



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Interpretação sísmica 3D para identificar e caracterizar
horizontes sísmicos: aplicação a um poço no Viking
Graben, Mar do Norte**

RAYSSA CRISTINNE DOS SANTOS PEREIRA

Belém – Pará
2022

RAYSSA CRISTINNE DOS SANTOS PEREIRA

Interpretação sísmica 3D para identificar e caracterizar horizontes sísmicos: aplicação a um poço no Viking Graben, Mar do Norte

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica

Área de concentração: Métodos sísmicos

Linha de pesquisa: Interpretação sísmica

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz

Belém – Pará

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- P436i Pereira, Rayssa Cristinne dos Santos.
Interpretação sísmica 3D para identificar e caracterizar
horizontes sísmicos: aplicação a um poço no Viking Graben, Mar
do Norte / Rayssa Cristinne dos Santos Pereira. — 2022.
54 f. : il. color.
- Orientador(a): Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geofísica,
Belém, 2021.
1. Interpretação sísmica. 2. Atributos Sísmicos. 3.
Reservatório. 4. Dados de Poço. 5. OpendTect. I. Título.

CDD 550

RAYSSA CRISTINNE DOS SANTOS PEREIRA

Interpretação sísmica 3D para identificar e caracterizar horizontes sísmicos: aplicação a um poço no Viking Graben, Mar do Norte

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Área de concentração: Métodos sísmicos

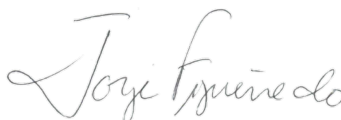
Linha de pesquisa: Interpretação sísmica

Data de aprovação: 09 de Dezembro de 2021

Banca Examinadora:



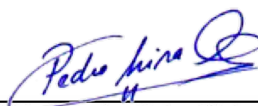
Prof. João Carlos Ribeiro Cruz - Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Jorge J. Picanço de Figueiredo PhD
Prof. Adjunto-Depto Geologia
IGEO-CCMN-UFRJ
SIAPE: 2402202



Prof. Jorge de Jesus Picanço de Figueiredo - Membro
Doutor em Geologia
Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Pedro Andrés Chira Oliva - Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Cristiane e Evandro, por todo apoio e incentivo ao longo da minha vida escolar e acadêmica, além do amor, carinho e cuidado dados a mim durante toda a minha existência. Obrigada pela dedicação e por todos os ensinamentos, as minhas conquistas também pertencem à vocês.

À minha irmã e quase gêmea, Rayane Caroline, obrigada pelo companheirismo, por me encorajar a conquistar meus objetivos, por ser minha melhor amiga e meu porto seguro nos momentos mais difíceis.

À minha amiga, Karina Farias, com quem compartilhei diversos momentos de aprendizado e parceria, pelos conselhos, conversas e por me incentivar a ir mais longe.

Ao meu amigo, Thiago Patrick, que esteve presente nos meus piores e nos melhores momentos, agradeço pelo carinho e apoio no percurso até aqui.

À minha amiga Amanda Guimarães, pelo suporte e paciência durante as fases ruins, por ser a minha dupla em quase tudo e pela companhia nos momentos bons.

Ao meu amigo, Giordan Favacho, pela amizade, incentivo e palavras de conforto dedicadas sempre que precisei.

Agradeço também à Letícia Moraes, pelo acolhimento e por não me deixar desistir durante essa difícil etapa da vida acadêmica.

Agradeço ao Murilo Santiago e aos demais colegas da FAGEOF que me auxiliaram ao longo desta jornada e contribuíram, de alguma forma, com a minha formação.

Ao orientador Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Cruz, pelos conhecimentos compartilhados, pelo encorajamento, paciência, por confiar na minha capacidade e pelas oportunidades dadas ao longo do curso.

Aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Jorge de Jesus Picanço de Figueiredo e Prof. Dr. Pedro Andrés Chira Oliva, por aceitarem o convite para contribuir com este trabalho e pela colaboração com correções e sugestões, as quais foram enriquecedoras para a versão final desta monografia.

À empresa Total por ceder os dados utilizados no desenvolvimento do trabalho e à dGB Earth Sciences por disponibilizar o software OpendTect.

Agradeço à Petrobrás pela oportunidade de estágio concedida e pelo suporte financeiro durante a graduação.

RESUMO

O objetivo deste estudo consiste em realizar a interpretação do dado sísmico 3D através da aplicação de atributos sísmicos e do método de cross-plots. Os dados sísmico e de poço foram cedidos pela empresa Total e pertencem a porção sul da sub-bacia Viking Graben, localizada no Mar do Norte, costa sul da Noruega. Inicialmente, a interpretação foi feita a partir da aplicação dos atributos amplitude instantânea e similaridade às linhas sísmicas na posição do poço 14-1. Em seguida, foram produzidos gráficos de dispersão através do método de cross-plots, os quais correlacionam os atributos instantâneos (amplitude e frequência) com o perfil de porosidade efetiva, a fim de incrementar as interpretações iniciais. A aplicação simultânea dos atributos amplitude instantânea e similaridade permitiu identificar anomalias de alta amplitude e contrastes de coerência ao longo do poço. Desse modo, foi possível definir as mudanças litológicas próximas a Formação Frigg. Os cross-plots proporcionaram a obtenção de informações complementares à interpretação inicial, que indicava a presença de um reservatório na Formação Frigg. O primeiro gráfico de dispersão mostrou alta correlação entre os intervalos de baixa amplitude instantânea e os intervalos de alta porosidade efetiva; o segundo, indicou a presença de baixas frequências nos intervalos onde há alta porosidade efetiva no perfil do poço. Por fim, o relatório de poço fornecido corroborou as interpretações realizadas com auxílio dos atributos sísmicos.

Palavras-chaves: interpretação sísmica; atributos sísmicos; reservatório; dados de poço; opendtect.

ABSTRACT

The goal of this study is to perform the interpretation of 3D seismic data by applying seismic attributes and the cross-plots method. The seismic and well data were provided by Total company and belong to the southern portion of the Viking Graben sub-basin, located in the North Sea, southern coast of Norway. Initially, the interpretation was made by applying the instantaneous amplitude and similarity attributes to the seismic lines at the position of well 14-1. Then, scatter plots were produced through the cross-plots method, which correlate the instantaneous attributes (amplitude and frequency) with the effective porosity log, in order to enhance the initial interpretations. The simultaneous application of the instantaneous amplitude and similarity attributes allowed the identification of high amplitude anomalies and coherence contrasts along the well. Thus, it was possible to define the lithological changes near the Frigg Formation. The cross-plots provided complementary information to the initial interpretation, which indicated the presence of a reservoir in the Frigg Formation. The first scatter plot showed high correlation between the low instantaneous amplitude intervals and the high effective porosity intervals; the second, indicated the presence of low frequencies in the intervals where there is high effective porosity in the well log. Finally, the well report corroborated the interpretations made with the help of the seismic attributes.

Keywords: seismic interpretation; seismic attributes; reservoir; well data; opendtect.

LISTA DE FIGURAS

2.1	Linha do tempo da evolução dos atributos sísmicos na exploração sísmica. Fonte: Modificado de Chopra and Marfurt (2007).	5
2.2	Representação de parte de um traço sísmico complexo em um diagrama isométrico (Taner et al., 1979).	9
3.1	Mapa de localização do Mar do Norte obtido através do Google Earth. . .	15
3.2	Mapa de localização do Viking Graben. Fonte: Norwegian Petroleum Di- rectorate, 2019.	16
3.3	Carta cronoestratigráfica e litoestratigráfica extraída do relatório do poço 14-1.	18
4.1	Fluxograma de trabalho.	19
4.2	Linhas sísmicas mostrando cortes do cubo de dados sísmicos através das direções (a) in-line; (b) cross-line; (c) z-slice em profundidade(m); e (d) exibindo as linhas sísmicas em conjunto na cena.	20
4.3	Cena mostrando (a) random lines e (b) cubo de dados sísmicos.	21
4.4	Tipos de datum de referência do dado de poço. Fonte: https://doc. opendtect.org/5.0.0/doc/od_userdoc/content/survey/import/imp_wlls/ fm_ascii_files.htm	22
4.5	Janela de importação dos marcadores litoestratigráficos do poço.	23
4.6	Perfis pertencentes ao poço 14-1.	23
4.7	Perfil de porosidade efetiva.	24
4.8	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico amplitude ins- tantânea através da barra de cores chimney, onde anomalias de amplitude na posição do poço estão destacadas pelos retângulos vermelhos.	25
4.9	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico similaridade através da barra de cores similarity.	25
4.10	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo os atributos sísmicos envelope e similaridade sobrepostos. O atributo envelope é interpretado através da barra de cores chimney e o similaridade utiliza a barra de cores similarity. .	26
4.11	Cross-plot entre o atributo amplitude instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).	27

4.12	Cross-plot entre o atributo frequência instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).	27
5.1	In-line 10208 e cross-line 5605 do dado sísmico 3D em profundidade, exibido através da barra de cores seismics e passando pelo poço 14-1 (azul).	28
5.2	Poço 14-1 importado à cena mostrando os marcadores litoestratigráficos.	29
5.3	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico amplitude instantânea através da barra de cores chimney, onde as anomalias de amplitude estão destacadas pelos retângulos vermelhos.	30
5.4	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico similaridade através da barra de cores similarity.	30
5.5	In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo os atributos sísmicos amplitude instantânea e similaridade sobrepostos. Os retângulos vermelhos destacam os quatro intervalos que serão interpretados. O atributo amplitude instantânea é interpretado através da barra de cores chimney e o similaridade utiliza a barra de cores similarity.	31
5.6	Primeiro intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).	32
5.7	Segundo intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).	33
5.8	Z-slice exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c) do segundo intervalo interpretado.	34
5.9	Terceiro intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).	35
5.10	Quarto intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).	36
5.11	Z-slice exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c) do quarto intervalo interpretado.	37
5.12	Cross-plot entre o atributo amplitude instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).	39
5.13	Perfil de porosidade efetiva destacando a formação Frigg e o quarto intervalo de anomalia de amplitude.	40
5.14	Intervalo pertencente a Formação Frigg.	40
5.15	Cross-plot entre o atributo frequência instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).	41

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1	INTERPRETAÇÃO SÍSMICA	3
2.2	ATRIBUTOS SÍSMICOS	4
2.2.1	Classificação dos atributos	6
2.2.2	Atributos Instantâneos	8
2.2.3	Atributo Similaridade	11
2.3	CROSS-PLOTS	12
3	ÁREA DE ESTUDO	15
4	MATERIAIS E MÉTODOS	19
4.1	IMPORTAÇÃO DO DADO SÍSMICO E DE POÇO	19
4.2	APLICAÇÃO DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS	24
4.3	CROSS-PLOTS	26
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	28
6	CONCLUSÃO	43
	REFERÊNCIAS	44

1 INTRODUÇÃO

Os produtos da interpretação sísmica são indispensáveis para definir e desenvolver os prospectos de petróleo e gás. No entanto, embora a interpretação sísmica seja uma parte muito importante do fluxo de exploração-desenvolvimento-produção, ela é apenas um dos componentes utilizados na integração de todos os dados disponíveis para construir uma imagem geofísica consistente e geologicamente razoável da estrutura e estratigrafia da subsuperfície (Herron, 2011).

A interpretação depende criticamente da qualidade dos dados sísmicos: quanto melhor for a qualidade, mais precisa e confiável será a interpretação. Em termos gerais, a qualidade é o grau em que algo cumpre seu propósito pretendido. Existem três principais elementos para um dado sísmico de qualidade: detecção (razão sinal-ruído), resolução (temporal e espacial) e fidelidade da imagem gerada. Todos os esforços na aquisição e processamento de dados sísmicos são projetados para otimizar a qualidade dos dados e a "interpretabilidade" (Herron, 2011).

Diversas ferramentas podem ser utilizadas durante a interpretação sísmica 2D/3D, como, por exemplo, os atributos sísmicos, que consistem em medidas do dado sísmico que permitem melhorar a visualização ou quantificar características de interesse da interpretação. De modo geral, os atributos sísmicos abrangem todas as quantidades derivadas do dado sísmico (Chopra and Marfurt, 2005).

Os atributos sísmicos tem sido amplamente utilizados na detecção de objetos sísmicos, no entanto, um único atributo não é responsável por identificar perfeitamente o objeto alvo, assim, vários atributos que contribuem para o mesmo propósito devem ser utilizados simultaneamente ao realizar a detecção (Zheng et al., 2014). Dessa forma, a combinação de diferentes atributos e ferramentas de interpretação melhoram os resultados obtidos pelo intérprete. Além disso, a integração do dado sísmico aos dados de poço aumenta a confiabilidade das interpretações realizadas.

Portanto, o objetivo deste trabalho consiste em realizar a interpretação sísmica 3D dos atributos sísmicos: amplitude instantânea e similaridade; e, em seguida, interpretar os gráficos de dispersão gerados através da técnica de cross-plot, para correlacionar o perfil de porosidade efetiva aos atributos sísmicos frequência e amplitude instantânea, a fim de identificar a presença de um reservatório no poço 1-14/1. O dado sísmico 3D utilizado pertence a porção sul do Viking Graben, localizado no Mar do Norte e foi cedido pela empresa Total.

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos, sendo o Capítulo 1 correspondente a esta introdução. No Capítulo 2 será tratado o referencial teórico necessário para compreender a interpretação sísmica, os atributos sísmicos e os cross-plots; no Capítulo 3 será abordada a área de estudo; o Capítulo 4 corresponde aos materiais e métodos que

serão utilizados no desenvolvimento deste trabalho; no Capítulo 5, são apresentados os resultados obtidos e feitas as discussões necessárias; e, finalmente, no Capítulo 6, serão destacadas as principais conclusões do trabalho realizado.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

O uso de dados sísmicos no processo de exploração petrolífera, realizado através do método sísmico, pode ser dividido em três principais etapas: aquisição, processamento e interpretação. A etapa de interpretação sísmica será o foco deste trabalho, portanto, neste capítulo, serão abordados os conceitos principais acerca deste tema.

A interpretação sísmica é realizada através da aplicação de conhecimentos geológicos para estudar a imagem sísmica processada e criar um modelo geológico para a subsuperfície, localizando possíveis reservatórios de óleo e/ou gás e permitindo analisar o conteúdo e a possibilidade de exploração do reservatório. A interpretação sísmica tradicional envolve escolher uma superfície de tempo de reflexão associada a um limite de camada de um volume de dados migrado no tempo ou na profundidade, para determinar um mapa estrutural para esse limite de camada (Yilmaz, 2001).

A visualização 3D de imagens de volumes, velocidade ou atributos sísmicos, como as associadas a análise AVO e a estimativa de impedância acústica, tem mudado drasticamente a maneira de realizar a interpretação sísmica. Assim, essa etapa não é feita apenas escolhendo tempos de trânsito para determinar a geologia estrutural de uma área de interesse, mas também envolve a manipulação de amplitudes contidas no volume de dados para obter informações sobre o ambiente deposicional, limites de sequências deposicionais, e a constituição interna das próprias unidades de sequência (Yilmaz, 2001).

De acordo com o objetivo do intérprete, pode ser realizada a interpretação estrutural ou estratigráfica. A interpretação estrutural é aplicada para tentar identificar camadas geológicas, ou seja, as interfaces entre as camadas e falhas geológicas que as recortam. Segundo Ribeiro (2001), a estratigrafia sísmica ou sismo-estratigrafia, no entanto, é um método estratigráfico de interpretação de dados sísmicos, o qual permite uma melhor compreensão da evolução tectono-sedimentar de uma bacia.

A interface entre duas camadas pode ser identificada através de horizontes sísmicos, os quais consistem em uma série de reflexões com continuidade lateral no dado sísmico. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores e aparecem traço a traço na forma de picos ou vales de amplitudes sísmicas.

Existem diversas ferramentas que podem auxiliar a interpretação de um dado sísmico (2D ou 3D), como, por exemplo, a amarração do poço à sísmica, a interpretação de horizontes sísmicos, a decomposição espectral, atributos sísmicos, entre outros. Após analisar o dado sísmico, o intérprete desenvolve uma ou mais hipóteses geológicas para identificar áreas com potencial de acumulações para prospecto e reconhecer reservatórios. Uma vez que o intérprete identifica uma característica sísmica ou um padrão associado a

poços de sucesso, é possível realizar o mesmo em outros pontos rapidamente (Chopra and Marfurt, 2007).

2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS

O atributo sísmico é definido como qualquer medida do dado sísmico que resulta em uma melhor visualização ou permite quantificar características de interesse da interpretação. Atualmente, os atributos sísmicos são amplamente utilizados para predição litológica e petrofísica das propriedades de reservatório (Chopra and Marfurt, 2007).

Segundo Taner et al. (1994), no começo dos anos 70, os atributos sísmicos eram normalmente utilizados apenas de forma qualitativa, como ferramenta de visualização. Contudo, rapidamente evoluíram para o uso na interpretação da geometria e dos parâmetros físicos de subsuperfície. Cada atributo possui uma finalidade diferente a qual permite gerar um modelo geológico mais detalhado da área. Dessa forma, alguns podem ser aplicados como indicadores de hidrocarbonetos, falhas geológicas, entre outras características.

De modo geral, os atributos sísmicos englobam todas as quantidades derivadas do dado sísmico. Portanto, consideramos atributos para incluir quantidades como a velocidade do intervalo; inversão para impedância acústica; predição pressão-poro; limites dos refletores; bem como atributos de traço complexo e AVO¹. Conceder o nome atributo a uma quantidade baseada em cálculos sofisticados, como a inversão da impedância acústica e predição pressão-poro, possibilita reconhecer que essas estimativas estão, de alguma forma, contaminadas por erros e, portanto, são suscetíveis a calibração do dado de poço através de geoestatística ou outras técnicas de integração de dados (Chopra and Marfurt, 2007).

Atributos sísmicos são ferramentas importantes para a interpretação sísmica pois permitem a interpretação de falhas e canais, além de auxiliar o entendimento da história da deformação estrutural. Combinando a informação de traços e amostras sísmicas adjacentes usando um modelo físico (como o dip e azimuth, a semelhança com a forma de onda ou conteúdo de frequência), atributos sísmicos comumente transformam recursos sutis em exibições que fornecem imagens aprimoradas para um intérprete humano ou para um computador de análises geoestatísticas ou de redes neurais modernas (Chopra and Marfurt, 2007).

De acordo com Chopra and Marfurt (2007), o registro digital melhorou muito a qualidade do dado sísmico, em 1975, quase todos os registros sísmicos era digitais. Desse modo, este avanço trouxe consciência sobre a importância de preservar as amplitudes relativas. A linha do tempo mostrando o desenvolvimento dos atributos até a sua proliferação durante os anos 90 está resumida na figura 2.1.

¹Do inglês, Amplitude Variation with Offset.



Figura 2.1: Linha do tempo da evolução dos atributos sísmicos na exploração sísmica. Fonte: Modificado de Chopra and Marfurt (2007).

Na década de 1990, a análise de atributos sísmicos tomou novas formas, principalmente porque a indústria adotou a tecnologia de aquisição sísmica 3D, a qual, até então, foi a tecnologia de exploração mais bem sucedida entre várias décadas. Foi possível, portanto, avaliar atributos sísmicos para volumes 3D completos e examinar características de interesse a partir de uma perspectiva tridimensional (Chopra and Marfurt, 2007).

Chopra and Marfurt (2007) destacam que a associação de atributos com os dados sísmicos 3D deu nova vida à análise de atributos, levando-a da estratigrafia sísmica em direção a exploração e caracterização de reservatórios. Os desenvolvimentos contemporâneos na pesquisa da física de rochas forneceram a base quantitativa de como as propriedades das rochas afetam os dados sísmicos, permitindo-nos hoje relacionar os atributos diretamente às propriedades das rochas de uma forma muito mais confiável do que era possível nos anos 80.

2.2.1 Classificação dos atributos

O estudo e a interpretação dos atributos sísmicos fornece informações qualitativas a respeito da geometria e dos parâmetros físicos da subsuperfície. Deve-se destacar que o conteúdo de amplitude do dado sísmico é o fator principal para a determinação dos parâmetros físicos como a impedância acústica, coeficientes de reflexão, velocidades, absorção, etc. O componente de fase é o principal fator para determinar as formas das reflexões e as suas configurações geométricas (Taner et al., 1994). O objetivo intrínseco a utilização de atributos sísmicos é extrair o máximo de informações possíveis, que permitam explorar ao máximo todo o dado sísmico.

Os atributos sísmicos são definidos como uma ou mais observações extraídas do dado, as quais auxiliam a exploração dos hidrocarbonetos de forma direta ou indireta. Essas observações podem ser feitas na forma de velocidade, amplitude, configurações de reflexões, entre outros. Desse modo, diversos autores puderam contribuir para a classificações dos atributos sísmicos, os quais, segundo (Taner et al., 1994) podem ser classificados em atributos geométricos ou físicos de acordo com os parâmetros analisados e as sua finalidades. Da mesma forma, os atributos podem ser classificados com base em suas características de domínio, sendo então classificados como atributos pré-empilhamento (pre-stack) ou pós-empilhamento (post-stack);

- **Atributos Pré-Empilhamento:** Os atributos pré-empilhamento são aplicados antes das etapas de processamento sísmico avançado como o empilhamento e a migração. Assim, segundo Taner (2001), os dados de entrada para estes atributos são o CDP² gather ou o Image Gather Place, os quais fornecem informações sobre azimuth e offset ³. Estes atributos não são práticos para estudos iniciais, visto que geram uma grande quantidade de dados, contudo, a sua aplicação fornece diversas informações as quais podem ser diretamente relacionadas ao conteúdo de fluido e a orientação de fraturas. Nesta categoria, estão incluídos atributos como o AVO, o qual permite analisar variação da amplitude com o offset.
- **Atributos Pós-Empilhamento:** O empilhamento é um processo no qual há perda das informações relacionadas ao offset e ao azimuth. Portanto, os dados de entrada para essa classe de atributos consiste nos CDPs empilhados ou migrados. É válido ressaltar que a migração em tempo mantém as relações de tempo e as variáveis temporais, como a frequência, tem suas dimensões físicas preservadas. No caso das seções migradas em profundidade, a frequência é substituída pelo número de onda, o qual é uma função da velocidade de propagação e frequência. Os atributos

²Do inglês Common Depth Point, que significa Ponto Comum em Profundidade. O CDP gather é um conjunto de CDPs.

³Termo em inglês que indica a distância fonte-receptor.

pós-empilhamento são mais apropriados para avaliar grandes volumes de dados em estudos iniciais (Taner, 2001).

- **Atributos Geométricos:** Os atributos geométricos descrevem a relação temporal e espacial de todos os outros atributos. A continuidade lateral medida pelo atributo semblance é um bom indicador da coerência das camadas, assim como das descontinuidades. A inclinação e curvatura das camadas fornecem as informações de deposição. Os atributos geométricos também são utilizados para interpretação estratigráfica, visto que eles definem eventos característicos, suas relações espaciais e também podem ser usados para auxiliar diretamente no reconhecimento de padrões deposicionais e a litologia relacionada. Esses atributos são geralmente utilizados para interpretação sísmica estratigráfica e para interpretação estrutural ou de falhas em volumes sísmicos 3D.
- **Atributos Físicos:** Os atributos físicos são usados durante a interpretação para caracterização litológica e de reservatório, e podem ser divididos em duas subclasses (Taner, 2001):
 - Atributos calculados a partir de planos de dados sísmicos (2D), esses atributos são computados a partir de traços analíticos e são os atributos mais usados. Entre eles pode-se destacar o envelope do traço e suas primeiras e segundas derivadas, fase instantânea, frequência instantânea, polaridade aparente, largura de banda, fator Q instantâneo e as suas estatísticas calculadas ao longo de refletores dentro de uma janela de tempo.
 - Atributos computados a partir do dado pré-empilhados, os quais refletem a variação de diversos atributos com o offset, como a amplitude e frequência instantânea. Também são calculados o NMO, o intervalo de onda P e as velocidades de onda de cisalhamento estimam o tempo do evento e variação de amplitude em relação ao offset.

Os atributos geométricos foram desenvolvidos como consequência direta das palestras sobre sequência estratigráfica dadas por Vail e Sangree. Esses atributos, em conjunto com os atributos físicos, auxiliam a interpretação de superfícies de descontinuidades, limites de sequências, configurações deposicionais, padrões de acamamento, etc. Os atributos físicos, por outro lado, fornecem informações em relação aos parâmetros físicos da subsuperfície (Taner et al., 1994).

A classificação dos atributos tem o objetivo de entender quais estão disponíveis e a aplicabilidade que eles possuem. Os atributos também podem estar relacionados às informações fundamentais nos dados sísmicos, como: tempo, amplitude, frequência e atenuação. Existem também os atributos de horizonte, que são extraídos ao longo de um

horizonte rastreado e, portanto, se beneficiam da precisão dos rastreadores automáticos. A precisão posicional é, tipicamente, em torno de um quarto de milissegundo e a precisão do valor do atributo é, de certa forma, comparável. Atributos em janela, por outro lado, usam os valores da amostra em, por exemplo, intervalos de 2 ou 4 ms. Eles podem somar ou fazer a média de todos os valores para dar um atributo bruto; podem selecionar um valor exclusivo do atributo; ou realizar uma distribuição ou tendência nos valores de atributo sobre a janela calculada (Brown, 2001).

Os atributos sísmicos devem ser escolhidos de acordo com a finalidade do atributo e com a característica ou propriedade do dado sísmico a qual deseja-se realçar. Por isso, para realizar este trabalho, foram aplicados os atributos amplitude instantânea, também conhecido como envelope do traço ou reflection strength; similaridade; e também foram realizados os cross-plots dos atributos amplitude e frequência instantânea com o perfil de porosidade do poço. Esses atributos foram utilizados a fim de identificar possíveis reservatórios presentes no poço em estudo, e avaliá-los quanto a possibilidade de armazenamento de hidrocarbonetos.

2.2.2 Atributos Instantâneos

Os atributos denominados amplitude instantânea, fase instantânea e frequência instantânea são chamados de atributos instantâneos, pois descrevem concisa e quantitativamente a forma de onda sísmica em qualquer ponto de amostragem, assim, podem ser úteis na correlação de eventos sísmicos (White, 1991). Os valores instantâneos dos atributos como o envelope do traço, suas derivadas, frequência e fase são computados amostra por amostra e representam variações instantâneas de diversos parâmetros e podem ser determinados a partir dos traços complexos (Taner, 2001).

A análise do traço complexo trata o traço sísmico $f(t)$ como a parte real de um sinal analítico ou traço complexo, $F(t) = f(t) + jf^*(t)$ (Taner et al., 1979). A parte imaginária f^* (também denominada de quadratura ou conjugado) e $F(t)$ podem ser determinados unicamente, em termos da Transformada de Hilbert ou então por convolução no domínio do tempo, usando-se o operador de quadratura associado à transformada de Hilbert (Lima et al., 2001).

O espectro de amplitude do traço complexo desaparece para $w < 0$ e tem 2 vezes a magnitude para $w > 0$. A fase mantém-se constante (exceto quando ela não é definida para $w < 0$), assim, o traço complexo pode ser estimado da seguinte forma: (1) Transformação de Fourier do traço real; (2) Zerando-se as amplitudes para as frequências negativas e dobrando-se as amplitudes das frequências positivas, e (3) Transformada inversa de Fourier (Taner et al., 1979).

O traço complexo $F(t)$ pode ser visualizado como um traço representado no espaço complexo de um vetor que está continuamente mudando de comprimento e rotação. As-

sumindo deste modo a forma de uma hélice em espiral que se comprime e se expande ao longo do eixo do tempo (Lima et al., 2001), como visto na figura 2.2, enquanto a parte imaginária (quadratura do traço) consiste na transformada de Hilbert do traço registrado.

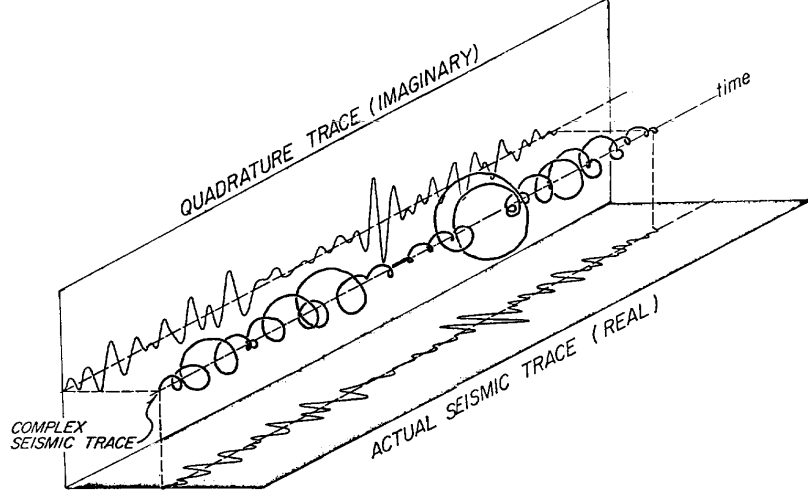


Figura 2.2: Representação de parte de um traço sísmico complexo em um diagrama isométrico (Taner et al., 1979).

A análise do traço sísmico complexo efetua a separação natural das informações de amplitude e fase, as quais são definidas como atributos e mensuradas durante a análise. A amplitude e a fase são os dois atributos instantâneos básicos, outros atributos podem ser gerados a partir deles como, por exemplo, a frequência instantânea que é derivada da fase instantânea (White, 1991).

O traço sísmico real $f(t)$ pode ser expresso em termos de amplitude $A(t)$ e fase $\theta(t)$ dependentes do tempo (Taner et al., 1979):

$$f(t) = A(t)\cos\theta(t) \quad (2.1)$$

A quadratura do traço é definida por:

$$f^*(t) = A(t)\sin\theta(t) \quad (2.2)$$

E o traço complexo $F(t)$ é expresso por:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (2.3)$$

Se $f(t)$ e $f^*(t)$ são conhecidos, podemos obter $A(t)$ e $\theta(t)$:

$$A(t) = [f^2(t) + f^{*2}(t)]^{1/2} = |F(t)| \quad (2.4)$$

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[\frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \quad (2.5)$$

Dessa forma, a equação 2.4 expressa a amplitude instantânea, a qual é calculada utilizando a energia média refletida, onde a energia é calculada a partir da amplitude do traço, independente da fase (Taner et al., 1979), enquanto a equação 2.5 expressa a fase instantânea. A frequência instantânea corresponde à derivada da fase instantânea em relação ao tempo, sendo definida por:

$$w(t) = \frac{d(\theta(t))}{d(t)} \quad (2.6)$$

Os atributos instantâneos fazem parte do grupo de atributos físicos, os quais são diretamente relacionados a propagação da onda, litologia e a outros parâmetros. A frequência instantânea pode indicar espessura da camada, parâmetros litológicos e indicar a presença de hidrocarbonetos através das anomalias de baixa frequência (Subrahmanyam and Rao, 2008).

A mudança para frequências mais baixas é geralmente observada em gas sands⁴ e reservatórios de petróleo. Anomalias de baixa frequência normalmente ocorrem em reflexões provenientes de refletores abaixo de zonas petrolíferas, reflexões de refletores mais profundos permanecem normais (Taner et al., 1979).

No caso da amplitude instantânea, as reflexões de alta amplitude são comumente associadas a mudanças litológicas entre camadas de rochas adjacentes, como no caso das inconformidades e limites associados a mudanças na forma do nível do mar; ambientes deposicionais; e também podem ser associadas a acumulações de hidrocarbonetos. A intensidade das reflexões causadas por inconformidades pode variar conforme a mudança das camadas, a medida da intensidade de reflexão pode auxiliar a identificação litológica (Taner et al., 1979).

As variações laterais na espessura da camada mudam a interferência das reflexões; tais mudanças geralmente ocorrem a uma distância considerável e assim produzem gradualmente mudanças laterais na força da reflexão. Variações locais bruscas podem indicar falhas ou acúmulos de hidrocarbonetos onde as condições de aprisionamento são favoráveis. O acúmulo de hidrocarbonetos, especialmente gás, pode se mostrar como reflexões de alta amplitude ou "Bright Spots". Entretanto, os Bright Spots podem ser não comerciais e, em contrapartida, as zonas pertencentes a algum gás produtivo podem não ter Bright Spots associados (Taner et al., 1979).

⁴Camadas arenosas contendo gás.

2.2.3 Atributo Similaridade

A similaridade é uma forma de coerência e, sendo definida como um atributo multi-traço, mostra o quanto um ou mais traços sísmicos são parecidos. A similaridade de valor 1 significa que os segmentos dos traços são completamente idênticos quanto a amplitude e forma de onda, enquanto a similaridade de valor 0 implica que os traços são completamente diferentes (dGB Earth Sciences B.V., 2019). A coerência sísmica é uma medida das mudanças laterais na resposta sísmica, causadas pela variação estrutural, estratigráfica, litológica, de porosidade e pela presença de hidrocarbonetos (Marfurt et al., 1998).

Além disso, a coerência também é uma medida de similaridade entre formas de onda e traços. Quando vista em uma seção sísmica processada, a forma da onda é uma resposta da wavelet sísmica convolvida com a geologia da subsuperfície. Essa resposta muda em termos de amplitude, frequência e fase, dependendo do contraste de impedância acústica e da espessura das camadas acima e abaixo dos limites do refletor. Por sua vez, a impedância acústica é afetada pela litologia, porosidade, densidade e tipo de fluido das camadas da subsuperfície. Consequentemente, as formas de ondas sísmicas que visualizamos em uma seção processada variam em características laterais, isto é, uma forte variação lateral no contraste de impedância acústica origina uma forte mudança lateral nas características da forma da onda (Chopra and Marfurt, 2007).

Geologicamente, formas de onda altamente coerentes indicam litologias com continuidade lateral. Mudanças abruptas nas formas de onda indicam falhas e fraturas nos sedimentos. A sensibilidade em relação a mudanças na forma de onda que fazem da coerência uma ferramenta útil para extrair informações do dado sísmico (Chopra and Marfurt, 2007). Desse modo, pode-se afirmar que há uma correlação entre os atributos amplitude instantânea e similaridade, possibilitando a correlação entre eles e a aplicação de ambos em conjunto durante a interpretação sísmica, visto que o amplitude instantânea ressaltaria contrastes de impedância e o similaridade asseguraria possíveis mudanças litológicas ou mudanças estruturais na subsuperfície.

A similaridade é baseada na matemática fundamental: as amostras dos traços são vistas como componentes de um vetor e a similaridade é definida em termos da distância no hiperespaço. Logo, a similaridade é matematicamente simples, por isso, a combinação deste atributo com outros atributos sísmicos proporciona resultados melhores em menor tempo de computação. Assumindo dois vetores X e Y de comprimento $N=15$, onde as amostras X_i e Y_i variam de $i = 1, 15$, temos (dGB Earth Sciences B.V., 2019):

$$sim = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_i - Y_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N X_i^2} + \sqrt{\sum_{i=1}^N Y_i^2}} \quad (2.7)$$

Assim, a similaridade é dada matematicamente como 1 menos a distância euclidiana entre os vetores, dividida pela soma do comprimento de cada vetor. O comprimento de

um vetor é a sua norma, também chamada de valor RMS (dGB Earth Sciences B.V., 2019).

O atributo de coerência nos ajuda a retratar plays estratigráficos e as falhas associadas. Às vezes, é necessário utilizar a informação medida para cuidadosamente modelar a estrutura, a estratigrafia e os blocos de falhas para então visualizar os planos de falha que interceptam, cortam ou se estendem no espaço 3D. Usar o atributo coerência não reduz apenas os riscos de exploração, mas também fornece uma melhor compreensão do reservatório e, por fim, nos guia a um gerenciamento ideal do reservatório (Chopra and Marfurt, 2007). No OpendTect, software que será utilizado para realizar a interpretação, o atributo coerência busca inicialmente a melhor direção onde os segmentos apresentam semelhanças e, em seguida, a partir desta direção, pode-se calcular a melhor similaridade entre os traços adjacentes.

2.3 CROSS-PLOTS

Conforme citado por Rasaq et al. (2015), cross-plots são representações visuais da relação entre duas ou mais variáveis, e são usados para identificar visualmente ou detectar anomalias as quais podem ser interpretadas com a presença de hidrocarbonetos ou outros fluidos e litologias. As análises através dos cross-plots são realizadas para determinar as propriedades das rochas e atributos que melhor discriminam o reservatório.

Quando é realizado o cross-plot de pares apropriados de atributos, litologias comuns e tipos de fluidos normalmente agrupam-se juntos, proporcionando assim uma interpretação direta. Dessa forma, estender os cross-plots para três dimensões é benéfico porque o conjunto de dados no espaço 3D é mais facilmente diagnosticado e resulta em interpretações mais precisas e confiáveis (Chopra and Marfurt, 2007).

No OpendTect, a ferramenta de cross-plot é designada para cruzar as informações entre dados sísmicos 2D/3D (atributos) e outros atributos ou dados de poço, possuindo diversas aplicações, como: gerar gráficos de dispersão; gráficos de densidade, utilizados quando um grande número de pontos do dado é selecionado; realizar ajustes de regressão; e criar funções de densidade de probabilidade para a predição das propriedades da rocha, entre outras funcionalidades (dGB Earth Sciences B.V., 2019). Para realizar este trabalho, o cross-plot foi aplicado para gerar gráficos de dispersão, os quais possibilitam identificar e determinar se existe correlação entre duas variáveis e avaliar a intensidade desta relação.

O gráfico de dispersão mostra a direção, forma e intensidade da relação entre duas variáveis quantitativas. Relações lineares são particularmente importantes, visto que a reta é um padrão simples e muito comum. Uma relação linear é forte se os pontos estão próximos da linha reta, e fracos se estão amplamente espalhados ao redor da linha. No entanto, é necessário seguir uma estratégia de análise de dados usando uma medida numérica para complementar o gráfico, sendo aplicado o conceito de correlação (Moore

et al., 2013).

Existe uma correlação entre duas variáveis quando uma delas está, de alguma forma, relacionada com a outra. Assim, sendo quantificada pelo coeficiente de correlação linear (ou coeficiente de correlação momento-produto de Pearson), que consiste na medida da intensidade da associação linear entre duas variáveis (Triola et al., 2005). O coeficiente de correlação é obtido retirando-se o efeito dos valores de cada uma das variáveis sobre a covariância, isso é realizado dividindo-se esta última pelos desvios padrão das variáveis. Desse modo, o coeficiente de correlação é definido por (Sartoris, 2017):

$$corr(x, y) = \frac{cov(x, y)}{dp(x).dp(y)} \quad (2.8)$$

Sendo $cov(x, y)$ a covariância entre x e y ; e $dp(x)$, $dp(y)$ os desvios padrão das variáveis, o qual é determinado pela raiz quadrada da variância. Para a variável x , temos (Sartoris, 2017):

$$dp(x) = \sqrt{var(x)} \quad (2.9)$$

A covariância consiste em uma "variância conjunta" entre duas variáveis. Enquanto a variância provém de quadrados (da variável menos a média), a covariância é definida por meio de produtos (Sartoris, 2017):

$$var(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{med})^2 \quad (2.10)$$

$$cov(x, y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{med})(y_i - y_{med}) \quad (2.11)$$

Triola et al. (2005) destaca as propriedades do coeficiente de correlação linear, representado por r :

1. O valor de r está sempre entre -1 e 1. Isto é,

$$-1 \leq r \leq 1$$

2. O valor de r não varia se todos os valores de qualquer uma das variáveis são convertidos para uma escala diferente;
3. O valor de r não é afetado pela escolha de x ou y . Ou seja, permutando todos os valores de x e y , r permanecerá inalterado;
4. r mede a intensidade, ou grau, de um relacionamento linear. Não serve para medir a intensidade de um relacionamento não linear.

A intensidade da relação linear aumenta quando r se aproxima de -1 ou 1, onde valores próximos de 0 indicam uma relação linear muito fraca. Os valores próximos de -1 ou 1

indicam que os pontos do gráfico de dispersão estão próximos da linha reta que representa a correlação. Os casos de relações lineares perfeitas ocorrem quando $r = -1$ ou $r = 1$, onde os pontos estão alinhados exatamente ao longo da reta. Se a relação linear mostra uma direção clara, podemos dizer que ocorrem associações positivas, quando os valores das duas variáveis tendem a ocorrer juntos; ou associações negativas, onde os altos valores de uma variável ocorrem junto com os baixos valores da outra variável (Moore et al., 2013). Quando um gráfico de dispersão mostra uma relação linear, é possível resumir o padrão dos pontos a partir de uma reta, a qual é denominada de reta de regressão.

Dada uma coleção de dados amostrais emparelhados, equação de regressão é definida por (Triola et al., 2005):

$$\hat{y} = b_0 + b_1x \quad (2.12)$$

que descreve a relação entre duas variáveis. O gráfico da equação de regressão é chamado reta de regressão (ou reta de melhor ajuste, ou reta de mínimos quadrados). Esta definição expressa uma relação entre x (variável independente ou preditora) e $\hat{y}$ (chamada variável dependente ou resposta). Na definição precedente, a equação típica de uma reta ($y = mx + b$) é expressa na forma $\hat{y} = b_0 + b_1x$, onde b_0 é o intercepto y e b_1 é o coeficiente angular. Uma vez calculados b_0 e b_1 , podemos identificar a equação estimada de regressão, onde a reta de regressão é a que melhor se ajusta aos pontos amostrais (Triola et al., 2005).

As equações de regressão podem ser úteis quando usadas para prever o valor de uma variável, a partir de um valor determinado de outra variável. Se a reta de regressão se ajusta bem aos dados, então tem sentido utilizar sua equação para fazer previsões, desde que não ultrapassemos os limites dos valores disponíveis. Entretanto, só devemos utilizar a equação da reta de regressão se r indica a existência de uma correlação linear significativa. Na ausência de uma tal correlação linear, não devemos utilizar a equação de regressão para projetar ou prever; em vez disso, nossa melhor estimativa da segunda variável é simplesmente a sua média (Triola et al., 2005).

3 ÁREA DE ESTUDO

O dado sísmico 3D e o dado de poço, utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, foram cedidos pela empresa Total para uso acadêmico e pertencem a porção sul da sub-bacia Viking Graben, localizada no conjunto de bacias do Mar do Norte, costa sul da Noruega (Figura 3.1). No contexto regional, a área de estudo está situada na extremidade sul do trend estrutural Statfjord-Brent-Alwyn, localizado no flanco oeste do Viking Graben (Figura 3.2).



Figura 3.1: Mapa de localização do Mar do Norte obtido através do Google Earth.

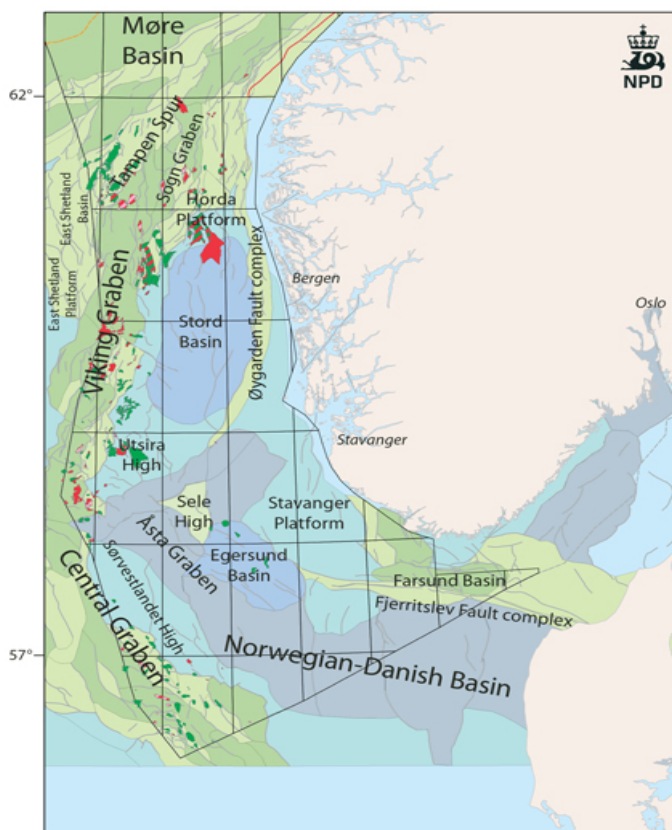


Figura 3.2: Mapa de localização do Viking Graben. Fonte: Norwegian Petroleum Directorate, 2019.

O estágio de rifteamento do Mar do Norte, abrangendo cerca de 175 Ma, foi iniciado durante o Triássico Inferior e encerrado no final do Paleoceno, no momento em que houve a separação da litosfera entre a Groenlândia e a Europa. A atividade de rifteamento no Mar do Norte acelerou durante o Jurássico, atingiu o pico na transição do Jurássico para o Cretáceo e diminuiu durante o Cretáceo, em consequência da tensão extensional, concentrando-se na futura zona de separação litosférica no norte do Atlântico Norte e no Norueguês-Groenlândia (Ziegler, 1992).

Conforme citado por Catterall (2012), o sistema de riftes do Mar do Norte, localizado predominantemente nas águas territoriais britânicas e norueguesas, engloba diversos campos petrolíferos e compreende três segmentos principais: a bacia Moray Firth, o Graben Central e o Viking Graben. O Viking Graben tem uma largura de cerca de 40km, datado do período Meso Jurássico-Cretáceo, e está contido em uma bacia sedimentar ainda maior com 170km a 200km de largura.

O grupo Hordaland pertencente a Bacia do Mar do Norte, apresenta como litologia predominante argilitos, com poucos arenitos. Dentro do grupo Hordaland, quatro formações de arenito são definidas: a formação Frigg, Grid, Skade e Vade. A espessura do grupo varia de 1100-1400m na parte central e sudeste do Viking Graben, com afinamento em direção às margens. No entanto, o grupo tem apenas algumas centenas de metros de

espessura na porção Norte do Viking Graben. O grupo Hordaland foi depositado em um ambiente marinho aberto, onde a base é constituída pela Formação Balder ou pelas areias da formação Frigg (Halland et al., 2019).

A formação Frigg (Eoceno Inferior) foi depositada como leques submarinos provenientes da East Shetland Platform para o oeste, e em cerca de 59 0 30'N, as areias Frigg estão conectadas às areias do setor do Reino Unido. O limite inferior da formação Frigg é composto pela formação Balder; e o limite superior pertence aos argilitos do grupo Hordaland, que podem formar uma camada selante regional (Halland et al., 2019).

De acordo com o relatório cedido pela empresa Total, o poço 14-1, o qual será utilizado para o desenvolvimento deste trabalho, foi perfurado para testar um reservatório do Paleoceno, próximo a extremidade sudoeste de um complexo estrutural altamente fraturado. A carta litoestratigráfica e cronoestratigráfica extraída do relatório do poço em estudo pode ser visualizada na figura 3.3.

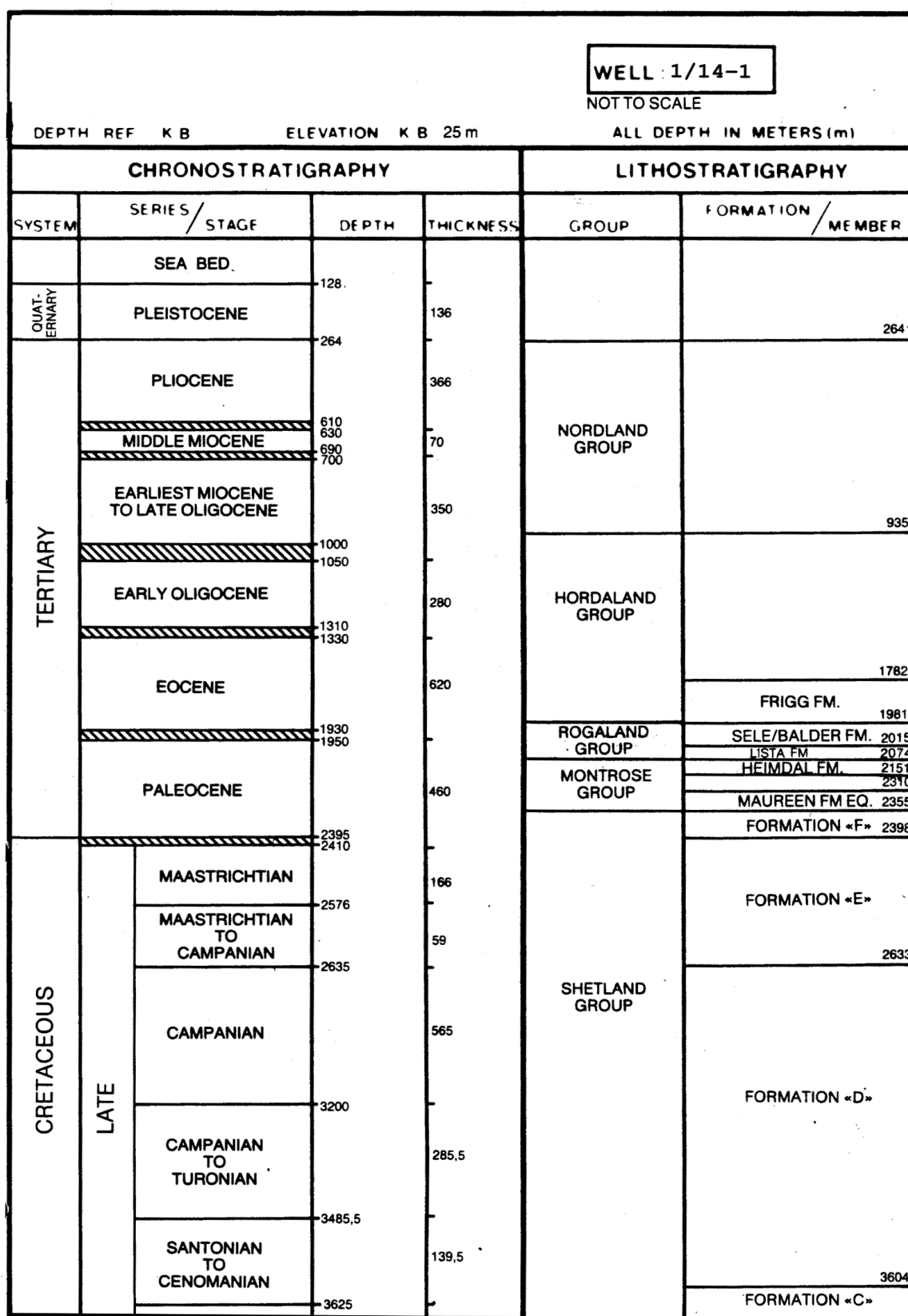


Figura 3.3: Carta cronoestratigráfica e litoestratigráfica extraída do relatório do poço 14-1.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho foi realizado de acordo com o fluxograma mostrado na figura 4.1.

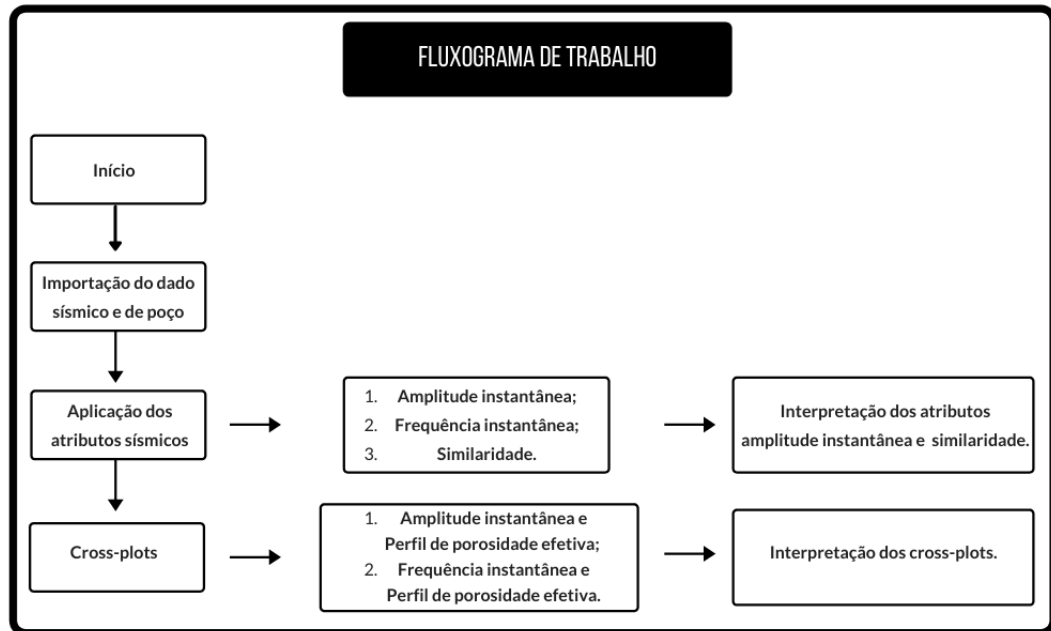


Figura 4.1: Fluxograma de trabalho.

A interpretação será dividida em três etapas: inicialmente, o atributo sísmico amplitude instantânea será aplicado para identificar as anomalias de amplitude; em seguida, será realizada a interpretação do atributo similaridade nos intervalos pertencentes à essas anomalias, a fim de investigar as suas respectivas causas; a terceira etapa consiste em interpretar os gráficos de dispersão que foram gerados através do método de cross-plot, para extrair informações que incrementem as interpretações iniciais. Nesta etapa, são correlacionados os atributos amplitude e frequência instantânea com o perfil de porosidade efetiva.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi utilizado o software OpendTect 6.4 pertencente a dGB Earth Sciences, que possibilita o uso de ferramentas para a visualização de atributos sísmicos, a importação de dados de poço, a visualização de cubos sísmicos, bem como suas seções in-line, cross-line e z-slice, fundamentais para a interpretação sísmica.

4.1 IMPORTAÇÃO DO DADO SÍSMICO E DE POÇO

Inicialmente, foi realizada a etapa de carregamento do dado sísmico 3D e do dado de poço no software OpendTect. O dado sísmico 3D em profundidade é composto por diversas linhas sísmicas, as quais permitem a visualização do dado. A direção in-line corresponde às linhas de receptores definidas durante um levantamento sísmico 3D convencional e a

direção cross-line condiz com a direção de tiros, sendo, portanto, perpendicular à direção in-line. As z-slices consistem em seções horizontais do dado e podem ser definidas no domínio do tempo ou da profundidade (Figura 4.2).

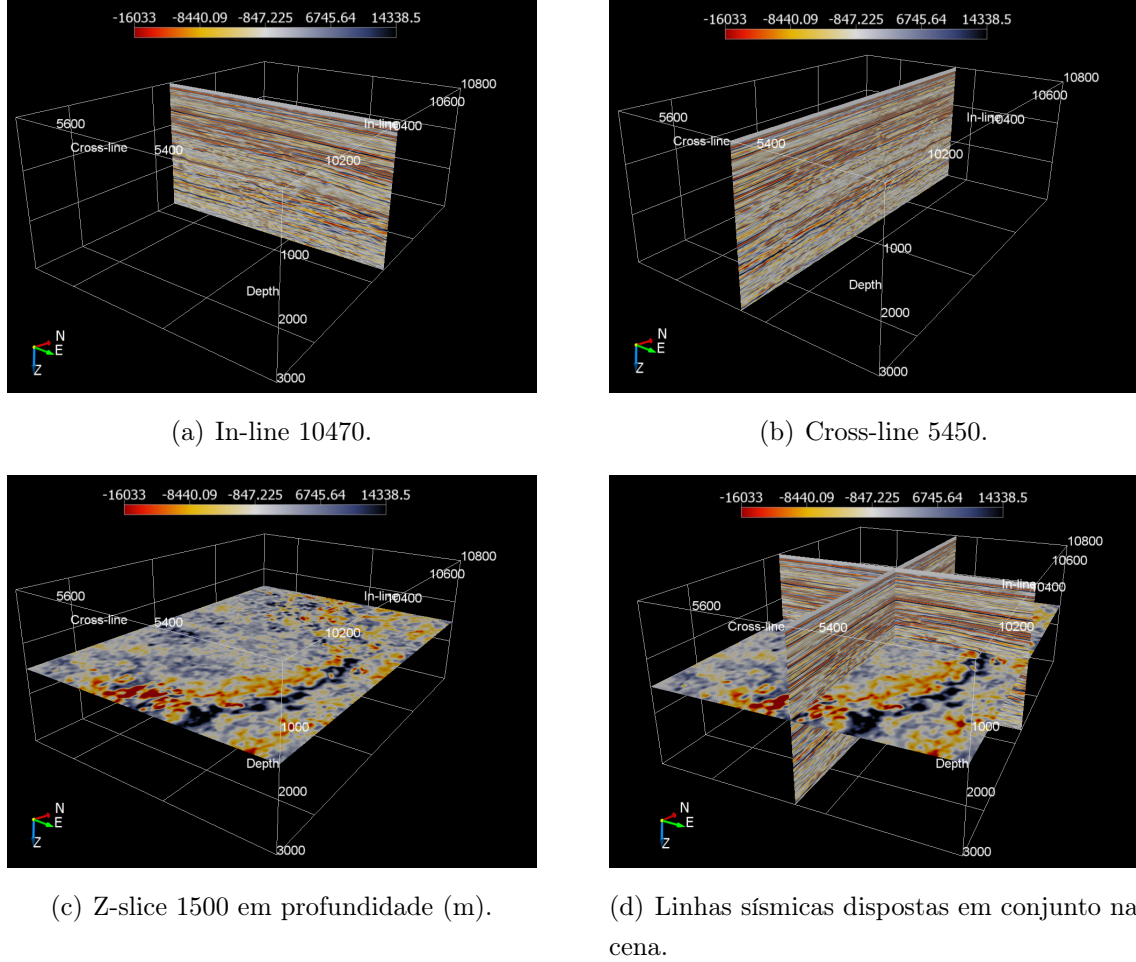
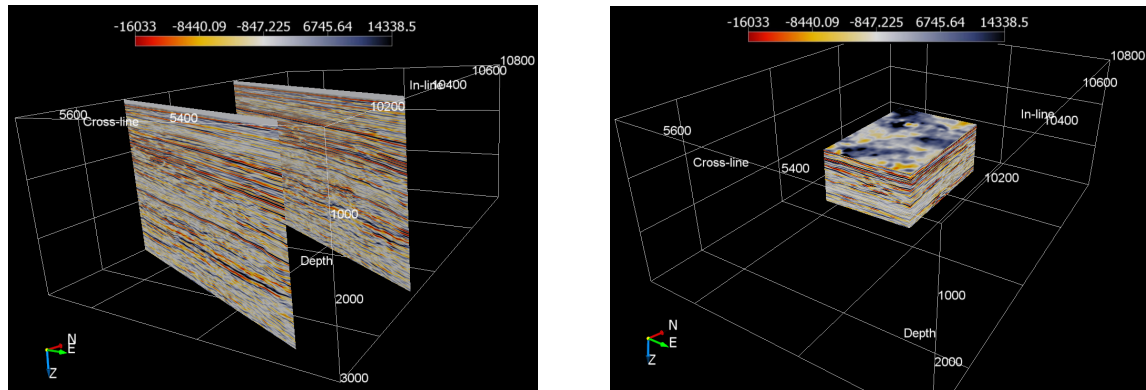


Figura 4.2: Linhas sísmicas mostrando cortes do cubo de dados sísmicos através das direções (a) in-line; (b) cross-line; (c) z-slice em profundidade(m); e (d) exibindo as linhas sísmicas em conjunto na cena.

O dado sísmico 3D foi adquirido através de um levantamento sísmico marinho (offshore), utilizando um método de levantamento de dados tridimensionais denominado Ocean Bottom Cable (OBC), que consiste em um levantamento sísmico de alta resolução, onde os cabos são posicionados no assoalho oceânico. Nesta técnica ocorre uma melhora na iluminação sísmica das estruturas geológicas, resultando em um imageamento sísmico melhor do que o obtido durante a aquisição convencional.

O cubo sísmico é definido pelas in-lines, que variam de 10200 a 10800 e estão orientadas a 256.82 graus em relação ao norte; pelas cross-lines, que variam de 5200 a 5700; e pela z-slice no domínio da profundidade, variando de 0 a 3000m, com incremento de 5m. A área do cubo sísmico onde será feita a interpretação, é definida pela in-line 10208; cross-line 5605; e pela z-slice que também será utilizada para avaliar o comportamento dos atributos

ao longo do poço. Além das direções anteriormente mencionadas, o OpendTect permite a importação do cubo sísmico completo e de random lines, que possibilitam a visualização de seções arbitrárias, as quais permitem visualizar o dado em qualquer direção (Figura 4.3).



(a) Random lines.

(b) Cubo de dados sísmicos.

Figura 4.3: Cena mostrando (a) random lines e (b) cubo de dados sísmicos.

Após o carregamento do dado sísmico, foram importados os dados de poço. O poço em estudo está localizado nas coordenadas 144981.00 e 1705002.00, que correspondem a X(m) e Y(m), respectivamente, e são equivalentes à in-line 10208 e à cross-line 5605. O cruzamento destas duas linhas sísmicas abrange o poço, por isso, elas serão utilizadas durante a interpretação.

A profundidade do poço pode ser diferente de acordo com a referência adotada durante a importação, assim, há poços que são importados de acordo com o Measure Depth (MD)¹, True Vertical Depth (TVD)², True Vertical Depth Subsea (TVDSS)³, True Vertical Depth below SRD (TVDSD)⁴, entre outras referências mostradas na figura 4.4. Dessa forma, o poço foi importado usando como referência o MD, possuindo 4020m de profundidade e 25m de elevação em relação ao Kelly Bushing (KB)⁵.

¹Profundidade medida.

²Profundidade vertical real.

³Profundidade vertical real abaixo do nível do mar.

⁴Profundidade vertical real abaixo do datum de referência sísmica, conhecido como SRD (Seismic Reference Datum).

⁵Ferramenta utilizada durante a perfuração do poço.

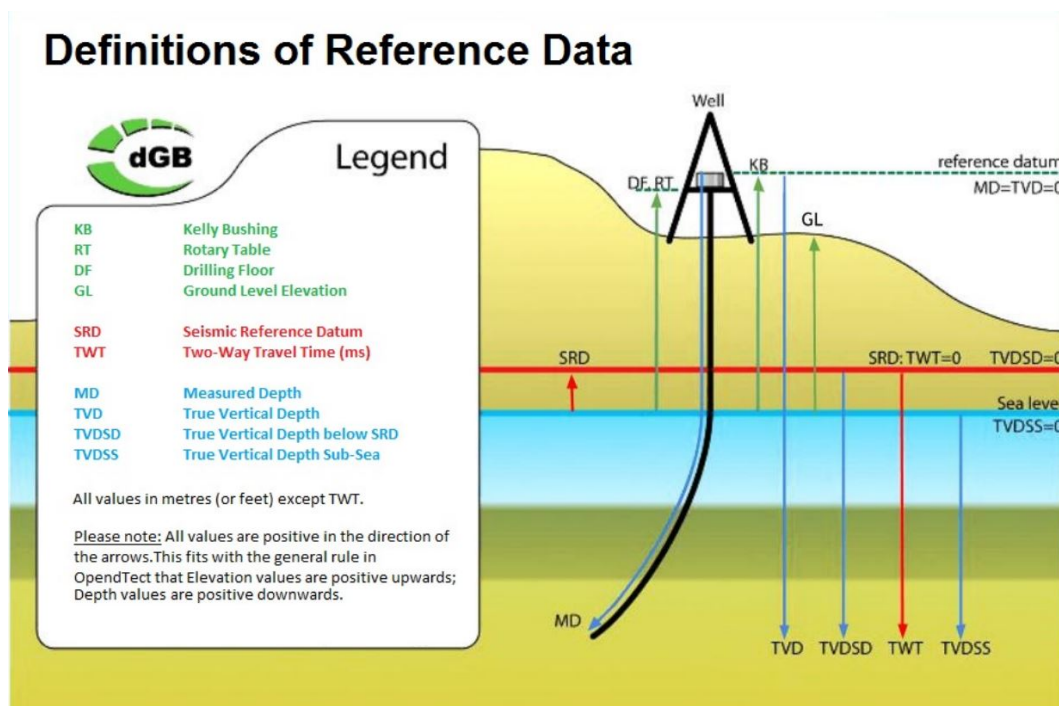


Figura 4.4: Tipos de datum de referência do dado de poço. Fonte: https://doc.opendtect.org/5.0.0/doc/od_userdoc/content/survey/import/imp_wlls/fm_ascii_files.htm.

O próximo passo foi importar os marcadores litoestratigráficos fornecidos pelo relatório de poço, os quais foram importados considerando o mesmo datum de referência escolhido anteriormente. Ao definir a profundidade pertencente a cada unidade litoestratigráfica em relação a profundidade medida, o OpendTect calcula automaticamente a profundidade referente ao TVDSS e ao TVD (Figura 4.5). O poço 14-1 apresenta 9 marcadores litoestratigráficos, incluindo o primeiro marcador que corresponde ao assoalho oceânico. Os marcadores litoestratigráficos serão empregados para auxiliar a interpretação sísmica, visto que podem ser correlacionados com anomalias presentes nas seções sísmicas.

Edit Well Markers

Well: 14-1

	Name	MD (m)	TVD (m)	TVDSS (m)	Color	Regional marker
Marker 1	SEA BED	128.00	128.00	103.00		SEA BED
Marker 2	NORDLAND GROUP	264.00	264.00	239.00		NORDLAND GROUP
Marker 3	HORDALAND GROUP	935.00	935.00	910.00		HORDALAND GROUP
Marker 4	FRIGG FM	1782.00	1782.00	1757.00		FRIGG FM
Marker 5	ROGALAND GROUP	1981.00	1981.00	1956.00		ROGALAND GROUP
Marker 6	SELE/BALDER FM	2015.00	2015.00	1990.00		SELE/BALDER FM
Marker 7	LISTA FM	2074.00	2074.00	2049.00		LISTA FM
Marker 8	MONTROSE GROUP	2355.00	2355.00	2330.00		MONTROSE GROUP
Marker 9	SHETLAND GROUP	3604.00	3604.00	3579.00		SHETLAND GROUP
Marker 10						
Marker 11						
Marker 12						
Marker 13						

Update display Import ... Export ... ☐ Z in Feet

Set as regional markers ...

OK Cancel Help

Figura 4.5: Janela de importação dos marcadores litoestratigráficos do poço.

Por fim, foi efetuada a importação dos perfis do poço. Os perfis foram importados no OpendText a partir de um arquivo LAS, o qual contém informações como os valores de profundidade em MD e os valores dos parâmetros de cada perfil. A figura 4.6 mostra alguns perfis pertencentes ao poço 14-1. Para a interpretação, será utilizado apenas o perfil de porosidade efetiva, o qual pode ser visualizado na figura 4.7.

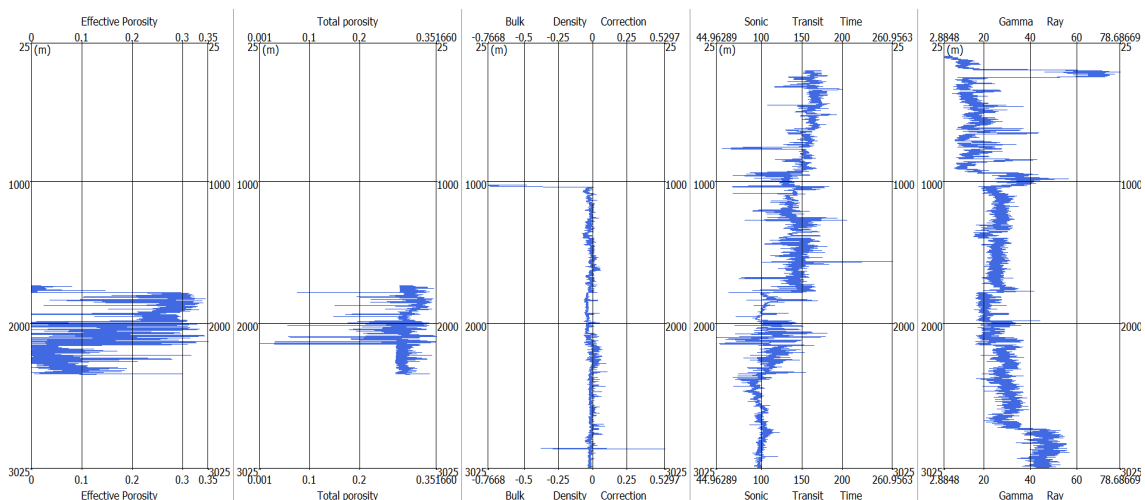


Figura 4.6: Perfis pertencentes ao poço 14-1.

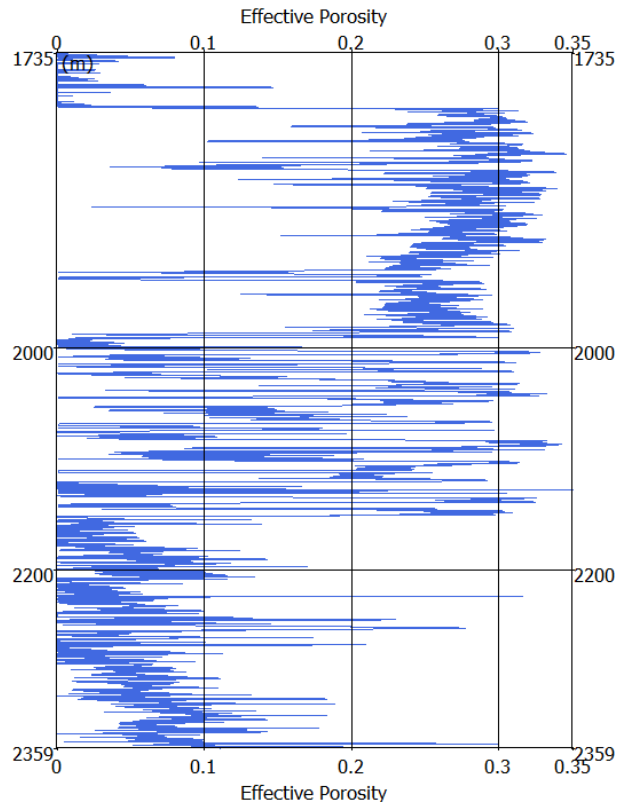


Figura 4.7: Perfil de porosidade efetiva.

4.2 APLICAÇÃO DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS

O OpendTect fornece um grupo de atributos sísmicos que podem ser aplicados ao dado para realizar a interpretação, como os atributos instantâneos, similaridade, energia, entre outros. Os atributos podem ser selecionados e visualizados através da in-line, cross-line, z-slice e do cubo sísmico. Desse modo, foram definidos os parâmetros dos atributos amplitude instantânea e similaridade que, em seguida, foram aplicados às linhas sísmicas. O atributo frequência instantânea também foi carregado, contudo, será aplicado somente durante a análise dos gráficos de dispersão gerados na etapa de cross-plots.

A interpretação foi realizada aplicando os atributos sísmicos amplitude instantânea e similaridade à in-line e à cross-line, realizando a análise de cada atributo nas linhas sísmicas e, posteriormente, o resultado da sobreposição dos atributos (Figuras 4.8, 4.9 e 4.10).

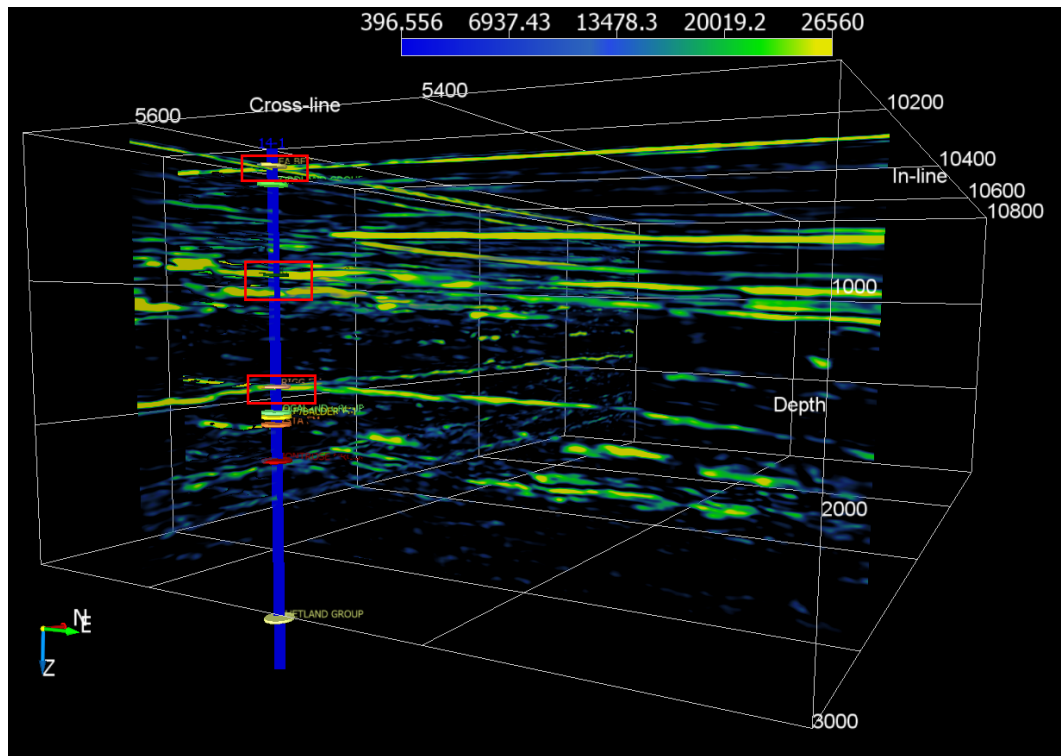


Figura 4.8: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico amplitude instantânea através da barra de cores chimney, onde anomalias de amplitude na posição do poço estão destacadas pelos retângulos vermelhos.

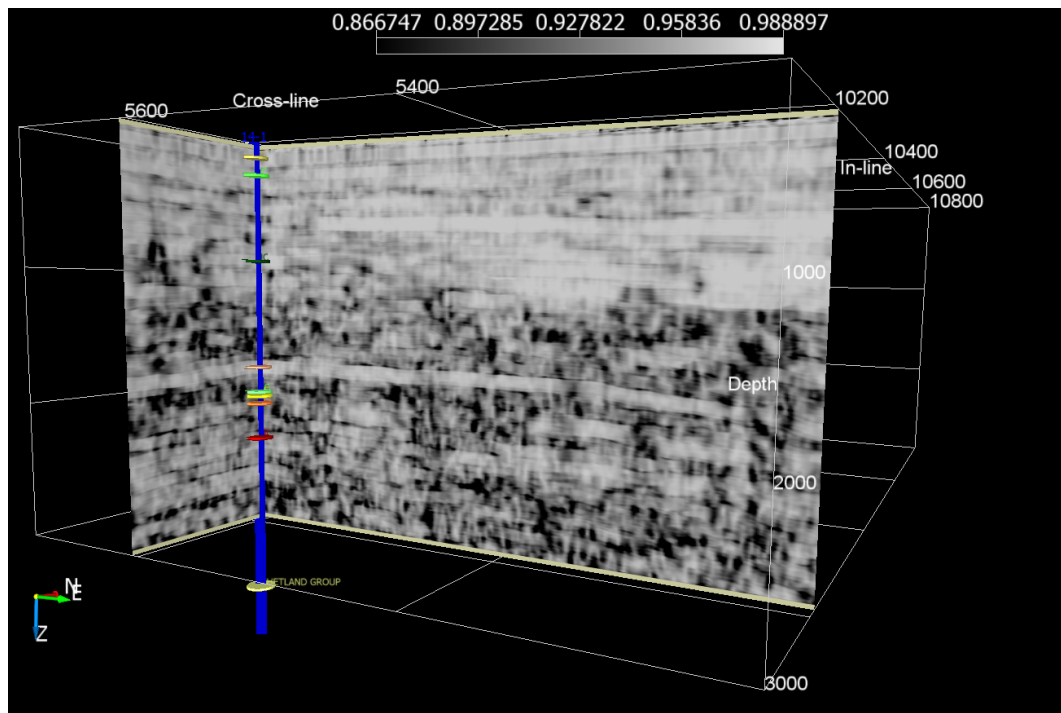


Figura 4.9: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico similaridade através da barra de cores similarity.

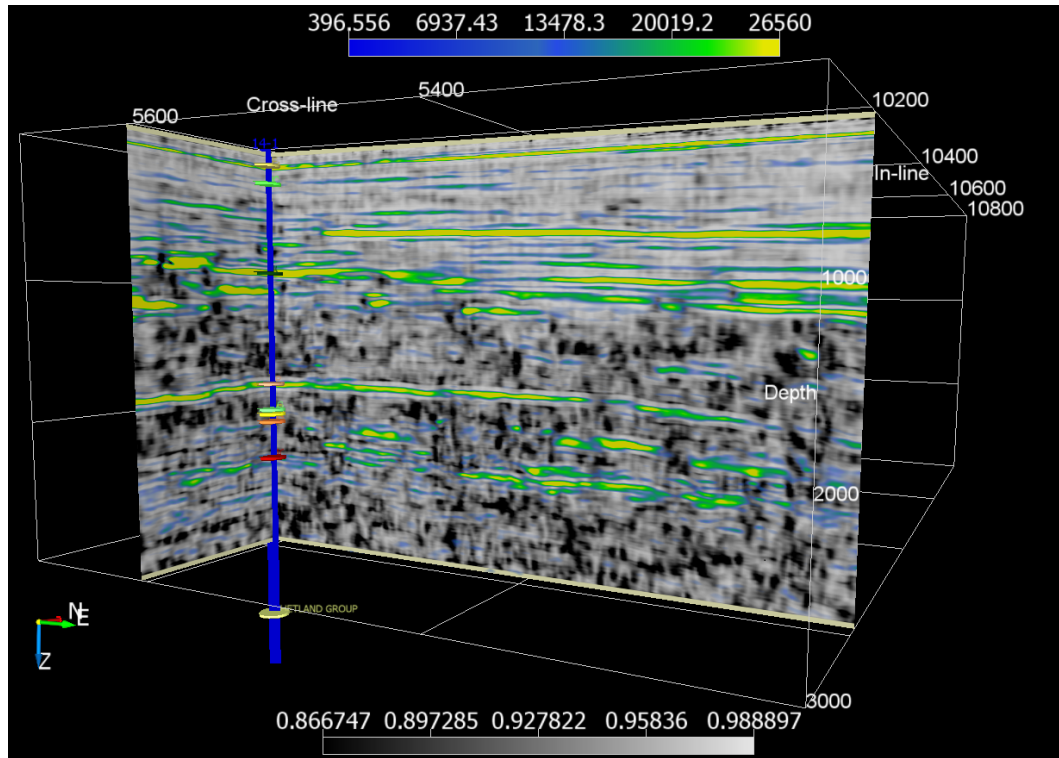


Figura 4.10: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo os atributos sísmicos envelope e similaridade sobrepostos. O atributo envelope é interpretado através da barra de cores chimney e o similaridade utiliza a barra de cores similarity.

4.3 CROSS-PLOTS

O cross-plot do perfil de porosidade efetiva com o atributo amplitude instantânea foi extraído considerando os marcadores do poço, sendo calculado apenas a partir da Formação Frigg até o final do dado, pois o perfil de porosidade efetiva possui valores somente a partir de 1711m até 2360m. Assim, aumentando o coeficiente de correlação do cross-plot. Para gerar o segundo gráfico de dispersão, o cross-plot do atributo frequência instantânea com o perfil de porosidade efetiva foi extraído considerando todo o poço, visto que realizar o janelamento do dado para essas variáveis reduziu o valor do coeficiente de correlação.

Os cross-plots gerados, os quais serão interpretados posteriormente, podem ser visualizados nas figuras 4.11 e 4.12. O OpendTect permite adicionar aos gráficos a linha de regressão, que pode ser vista na cor preta; e o coeficiente de correlação correspondente a cada cross-plot, os quais são representados pela letra r nos gráficos.

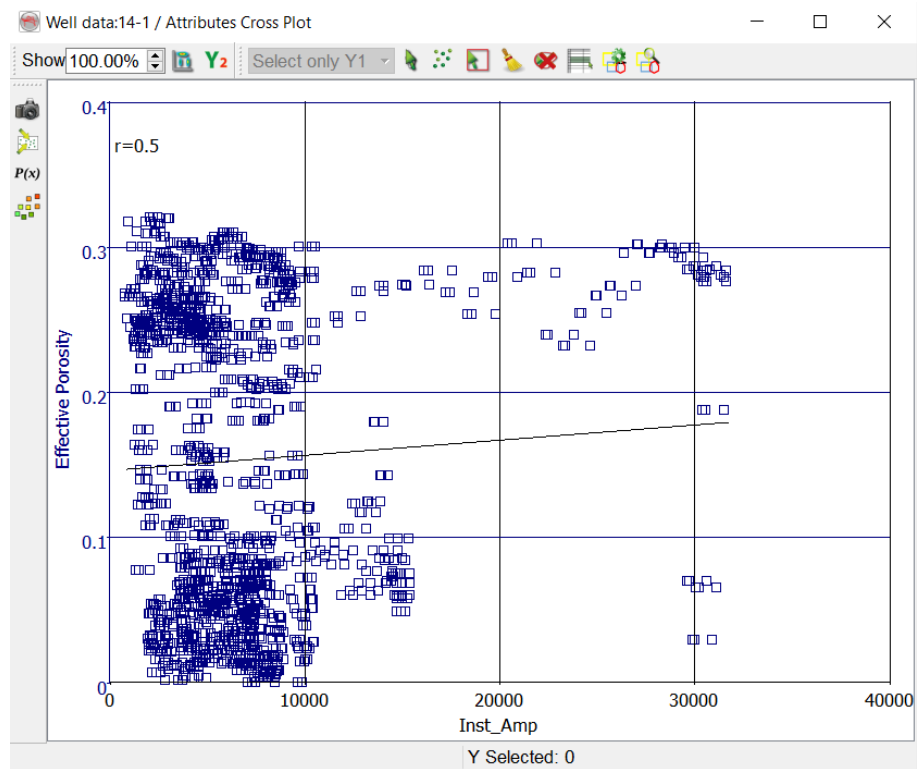


Figura 4.11: Cross-plot entre o atributo amplitude instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).

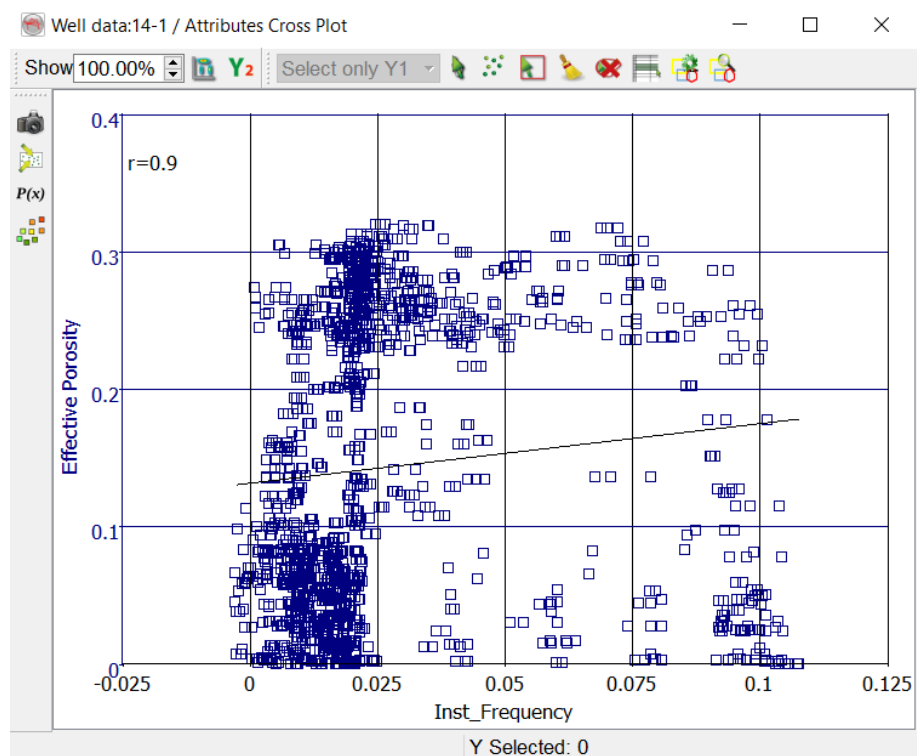


Figura 4.12: Cross-plot entre o atributo frequência instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

INTERPRETAÇÃO DOS ATRIBUTOS ENVELOPE E SIMILARIDADE

Neste trabalho, serão usadas as linhas sísmicas in-line, cross-line e, eventualmente, a z-slice para avaliar os atributos. A figura 5.1 mostra o dado sísmico através das linhas sísmicas in-line 10208 e cross-line 5605; e a figura 5.2 permite visualizar os marcadores litoestratigráficos pertencentes ao poço, os quais também serão utilizados durante a interpretação.

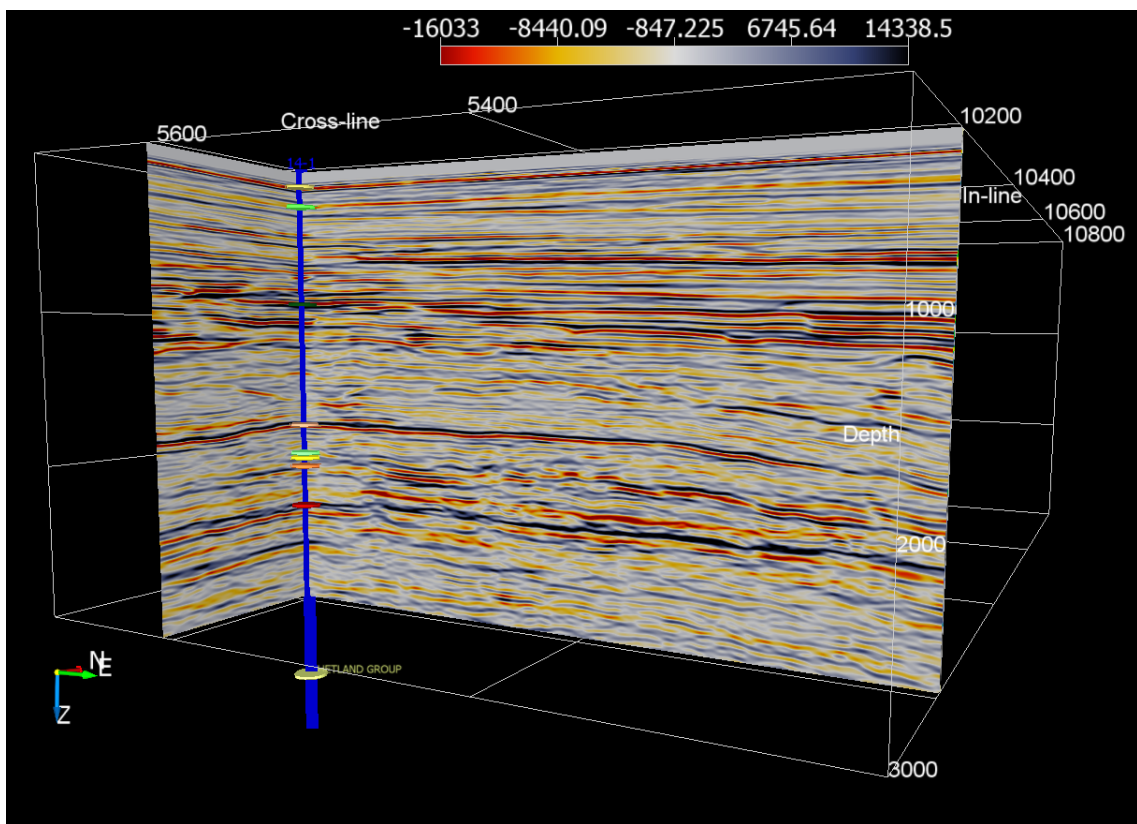


Figura 5.1: In-line 10208 e cross-line 5605 do dado sísmico 3D em profundidade, exibido através da barra de cores seismics e passando pelo poço 14-1 (azul).

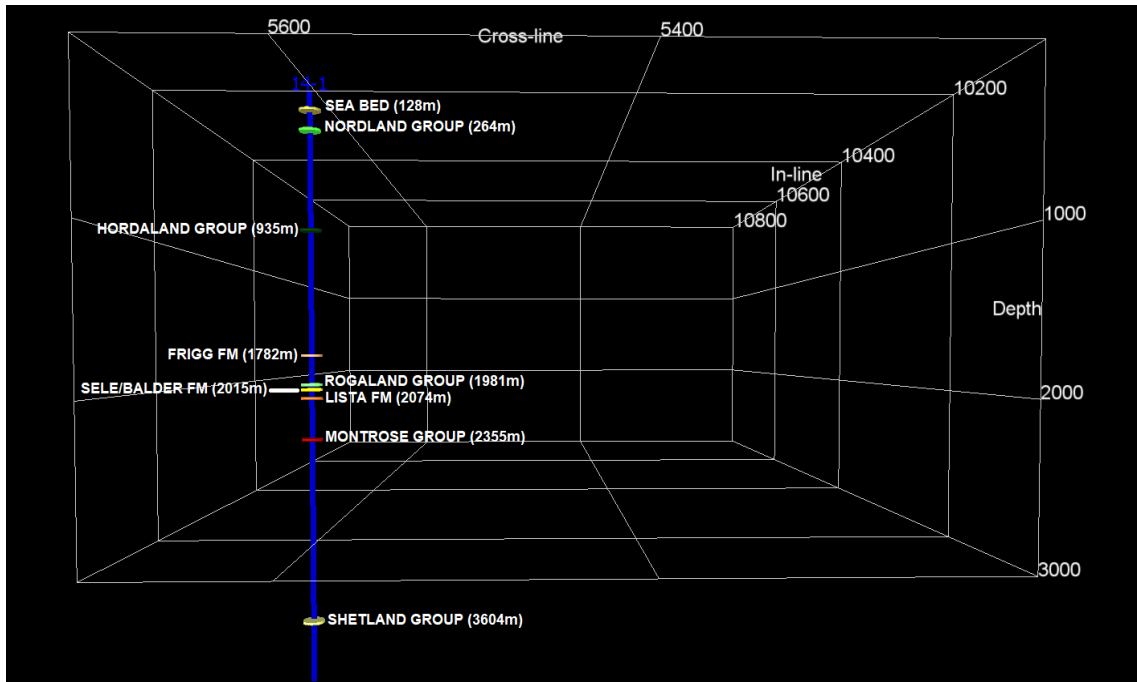


Figura 5.2: Poço 14-1 importado à cena mostrando os marcadores litoestratigráficos.

O atributo amplitude instantânea foi escolhido, pois indica contraste de impedância acústica e realça interfaces com alta refletividade, dessa forma, pode ser utilizado para identificar mudanças litológicas que caracterizam um reservatório. O atributo de similaridade é uma forma de coerência, que expressa o quanto dois ou mais traços sísmicos são parecidos. Portanto, a similaridade de valor 1 significa que os segmentos dos traços são completamente idênticos quanto a forma de onda e amplitude, enquanto a similaridade de valor 0 significa que eles são completamente diferentes.

O atributo de similaridade foi combinado com o amplitude instantânea para avaliar as mudanças litológicas e características da seção sísmica que intercepta o poço nos intervalos que aparecem as anomalias de amplitude, as quais consistem nos intervalos esverdeados presentes nas linhas sísmicas, destacadas através da barra de cores chimney, que mostra os valores de amplitude do dado (Figura 5.3). A interpretação foi limitada aos intervalos das seções que interceptam o poço, a fim de relacionar as informações extraídas do atributo com as informações presentes no relatório de poço.

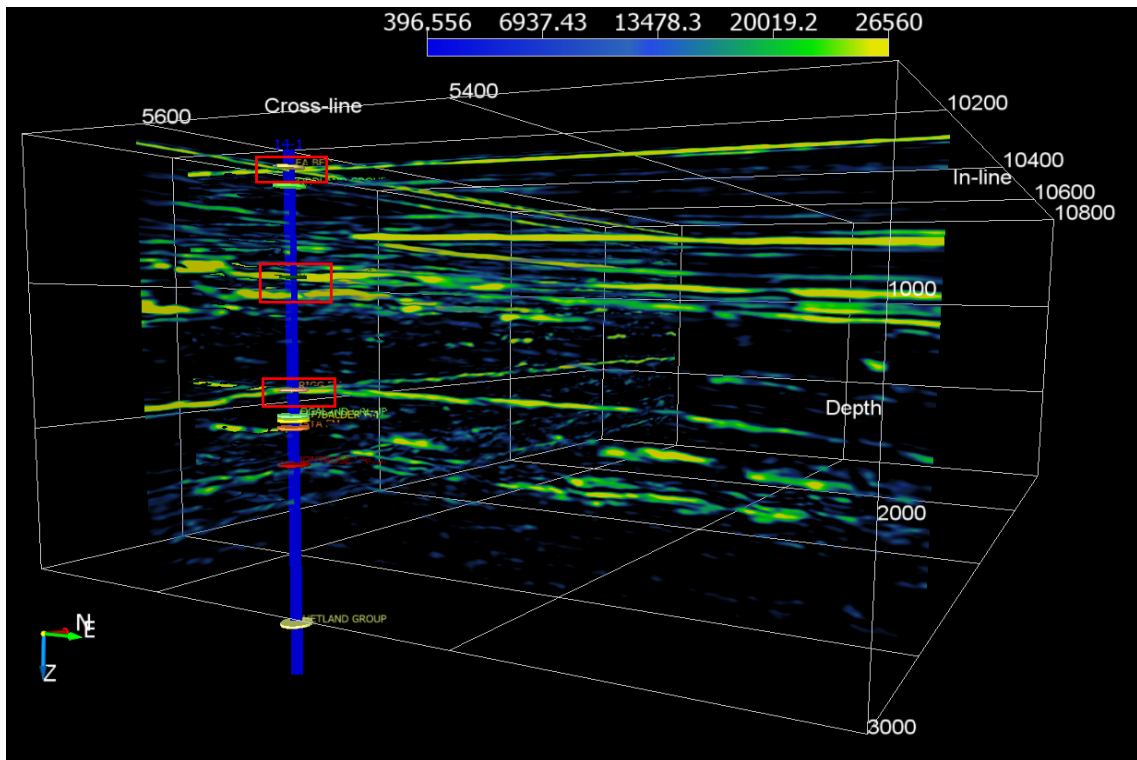


Figura 5.3: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico amplitude instantânea através da barra de cores chimney, onde as anomalias de amplitude estão destacadas pelos retângulos vermelhos.

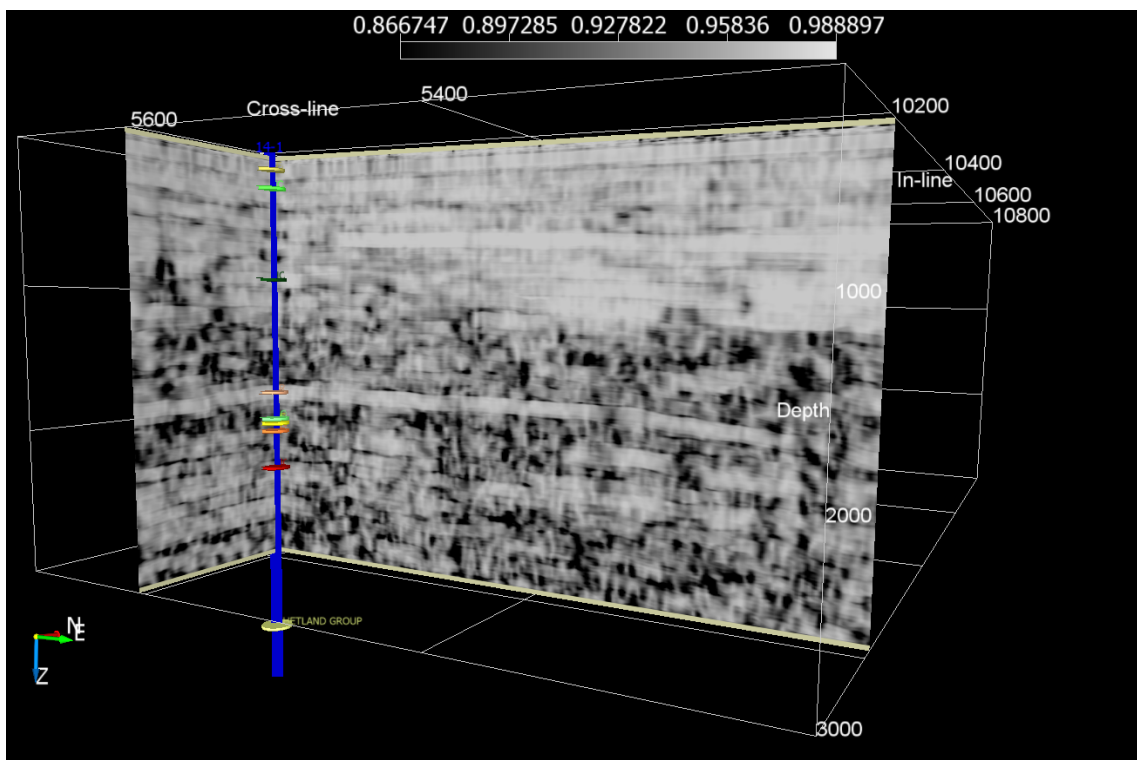


Figura 5.4: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo o atributo sísmico similaridade através da barra de cores similarity.

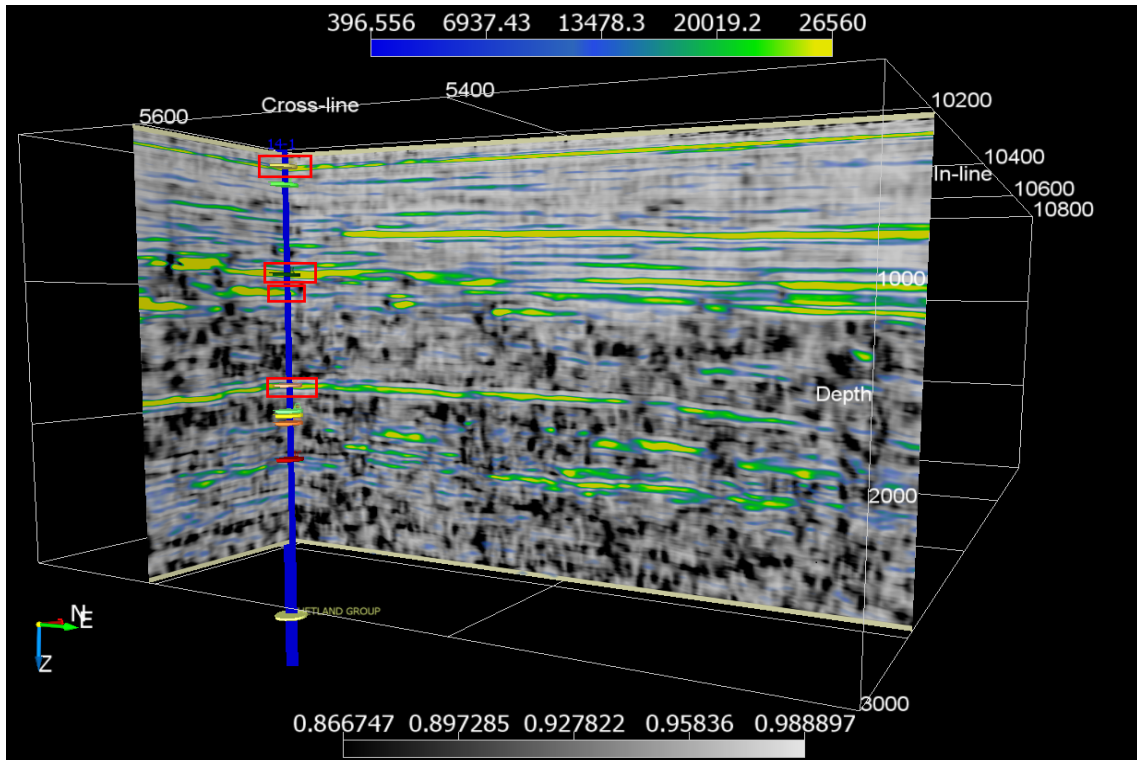


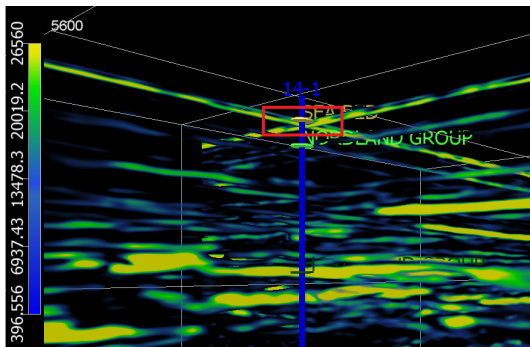
Figura 5.5: In-line 10212 e cross-line 5605 exibindo os atributos sísmicos amplitude instantânea e similaridade sobrepostos. Os retângulos vermelhos destacam os quatro intervalos que serão interpretados. O atributo amplitude instantânea é interpretado através da barra de cores chimney e o similaridade utiliza a barra de cores similarity.

Os marcadores pertencentes ao poço foram adicionados à cena a partir das informações litoestratigráficas. Dessa forma, foi possível relacionar os atributos similaridade e amplitude instantânea aos marcadores, possibilitando a integração das informações geológicas à interpretação da resposta dos atributos. De modo geral, pode-se notar que os marcadores coincidem com as anomalias de amplitude vistas na in-line e cross-line que interceptam o poço. Essas anomalias são comumente realçadas com o atributo amplitude instantânea, visto que este atributo mostra contrastes de impedância acústica, os quais geram eventos com alta amplitude que podem caracterizar mudanças litológicas e indicar possíveis reservatórios com a presença de hidrocarbonetos.

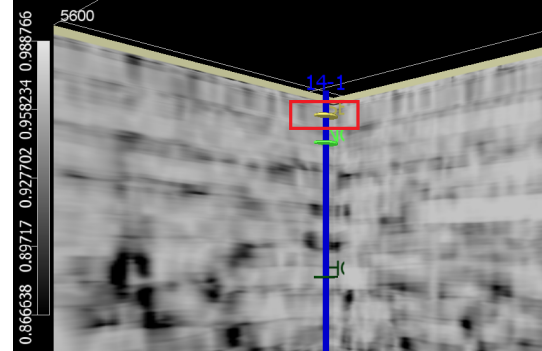
A primeira anomalia ocorre em torno de 126m e estende-se até 160m, coincidindo com o marcador que registra o assoalho oceânico (128m), mostrando, então, que a anomalia de amplitude pode ter sido causada pela mudança desses ambientes (Figura 5.6).

O atributo amplitude instantânea é muito sensível aos contrastes de impedância acústica, por isso, é necessário utilizar outros atributos ou métodos para avaliar se há indícios de mudanças litológicas ou indicativos de reservatórios neste intervalo do poço. O atributo similaridade não apresenta mudanças significativas nesse intervalo, mantendo um valor alto de coerência, em torno de 1, representado pela cor cinza na in-line e cross-line. Segundo Chopra and Marfurt (2007), geologicamente, formas de onda sísmica altamente

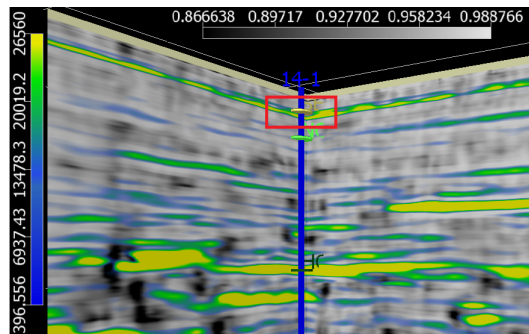
coerentes indicam litologias com continuidade lateral. Portanto, a similaridade sugere que não há contraste de litologias, assim, podemos concluir que a anomalia de alta amplitude pode ter sido causada pelo contraste do assoalho oceânico com a litologia seguinte.



(a) Amplitude instantânea.



(b) Atributo similaridade.



(c) Sobreposição dos atributos similaridade e amplitude instantânea.

Figura 5.6: Primeiro intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).

De acordo com o relatório de poço, os primeiros 128m correspondem ao assoalho oceânico, o qual é seguido pelo grupo Nordland, de 128m a 935m. A parte superior do grupo Nordland (até 264m) é composta por argilas levemente calcárias, com vestígios de fragmentos de conchas e areia. Até 935m, o grupo é dominado por areia contendo camadas finas e veios de argila, lignita, glauconita e fragmentos de conchas.

A segunda anomalia de amplitude aparece ao longo do poço de 910m a 950m, e coincide com o marcador que registra o topo da formação Hordaland, a qual se estende de 935m a 1277m (Figura 5.7). O atributo similaridade destaca também um contraste neste intervalo, onde a coerência tem altos valores no intervalo coincidente às anomalias de amplitude e demonstra redução com o aumento da profundidade, indicando menor coerência.

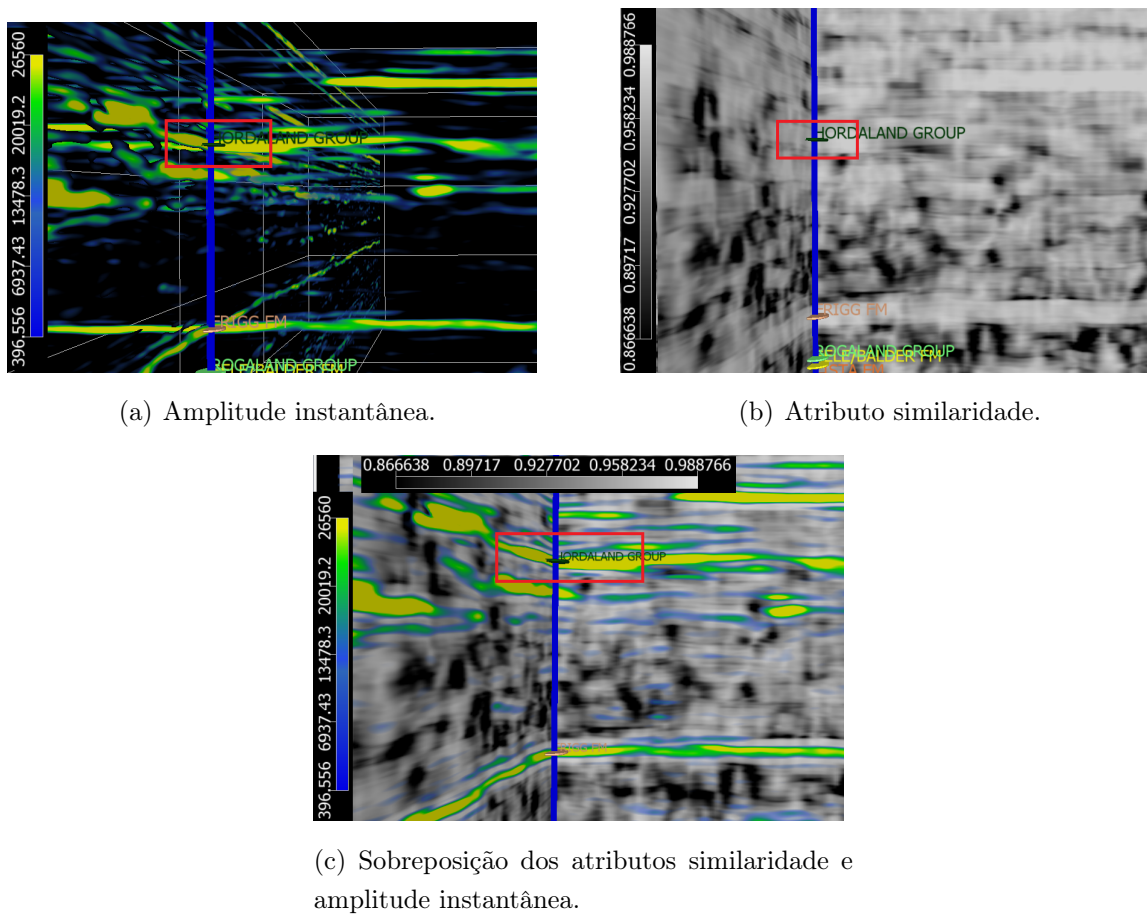
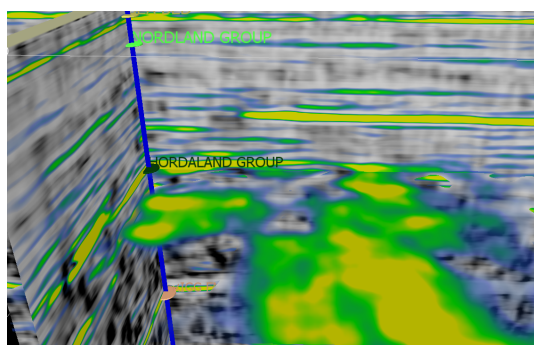
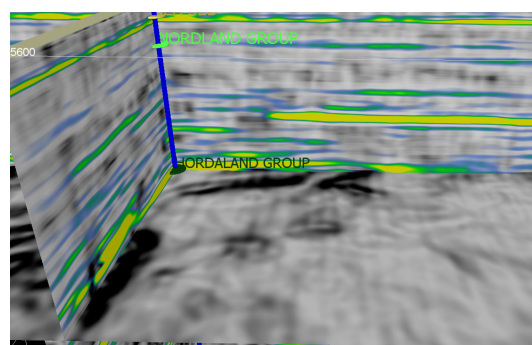


Figura 5.7: Segundo intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).

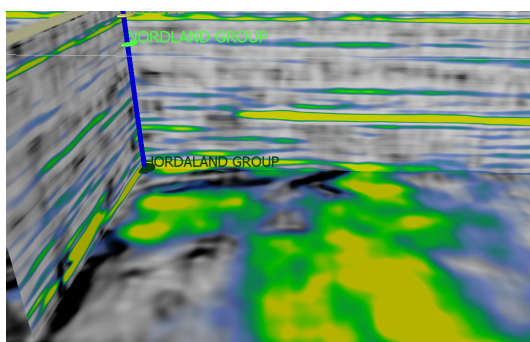
É possível notar que a anomalia de amplitude estende-se nas linhas sísmicas, essa característica é relevante pois indica mudanças litológicas na região e a possível presença de hidrocarbonetos. Desse modo, foi importada a z-slice na profundidade de 935m para avaliar a continuidade lateral dos atributos (Figura 5.8).



(a) Z-slice com o atributo amplitude instantânea na posição da anomalia de amplitude.



(b) Z-slice com o atributo similaridade na posição da anomalia de amplitude.



(c) Sobreposição dos atributos similaridade e amplitude instantânea na z-slice.

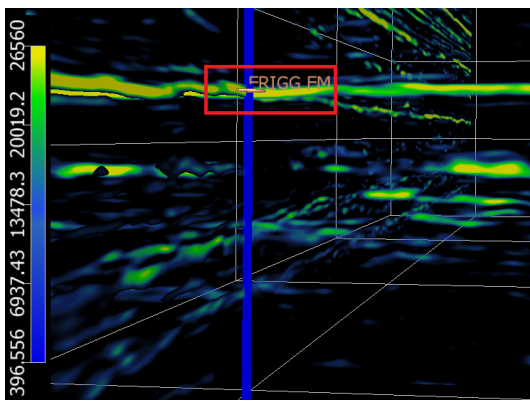
Figura 5.8: Z-slice exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c) do segundo intervalo interpretado.

O atributo similaridade (b) mostra variações nos valores de coerência no intervalo de alta amplitude e contrastes de similaridade ao redor do poço, os quais coincidem com outras anomalias de alta amplitude evidenciadas pelo atributo amplitude instantânea. Pode-se notar que a anomalia de amplitude apresenta continuidade na direção da seção in-line e ao redor do poço, interceptando-o com valores mais baixos de amplitude (a). Quando os atributos são sobrepostos na z-slice (c), é possível notar que as anomalias de alta amplitude coincidem com as regiões que apresentam maior similaridade (regiões mais cinzas/brancas), enquanto as regiões com baixa similaridade (pretas/cinza escuro) coincidem com baixos valores de amplitude. Foi possível identificar este comportamento dos atributos também no primeiro intervalo avaliado, mostrado na figura 5.6, assim, pode-se sugerir a presença de uma mesma camada litológica nesse intervalo ou a gradação para uma camada similar à anterior, sendo a anomalia de amplitude causada por outros fatores diferentes da mudança litológica.

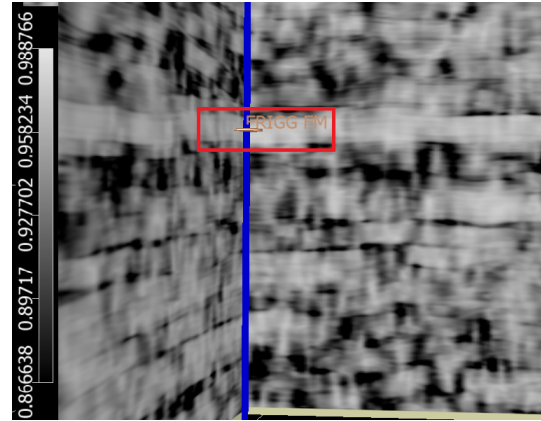
De acordo com o relatório de poço, o intervalo anterior ao grupo Hordaland, constituído pelo grupo Nordland (264m a 935m), é caracterizado por arenitos. Portanto, o topo do grupo Hordaland (935m a 1277m), é marcado pela variação do intervalo arenoso anterior para, predominantemente, siltitos. Dados do Oligoceno, os arenitos do grupo

arenito-argila neste intervalo.

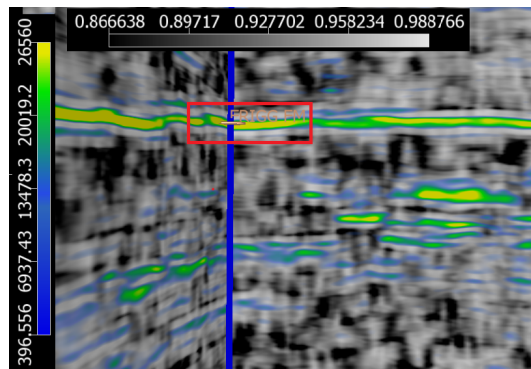
O quarto intervalo da anomalia de amplitude, evidenciado pelo atributo de amplitude instantânea, ocorre de 1766m a 1797m no poço, coincidindo com o marcador da formação Frigg (Figura 5.10). O atributo similaridade não apresenta mudanças no intervalo correspondente a anomalia, mantendo um alto valor de coerência, em torno de 0.9. No entanto, após este intervalo, o atributo mostra um contraste que aparece tanto na posição do poço quanto ao redor, sendo evidenciado nas seções sísmicas.



(a) Atributo amplitude instantânea.



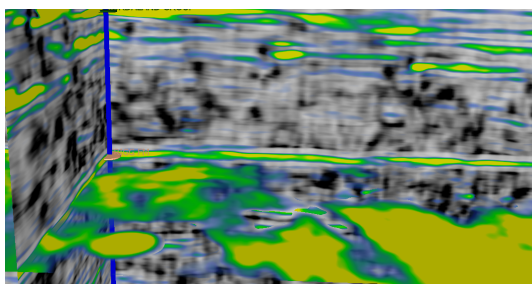
(b) Atributo similaridade.



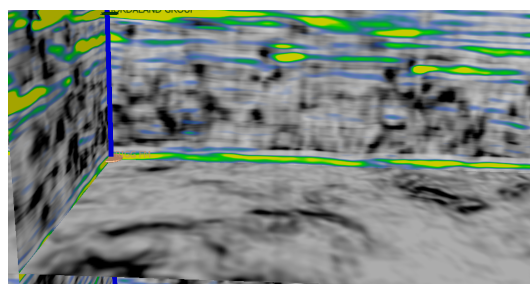
(c) Sobreposição dos atributos similaridade e amplitude instantânea.

Figura 5.10: Quarto intervalo interpretado no poço visto pela in-line e cross-line, e exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c).

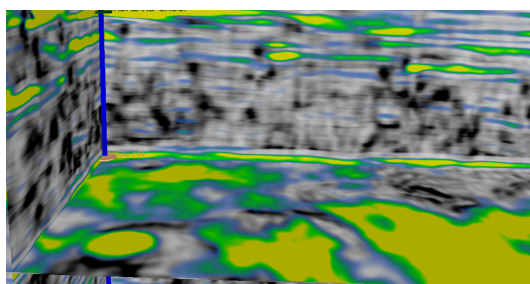
Por isso, será analisada a z-slice na formação Frigg, de modo igual ao feito para o grupo Hordaland. As seções z-slices exibindo os atributos são mostradas na figura 5.11.



(a) Z-slice com o atributo amplitude instantânea na posição da anomalia de amplitude.



(b) Z-slice com o atributo similaridade na posição da anomalia de amplitude.



(c) Sobreposição dos atributos similaridade e amplitude instantânea na z-slice.

Figura 5.11: Z-slice exibindo o atributo amplitude instantânea (a), similaridade (b) e o resultado da sobreposição dos atributos (c) do quarto intervalo interpretado.

Assim, como identificado anteriormente, a posição onde há a anomalia de amplitude não apresenta variações no valor de coerência, contudo, o intervalo em maior profundidade mostra que há menor coerência e sugere a mudança litológica em relação a camada anterior.

Segundo o relatório do poço, o intervalo de 1399m a 1782m, pertencente ainda ao grupo Hordaland, corresponde a mudança de uma sequência menos homogênea, de 1277m a 1399m, caracterizada por argilitos intercalados com arenitos, para uma sequência mais homogênea de argilitos com veios de calcário/dolomita e poucos leitos de arenito. A formação Frigg ocorre no intervalo de 1782m a 1981m, sendo composta por uma sequência de arenitos com, ocasionalmente, intercalações de argilitos e finos veios de calcário. A formação Frigg é datada do Eoceno ao Paleoceno (1950m a 2395m) e foi depositada em um ambiente batial. Em seguida, está localizado o grupo Rogaland, onde encontra-se a formação Sele-Balder (1981m até 2015m), a qual é constituída por argilitos intercalados com arenitos e veios de calcários.

Pode-se concluir que a anomalia de amplitude foi causada pelas mudanças litológicas das formações em maior profundidade, as quais apresentam litologias propícias para a formação de trapas que possibilitam o armazenamento de hidrocarbonetos.

Uma trapa é qualquer combinação de fatores físicos que proporcionam a acumulação e retenção de petróleo em um local. As trapas petrolíferas podem ser estruturais,

estratigráficas ou a combinação dos dois. Devem conter rochas reservatório porosas e permeáveis, as quais devem ser perfeitamente seladas por rochas impermeáveis ao redor, para evitar o escapamento das acumulações de petróleo. Independentemente do quão favorável uma trapa possa parecer, ela não armazenará petróleo se não possuir rochas permeáveis e porosas (Link, 1982).

Não foram identificadas outras anomalias de amplitude após o quarto intervalo, somente contrastes mostrando diferentes valores de coerência, provavelmente causados pelas mudanças litológicas das formações em maior profundidade. Desse modo, será utilizado o método de cross-plot para correlacionar atributos sísmicos instantâneos (amplitude instantânea e frequência instantânea) ao perfil de porosidade efetiva, a fim de identificar quais os intervalos de maior porosidade efetiva e se coincidem com a formação Frigg ou outros intervalos próximos às anomalias.

CROSSPLOTS

O método de cross-plot é utilizado para correlacionar atributos sísmicos a outros atributos sísmicos ou a perfis de poço. Nesta etapa, serão analisados os cross-plots dos atributos amplitude instantânea e frequência instantânea com o perfil de porosidade efetiva. A partir do cruzamento das informações, é possível gerar gráficos de dispersão onde as regiões que possuem maior concentração de pontos representam maior correlação entre os dados.

Segundo Thomas (2001), uma rocha reservatório pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade.

A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha. Normalmente existe comunicação entre os poros de uma rocha. Porém, devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. Chama-se "porosidade absoluta" a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha. À razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha dá-se o nome de "porosidade efetiva". Como os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos, o parâmetro realmente importante é a porosidade efetiva, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha (Thomas, 2001). Por isso, esse perfil de poço foi escolhido para ser correlacionado com os atributos.

Porosidade efetiva x Amplitude instantânea

O atributo amplitude instantânea, aplicado anteriormente para as anomalias de alta amplitude, também será utilizado para integrar as informações de porosidade efetiva com

as variações instantâneas de amplitude, sendo as altas amplitudes relacionadas às anomalias. Assim, considerando as conclusões obtidas a partir dos atributos similaridade e amplitude, será possível melhorar a interpretação quanto ao intervalo abaixo do quarto intervalo de anomalia, atribuindo mais uma característica pertencente a um possível reservatório. Diante disso, foi feito o cross-plot do atributo amplitude instantânea com o perfil de porosidade efetiva para encontrar as regiões que eles apresentam maior correlação (Figura 5.12).

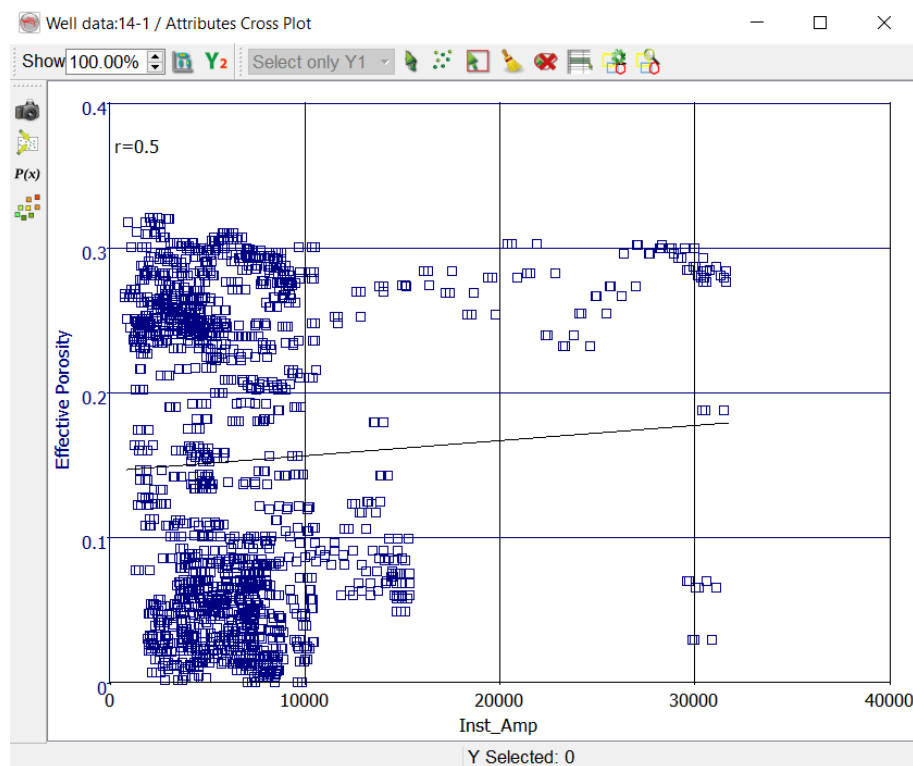


Figura 5.12: Cross-plot entre o atributo amplitude instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).

O gráfico resultante do cross-plot da amplitude instantânea com o perfil de porosidade, mostra que há maior concentração de pontos onde há baixos valores de amplitude, sendo a porosidade efetiva concentrada nesses intervalos. Ou seja, há maior correlação entre as variáveis nessa região do gráfico. Dessa forma, a correlação entre os valores de porosidade efetiva e as baixos valores de amplitude instantânea infere que o reservatório ocorre próximo às anomalias, onde aparecem baixas amplitudes.

O coeficiente de correlação, que indica a intensidade da relação linear entre as duas variáveis, possui o valor de $r=0.5$, demonstrando uma relação linear moderada para essas variáveis. É válido ressaltar que, quanto mais próximo de 1 ou -1 estiver o valor de r , melhor será a correlação entre as variáveis utilizadas. Pode-se observar que a linha de regressão do gráfico mostra uma associação positiva entre as variáveis, inferindo, assim, que os valores correspondentes a cada variável ocorrem juntos.

O perfil de porosidade efetiva apresenta valores somente a partir de 1735m (Figura 5.13), abrangendo a formação Frigg (1782m) e os valores mais baixos de amplitude instantânea, ao redor do último intervalo da anomalia de amplitude (Figura 5.14). O intervalo de 2190m a 2244m no perfil, compõe parte de uma faixa de transição do valor de porosidade efetiva. O intervalo que o precede apresenta alta porosidade efetiva, sendo esta característica importantíssima para identificar um reservatório, assim como a permeabilidade.

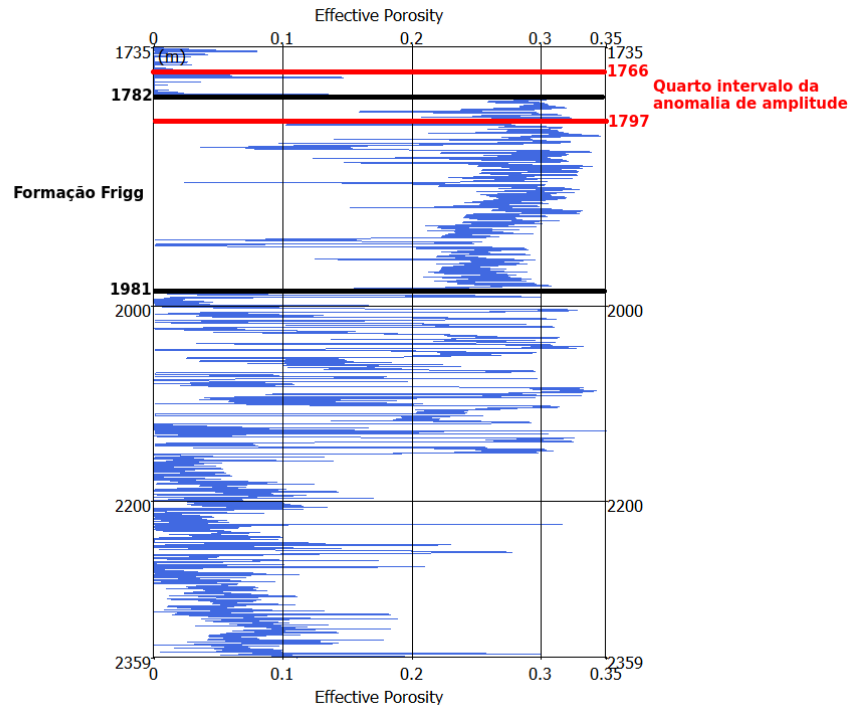


Figura 5.13: Perfil de porosidade efetiva destacando a formação Frigg e o quarto intervalo de anomalia de amplitude.

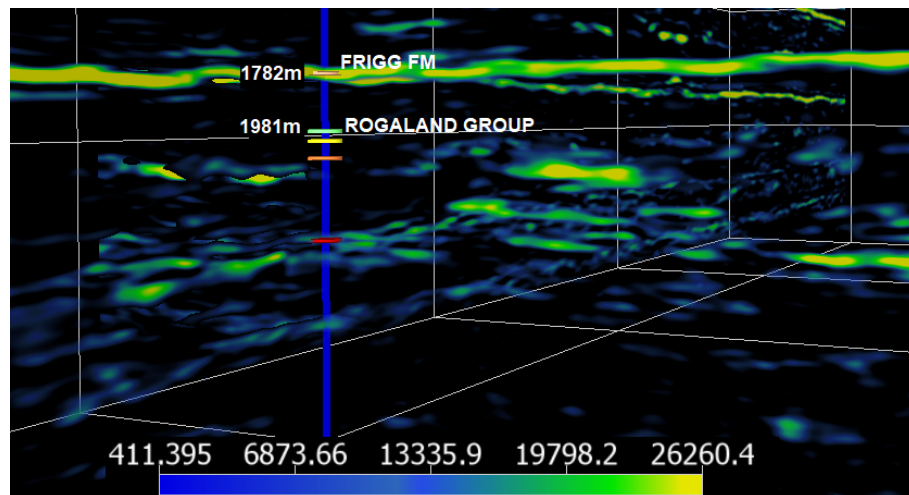


Figura 5.14: Intervalo pertencente a Formação Frigg.

Porosidade efetiva x Frequência instantânea

O atributo de frequência instantânea corresponde à derivada da fase instantânea em relação ao tempo, ou seja, varia com a mudança de fase (Subrahmanyam and Rao, 2008). A frequência instantânea responde a ambos efeitos de propagação de ondas e características deposicionais, portanto, é um atributo físico e pode ser usado como um discriminador eficaz, sendo aplicado como indicador de hidrocarbonetos devido às anomalias de baixa frequência. Esse efeito é ocasionalmente acentuado pelas areias não consolidadas devido ao alto teor de óleo dos poros (Taner, 2001). Diante disso, será realizado o cross-plot da porosidade efetiva com o atributo de frequência instantânea para avaliar se ocorrem anomalias de baixa frequência na formação Frigg.

O cross-plot entre o perfil de porosidade efetiva e o atributo de frequência instantânea na figura 5.15, mostra que a maior concentração de pontos aparece nos valores de baixa frequência instantânea, que variam de 0 a 0.025Hz. Além disso, mostra uma forte relação linear entre os dois parâmetros, visto que os pontos estão organizados de forma mais próxima a linha de regressão, diferente do gráfico mostrado na figura 5.12, onde estão mais dispersos.

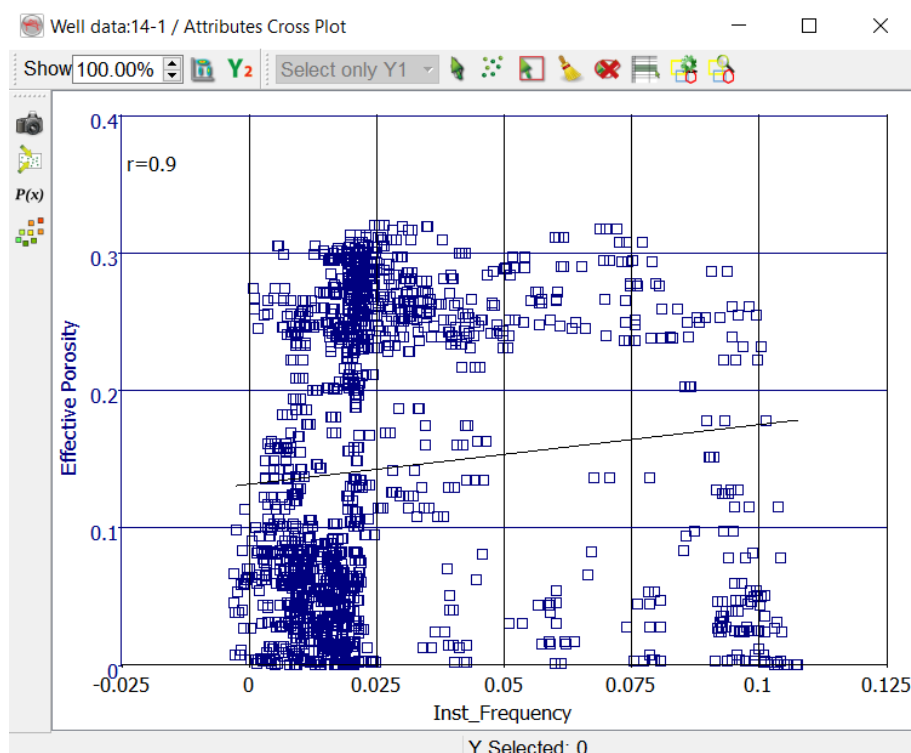


Figura 5.15: Cross-plot entre o atributo frequência instantânea (eixo x) e o perfil de porosidade efetiva (eixo y).

O coeficiente linear tem o valor de $r=0.9$, mostrando-se mais próximo de 1, o que indica uma alta correlação positiva entre as variáveis analisadas. Analisando a reta de regressão, pode-se concluir que existem, também, associações positivas entre as duas

variáveis, visto que a relação linear expressa pela reta mostra uma direção clara. No entanto, é importante ressaltar que essa conclusão é válida apenas para este caso, dado que os valores das variáveis analisadas (porosidade efetiva, frequência e amplitude instantânea) não apresentam uma relação de causa. Ou seja, a presença de alta porosidade efetiva não ocorre devido às baixas frequências ou amplitudes e vice-versa, porém, nessa situação, as variáveis podem ser correlacionadas para melhorar as interpretações. Por isso, a reta de regressão também não é indicada para projetar ou prever os valores das variáveis.

O aumento do valor do coeficiente de correlação para este gráfico de dispersão ($r=0.9$) em relação ao anterior ($r=0.5$), é justificado pois o cross-plot foi realizado para o poço completo ao invés de realizar o procedimento apenas a partir da formação Frigg, como foi feito para o primeiro gráfico de dispersão (Figura 5.12). As ocorrências de baixas frequências no intervalo onde há maior porosidade efetiva, sugerem a presença de gás nesse intervalo.

Conclui-se, então, que a região do poço onde está localizada a Formação Frigg, abaixo do quarto intervalo de anomalia de amplitude, possui potencial para armazenar hidrocarbonetos ou gás, visto que apresenta as condições necessárias para armazená-los, como o fato de ser cercado por rochas argilosas e não permeáveis, que podem funcionar como rochas selantes para o reservatório; alta porosidade efetiva; e indicam a presença de anomalias de baixa frequência.

A partir do relatório de poço, pode-se confirmar a presença de gás metano e manchas de óleo na região da Formação Frigg, onde o gás apresenta valores de 0.72% e 2.7% no topo desta formação (1785m a 1795m). Amostras moderadas de óleo também são identificadas nessa região e se estendem até 1800m. O nível de gás começa a diminuir na profundidade 1796m a 1850m, estendendo-se até 2500m. Na faixa de 2190m a 2244m, os registros de gás são menores que na seção anterior, apresentando até 0.18% de metano. O relatório de poço também destaca que hidrocarbonetos foram encontrados na parte superior da formação Frigg, no entanto, amostras de óleo registradas do Paleoceno e Cretáceo foram consideradas desinteressantes.

6 CONCLUSÃO

A aplicação dos atributos sísmicos similaridade e amplitude instantânea aumentou a confiabilidade das interpretações feitas e possibilitou uma interpretação mais detalhada do dado sísmico estudado. A avaliação conjunta desses atributos nas linhas sísmicas que passam pelo poço, permitiu identificar que o último intervalo interpretado possui potencial para armazenar hidrocarbonetos, visto que apresenta mudanças litológicas propícias a formação de trapas.

A utilização do método de cross-plots para correlacionar os atributos sísmicos instantâneos (amplitude e frequência instantânea) ao perfil de porosidade efetiva, foi eficiente para incrementar as interpretações realizadas inicialmente. O cross-plot da amplitude instantânea com o perfil de porosidade efetiva do poço, permitiu concluir que os intervalos os quais possuem baixas amplitudes estão correlacionados a alta porosidade efetiva. Dessa forma, avaliando o perfil de porosidade efetiva, foi possível identificar que este perfil compreende apenas o último intervalo interpretado, correspondente a Formação Frigg. Assim, o cross-plot da frequência instantânea com o perfil de porosidade efetiva, permitiu avaliar que baixas frequências também estavam correlacionadas a Formação Frigg.

Desse modo, os métodos aplicados foram eficientes para identificar características pertencentes a um reservatório na Formação Frigg. O relatório de poço foi importante para integrar as informações geológicas às análises dos atributos sísmicos, confirmando, portanto, as suposições e interpretações feitas ao longo deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Brown, A.R., 2001, Understanding seismic attributes. *Geophysics*, **66**(1), 47–48, doi:10.1190/1.1444919.
- Catterall, J.J., 2012, Structural Framework of the Statfjord Formation (Rhaetian-Sinemurian) in the Oseberg South Field, Norwegian North Sea. Master's thesis, Institutt for geologi og bergteknikk.
- Chopra, S. and Marfurt, K.J., 2005, Seismic attributes—a historical perspective. *Geophysics*, **70**(5), 3SO–28SO.
- Chopra, S. and Marfurt, K.J., 2007, Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- dGB Earth Sciences B.V., 2019, Opendtect user documentation - 6.4. Disponível em: https://doc.opendtect.org/6.4.0/doc/od_userdoc/Default.htm, Acesso em: 17 de Junho de 2021.
- Halland, E.K. et al., 2019, Co2 atlas for the norwegian continental shelf. <https://www.npd.no/en/facts/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/>.
- Herron, D.A., 2011, First steps in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists.
- Lima, A. de P., Logrado, J.C.G. and Porsani, M.J., 2001, Deconvolução do traço sísmico complexo. *In*: 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, European Association of Geoscientists & Engineers, cp–217.
- Link, P.K., 1982, *Basic petroleum geology*. United States: N. p. Oil & Gas Consultants International, Inc.
- Marfurt, K.J., Kirlin, R.L., Farmer, S.L. and Bahorich, M.S., 1998, 3-d seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm. *Geophysics*, **63**(4), 1150–1165.
- Moore, D.S., Notz, W. and Fligner, M.A., 2013, The basic practice of statistics, vol. 32. WH Freeman New York.
- Rasaq, B., Igwenagu, C.L. and Onifade, Y., 2015, Cross plotting of rock properties for fluid and lithology discrimination using well data in a niger delta oil field. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, **19**(3), 539–546.

- Ribeiro, H.J.P.S., 2001, Sismo-estratigrafia. *In*: Ribeiro, H. J. P. S. Estratigrafia de sequências: fundamentos e aplicações. São Leopoldo: Editora Unisinos, 71-99.
- Sartoris, A., 2017, Estatística e Introdução à Econometria. Saraiva Educação SA.
- Subrahmanyam, D. and Rao, P., 2008, Seismic attributes-a review. 7th international conference & exposition on petroleum geophysics, Hyderabad, 398–404.
- Taner, M.T., 2001, Seismic attributes. CSEG recorder, **26**(7), 48–56.
- Taner, M.T., Koehler, F. and Sheriff, R., 1979, Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, **44**(6), 1041–1063.
- Taner, M.T., Schuelke, J.S., O'Doherty, R. and Baysal, E., 1994, Seismic attributes revisited. *In*: SEG Technical Program Expanded Abstracts 1994. Society of Exploration Geophysicists, 1104–1106.
- Thomas, J., 2001, Fundamentos de engenharia do petróleo. Rio de Janeiro. Petrobrás, Interciência.
- Triola, M.F. et al., 2005, Introdução à estatística. Rio de Janeiro, LTC. v.9.
- White, R.E., 1991, Properties of instantaneous seismic attributes. *The Leading Edge*, **10**(7), 26–32.
- Yilmaz, Ö., 2001, Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data. Society of exploration geophysicists.
- Zheng, Z., Kavousi, P. and Di, H.B., 2014, Multi-attributes and neural network-based fault detection in 3d seismic interpretation. *Advanced Materials Research*, Trans Tech Publications, Switzerland, vol. 838, 1497–1502.
- Ziegler, P., 1992, North sea rift system. *Tectonophysics*, **208**(1), 55–75, doi:[https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90336-5](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90336-5), geodynamics of rifting, volume 1 Case history studies on rifts: Europe and Asia.