcular o sismograma sintético, mas os dados sísmicos não estão disponíveis, ou quando os dados sísmicos são de pouca qualidade. A vantagem da *wavelet* determinística é a possibilidade de a poder controlar. Quando se usa a *wavelet* determinística pode-se especificar a fase, a frequência e outros parâmetros. Porque a *wavelet* determinística é gerada artificialmente, é fácil determinar como ela convoluirá com a sucessão de refletividade a fim de produzir o sismograma sintético. Usar a *wavelet* determinística é a forma mais rápida de calcular o sismograma sintético, mas não é a melhor maneira de o calcular, pois ao usarmos a *wavelet* determinística somos forçados a fazer muitas suposições sobre os dados sísmicos, tais como o conteúdo de fase e de frequência.

#### ➤ ***Wavelet* estatística.**

A *wavelet* estatística permite determinar o conteúdo de frequência e de fase da *wavelet* original (onda-fonte) extraindo-a a partir dos próprios dados sísmicos, pelo que é mais

aproximada à realidade. A *wavelet* estatística é a melhor *wavelet* para calcular o sismograma sintético porque é a *wavelet* que melhor se conjuga com os dados sísmicos, por ser extraída da própria sísmica.

Uma vez conhecidos estes parâmetros já se está em condições de construir um sismograma sintético, que vai ser, como já referido anteriormente, a sucessão dos coeficientes de reflectividade, também designada por função de reflectividade, convoluída com o impulso sísmico (*wavelet*).

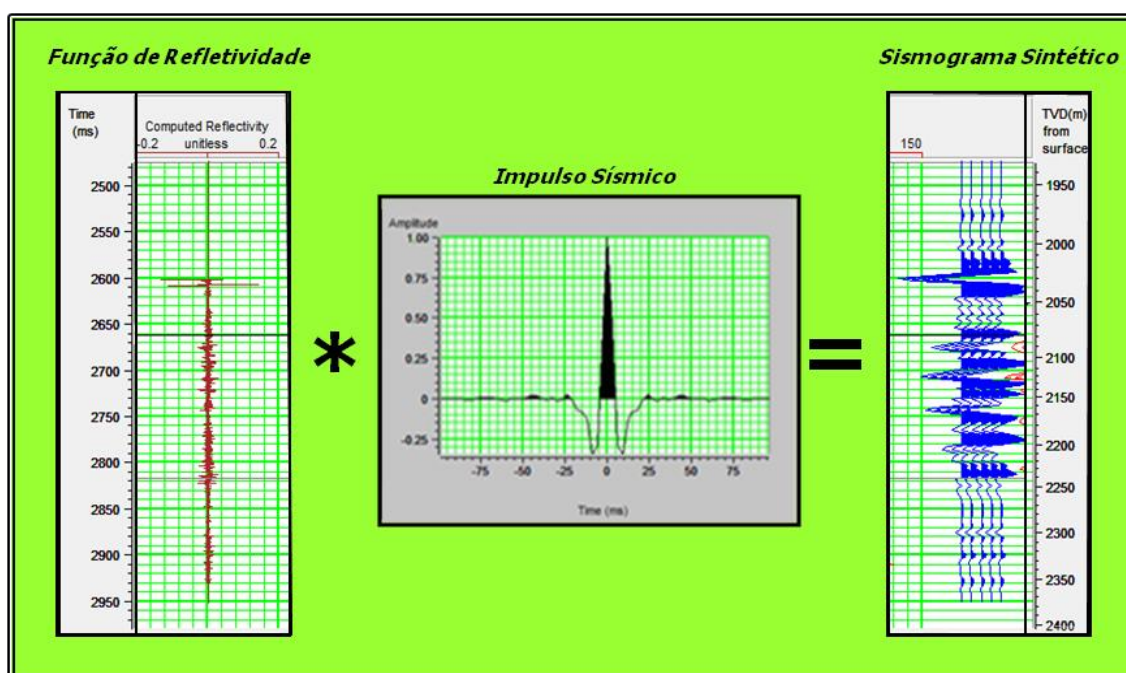


Figura 20: Modelo de convolução gerado com base nos dados utilizados (software Hampson-Russel).

Para este trabalho, fez-se a calibração sísmica dos dados dos poços Sola1 e Sola2 com a sísmica. Para tal, usou-se o log sónico (Velocidade das ondas P), a densidade, os *check shots* e a onda-fonte sísmica. A onda-fonte sísmica (*wavelet*) utilizada neste trabalho foi a estatística, visto que, esta foi calculada usando os dados da sísmica à volta do poço. O seu cálculo consistiu em criar volumes sísmicos menores nas zonas dos poços, seleccionando os intervalos de *inlines*, *crosslines* e tempo (em profundidade) que delimitam o poço.

Os resultados da calibração são avaliados por um coeficiente de correlação. Este coeficiente varia de 0 a 100%, sendo que zero significa que não há nenhuma correlação entre os dados sintéticos e a secção sísmica, e 100% significa que os dados estão completamente correlacionados.

Primeiramente integrou-se o sónico a partir do check shots (fazer corresponder as velocidades do sónico com a profundidade lida no check shots). Após feita a validação dos valores das velocidades das camadas, utilizando os dados da densidade obtida a partir do log de densidade, calculou-se, então a impedância acústica e o coeficiente de reflexão respetivamente. Para se gerar o sismograma sintético (traço azul), fez-se a convolução entre os valores de coeficiente de reflexão para cada interface entre camadas e a onda-fonte sísmica (*wavelet*). Posteriormente fez-se a calibração (correlação) com a sísmica, obtendo-se uma correlação de mais de 50% (figuras 21 e 22).

Nas figuras (fig. 21 e 22), podem ser identificadas sequencialmente, os check-shots, a velocidade das ondas P corrigidas, isto é, após integrar o check-shot. Esta integração consistiu em fazer corresponder os valores do sónico nas respetivas profundidades. Podemos ainda ver a densidade medida no log, pela qual foi multiplicado o sónico (velocidade), para nos dar a impedância acústica, a partir da qual foram calculados os coeficientes de reflexão. Como podemos observar na janela de correlação entre o sintético e a sísmica (traços horizontais de cor preta), que compreende a zona de interesse, há uma variação no valor das impedâncias acústicas o que é justificada pela variação do valor das velocidades das camadas. Esta variação, pode, por sua vez, ser justificada pelo preenchimento dos poros das rochas, ou a variação da presença de sedimentos muito ou pouco consolidados. Trata de uma zona de areias e argilas, tal como revelado pelos estudos geológicos e estratigráficos da bacia.



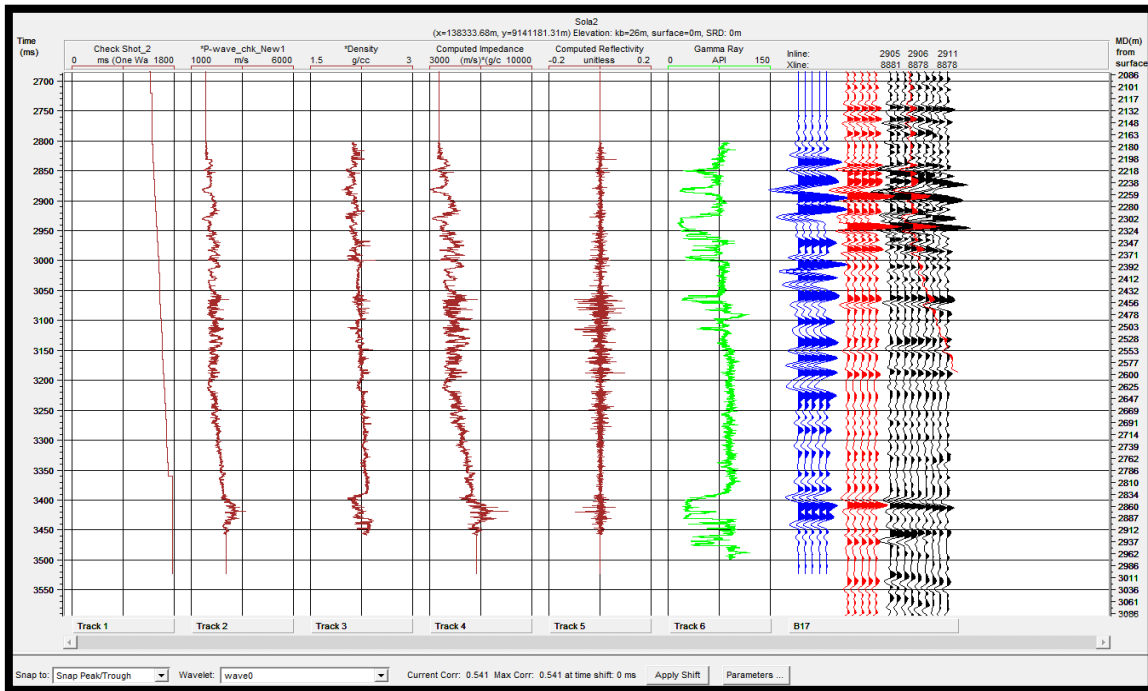


Figura 21: Calibração usando o poço Sola2, onde obteve-se uma correlação de 54%.

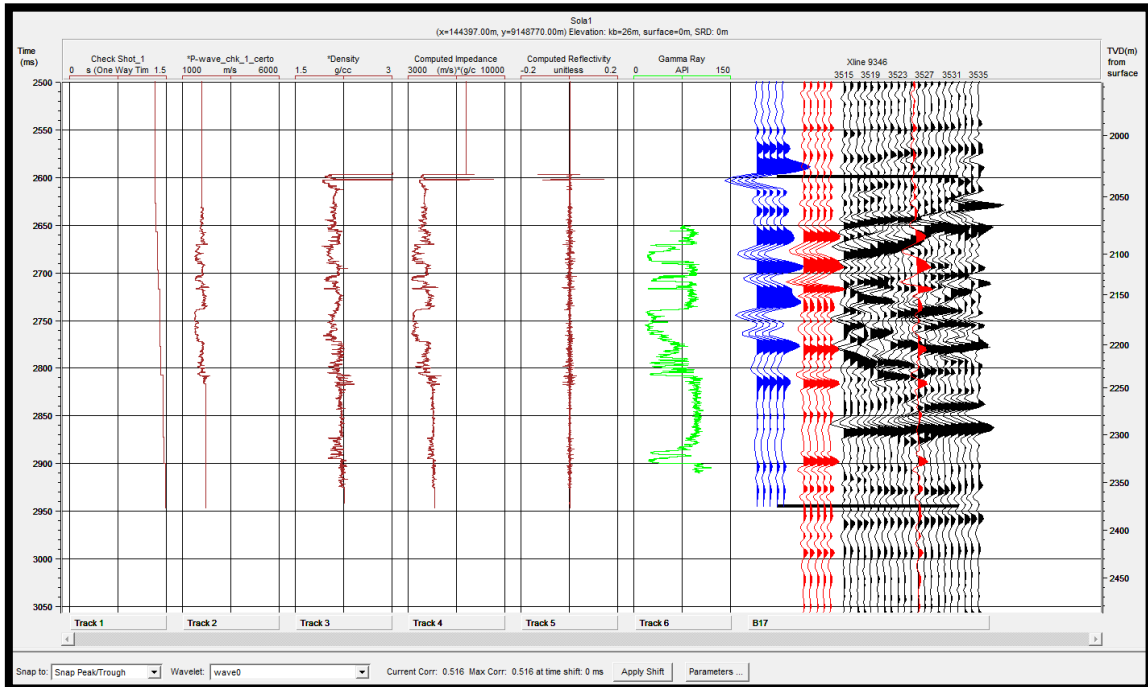


Figura 22: Calibração usando o poço poço Sola1, obtendo-se uma correlação de 52%.

A diagrafia *Gamma Ray* é muito útil, uma vez que com este parâmetro é possível identificar as zonas de argilas e de areias, com base nos valores da radioatividade

natural (as argilas são constituídas por elementos mais radioativos que as areias, pelo que, o seu valor nos intervalos de gamma ray, medido em unidades API, é maior).

Ambos os resultados aqui apresentados são satisfatórios para este trabalho, uma vez que estamos acima dos 50% de correlação. Estes resultados são amplamente dependentes da *wavelet* extraída.

A figura 23 mostra a linha sísmica com os poços carregados, representados pelas diagrfias de Gamma Ray.

Após feita a calibração da sísmica com o poço, efetuou-se a interpretação estrutural e estratigráfica.

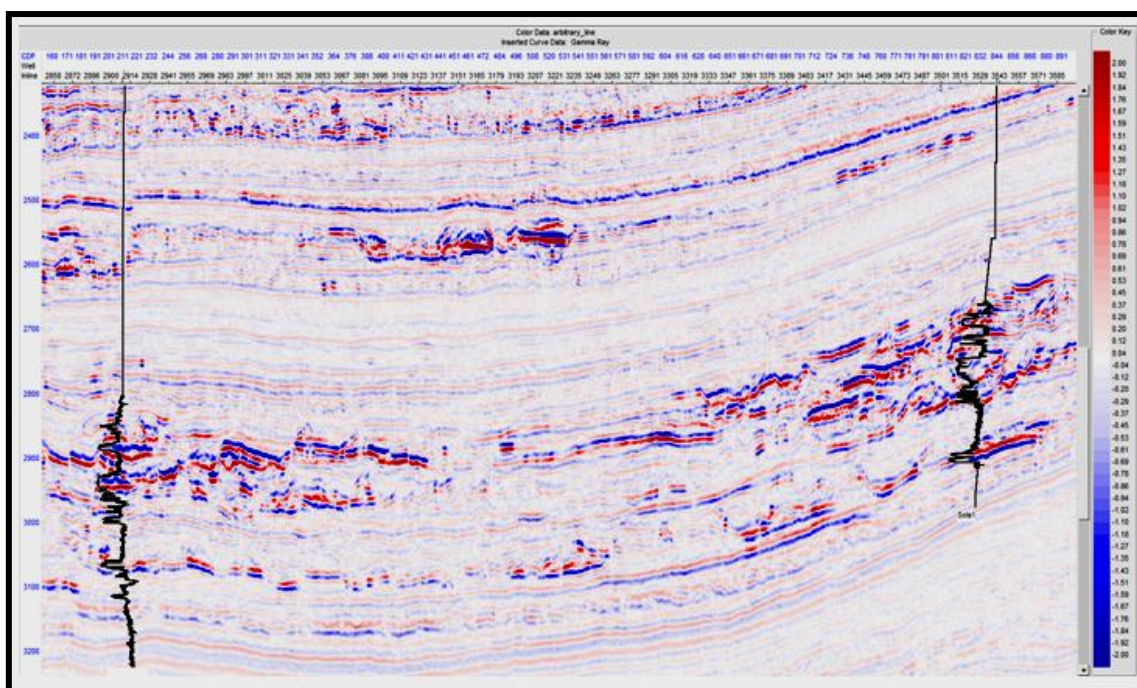


Figura 23: Linha arbitrária unindo os dois poços, após a calibração da sísmica e dados de poços.

#### IV. 3. 1. 2 – Interpretação Estratigráfica.

Para a interpretação estratigráfica, selecionaram-se dois horizontes, H1 do Miocénico médio e H2, do Miocénico inferior (ver Figuras 26), cobrindo a zona de interesse. Para

cada um dos horizontes a interpretação foi feita ao longo das “*Crosslines*”-SW-NE e “*Inlines*”-NW-SE, a um intervalo de 10 em 10.

Para a escolha destes horizontes, teve-se em atenção os reflectores com fortes amplitudes e contínuos, bem como os pontos de interceção entre as *crosslines* e as *inlines*, fazendo o *picking* nas proximidades destes pontos, com o objectivo de se evitar as mudanças de fase durante o rastreamento dos mesmos.

A escolha destes horizontes teve como objectivo delimitar a região da área de estudo onde foram identificadas fortes amplitudes, e características típicas de prováveis bright spots e/ou canais.

Para o rastreamento dos horizontes, seleccionou-se no início uma *inline* e uma *crossline* representativas. O rastreamento dos horizontes foi efectuado manualmente seguindo um intervalo de 10 em 10, onde o primeiro horizonte rastreado serviu de guia para a interpretação ao longo do cubo.

Começou-se por interpretar o Horizonte H1 (Figura 24).

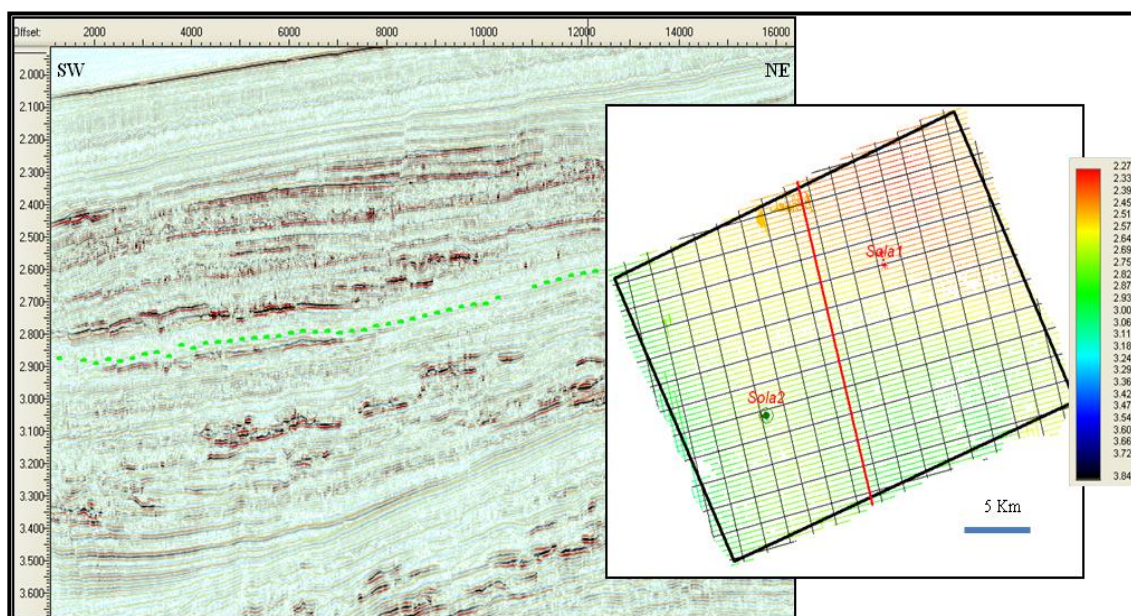


Figura 24: Secção sísmica com o horizonte H1 rastreado ao longo do cubo segundo uma inline e uma crossline.

A Figura 24 mostra, mapa das sementes (a direita), onde é possível acompanhar o desenvolvimento do *picking* (rastreamento) dos horizontes, onde podemos observar a variação de cores das zonas interpretadas. Na secção sísmica (à esquerda), observamos os pontos de interseção com as crosslines.

Para uma completa interpretação, após uma fase bem mais avançada do rastreamento dos horizontes, foi feita a interpolação, como mostra a figura 25.

O horizonte H2, foi rastreado seguindo o mesmo procedimento.

### **Interpolação**

Um outro conceito importante no campo da interpretação sísmica, mais propriamente ligado ao rastreamento de horizontes, é a interpolação. Trata-se de um processo através do qual, procura-se calcular o valor de uma variável em um ponto a partir dos valores de pontos próximos onde os valores dessa variável são conhecidos.

Em mapas topográficos convencionais a variável é a altitude do terreno. Desta forma se tivermos dois pontos com cotas conhecidas, podemos calcular os valores de todos os pontos intermédios a estes. Esta possibilidade baseia-se na premissa de que a variação da altitude entre os dois pontos ocorre uniformemente. Na realidade esta premissa apresenta um certo grau de incerteza, pois entre duas altitudes próximas o relevo pode variar de muitas maneiras. No entanto, admite-se que na escala em que se está trabalhando esta premissa seja válida, pois as variações de altitudes possíveis estarão todas dentro da margem de erro e da resolução do mapa. Esta premissa é tanto mais válida quanto mais próximas estiverem as altitudes dos pontos que estarão sendo usados para a interpolação (Dicionário Livre de Geociências de Eurico Zimbres, 2011).

No que respeita à interpolação dos horizontes sísmicos, o procedimento é o mesmo só que neste caso as cotas passam a ser valores de profundidade ou, mais frequentemente, de Tempo Duplo (tempo de ida e volta) correspondente às reflexões registadas.

A partir dos horizontes interpretados foi feita a interpolação desses horizontes (Figura 25) por meio do programa *Create Grid* com o objectivo de cobrir as zonas não rastreadas, isto é, para ter-mos um horizonte contínuo ao longo de toda a superfície,

uma vez que estes horizontes foram rastreados num intervalo de 10 em 10 linhas sísmicas.

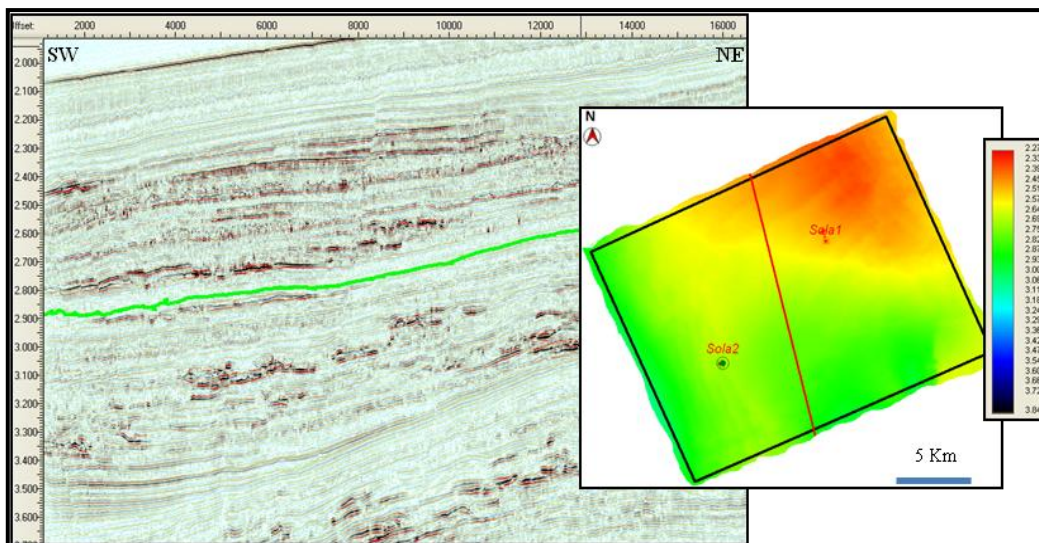


Figura 25: Horizonte topo, h1, após a interpolação.

Finalmente, ficou definido a zona de referência, como apresentado na figura 26, através da inline.

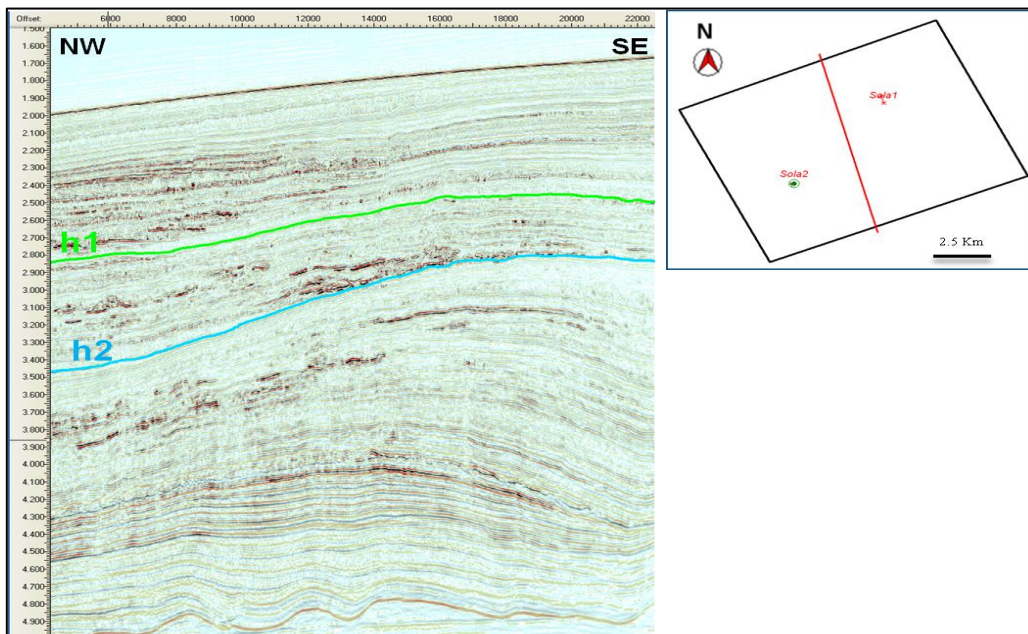


Figura 26: Resultado da interpretação estratigráfica representada através da inline 3250, à esquerda da figura. A direita está o basemap da área de estudo, onde a linha vermelha corresponde a inline.

### IV. 3. 1. 3 – Interpretação Estrutural

Nesta fase do trabalho, procedeu-se a análise minuciosa do cubo sísmico, para se evidenciar o padrão estrutural da região alvo, representando fundamentalmente as falhas.

Na interpretação estrutural da área de estudo, identificaram-se duas famílias de falhas principais (fig. 27).

Na proximidade do poço Sola-2 (à esquerda da linha sísmica), mais propriamente na parte Sudoeste da área de estudo, as falhas principais têm orientação segundo a direção NNW-SSE (fig. 27). Nas proximidades do poço Sola-1, mais propriamente na parte Nordeste da área de estudo, estão presentes duas famílias de falhas, umas seguindo a orientação NNW-SSE (cor de roa), e outras com orientação NE-SW (cor amarela) (fig. 26).

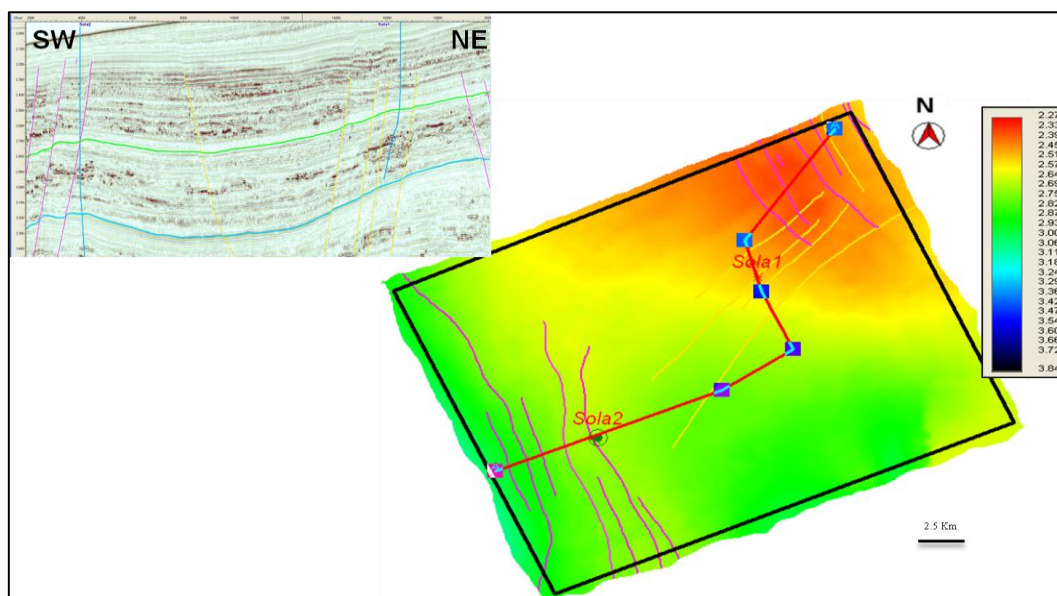


Figura 27: Basemap ilustrando o padrão de falhas interpretadas, onde podemos observar a distribuição de falhas. A secção sísmica à direita corresponde a linha sísmica arbitrária e está representada no mapa pela linha vermelha.

Com base no conhecimento geológico da área de estudo, primeiramente se terão formado as falhas normais com orientação NNW-SSE, devido a tectónica e as forças extensionais relativas aos movimentos das placas oceânicas. Com a continuação da tectónica salífera e movimentação das placas tectónicas, deu-se origem as falhas conjugadas (NE-SW).

O carácter estrutural e estratigráfico da bacia do Baixo Congo, é fortemente controlada pela tectónica salífera, e pela mudança de tensão. Isto é, além do campo distensivo, provocado pela separação dos oceanos e consequente movimentação do sal, também ocorrem forças compressivas, devido a formação de diápiros causados pela sobrecarga sedimentar nas camadas de sal. Este facto, poderá justificar a ocorrência da interceção a Nordeste da área de estudo (figuras 27).

#### **IV. 3. 1. 4 - Geração de mapas estruturais em tempo (TWT)**

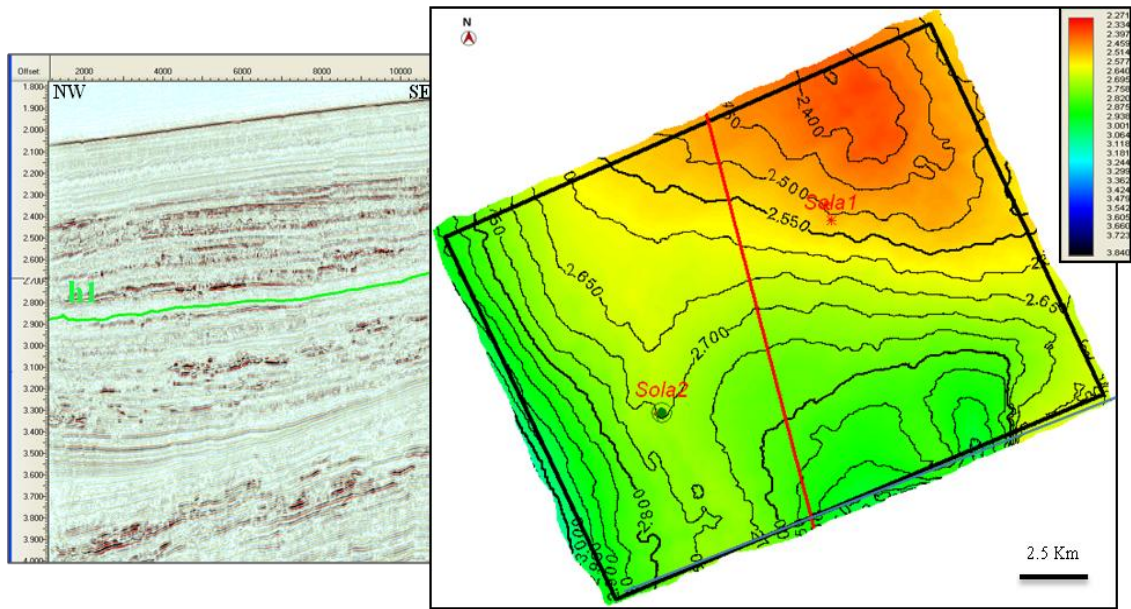
Após a interpolação dos horizontes, foram então gerados os mapas de isócronas (curvas correspondentes a igual tempo de ida e volta – TWT), onde se pode realçar a topografia dos horizontes rastreados (Figuras 28 e 29).

Relativamente aos mapas acima representados, figuras 28 e 29, a variação das cores, representa a topografia da área estudada, representando um tempo de ida e volta (TWT: Two-Way-Time) das reflexões, onde os tons a vermelho significam profundidades menores, e os tons azulados maiores profundidades, como nos mostra a escala de cores do canto direito da figura.

Através das curvas das isolinhas (isócronas) e também do mapa estrutural, podemos observar que os horizontes interpretados apresentam uma topografia variável, com altos e baixos (ver figura 28 e 29), situando-se os poços Sola-1 e Sola-2 nas zonas mais elevadas.

Fazendo corresponder a análise do mapa estrutural com a da secção sísmica vertical, podemos observar, segundo uma linha arbitrária que passa pelos dois poços (figura 26),

que a topografia é representada por um sinclinal na ligação entre os dois poços, que se situam a uma distância de aproximadamente 10Km entre si.



**Figura 28:** Mapa estrutural em tempo do horizonte topo H1, do Miocénico médio evidenciando os altos e baixos estruturais.



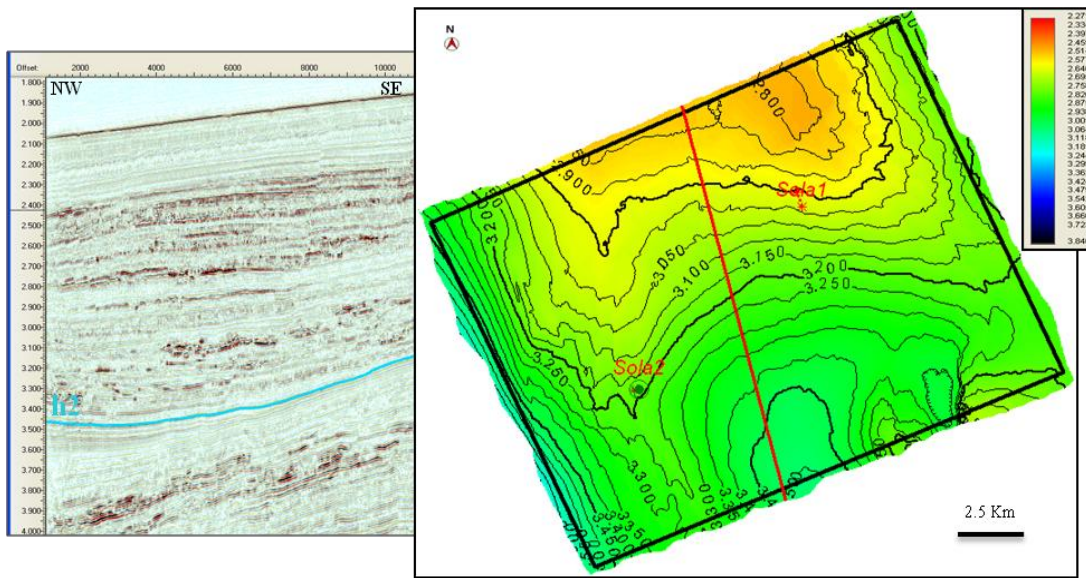


Figura 29: Mapa estrutural em tempo do horizonte Base, H2, do Miocénico inferior, onde são visíveis os altos e baixos. Com base na escala de cores (no topo do canto direito) e nas isolinhas a área de estudo apresenta uma topografia variável. Onde os pontos altos representam-se com a cor vermelha e os pontos mais baixos com a azul.

A figura 30, mostra-nos a topografia em 3D dos horizontes do topo (H1) e da base (H2) da zona de interesse rastreados, e a projeção dos poços utilizados para este estudo.

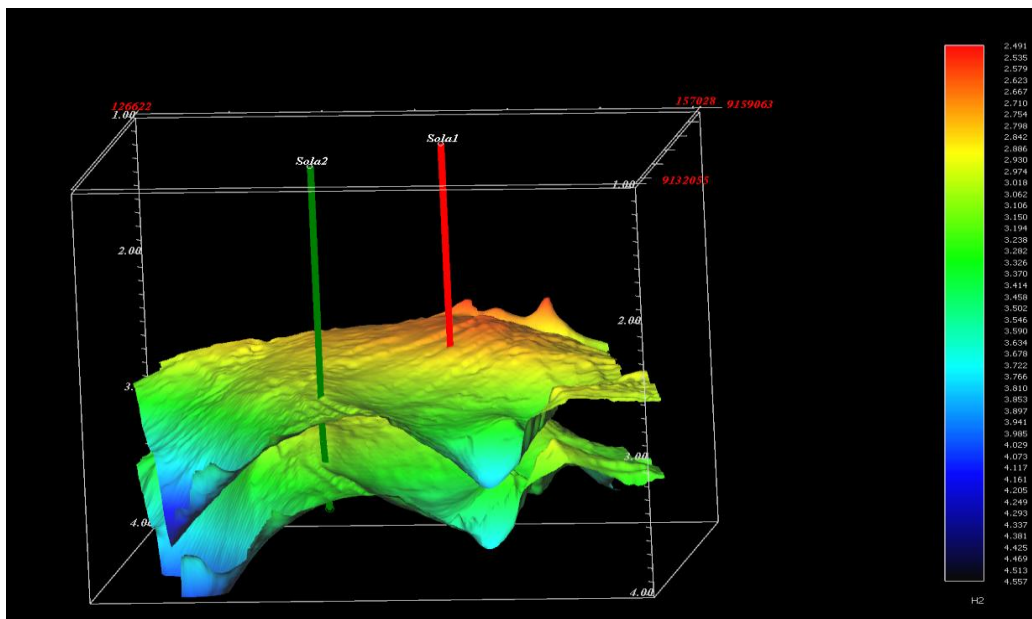


Figura 30: Projecção em 3D, dos horizontes H1 e H2, e os poços Sola-1 (vermelho) e o poço Sola-2 (Verde).

#### **IV. 4 - Atributos Sísmicos**

A interpretação sísmica, por si só, não nos permite geralmente, de forma clara, inferir sobre as características da sísmica da sub-superfície, tais como, falhas; zonas de camadas finas; a presença ou não de hidrocarbonetos, a identificação e/ou certificação de corpos que possam ter algum interesse, etc. Para um estudo completo de uma determinada área, é assim imperioso integrar os detalhes estruturais e estratigráficos obtidos na fase da interpretação sísmica com os resultados da análise de atributos sísmicos.

Para uma melhor compreensão deste trabalho, descrevem-se em seguida, de forma breve e resumida, alguns conceitos ligados aos atributos sísmicos, baseando-nos em Taner et al. (1979), Brown (2004), Azevedo (2009), e Chopra (2001; 2005)

##### **IV. 4. 1 - Generalidades sobre os atributos Sísmicos.**

Denominam-se atributos sísmicos a toda a informação retirada a partir dos dados sísmicos de modo a permitir, uma melhor visualização e/ou quantificação de características importantes para a identificação e interpretação de estruturas geológicas e reservatórios.

O uso de atributos sísmicos foi integrado na interpretação sísmica no início da década de 70 por Anstey (Chopra e Marfurt, 2007). Estes estudos foram desenvolvidos especialmente após a implementação da coloração das amplitudes das secções sísmicas, em 1971, por Balch (1971). Os estudos de Balch basearam-se na análise do espectro de frequência dos eventos sísmicos associados à variação da forma de onda com o tempo.

A proliferação do uso dos atributos sísmicos, dá-se no final da década de 70 e início da década de 80 e subsequentemente, quando Taner e Koehler, retomam os trabalhos iniciados por Anstey, no início da década de 70, e introduzem a análise complexa dos sinais sísmicos, o chamado sinal analítico (Chopra e Marfurt, 2007), que será tratada na secção **IV. 5. 3.**

#### IV. 4. 2 – Classificação dos atributos sísmicos

A classificação dos atributos sísmicos é um ponto para o qual não existe ainda um consenso. As várias classificações existentes pretendem catalogar os diversos atributos dependendo da técnica com estes são extraídos, mas principalmente do evento geológico que pretendem realçar/detectar, ou se são Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI's – Direct Hydrocarbon Indicators). No entanto, o cálculo de um atributo sísmico está profundamente relacionado com os dados de sísmica originais e deve ter em conta o contexto geológico da área em estudo, devendo os atributos ser usados com alguma prudência uma vez que o resultado final nem sempre é o esperado. O utilizador necessita de construir uma ideia do evento que pretender realçar, tendo em consideração toda a informação disponível, e então seleccionar e aplicar o atributo sísmico, ou conjugação de atributos, mais promissor(es).

Neste trabalho, baseio-me na classificação apresentada por Barnes (1997) e apresentado por Chopra e Marfurt, na obra *Attribute Review Paper - 75<sup>th</sup> anniversary of Society of Geophysics Society (2005)*. Estes autores referem que Barnes desenvolveu uma classificação dos atributos de traços complexos, dependendo da relação entre os diferentes atributos e dados sísmicos. Reconhecendo amplitude e fase como atributos fundamentais, a partir dos quais, todos os outros são derivados, os atributos são classificados como 1-D, 2-D ou 3-D; como tempo ou profundidade, e como Instantâneo ou Local.

Esta classificação tem sido uma tentativa de desenvolver uma compreensão intuitiva dos diferentes atributos e isso ajudou na aplicação dos atributos ou combinações de atributos em discriminar os recursos do subsolo (Chopra e Marfurt, 2005).

Os atributos podem ser calculados a partir de dados pré - empilhados (*pre-stack*), como é o caso dos atributos de AVO; ou a partir de dados pós – empilhados (*post-stack*), agrupando todos os outros possíveis atributos que possam ser extraídos dos dados sísmicos. Neste grupo incluem-se os atributos instantâneos, também chamados de atributos de traços complexos e a inversão sísmica.

Independentemente de serem extraídos de dados *post* ou *pre-stack*, estes derivam basicamente, agrupados ou de forma independente, de três parâmetros fundamentais que compõem o traço sísmico: Amplitude, Frequência e Fase.

- *Atributos derivados da amplitude:* fornecem informações relativas aos parâmetros físicos da geologia de sub-superfície: impedâncias acústicas, coeficientes de reflexão, e efeitos de absorção e de velocidade. Estes parâmetros físicos fornecem muitas vezes informações relativas à geologia estrutural ou funcionam como DHI's;
- *Atributos extraídos da fase:* são vulgarmente utilizados para realçar a geometria e a continuidade dos reflectores sísmicos. Os atributos que se inserem neste grupo apresentam também bons resultados na interpretação da estratigrafia sísmica ou na interpretação dos sistemas deposicionais;
- *Atributos derivados da frequência:* são úteis na identificação e interpretação de eventos geológicos que causem fenómenos de absorção: eventos estratigráficos, falhas, ou fluídos no espaço poroso. Estes atributos são também úteis na previsão das propriedades de um reservatório. A sua combinação com atributos derivados das amplitudes permite a interpretação de camadas geológicas mas finas que muitas vezes são difíceis de identificar nos dados originais.

A escolha dos atributos sísmicos a utilizar num dado estudo, depende de vários factores, tais como:

- A escala de estudo (escala regional, escala de campo ou de reservatório);
- O domínio de aplicação do atributo;
- O Avanço do projeto (dados disponíveis);
- O modo de cálculo do atributo (dependendo das características sísmicas).

Neste trabalho, vou limitar os meus estudos nos atributos de traços complexos, também denominados por atributos instantâneos.

Com base no trabalho apresentado por White (1991), o uso em conjunto dos atributos instantâneos, ou parte deles, mostraram serem úteis na descrição de reservatórios, através de comparações entre os diferentes mapas de atributos obtidos. É com base nestas teorias que desenvolver-se-á a apresentação deste trabalho.

Para o cálculo dos atributos sísmicos foi usado o software Hampson-Russel. Trata-se de um software lançado em 1987 por Dan Hampson e Brian Russell e é usado nas mais diversas áreas de sísmica de exploração, fundamentalmente nos serviços de caracterização de reservatórios.

Este software apresenta duas formas de cálculo de atributos: em secção e em mapa (*horizons slice* ou *time slice* – secção horizontal).

Os atributos sísmicos em secção vertical permitem realçar o comportamento sísmico em profundidade dos reflectores, facilitando assim a interpretação estrutural e/ou estratigráfica dos diferentes corpos geológicos, unidades sedimentares e falhas presentes na área em estudo.

Os atributos sísmicos em mapa (secção horizontal), são calculados no cubo sísmico, para um tempo constante (*time slice*), segundo um horizonte, ou cobrindo uma determinada janela (*horizons slice*), com um intervalo de tempo selecionado, permitindo fazer uma interpretação espacial dos diferentes corpos geológicos ou estruturas presentes no horizonte ou intervalos de horizontes selecionados.

A figura 31, mostra as duas formas de apresentação das listas de atributos, com base na forma de cálculo, em secção ou em mapa.

A imagem a esquerda corresponde ao cálculo em mapa, onde primeiramente selecciona-se o algoritmo *create data slice*, apresentando-se a referida imagem. Posteriormente é

seleccionado o cubo do qual se pretende extrair os atributos, e seleccionar por sua vez os atributos que pretende calcular. De referir que podem ser calculados todos os atributos ao mesmo tempo.

Relativamente aos atributos calculados em secção, com base no icon *point vision* (olho), aparece-nos a imagem representada a direita, e daí seleccionar o atributo que se pretende calcular. De referir que só é possível calcular um atributo de cada vez.

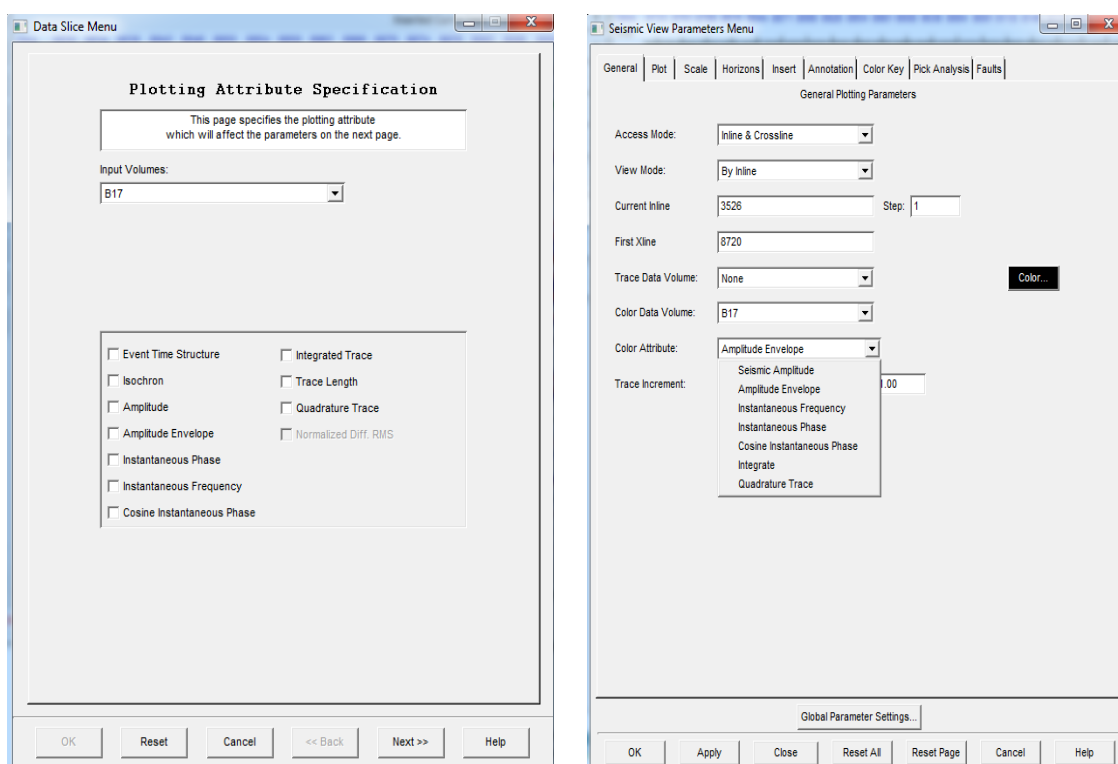


Figura 31: Llista de atributos disponíveis no software *Hampson-Russell*. Tanto na forma de cálculo do atributo em mapa (*horizons slice ou time slice* – secção horizontal) (a esquerda), como, em secção vertical (a direita).

Nestes atributos estão incluídos os atributos de traços complexos, também designados por atributos instantâneos, que foram primeiramente descritos por Taner et al. (1970).

#### IV. 4. 3 – Atributos de traços complexos

Os atributos sísmico calculados a partir da análise dos traços complexos é resultado do trabalho desenvolvido por Taner et al. (1979). Estes autores demonstraram os benefícios em analisar os traços sísmicos convencionais como um sinal analítico composto por uma parte imaginária [q(t)] e uma parte real [r(t)], onde a parte real é o próprio traço sísmico e a parte imaginária é calculada a partir da parte real utilizando Transformada de Hilbert (Bracewell, 1978; Taner *et al.*, 1979).

A Figura 32 mostra a representação gráfica do traço sísmico no plano complexo, ao longo do eixo do tempo. As componentes reais e imaginárias são representadas com base no sinal complexo de forma perpendicular (sendo a parte imaginária afectada de um *shift* de fase de 90°).

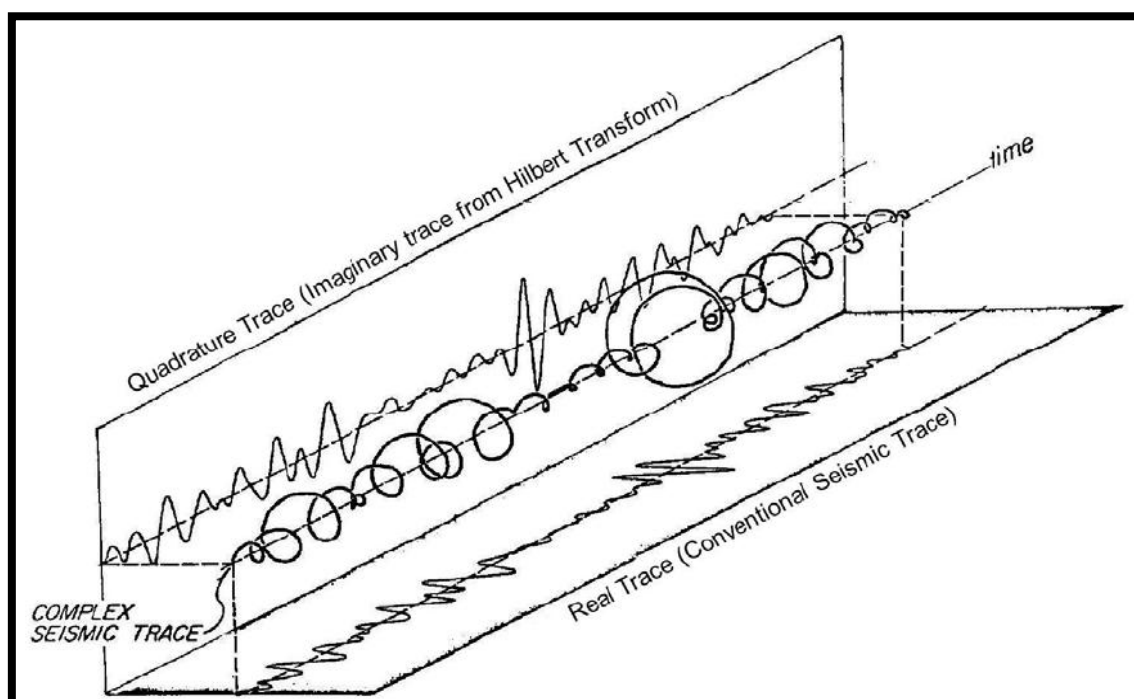


Figura 32: Diagrama de representação do traço sísmico complexo (Taner et al. 1989).

Matematicamente, o traço sísmico complexo é dado pela seguinte equação:

$$F(t) = f(t) + if^*(t) \quad \text{Eq. 5}$$

Onde  $f(t)$  corresponde a parte real do traço sísmico, e  $f^*(t)$  representa a componente imaginária (ou em quadratura).

A parte imaginária é calculada usando a transformada de Hilbert ( $H(t)$ ). Este operador, quando aplicado a um sinal complexo analítico, introduz um deslocamento de fase de  $(\frac{-\pi}{2})$ , para cada frequência positiva e de  $(\frac{\pi}{2})$ , para cada frequência negativa.

$$F_{HI} = H \{f(t)\} = \left(\frac{1}{\pi}\right) PV \int_{-\infty}^{\infty} \frac{f(\tau)}{t-\tau} d\tau \quad \text{Eq. 6}$$

Onde o parâmetro PV, Valor Principal de Cauchy, é um valor que permite a integração na presença de singularidades.

O sinal sísmico é normalmente expresso em termos de amplitude  $A(t)$  e de fase  $\varphi(t)$  dependentes do tempo. A parte real,  $f(t)$ , pode ser considerada como uma função de cosseno, e como as partes reais e imaginárias estão deslocadas de  $90^\circ$ , a componente imaginária ou complexa  $f^*(t)$ , pode ser considerada uma função de seno.

$$f(t) = A \cos(\omega t + \varphi) \quad \text{Eq. 7}$$

$$f^*(t) = A \sin(\omega t + \varphi) \quad \text{Eq. 8}$$

Assim, o traço sísmico complexo, pode ser definido por:

$$F(t) = A \cos(\omega t + \varphi) + i A \sin(\omega t + \varphi) \quad \text{Eq. 9}$$

Os traços sísmicos complexos são normalmente definidos num sistema cartesiano. No entanto, isso resulta em cálculos difíceis e complexos, levando a resultados não confiáveis. O método de Euler é uma alternativa para superar as complexidades de cálculo podendo a equação acima, ser expressa como:

$$F(t) = e^{i\omega t + \varphi} \quad \text{Eq. 10}$$



Com base nas relações de Euler (fig. 28), e utilizando os valores conhecidos de  $f(t)$  e  $f^*(t)$ , dois atributos podem ser directamente extraídos a partir da análise dos traços complexos:

- a) O **envelope**, que é o módulo do traço complexo, e
- b) A **fase instantânea**, que é o argumento do sinal complexo.

A análise sísmica de traços complexos permite uma separação natural entre a amplitude e o conteúdo de fase dos dados sísmicos, a partir dos quais, os atributos complexos instantâneos são calculados (Taner et al., 1979).

Esta nova forma de interpretação sísmica fornece informações adicionais a partir de uma componente normalmente escondida dos dados sísmicos (Taner et al., 1979).

Atributos sísmicos de traços complexos são atributos instantâneos calculados traços por traço. Os atributos básicos deste grupo são: O Envelope, a Fase Instantânea e a Frequência Instantânea.

O uso dos atributos de traços complexos neste trabalho, resultou do facto destes serem bons indicadores de características estruturais, tais como a continuidade dos reflectores, assim como estratigráficas, tais como falhas, e realçar bem os indicadores directos de hidrocarbonetos.

O método normal usado para representação gráfica dos atributos aqui seleccionados, envolve o uso de uma escala de cores, o que permite ao olho humano observar as mudanças mais subtis de amplitude sobre o gráfico de envelope amplitude e por sua vez permite que a fase instantânea seja legível.

Os atributos aqui apresentados foram extraídos tanto em secção, como em mapa, permitindo assim, inferir sobre as características da área de estudo.

#### **IV. 4. 3. 1 – Atributo de Envelope de Amplitude**

Também denominado de amplitude instantânea ou de intensidade de reflexão, é definido como a amplitude da energia sísmica total do traço sísmico num determinado instante e descreve o fluxo de energia na sub-superfície. A Energia instantânea total de todo o traço sísmico analítico, tanto da parte imaginária como da parte real. Fornece informações relacionadas com os parâmetros físicos da geologia de sub-superfície: impedâncias acústicas, ou seja, a reflectividade; bright sps, que são possíveis indicadores de hidrocarbonetos; diferenças de litologias; limites de sequencias sísmicas, etc. Estes parâmetros físicos fornecem muitas vezes informações relativas à geologia estrutural ou funcionam como DHI'S.

Calcula-se com base no módulo da parte real e da parte imaginária, isto é, pela raiz quadrada da soma dos quadrados das componentes reais e imaginárias.

Em ambientes com uma litologia lateralmente consistente, tanto os picos (peaks) e os vales (troughs) apresentam valores constantes de amplitude.

É com base neste princípio que qualquer variação nas propriedades das camadas são facilmente identificadas, permitindo assim realçar as diferentes litologias no intervalo de estudo.

O uso deste atributo na área em estudo, permitiu-nos identificar as mudanças na litologia, com base na variação dos valores do envelope de amplitude. Com base no conhecimento da geologia da área de estudo, podemos inferir que as fortes amplitudes, estão relacionadas com as areias com hidrocarbonetos, e as baixas amplitudes representam as argilas (fig. 33 e 34).

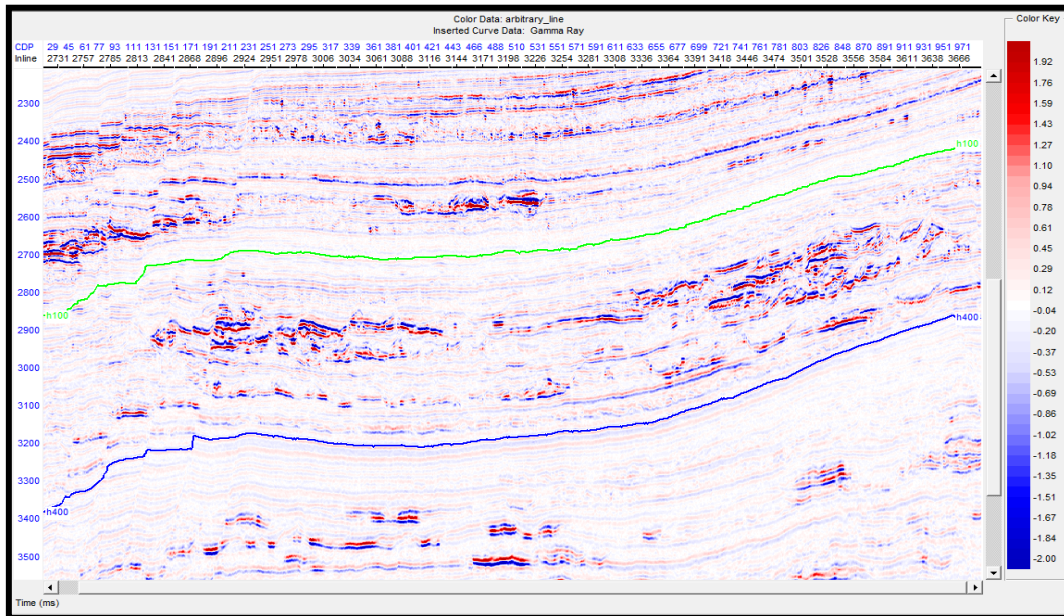


Figura 33: Linha sísmica original em amplitude, onde a informação é feita a nível de polaridade

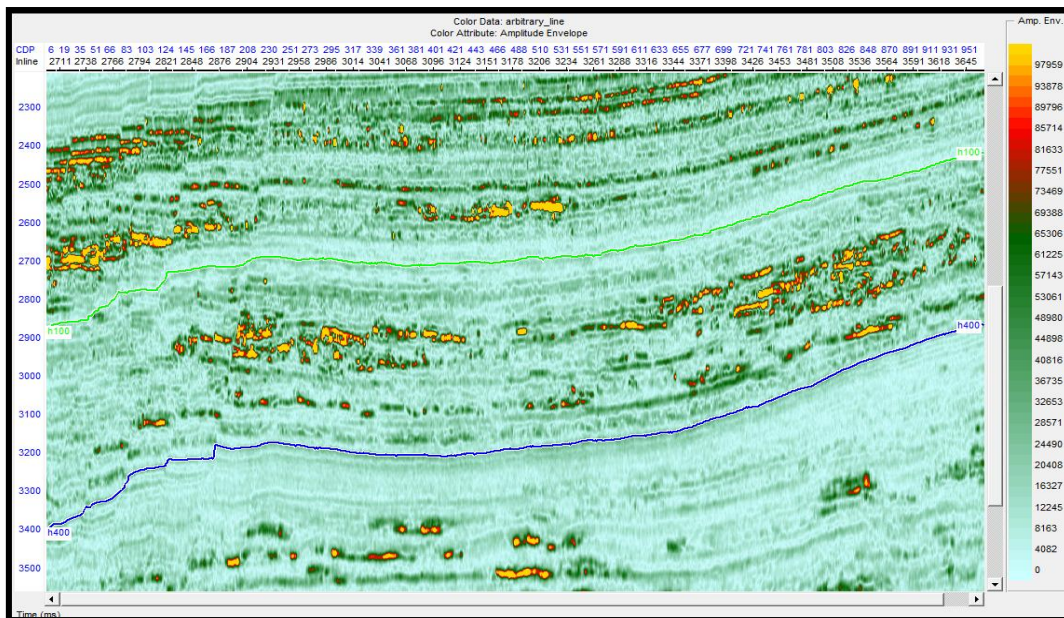


Figura 34: Linha arbitrária ilustrando a aplicação do Atributo de envelope de amplitude, evidenciando em secção (na vertical) a zona de interesse. Relativamente a zona delimitada pelos dois horizontes, as zonas com altas amplitudes correspondem a zonas com areias com hidrocarbonetos como foram confirmados com os poços efetuados nestas zonas e que foram de sucesso.

#### IV. 4. 3. 2 - Cosseno de Fase Instantânea.

Outro atributo de realce aplicado neste trabalho, é o *cosseno de fase instantânea*, que nos permitiu analisar a continuidade dos reflectores (fig. 35).

Trata-se de uma medida da continuidade da propagação da onda num meio. Em cada discontinuidade a onda sofre uma mudança de fase. O cosseno de fase instantânea enfatiza a coerência (continuidade/descontinuidade) das reflexões fornecendo um caminho para que os eventos fracos e fortes apareçam como uma força igual.

Matematicamente a fase é o inverso da tangente da razão entre a parte imaginária e a parte real, como podemos ver na equação a seguir:

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[ \frac{q(t)}{r(t)} \right] \quad \text{Eq. 11}$$

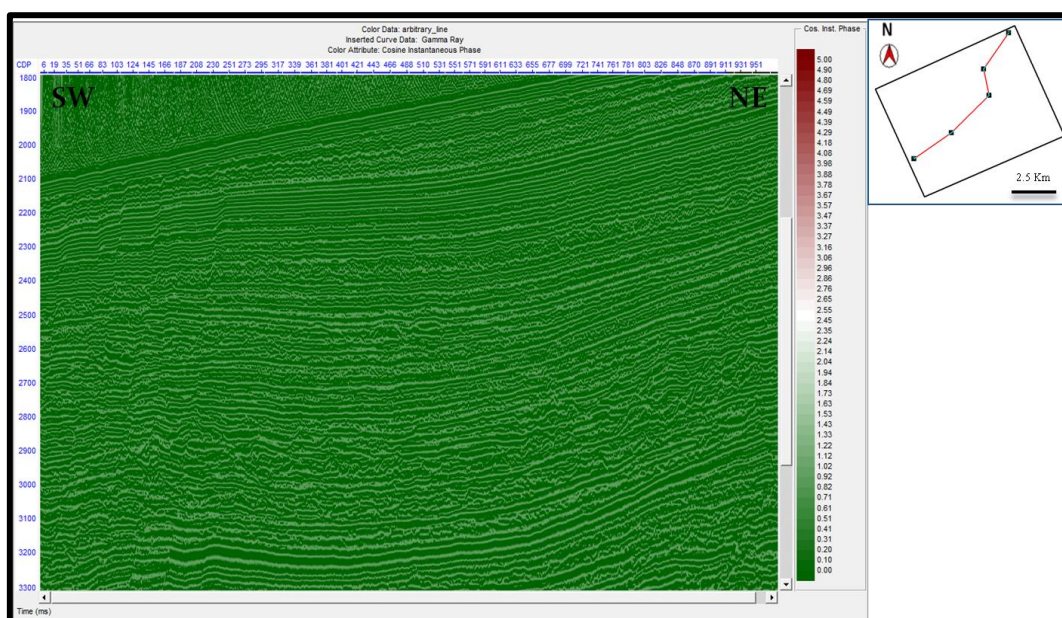


Figura 35: Cosseno da Fase Instantânea, evidenciando a continuidade dos reflectores.

#### IV. 4. 3. 3 – Atributo do Traço Integrado (Integrated Trace Attribute)

É a integração ou soma das amplitudes sísmicas nos traços sísmicos, isto é, a soma cumulativa dos valores de amplitude desde o topo ao fim do traço, entendido como somas sequenciais.

O uso deste atributo foi fundamentalmente devido ao facto de, entre os atributos instantâneos utilizados, ser o que melhor realça, em secção sísmica (na vertical), o padrão de falhas na área de estudo.

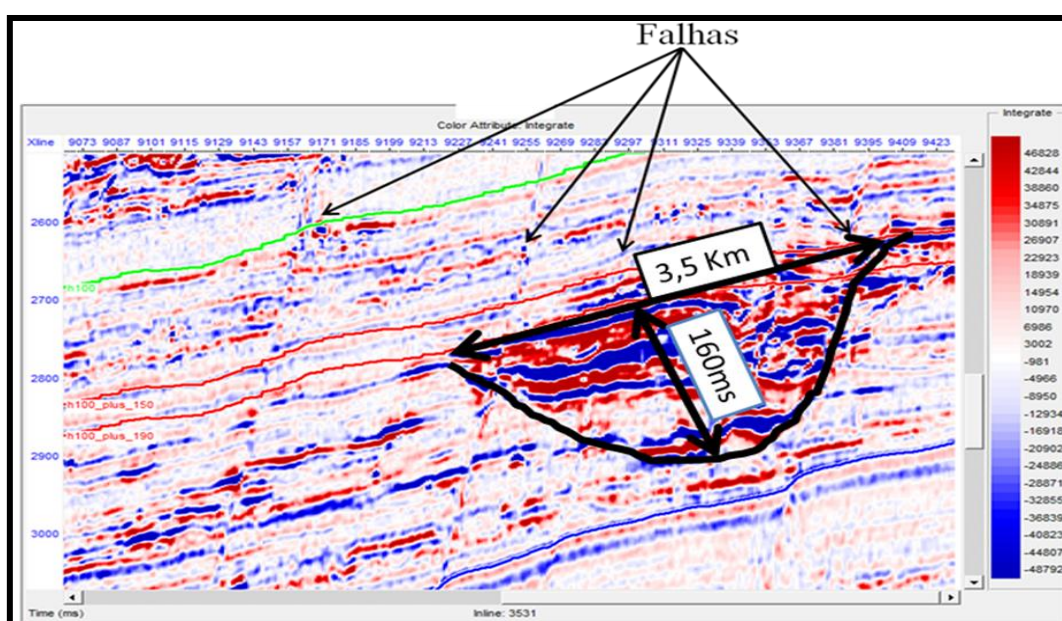


Figura 36: Realce de falhas usando o atributo de Traço Integrado.

Relativamente aos "horizons slices", foram extraídos os vários atributos possíveis, partindo de um horizonte de referencia, H1, cobrindo uma janela de 20 ms, até aos 140ms, a contar do horizonte topo (H1) para baixo, tendo-se identificando corpos sedimentares que possuem aspectos meandriformes em forma de canal.

Os atributos que melhor representaram estes corpos meandriformes foram as Amplitude RMS e o Envelope de Amplitude, sendo que, para este trabalho utilizou-se o atributo de Amplitude RMS, por ser o que melhor permite identificar estes canais (fi. 36).

#### IV. 4. 3. 3 – Amplitude RMS

É calculada como a raiz quadrada da média das amplitudes elevadas ao quadrado, encontradas dentro da janela de análise especificada para cada traço.

Como as amplitudes são elevadas ao quadrado antes de tirar a média, o cálculo de RMS é muito sensível para valores extremos de amplitudes.

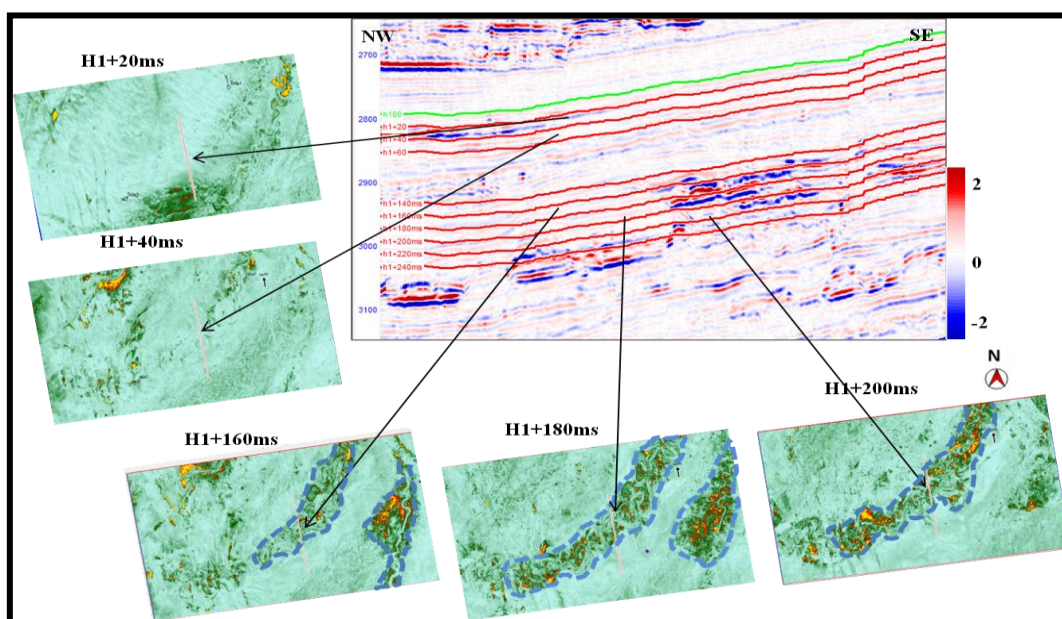


Figura 37: Evolução dos canais com o aumento do tempo (em profundidade) desde o horizonte H1. Na sísmica, podemos identificar a diagrafia de Gamma Ray e os horizontos slice separados a um tempo (em profundidade) de 20ms (Ver também anexos)

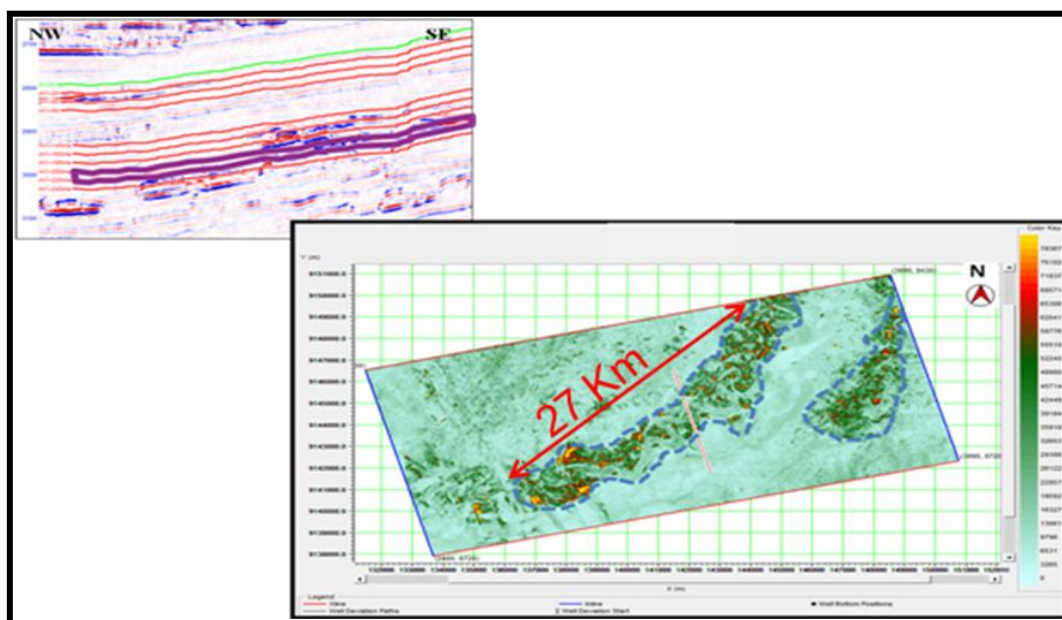


Figura 38: Horizonte em mapa do atributo de amplitude RMS, num tempo de (H1 + 180ms) com uma janela de 20ms, mostrando um canal meandriforme em planta, com a linha sísmica correspondente. Com base nas ferramentas do software Kingdom Suite, calculou-se uma extensão aproximada de 27Km.

Como podemos observar, com base no atributo de amplitude RMS, foi possível identificar em mapa, e delimitar um sistema de canais complexos (fig. 37 e 38), através do qual, encontram-se alocados os poços Sola1 e Sola2, usados como dados deste trabalho (ver também Anexos de 2 à 7).

A Amplitude RMS é uma medida da reflectividade acumulada em determinado intervalo. Com base nesta análise, foi possível, através da observação da distribuição em mapa dos valores médios a altos de amplitude, delimitar aproximadamente o sistema de canais. Foi por sua vez identificado um outro canal, em forma de lóbulo, á esquerda do mapa, que não será abordado, visto não ser objectivo do nosso estudo.

Usando as ferramentas do software, podemos verificar que o referido sistema de canais possui uma extensão aproximada de 27Km.

Através dos dados geológicos, sabe-se que a área de estudo é constituída fundamentalmente por intercalações de areias e argilas (formação Malembo do terciário). As areias são identificadas por possuírem altos valores de amplitude relativamente às argilas.

Com base no atributo de Envelope de Amplitude, foi possível identificar o padrão de falhas (Figura 39), anteriormente interpretada a partir da sísmica.

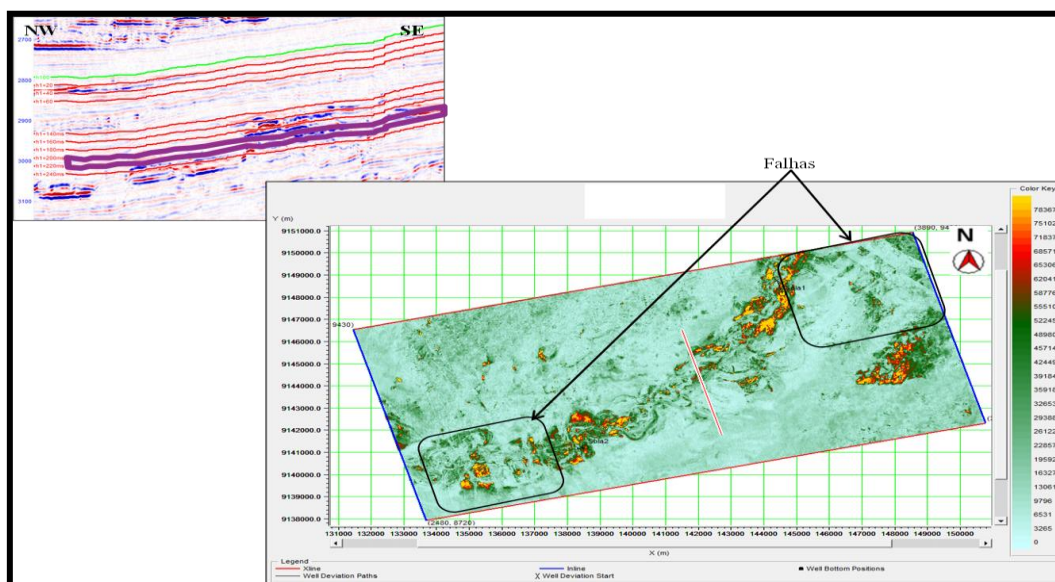


Figura 39: Atributo de Amplitude RMS, ilustrando a distribuição de falhas na área de estudo.

#### IV. 4. 3. 4 - Atributo de Frequência Instantânea

Calcula-se pela derivada da fase instantânea em função do tempo e independente da fase e da amplitude. Pode indicar continuidade de reflexões, ou em alguns casos, diminuição do conteúdo de frequências, presença de hidrocarbonetos ou fracturas.

Matematicamente é calculado pela seguinte expressão:

$$w(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \quad \text{Eq. 12}$$

Frequências abaixo de um reservatório de hidrocarbonetos é visivelmente diferente dentro dum espectro de frequências, na medida em que as frequências mais altas são rapidamente atenuadas. Assim examinando a atenuação de uma frequência específica,



pode-se produzir anomalias que possivelmente correspondam com a acumulação de hidrocarbonetos.

A figura 40, mostra o resultado do atributo extraído a partir do Horizonte H1+160 ms, com uma janela de 20ms. Fornece-nos informações sobre a morfologia dos canais, que é coincidente com os resultados obtidos com o atributo de Amplitude RMS, sendo que a zona de canal neste caso representada por baixos valores de frequência.

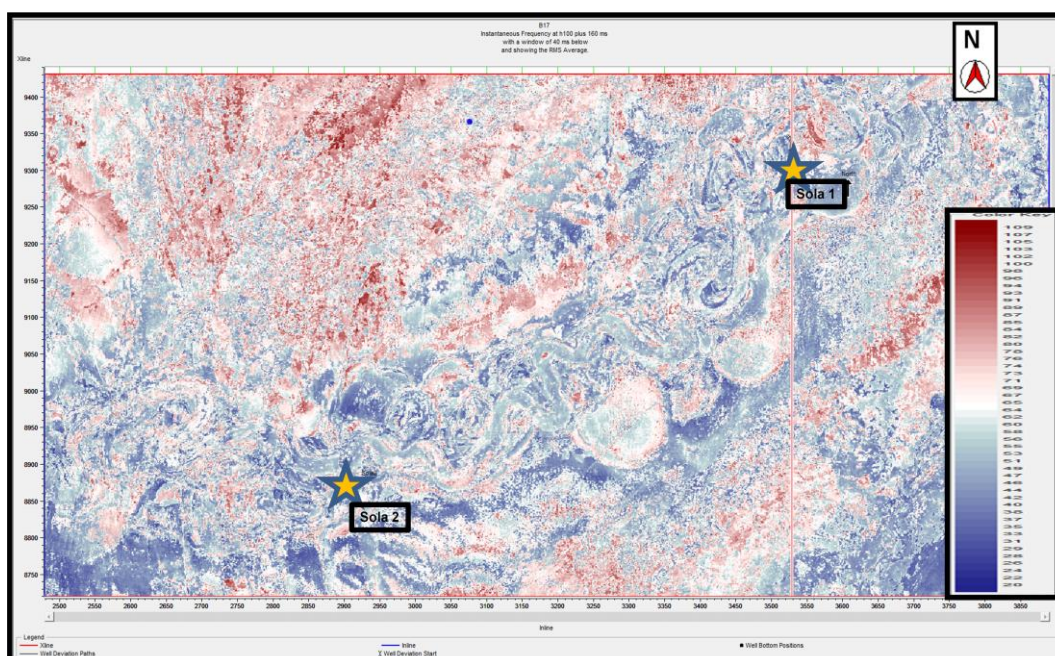


Figura 40: Mapa de atributo sísmico de Frequência Instantânea calculado a partir do intervalo entre os horizontes (H1+160ms) e (H1+180ms).

A geometria do canal identificada neste atributo deu-nos a indicação sobre morfologia existente no complexo de canais confinados, e serviu para realçar os diferentes sistemas de deposição que o complexo apresenta.

Durante a deposição destes canais, podem ocorrer mudanças no empilhamento dos diferentes canais, como podemos ver na figura a seguir.

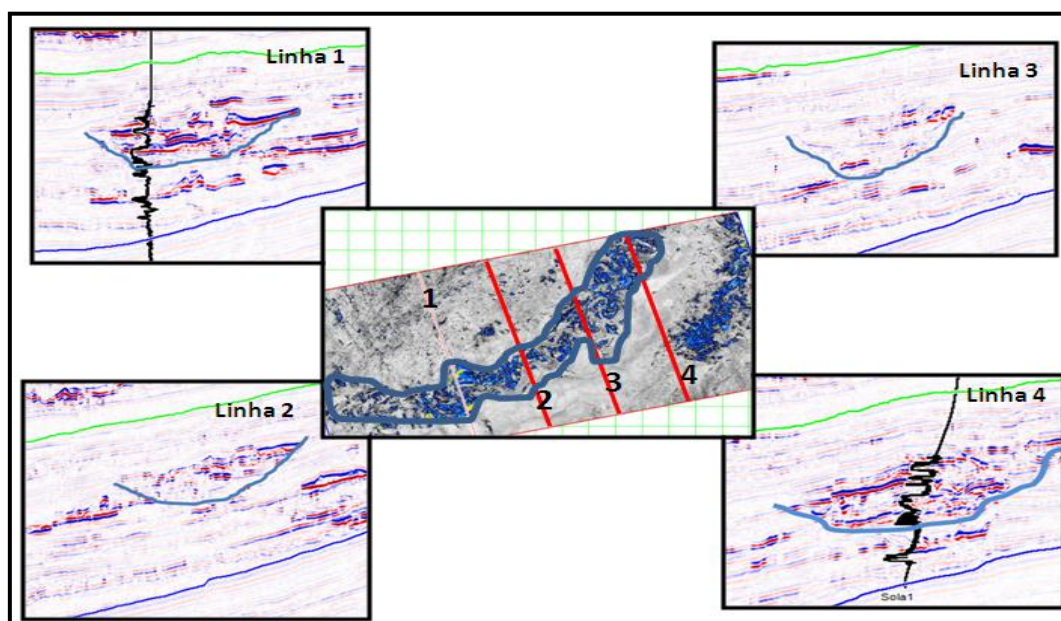


Figura 41: Linhas sísmicas ao longo do sistema complexo de canais mostrando a variação de empilhamento dos diferentes canais de ordem inferior. De referir que as linhas 1 e 4 referem-se as zonas de poços perfurados com sucesso, e estão marcadas com as diagragia de *Gamma Ray* (preto).

Estas análises são feitas tendo em atenção que a área de estudo é caracterizada geologicamente por depósitos sedimentares turbidíticos, que são compostos maioritariamente por argilas e areias.

#### IV. 5 - Análise de AVO

A análise de AVO/AVA é o estudo da variação da amplitude reflectida com o afastamento/ângulo fonte-receptor. A configuração básica de levantamentos sísmicos para análise de AVO é a secção (ou registo) de ponto médio comum CMP (Common Middle Point Gather) como mostrado na Figura 42.

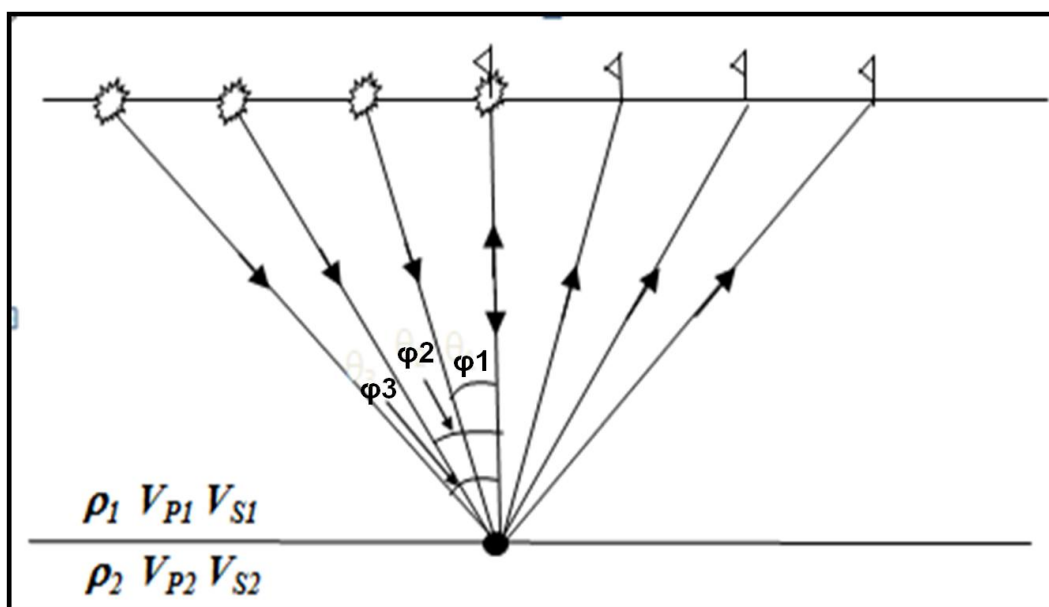


Figura 42: configuração CMP usada na análise de AVO.

Esta secção permite-nos que um mesmo ponto em profundidade possa ser coberto por diversas vezes, para diferentes offsets, permitindo aumentar a relação razão/ruído. Através de uma correção de tempo adequada (Normal Moveout), os traços configurados podem ser adicionados (stack), o que aumentará a energia refletida e reduzirá o ruído.

Geralmente, a amplitude registada decresce com o afastamento (offset). Na presença de gás ocorre, porém um acréscimo anómalo. A importância da análise de AVO como instrumento para a deteção direta de hidrocarbonetos reside nesse comportamento anómalo.

A análise AVO tem como objectivo fazer a interpretação da anomalia de amplitudes num contexto litológico e do tipo de fluido contido no espaço poroso.

O cálculo dos atributos de AVO é baseado na aproximação de 1ª Ordem da equação de Aki-Richards (STRATA – Seismic Inversion Workshop, 2010) usando dois termos, A (*intercept*) e B (*gradient*), como podemos observar na equação seguinte.

$$R(\theta) = A + B\sin^2(\theta) \quad \text{Eq. 13}$$

O *intercept* (A), representa o valor do coeficiente de reflexão para o ângulo de incidência, ou o afastamento (offset) entre o ponto de tiro e o receptor (offset) igual a zero. B (o gradiente) é o termo que introduz o efeito de AVO (fig. 43).

A equação de Aki-Richards prevê uma relação linear entre os picos, valores máximos (peaks), e os mínimos (throughs), com o quadrado do seno do ângulo de incidência.

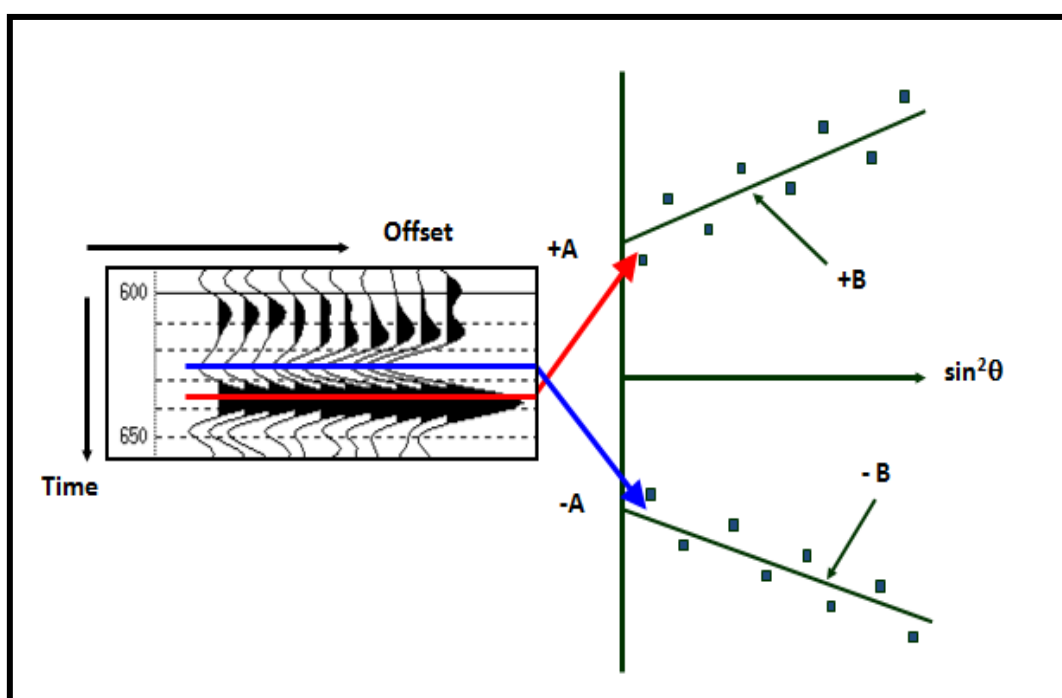


Figura 43: Atributos básicos de AVO (A e B), calculados através do gráfico entre a amplitude versus  $\sin^2(\theta)$ , onde o A denomina-se *intercept*, e representa o valor da reflectividade com ângulo de incidência ( $\theta$ ) igual a zero, e B denomina-se gradiente, e corresponde ao valor da reflectividade para diferentes ângulos ( $\theta$ ), isto é, define a taxa de variação da amplitude com o ângulo. (Fonte: STRATA – Seismic Inversion Workshop, 2010).

A utilização destes atributos de forma isolada, não fornece informações que nos permitam inferir sobre a geologia da zona em estudo; por esta razão, pode ser calculado o produto *intercept gradient*. Este atributo tem uma grande utilidade, pois permite-nos, inferir sobre a presença de areias saturadas em óleo ou em água.

O objectivo desta fase de estudo, foi analisar a resposta de AVO na zona dos poços. Para análise de AVO os CMP gathers (Registos de CMPs) são parte integrante, pois constituem dados de entrada (input) que permitem estimar o *intercept* (A) e o gradiente (B), que são obtidos através de uma regressão linear no gráfico de R (E) (valores de amplitude no domínio CMP) versus o quadrado do seno do ângulo.

O produto de AVO mostra uma resposta positiva no topo e na base do reservatório.

A Figura 44 mostra o resultado do cálculo do atributo do produto de “*intercept* e *gradient*”.

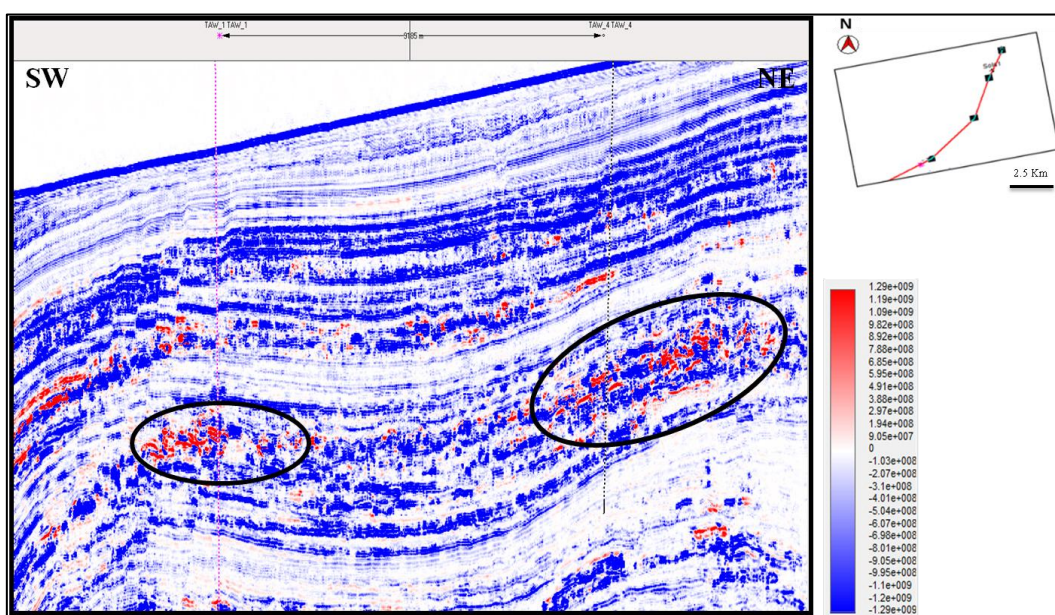


Figura 44: Linha arbitrária mostrando o resultado da aplicação do atributo de AVO Produto *intercept* e *Gradient*.

Como podemos observar, as zonas no interior dos círculos, representadas sobre os dois poços de referência, são marcadas por amplitudes positivas, e ladeadas por zonas de baixas amplitudes. Este resultado corresponde à resposta de zonas com probabilidades de existência de areias com hidrocarbonetos, onde a base e o topo do reservatório apresentam uma resposta positiva do produto *intercept* e gradiente ( $I \cdot G$ ).

#### **IV. 6 - Inversão Sísmica.**

O uso da inversão sísmica *post-stack* surgiu na década de 70, como uma técnica que veio dar um grande contributo no cálculo de atributos sísmicos em termos de impedância acústica. A inversão sísmica *post-stack*, também denominada por inversão das impedâncias acústicas, é importante quando se pretende obter informações sobre as mudanças laterais da litologia e informações sobre a porosidade. O seu cálculo consiste na conversão de um cubo de amplitudes num cubo de impedâncias acústicas.

A conversão dos traços sísmicos em impedância acústica foi inicialmente referida por Lavergne (1975) e Lindseth (1979). Eles usaram uma escala litológica de cores para evidenciar as variações que permitem avaliar as diferentes litologias.

A inversão sísmica ou desconvolução estratigráfica, é um processo que tenta realçar a resposta sísmica nas fronteiras geológicas (mudanças litológicas) e determinar as principais características das interfaces dos reservatórios.

Estes realces são conseguidos através da inversão de um cubo sísmico para um cubo de impedância acústica. A ligação entre estes dois cubos é a *wavelet* sísmica, que permite efectuar a desconvolução (Figura 45).

O objectivo fundamental da inversão sísmica é transformar os dados de reflexão sísmica em propriedades quantitativas da rocha. Isto implica o cálculo dos registos de impedância acústica em cada CDP.

Em comparação com as amplitudes sísmicas, os resultados da inversão têm maior resolução, auxiliando assim na interpretação dos dados e facilitando assim, na estimação das propriedades petrofísicas e estruturais das rochas.

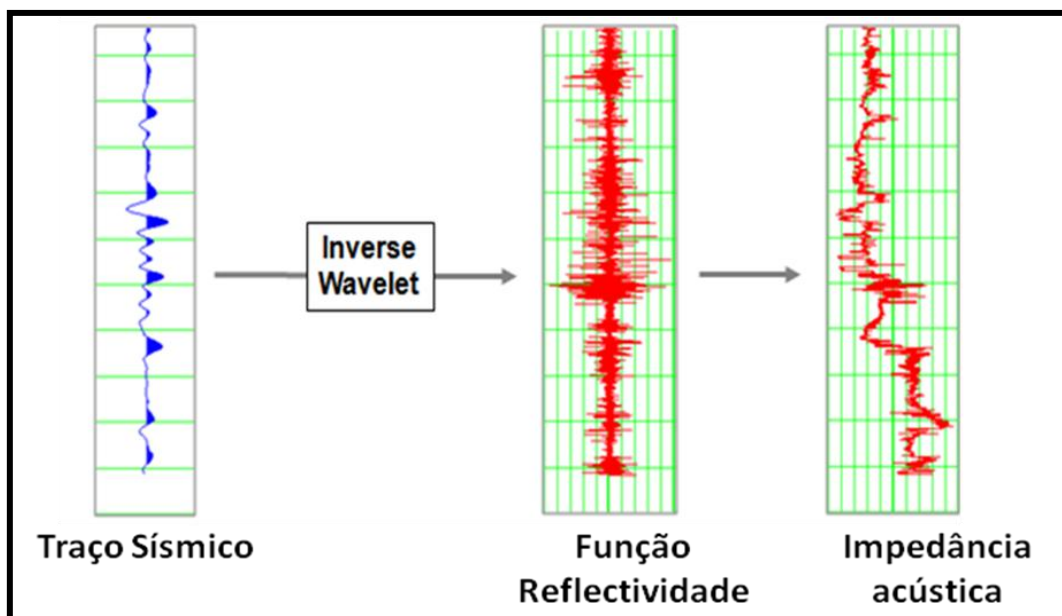


Figura 45: modelo de deconvolução. Nesta figura temos da esquerda para a direita, o traço sísmico (azul), que vai ser convolvido com a wavelet sísmica para nos dar a função reflectividade. A partir de processos iterativos, vamos obtendo os valores de impedâncias acústicas para as diferentes camadas.

Tradicionalmente, a inversão sísmica tem sido aplicada para dados *Post-stack* com o objectivo de extraír volumes de impedância acústica.

Recentemente, a inversão sísmica tem sido extendida para dados sísmicos *pre-stack*, com o propósito de calcular, não só volumes de impedância acústica, mais também volumes de impedâncias elásticas.

No software Hampson Russel, a inversão é apresentada em dois tipos: Inversão *post-stack* e Inversão *pre-stack*.

- ❖ **Inversão *Post-stack***, processo no qual são usados para o algoritmo de inversão dados migrados *post-stack em tempo*. Neste tipo de inversão, podemos referir os seguintes tipos:
  - ❖ Inversão recursiva (*Recursive Inversion*), também conhecido como inversão de banda limitada;

- ❖ Inversão baseada em modelo (*Model Based inversion*);
  - ❖ Inversão *Sparse Spike*;
  - ❖ Inversão "colorida" (*Colored Inversion*).
- ❖ **Inversão *Pre-stack***, neste processo de inversão são usados *pre-stack CDP gathers* migrados em tempo, como dados sísmicos. Neste tipo de inversão, podemos utilizar os seguintes algoritmos:
- Inversão Lambda-miu-rho (*Lambda-mu-rho (LMR) Inversion*);
  - Inversão Simultânea (*Simultaneous Inversion*);
  - Inversão Independente (*Independent Inversion*).

A ***Inversão Recursiva*** (ou *Bandlimited Inversion*) é a base de muitas das actuais técnicas de inversão, sendo também considerada a primeira metodologia desenvolvida para tal finalidade (Chopra, 2001). A teoria da inversão recursiva é baseada na equação que fornece os coeficientes de reflexão em termos da impedância acústica.

$$R_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad \text{Eq. 14}$$

Onde:

$Z_{i+1}$ : impedância acústica da camada  $i+1$ .

$R_i$ : coeficiente de reflexão da interface  $i$ , onde  $i = 1, n$ .

Sendo assim, a impedância acústica é obtida a partir do desenvolvimento da equação da refletividade. Usando um processo iterativo, e com base no conhecimento da impedância da primeira camada e o respectivo coeficiente de reflexão, a impedância acústica é então calculada com base na seguinte fórmula:

$$Z_{i+1} = Z_i \frac{1 + R_i}{1 - R_i} \quad \text{Eq. 15}$$



Pode-se observar na equação acima que, conhecendo a impedância acústica da camada (i), bem como o coeficiente de reflexão na base desta camada, pode-se então recuperar a impedância acústica da camada seguinte.

Assim, para se encontrar o valor da impedância acústica da n-ésima camada, aplica-se a seguinte equação:

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \frac{1 + R_i}{1 - R_i} \quad \text{Eq. 16}$$

A *inversão sparse spike*, ou *constrained sparse spike inversion* (CSSI), é outro método utilizado para a obtenção da impedância acústica. Por meio do algoritmo de inversão CSSI estima-se uma série de coeficientes de refletividade que se aproximam dos dados sísmicos originais usando para isso um número mínimo de pulsos (Debye & Riel, 1990).

A *inversão colorida*, do termo em inglês, *colored inversion* é a integração de traços, conseguida por meios da aplicação de técnicas de filtros espaciais no domínio de frequências, isto é, a convolução dos traços sísmicos com um operador especial.

O operador resulta da análise do conteúdo de frequência na zona do poço. Esta análise é feita através de um crossplot entre a amplitude e a frequência. O espectro de amplitude da diagrafia é comparado com o espectro da sísmica, onde são analisadas as frequências representativas. É uma modificação da inversão recursiva, que foi originalmente descrita por Lancaster e Witcomb, da BP, na convenção SEG de 2000. A equação em que se baseia esta técnica de inversão é a seguinte:

$$Z = O * S \quad \text{Eq. 17}$$

Nesta técnica de inversão, deve-se ter em atenção um operador (**O**), o qual é aplicado ao traço sísmico (**S**), para transformá-lo directamente no resultado de inversão (**Z**).

A vantagem do uso da Inversão Colorida reside na rapidez no cálculo relativamente aos outros algoritmos.

A figura 46, ilustra as etapas sequenciais de forma geral, para o cálculo da inversão.

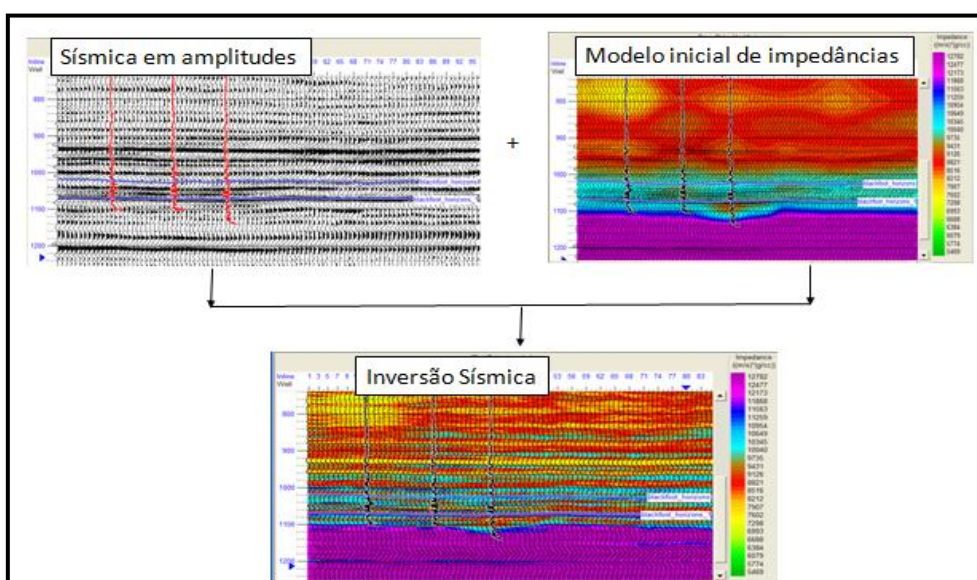


Figura 46: Representação sequencial básica do modelo de inversão sísmica, onde podemos identificar os horizontes previamente rastreados e os poços carregados (*Fonte: STRATA – Seismic Inversion Workshop, 2010*).

Com base nas pesquisas efectuadas, e tendo em conta a metodologia empregue neste trabalho, para a realização da inversão, definiu-se um modelo da estrutura da região com as seguintes informações: o modelo estratigráfico, definido pelos horizontes previamente rastreados e os poços carregados.

Fez-se posteriormente a interpolação dos dados dos poços e dos horizontes, seguido de um controle de qualidade de modo que os possíveis erros e anomalias possam ser corrigidos, evitando que os erros possam ser propagados para as etapas a seguir.

Uma vez o modelo pronto, podemos ver a representação de baixas frequências necessária para a constituição do modelo inicial de impedâncias acústicas. Este modelo de baixas frequências representa a tendência da impedância acústica na subsuperfície e é dependente da qualidade da interpretação e do número e da distribuição dos poços.

A etapa seguinte é a extração da *wavelet*. Esta consiste na extração, dos dados sísmico, uma *wavelet* que minimize a diferença entre os coeficientes de reflexão calculados a partir dos dados do poço e os obtidos a partir dos dados sísmicos obtidos na mesma posição dos poços. Esta *wavelet* calculada, possui uma amplitude representativa dos dados sísmicos e é inserida directamente no algoritmo de inversão ou usada de maneira explícita de modo a corrigir a fase do dado sísmico para fase zero. A etapa de extração da *wavelet* é realizada através de procedimentos de amarração entre os dados do poço e da sísmica.

No caso de não existirem poços (por exemplo na fase inicial do estudo de uma dada zona), pode-se considerar a *wavelet* como sendo estacionária e válida para todo o reservatório.

Apesar dos vários algoritmos de inversão aqui referidos, neste trabalho serão apresentados os resultados obtidos com a utilização da inversão "colorida" (*colored inversion*) - ver Figuras 48 e 49.

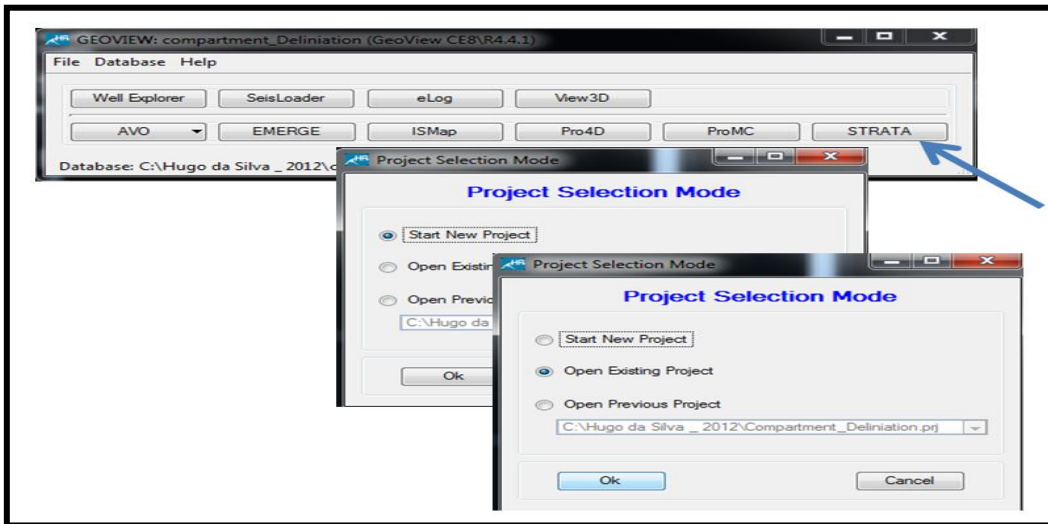


Figura 47: Formato de inicialização do cálculo de inversão no software Hampson Russel.

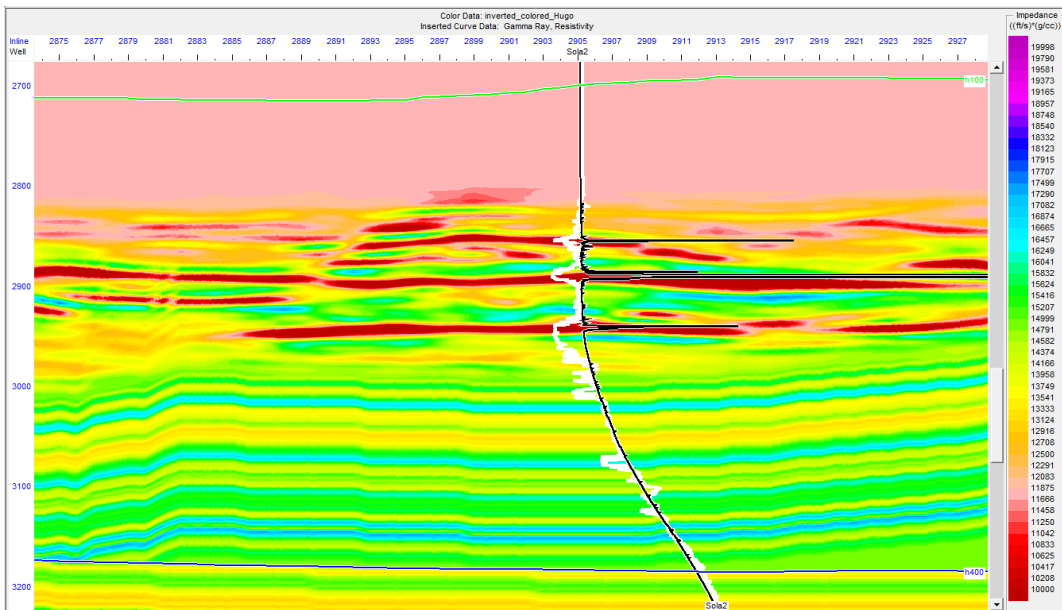


Figura 48: Seção de Impedância Acústica resultante da Inversão Colorida no poço Sola2. Nesta seção, podemos observar os logs de Gamma Ray (branco) e Resistividade (preto).

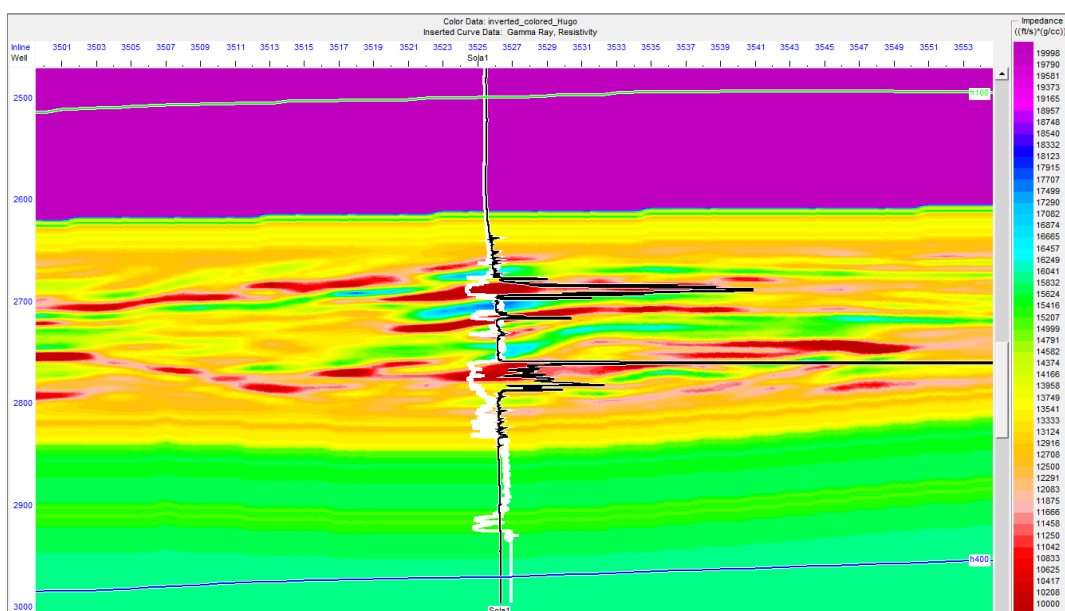


Figura 49: Seção de Impedância Acústica resultante da Inversão Colorida no poço Sola1. Nesta seção, podemos observar os logs de Gamma Ray (branco) e Resistividade (preto).

Analisando os resultados obtidos (figuras 48 e 49), as cores representam os valores de impedâncias acústicas, onde a sua variação, conforme a escala de cores, á direita da imagem, representa as baixas amplitudes na base e as altas no topo da mesma escala de cores.

O cálculo de inversão permitiu identificar variações laterais evidenciando diferentes corpos, e determinar a sua distribuição e geometria. As estruturas apresentadas em seção (na vertical) são estreitas e alongadas, assemelhando-se em mapas a canais fluviais meandriformes.

Também podemos observar *pinch-outs* laterais (afinamento lateral) dos pacotes identificados como possíveis reservatórios, como é característico de zonas de depósitos turbidíticos, confirmando assim, as características da zona de estudo.

Estas análises e interpretações foram confirmadas com o auxílio das diagrfias de raios gama (gamma ray; em cor branca) e resistividade (cor preta), apresentados nas figuras 48 e 49. Os baixos valores de gamma ray e os altos valores de resistividade, estão associados a reservatórios de hidrocarbonetos.

## Capítulo V – Conclusões e Recomendações

Dos diferentes atributos sísmicos utilizados neste trabalho, destacam-se os atributos de amplitude de envelope, amplitude de RMS, o cosseno de fase instantânea e frequência instantânea.

Relativamente a análise das amplitudes, esta revelou que as áreas onde possuem poços, apresentam uma maior concentração de amplitudes variando de médias a altas. O contraste entre estas áreas e os limites vizinhos, permitiram fazer a delimitação de um sistema complexo de canais, do qual estão localizados os poços (Sola1 e Sola2) usados como dados deste trabalho.

Estes resultados foram coincidentes com os resultados do atributo de frequência instantânea.

Relativamente à estrutura delimitada, possui uma extensão aproximada de 27Km.

Na sísmica, a “espessura” observada é de cerca de 160ms (TWT), tempo que corresponde à dimensão de instalação do canal. Lateralmente, o canal é confinado, aproximadamente, com uma largura de cerca de 3.5km (Figs. 48 e 49). Estes valores foram obtidos usando as ferramentas do software *Kingdom Suite*.

Como se pode observar, a partir dos atributos em mapa, é possível não só mapear, como facilmente discernir a complexidade dos canais aí existentes.

Os resultados dos atributos de AVO (produto *intercept* e *Gradient*), foram coincidentes com os resultados obtidos directamente do poço, sendo que as zonas dos poços, estão representadas por fortes amplitudes, de referir que as mesmas (fortes amplitudes) também se observam em zonas vizinhas do canal, pese embora as mesmas poderão não revelar a presença de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos (nas zonas vizinhas) economicamente viável para exploração.

A inversão sísmica permitiu-nos neste estudo identificar e delimitar a geometria dos diferentes pacotes de areia com hidrocarbonetos, marcado pelos baixos valores de impedância acústica.

E com a ajuda das diagrfias de Gamma Ray e Resistividade podemos identificar 3 pacotes de areia em cada poço, onde o cálculo da sua extensão depender de estudos de reservatórios.

De referir que ao longo do canal, não foi possível identificar novas zonas com probabilidade de conter hidrocarbonetos economicamente rentáveis, apesar de terem sido observadas zonas com características semelhantes do ponto de vista de amplitude, ao longo de todo o canal.

Baseado nos estudos aqui apresentados, e para um estudo mais avançado, recomenda-se a utilização de atributos como cubo de coerência, por permitir melhor resultado na análise estrutural, como é o caso das falhas, visto que nos permitem identificar falhas de pequenas dimensões.

Outro atributo que se recomenda é a decomposição espectral, pois permite analisar com maior detalhe o conteúdo de frequência na sísmica. Elaborar uma janela deste atributo sísmico, fornece meios para investigar características sísmicas que refinam verdadeiramente uma dada frequência, em detrimento da frequência Instantânea.

## Glossário

**Anticlinal:** Dobra com concavidade voltada para cima, abrindo-se para baixos sendo o núcleo formado por rochas estratigraficamente mais antigas.

**Areia:** substância mineral, granulosa proveniente da erosão das rochas, com granulometria compreendida entre 1/16 a 2 mm.

**Arenitos:** Rochas sedimentares que resultam da compactação e litificação das areias, constituída predominantemente, por fragmentos de quartzo cimentados por sílica, óxido de ferro, carbonato de cálcio.

**Argila:** Sedimento detrítico friável cujo grão apresenta diâmetro compreendidos entre 0,000975 mm a 0,0039 mm., constituído por silicatos hidratados de alumínio. (v. Wentworth scale).

**Argilitos:** são rochas sedimentares maciças compactas, sendo compostas por argilas litificadas, isto é argila compactada.

**Armadilha:** Estrutura geológica que impede a migração dos hidrocarbonetos com vista a sua acumulação e preservação, e pode ser do tipo estratigráfica, estrutural ou combinada.

**Bloco:** Pequena parte de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas actividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural.

**Calibração sísmica:** consiste na comparação e adaptação dos dados de poços com a sísmica.

**Canal:** Vale formado pela acção erosiva de um curso de água natural claramente diferenciado

**Cobertura (selo):** É a parte fundamental da armadilha cujo papel é impedir que os hidrocarbonetos migrem através das camadas até a superfície (exemplos argilas e evaporitos).



**Complexo de canais:** E um conjunto de corpos arenosos e/ou conglomeráticos estreitos e alongados que assemelham-se em planta aos canais fluviais meandranes de baixa sinuosidade.

**Falhas:** Fracturas ao longo da qual se deu um deslocamento relativo de dois blocos contíguos. O plano sobre o qual houve esse deslocamento recebe o nome de Plano de falha.

**Formação:** Unidade litoestratigráfica fundamental identificada pela litologia e posição estratigráfica. Tem geralmente forma tabular.

**Grelha (malha):** Rede de pontos regularmente espaçados no terreno.

**Horizontes sísmico:** em reflexão sísmica, reflexão com boa continuidade lateral adequada para fins de interpretação.

**Ondas sísmicas:** Perturbações elásticas que se propagam através das rochas, com uma certa velocidade.

**Prospecção:** Exploração sistemática de uma área com o objectivo de localizar jazidas minerais.

**Rocha geradora:** Rocha geralmente argilosa portadora de matéria orgânica, de onde se presume que o petróleo se tenha originado.

**Soerguimento:** movimento ascendente da crosta terrestre.

**Subsidência:** Afundamento de uma grande área da crosta terrestre, geralmente de maneira lenta e com pouca deformação.

**Talude Continental:** Porção integrante da margem continental, situada entre a plataforma continental e o sopé (ou rampa) continental. O talude passa directamente para a planície abissal ou fundo oceânico, sendo a sua inclinação maior que as da plataforma e do sopé.

**Turbidito:** Sedimentos clásticos oriundos de correntes de turbidez.

## Bibliografia

- ❖ Alfaro, J. C., Corcoran, C., Davies, K., Pineda, F. G., Hampson, G., Hill, D., Howard, M., Kapoor, J., Moldoveanu, N., Kragh, E. (2007). *Reducing Exploration Risk*. Oilfield Review, Spring, 26- 43.
- ❖ Azevedo, L. (2009). *Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoir Characterization*. Tese de Mestrado, Universidade de Aveiro, 165 pp.
- ❖ Barnes, A. E. (2001). *Seismic Attributes in your facies*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, 26, 41-47.
- ❖ Bracewell, R. N. (1978). *The Fourier Transform and its Application*. McGraw-Hill, 2<sup>nd</sup> Edition, 444 pp.
- ❖ Brooks, M., Kearey, P., Hill, Ian. (2009). *Geofísica de Exploração*. Oficina de Textos, 440p.
- ❖ Brownfield M., Charpentier R. R. (2006). *Geology and Total Petroleum Systems of the West-Central Coastal Province (7203) West Africa*: U.S. Geological Survey Bulletin 2207-B, 52 p.
- ❖ Buia, M., Hill, D., Houbiers, M., Laura, S., Menlikli, C., Moldoveanu, N., Snyder, E. (2008). *Shooting Seismic in Circles*. Oilfield Review, Autumn, 18-31.
- ❖ Chen, Q., Sidney, S. (1997). *Seismic Attribute Technology for Forecasting and Monitoring*. The Leading Edge, 16, 445-456.
- ❖ Chopra, S., Marfurt, K. J. (2005). *Seismic Attributes - A Historical Perspective*. Geophysics, 75<sup>th</sup> anniversary of Society of Exploration Geophysicist, 11, 71 pp.
- ❖ Chopra, S., Marfurt, K. J. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Society of Exploration Geophysicists, 457 pp.
- ❖ Davies R. J., Posamentier, H. W., Wood, L. J., Cartwright, J. A. (2007). *Seismic Geomorphology, Applications to Hydrocarbon Exploration and Production*. Geological Society, London, Special Publication, 277, 269pp.
- ❖ Gomes, J. S., Alves, F. B. (2007). *O Universo da Indústria Petrolífera - Da Pesquisa à Refinação*. Fundação Calouste Gulbenkian, 647 pp.
- ❖ Henry S.G. and V. Abreu, 1998. *Marine transgressions in the Pre-salt of the South Atlantic: new models for rifting and continental breakup*. American

Association of Petroleum Geologists Annual Convention, Salt Lake City, extended abstract.

- ❖ McQuillin, R., Bacon, M., Barclay, W. (1984). *An Introduction to Seismic Interpretation*. Graham & Trotman Limited, 2<sup>nd</sup> Edition, 27- 66.
- ❖ Pelinganga, J. (2006). *Apontamentos de Prospeção sísmica III*, Não Publicado.
- ❖ Robertson, J. D. (1998). *Reservoir Characterization*. W.D.P. Computer Services Ltd.
- ❖ Slat, R. M. (2006). *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers*. John Cubitt Series Editor, 473 pp.
- ❖ Taner, M. T. (1997). *Seismic traces attributes and their projected use in prediction of rocks properties and seismic facies*. Rock Solid Images. <http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib.pdf>, acessado 22 de Abril, 2012
- ❖ Taner, M. T. (2000). *Seismic Attributes*. Rock Solid Images, Houston, U.S.A. <http://www.cseg.ca/publications/recorder/2001/09sep>, acessado em 22 de Abril de 2012
- ❖ Taner, M.T. (2001). *Seismic Attributes*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, September, 49-56.
- ❖ Thomas, J. (2001). *Fundamentos de engenharia de petroleo* . Rio de janeiro: Interciencia, 2<sup>nd</sup> Edition, 272 pp.
- ❖ Yilmaz, O., 1987. *Seismic data processing, SEG series: Investigations in Geophysics*, vol.2, S.M. Doherty, ed., SEG, 526p.
- ❖ White, R. E. (1991). *Properties of Instantaneous Seismic Attributes*. The Leading Edge, 10, 26-32.

### **Páginas da Web**

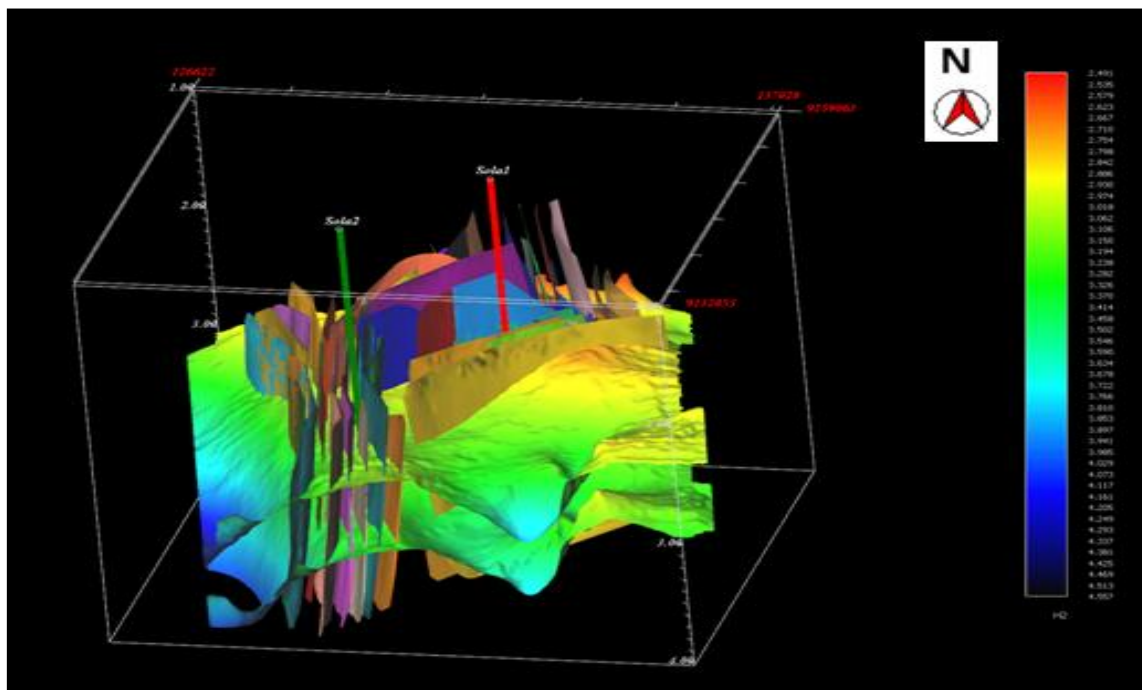
- ❖ [http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi.bin/PRG\\_0599.EXE/pt](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi.bin/PRG_0599.EXE/pt), acessado em 12 de janeiro de 2012
- ❖ [http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib\\_revisited.htm](http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib_revisited.htm).

- ❖ [http://www.coc.ufrj.br/index.php?option=com\\_docman&task=doc...](http://www.coc.ufrj.br/index.php?option=com_docman&task=doc...)
- ❖ [http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/publicacoes/tese\\_serpio\\_luis.pdf](http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/publicacoes/tese_serpio_luis.pdf)
- ❖ [http://www.uenf.br/downloads/370\\_1056987711.pdf](http://www.uenf.br/downloads/370_1056987711.pdf)
- ❖ <http://www.ebah.com.br/content/.../introducao-a-sismica-exploracao>

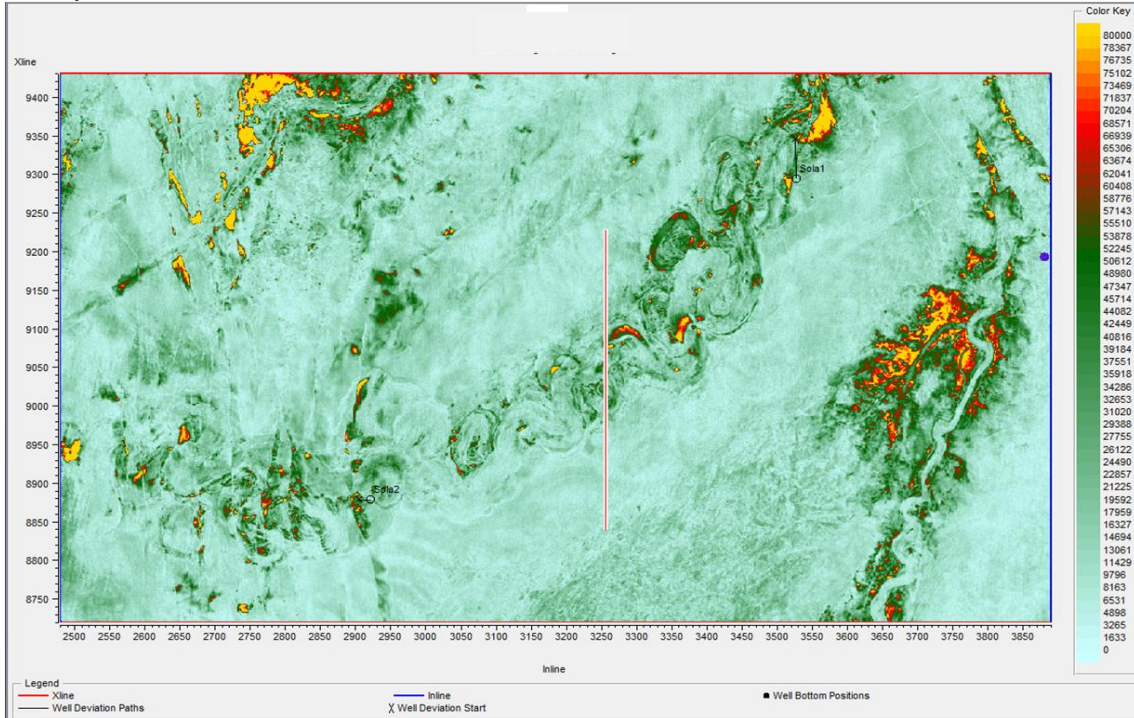


## Anexos

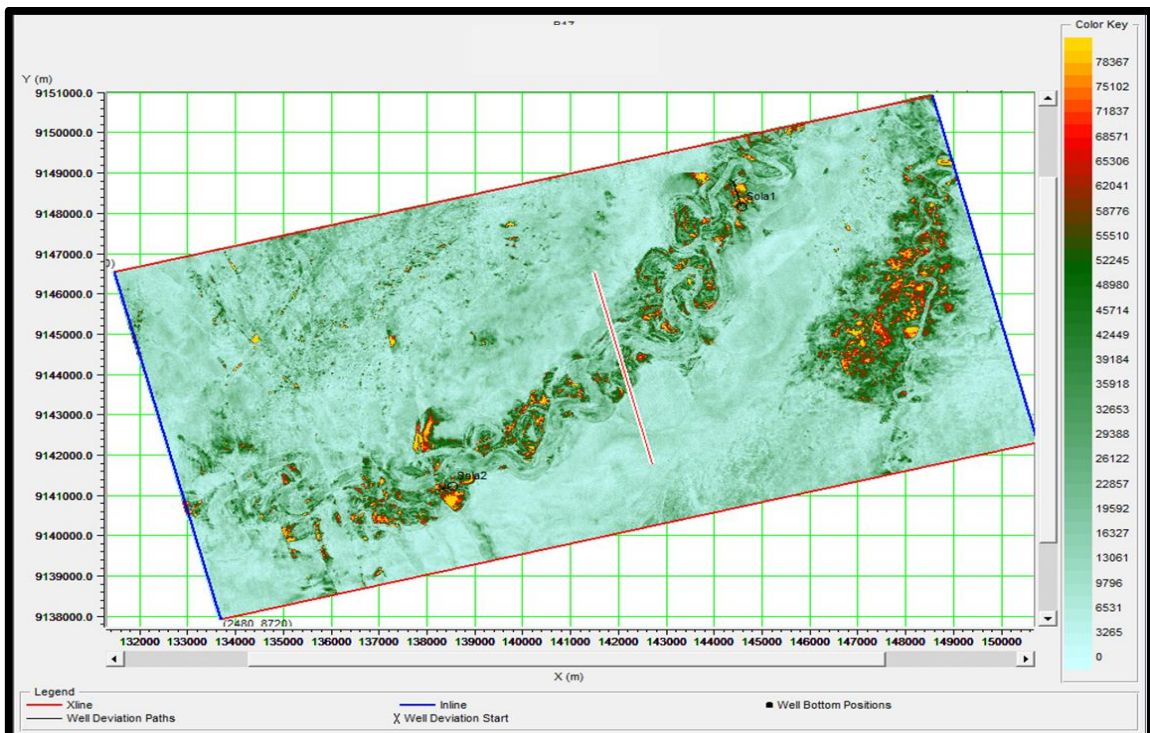
Anexo 1: Representação 3D, ilustrando a disposição das falhas e dos horizontes, com os poços.



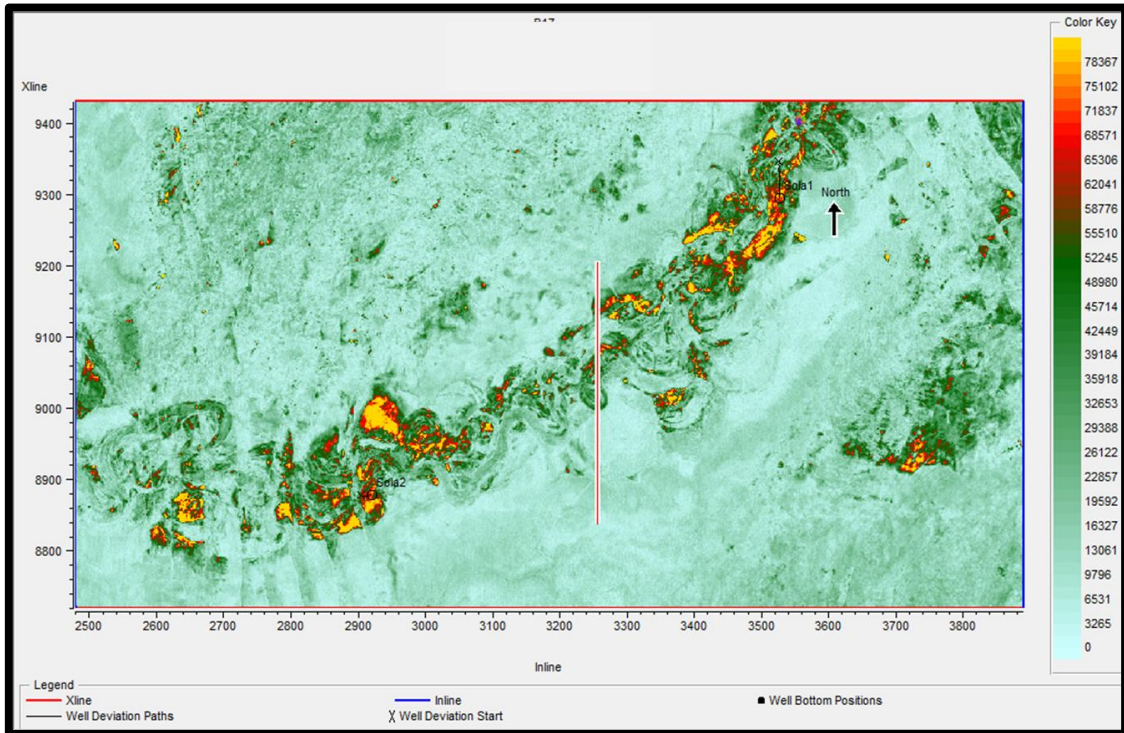
Anexo 2: Atributo de Amplitude RMS extraído aos (h1+140ms), numa janela de 20ms, usando a escala de cor *Intensity*.



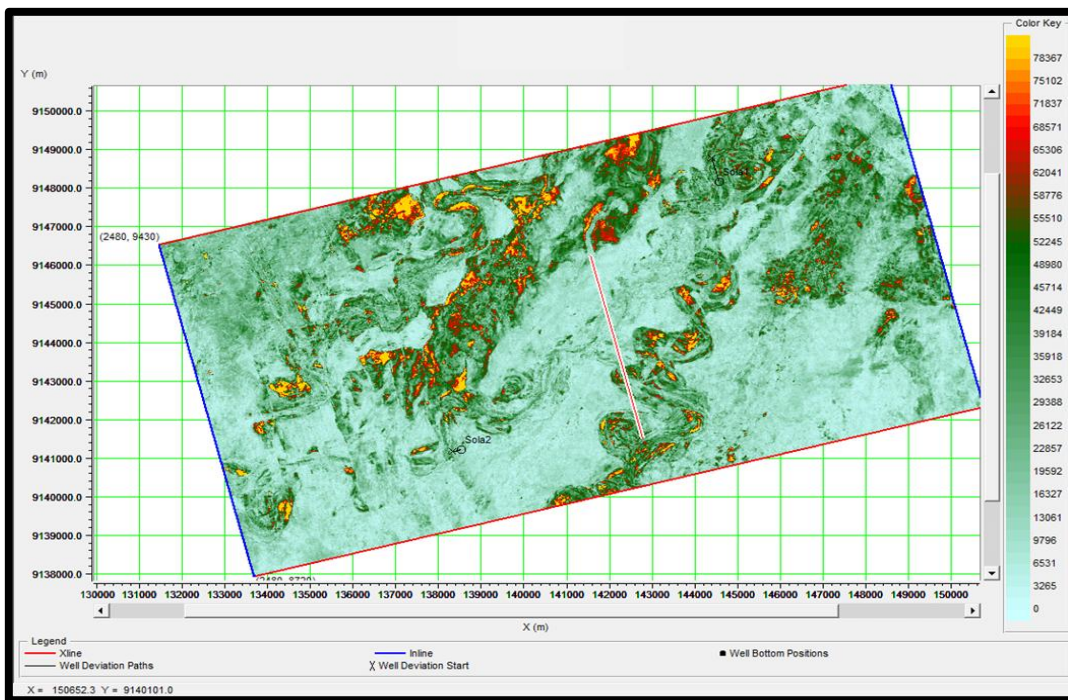
Anexo 3: Atributo de Amplitude RMS extraído aos (h1+160ms), numa janela de 20ms, usando a escala de cor *Intensity*.



Anexo 4: Atributo de Amplitude RMS extraído aos (h1+180ms), numa janela de 20ms, usando a escala de cor *Intensity*.

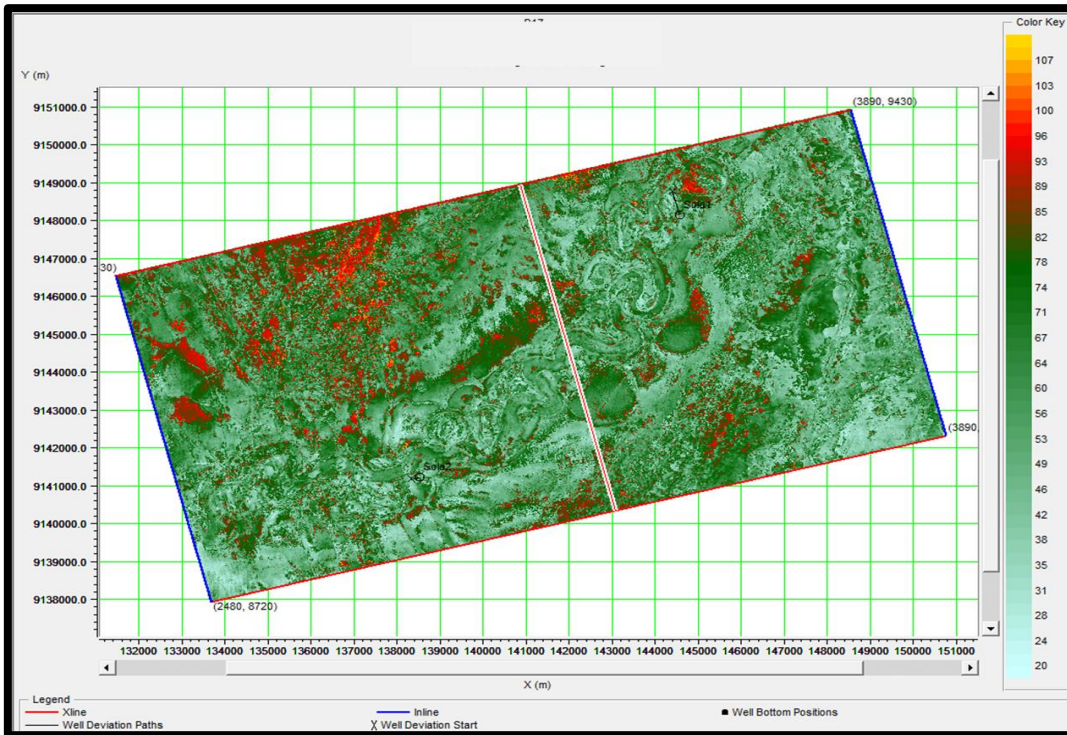


Anexo 5: Atributo de Amplitude RMS extraído aos (h1+220ms), numa janela de 20ms, usando a escala de cor *Intensity*.





Anexo 6: Atributo de Frequência Instantânea extraídos aos h1+160ms, numa janela de 20ms, evidenciando baixas frequências na zona do canal.



Anexo 7: Atributo de Fase Instantânea em h1 +180ms com uma janela de 20ms.

