



Universidade  
Federal  
Fluminense



Lais Ribeiro Baroni

Estudo de Fluxo de Trabalho para  
Prospecção de Petróleo num  
Sistema Petrolífero no Mar do  
Norte

Niterói  
2016



Lais Ribeiro Baroni

# Estudo de Fluxo de Trabalho para Prospecção de Petróleo num Sistema Petrolífero no Mar do Norte

Trabalho de Conclusão de  
Curso objetivando aprovação no  
curso de graduação em  
geofísica na Universidade  
Federal Fluminense.

Orientador: Rogerio de Araujo Santos

Niterói  
2016

B266

Baroni, Lais Ribeiro

Estudo de fluxo de trabalho para prospecção de petróleo num sistema petrolífero no Mar do Norte / Lais Ribeiro Baroni.— Niterói : [s.n.], 2016.

57 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2016.

1.Interpretação sísmica. 2.Método de Ramsayer. 3.Sistema petrolífero. I.Título.

CDD 622.15920916336

Lais Ribeiro Baroni

Estudo de Fluxo de Trabalho para Prospecção de  
Petróleo num Sistema Petrolífero no Mar do Norte

**BANCA EXAMINADORA:**

Trabalho de Conclusão de Curso objetivando aprovação no  
curso de graduação em geofísica na Universidade Federal  
Fluminense.

---

Prof. Dr. Rogério de Araujo Santos – UFF

---

Prof. Dr. Gilmar Vital Bueno –UFF

---

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva – UFF

Niterói  
2016

# Sumário

<b>Resumo</b> .....	<b>5</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>6</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>7</b>
<b>Introdução</b> .....	<b>8</b>
<b>Métodos</b> .....	<b>9</b>
<b>Área de Estudo</b> .....	<b>12</b>
Revisão Geológica .....	13
Estrutural .....	13
Estratigráfica .....	16
<b>Interpretação do Bloco Sísmico</b> .....	<b>22</b>
Sistema Petrolífero .....	22
Interpretação do Topo do Reservatório .....	24
<b>Deteção de Heterogeneidades Estruturais</b> .....	<b>25</b>
Utilização do Método .....	25
Apresentação dos Resultados .....	26
<b>Análise de Fácies Sísmicas</b> .....	<b>31</b>
Utilização do Método .....	37
- Atributo Sísmico .....	39
Apresentação dos Resultados .....	40
<b>Inversão Sísmica</b> .....	<b>43</b>
Utilização do Método .....	44
Apresentação dos Resultados .....	45
-Perfil de Densidade .....	45
-Perfil Sônico .....	45
-Correção dos Perfis .....	46
-Impedância Acústica de Perfis .....	48
-Inversão Genética .....	49
<b>Conclusões</b> .....	<b>54</b>
<b>Referências Bibliográficas</b> .....	<b>56</b>

## Resumo

O objetivo deste trabalho é, a partir de um conjunto de dados geofísicos da região do Viking Graben cedidos pela AAPG (American Association of Petroleum Geologists) para uso exclusivo acadêmico, apontar possibilidades de acumulação de petróleo a partir de um fluxo de trabalho desenvolvido com ferramentas de fácil aplicação. Planeja-se mostrar como a geofísica pode ser uma ferramenta importante no processo de exploração de hidrocarbonetos apresentando-se algumas técnicas úteis para o entendimento da geologia em subsuperfície. Para provar a eficiência dos métodos, pretende-se fazer a comparação das informações estimadas com aquelas já constatadas. A ideia central que se deseja mostrar na Monografia é que os métodos analisados possam gerar bons resultados para qualquer região, desde que haja as informações necessárias e de qualidade para suas aplicações.

Palavras-chave: Interpretação sísmica. Método de Ramsayer. *Ant Tracking*. Inversão genética. Viking Gaben. Mar do Norte. Sistema Petrolífero.

## **Abstract**

The purpose of this work is to point out possibilities of oil accumulation based on a set of geophysical data from the Viking Graben region granted by AAPG (American Association of Petroleum Geologists), for academic purposes only, in a workflow developed from easy application tools. The present job intends to show how geophysics can be an uttermost important tool in the process of hydrocarbon exploration, taking into consideration some useful techniques for understanding subsurface geology. In order to prove the efficiency of the methods analyzed herein, the data is compared to those already identified. The main concept this monograph would like to state is that the studied methods are able to generate good and trustworthy results for any region, provided that there is enough qualified information to be considered.

Key-words: Seismic interpretation. Ramsayer method. Ant tracking. Genetic inversion. Viking Gaben. North Sea. Petroleum System.

## **Agradecimentos**

Dedico este trabalho de conclusão da graduação aos meus pais, Márcia e Marcus, que tanto me incentivaram e me apoiaram durante toda minha vida. Gostaria de agradecê-los por todo amor, carinho, dedicação, apoio, e por todos estes anos de investimentos em minha educação. Sem o amor de vocês nada disso faria sentido.

Agradeço a meus familiares, especialmente minha dinda Lucia e minha irmã Luisa, pelo constante apoio e incentivos prestados, os quais fizeram diferença em cada momento de dificuldade. Só vocês sabem por tudo que passei e sem vocês eu não chegaria até aqui.

Sou imensamente grata ao Leonardo, pelo amor, amizade, paciência e o dom de me manter sã nos momentos de desespero. Você foi meu maior incentivador nessa reta final, sempre me dando o apoio e suporte necessários que foram determinantes para a conclusão deste trabalho.

Às minhas amigas da república, Ana Paula e Josilene e aos meus amigos de curso, especialmente Ana Paula, Deborah, Erika e Filipe. Gostaria de agradecer a vocês pelo companheirismo, pela força e carinho que me transmitiram todos os dias. Vocês tornaram as aulas mais interessantes, os estudos menos desgastantes e a vida mais leve.

Agradeço a instituição de ensino Universidade Federal Fluminense (UFF) e aos funcionários e professores do LAGEMAR-UFF por contribuírem para o meu crescimento profissional. Em especial, agradeço ao meu orientador Rogerio de Araujo Santos e ao professor Gilberto Pessanha Ribeiro pelas oportunidades extracurriculares que me proporcionaram durante esses cinco anos de curso. Agradeço aos membros desta banca, Cleverson Guizan Silva e Gilmar Vital Bueno por terem aceitado o meu convite. Sou grata à Empresa Jr Horizonte por me proporcionar uma experiência de aprendizado maravilhosa e única.

Agradeço à AAPG (American Association of Petroleum Geologists) pelo fornecimento dos dados utilizados no trabalho e também à Schlumberger pela concessão de utilização do Petrel E&P.

Por fim, agradeço a Deus por sempre me proteger, guiar e proporcionar que todas as pessoas citadas aqui entrassem no meu caminho. Minha vida tem sido marcada por realizações diárias, que às vezes não dou o devido valor, mas eu sei que a Sua graça se faz presente em todos os momentos.

## Introdução

O sucesso na exploração de petróleo pode ser diferenciado segundo dois aspectos: o geológico (ou técnico) e o econômico (ou comercial). O primeiro é alcançado com a descoberta de um alvo suficientemente atrativo para justificar o custo de continuar com as atividades de prospecção e testar o seu potencial econômico. O segundo é obtido quando este mesmo teste prova que uma acumulação contém todos os requisitos necessários para uma operação lucrativa considerando-se fatores geológicos, sócio-políticos, geográficos e operacionais. O sucesso geológico depende da formulação dos modelos de acumulação e da definição das incertezas sobre a ocorrência dos fatores diagnósticos geração, reservatório, alimentação, retenção e sincronismo desses fatores.

A subsuperfície do planeta Terra é muito mais complexa e heterogênea do que podemos pensar. Essas complexidades trazem importantes complicações quando estamos falando do processo de descobrir, explorar e produzir reservatórios de petróleo situados a quilômetros de profundidade. Para isso é necessário entender da melhor forma possível os detalhes da geologia em subsuperfície.

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que exige mais investimentos em todo o processo de prospecção. Um programa de prospecção visa fundamentalmente a dois objetivos: (1) localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condições para a acumulação de petróleo; e (2) verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo.

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. O programa desenvolvido durante a fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas. Nesse trabalho serão abordados alguns métodos que ajudarão na escolha de um melhor prospecto, evitando assim o custo desnecessário em perfurações de poços secos.

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria de petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos. Neste trabalho, dados sísmicos 3D, cedidos pela AAPG (American Association of Petroleum Geologists) com propósito único de uso acadêmico, formam a base dos estudos e aplicação dos métodos.

## Métodos

Procura-se neste projeto apresentar um fluxo de trabalho que venha a ajudar o geofísico intérprete na localização de prospectos exploratórios. Embora o objetivo final do fluxo seja encontrar os fatores determinantes para a existência do sistema petrolífero e assim definir prospectos o método aqui abordado será diferente: serão tratados individualmente e independentes uns dos outros. A partir de um sistema petrolífero já constatado, os métodos são testados e seus resultados comparados com a realidade para mostrar suas eficiências.

O desenvolvimento deste trabalho envolve diferentes tarefas de atividades geofísicas. O primeiro passo consiste em estudos bibliográficos sobre a região para melhor entender a área de trabalho. Diversos artigos acadêmicos foram consultados a fim de trazer o entendimento da bacia do Viking Graben e também sobre seu preenchimento sedimentar. A interpretação da sísmica 3D é a etapa seguinte: a partir dessa interpretação será possível determinar possíveis oportunidades exploratórias. Durante a interpretação, o recurso *Ant Tracking* do Petrel será aplicado para localização das falhas no cubo sísmico. Nas áreas de interesse serão feitas análises sismoestratigráficas e aplicada técnica de inversão sísmica para delimitação de possíveis acumulações de hidrocarboneto. O fluxograma abaixo traduz com mais clareza as etapas do projeto, que serão mais bem explicadas posteriormente.

### - Contextualização Geológica

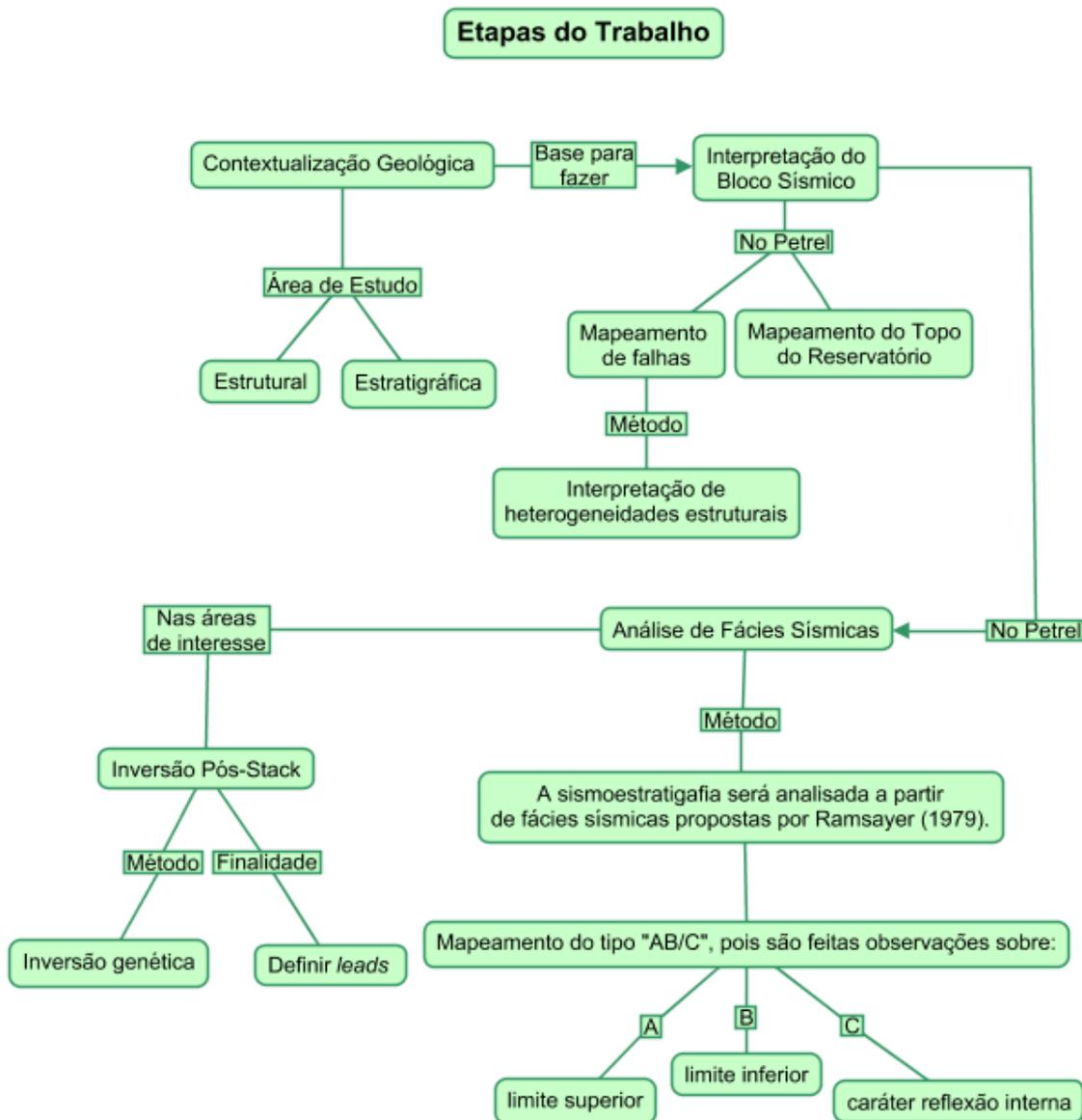
A primeira etapa do projeto consiste no estudo sobre a área a ser trabalhada. Com auxílio de diversas fontes bibliográficas e estudos regionais já realizados pode-se entender a formação da bacia e as condições de seu preenchimento sedimentar. Esses fatores, sendo previamente estudados, auxiliam na interpretação sísmica, pois pode-se prever o que se vai encontrar na perfuração de poços.

### - Interpretação do Bloco Sísmico

A primeira parte prática do projeto consiste em fazer a interpretação estrutural e estratigráfica da região utilizando-se de dados sísmicos 3D de alta resolução. Para isso, será utilizado o programa PETREL versão 2014 da empresa Schlumberger, que possibilita o acesso ao software para alunos da Universidade Federal Fluminense. Apenas um horizonte sísmico, o topo do reservatório, será mapeado nesta fase, pois será utilizado posteriormente em outra etapa do trabalho.

## - Interpretação de Heterogeneidades Estruturais

Para interpretação de heterogeneidades sísmicas pretende-se utilizar o recurso *Ant Tracking* para detecção automática de falhas. Este atributo propõe resultado eficiente e coerente para extração do arcabouço estrutural a partir do cubo sísmico e, a partir dessa resposta, propõe-se relacionar as falhas e fraturas aos eventos tectônicos sofridos durante a formação da bacia.



## - Análise de Fácies Sísmicas

A sismoestratigrafia será construída a partir de fácies sísmicas propostas por Ramsayer (1979). A principal razão para o desenvolvimento de mapas sísmicos estratigráficos é reduzir o risco crítico na exploração utilizando-se principalmente o entendimento de tratos de sistema, que é considerado como uma parte do fluxo de trabalho de exploração de petróleo e exploração usando estratigrafia sísmica. Será adotada a abordagem de mapeamento de reflexões

internas a limites de sequências, do tipo "AB/C", sendo o limite superior (A), o limite inferior (B), e caráter reflexão interna (C). A utilização deste método será a ferramenta para a identificação de tratos de sistemas tectônicos almejando encontrar os padrões esperados em cada etapa da formação da bacia. Outro recurso que planeja-se utilizar nessa etapa é o atributo "fase instantânea" que possibilitaria melhor identificação dos estratos e terminações sísmicas.

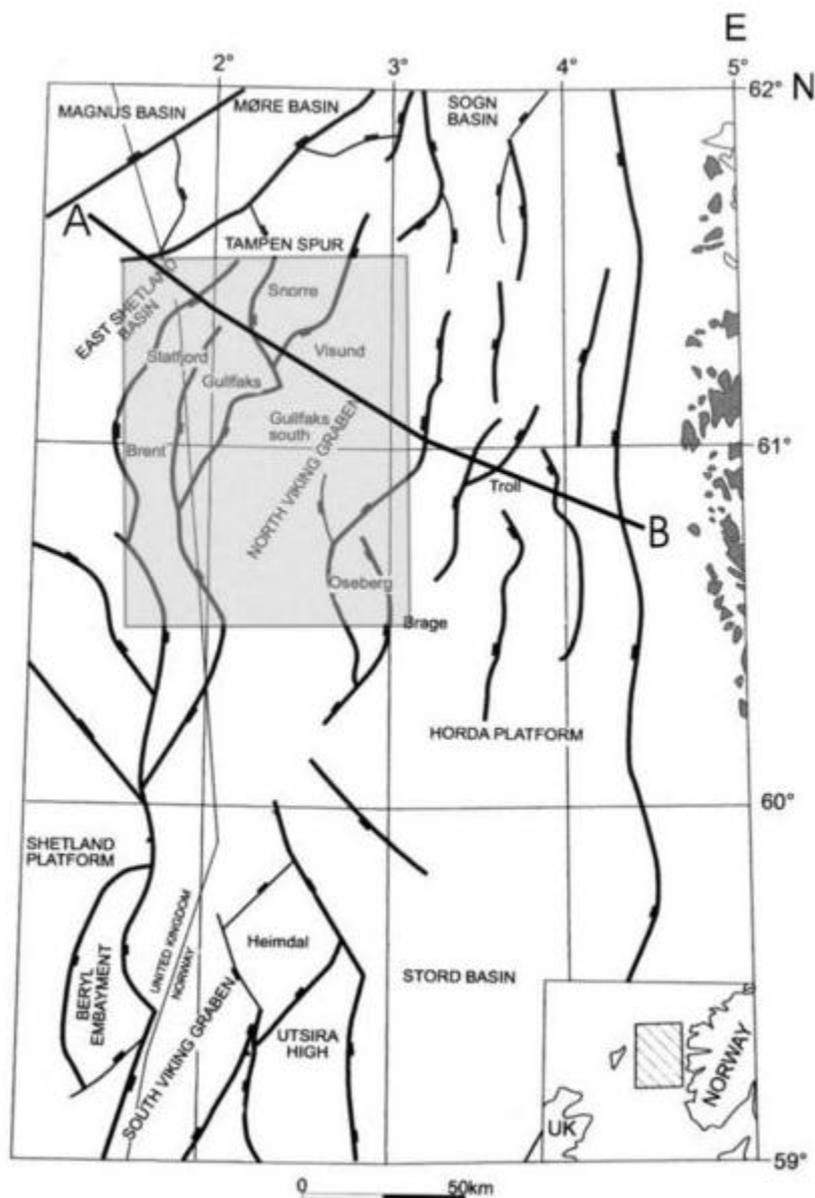
#### - Inversão Pós Stack

A inversão pós-stack transforma respostas dos dados da sísmica de reflexão em parâmetros que permitam modelar estruturas de cada reservatório analisado. Uma inversão sísmica gera modelos que buscam reproduzir a informação geológica consistente a partir dos dados sísmicos conhecidos. Utilizando o recurso de inversão genética do Petrel, invertendo os dados à impedância acústica, deseja-se limitar possíveis reservatórios e estimar seus volumes aproximados.

## Área de Estudo

Os dados utilizados nesse trabalho foram fornecidos pela AAPG e, segundo suas normas para o uso dos dados, não é possível localizar a área exata de estudo no mapa. Porém trata-se de uma área dentro da região do Viking Graben, no Mar do Norte.

A Bacia do Mar do Norte está localizada na margem continental européia noroeste. Os principais elementos estruturais do Mar do Norte, mostrados na figura 1 são os grabens Viking e Central com tendências NS que atravessam o centro da bacia, e o menor Witch Ground Graben, que leva para a Bacia do Moray Firth.



**Figura 1:** Grandes unidades estruturais no Mar do Norte, com a área de interesse delimitada pelo retângulo cinza (Fonte: Ryseth, 2001).

O Viking Graben está localizado ao norte do Mar do Norte e tem um formato longilíneo que acompanha a linha de costa da Noruega. Ele é limitado pelas plataformas Shetland (ao oeste) e Horda (ao leste), tem uma largura aproximada de 150-200 km e comprimento de 1.000 km. A sedimentação na região não possui grandes discordâncias, pois, se trata de uma região profunda (aproximadamente 12 km) que não ficou exposta à significativa erosão.

O desenvolvimento do Viking Graben começou no fim do Triássico, durante a fase Kimmeriana, durante a separação do supercontinente Pangea. Seu preenchimento sin-rifte durou do Triássico até o Cretáceo, onde aumentaram as taxas de subsidência e a deposição passou a ser mais contínua devido à menor interferência de falhas (pós-rifte).

## **Revisão Geológica**

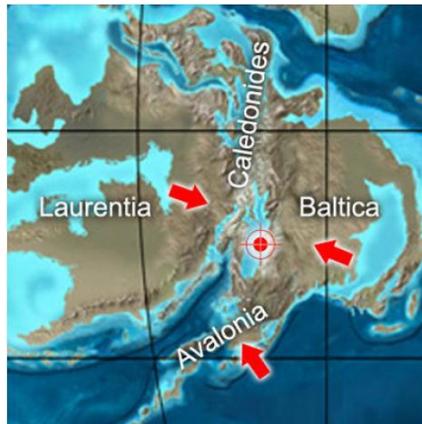
### **Estrutural**

A evolução estrutural pode ser sintetizada com base nos quatro eventos tectônicos que influenciam a formação da Bacia do Mar do Norte: Caledoniana, fases de compressão Variscana e Alpina e a fase Kimmeriana ligada à ruptura do Pangéia.

#### Fase Caledoniana

Embora a maioria dos poços no Mar do Norte não atinja profundidades suficientemente profundas para fornecer dados do embasamento da Bacia do Mar do Norte, afloramentos *onshore* alguns poços profundos permitiram a correlação deste embasamento com a fase tectônica Caledoniana. O embasamento são rochas metamórficas e ígneas, principalmente, que foram fortemente deformadas durante a elevação da montanha Caledoniana.

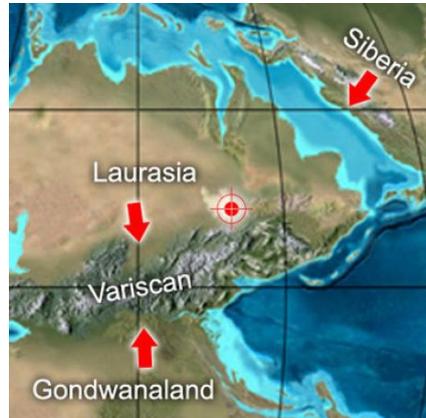
A fase Caledoniana foi ativa de aproximadamente 510 Ma até 390 Ma. Abrange todo o Ordoviciano e Siluriano e o começo do Devoniano na área da Bacia Mar do Norte. Em essência, a fase Caledoniana engloba uma série de fases tectônicas que são lateralmente diacrônicas. A atividade tectônica não foi homogênea durante esse tempo e a fase mais bem desenvolvida é durante a orogenia do Caledoniano (*Caledonian Orogeny*).



**Figura 2:** reconstrução paleogeográfica da área do Mar do Norte e as placas que o cercam durante a fase Caledoniana. As setas vermelhas representam os movimentos gerais de placas e os pontos vermelhos a localização do Mar do Norte (Fonte: Hay, 1978).

### Fase Variscana

A orogénia Variscana ocorreu durante o final do Paleozóico, do Devoniano Superior para o Permiano Superior (380-250 Ma). A cordilheira gigantesca foi resultado da sutura entre o Gondwana e Laurasia e isso resultou em um novo continente, o supercontinente Pangea. É uma importante fase tectônica para o potencial de hidrocarbonetos no Mar do Norte, especialmente no Sul. Isto porque a fase Variscana marca o início do preenchimento sedimentar muito importante para as bacias subjacentes do Mar do Norte.

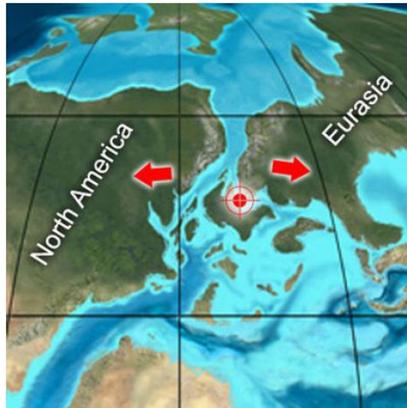


**Figura 3:** Reconstrução paleogeográfica da região do Mar do Norte e as placas ao redor durante a fase Variscana. As setas vermelhas representam os movimentos gerais de placas e os pontos vermelhos a localização do Mar do Norte (Fonte: Hay, 1978).

### Fase Kimmeriana

A fase Kimmeriana marcou o início da separação da Pangea e a criação da configuração continental como conhecemos hoje. É uma fase de maior rifteamento e produziu pequenas bacias oceânicas confinadas ideais para acumulação de hidrocarbonetos devido às condições anóxicas. A fase Kimmeriana durou a maior parte do Mesozóico se estendendo do Triássico Inferior ao Cretáceo Inferior (240-120 Ma). É geralmente subdividido em fase

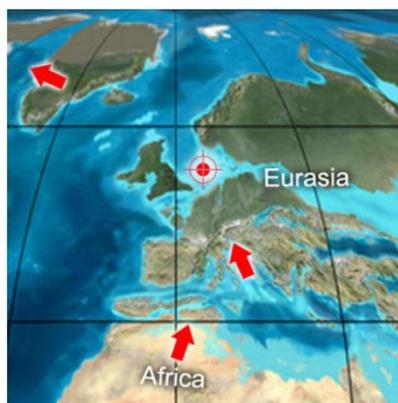
Kimmeriana precoce, média e tardia. Foi no final do Triássico, na fase Kimmeriana precoce que o Viking Graben foi formado.



**Figura 4:** Reconstrução paleogeográfica da região do Mar do Norte e as placas ao redor durante a fase Kimmeriana. As setas vermelhas representam os movimentos gerais de placas e os pontos vermelhos a localização do Mar do Norte (Fonte: Hay, 1978).

#### Fase Alpina

A orogenia Alpina ocorreu quando os continentes da África e da Índia e da pequena placa Cimeriana colidiram (do sul) com a Eurásia, ao norte. Movimentos convergentes entre as placas tectônicas começaram no início do Cretáceo, mas as principais fases de construção da montanha começaram no Paleoceno para Eoceno. Esta última fase tectônica ainda está ativa hoje e formou a Europa como a conhecemos atualmente. Durante esta fase, o Mar do Norte adquiriu a sua configuração atual. O Cretáceo Superior foi caracterizado por uma significativa quietude de atividade tectônica. A subsidência do Viking Graben e Central Graben continuou e atingiu profundidades de até 12000 m e foi cessando lentamente até parar totalmente no início do Terciário.



**Figura 5:** Reconstrução paleogeográfica da região do Mar do Norte e as placas ao redor durante a fase Alpina. As setas vermelhas representam os movimentos gerais de placas e os pontos vermelhos a localização do Mar do Norte (Fonte: Hay, 1978).

## Estratigráfica

Evolução estratigráfica do Mar do Norte, com ênfase na sedimentação acolhida pela bacia do Viking Graben.

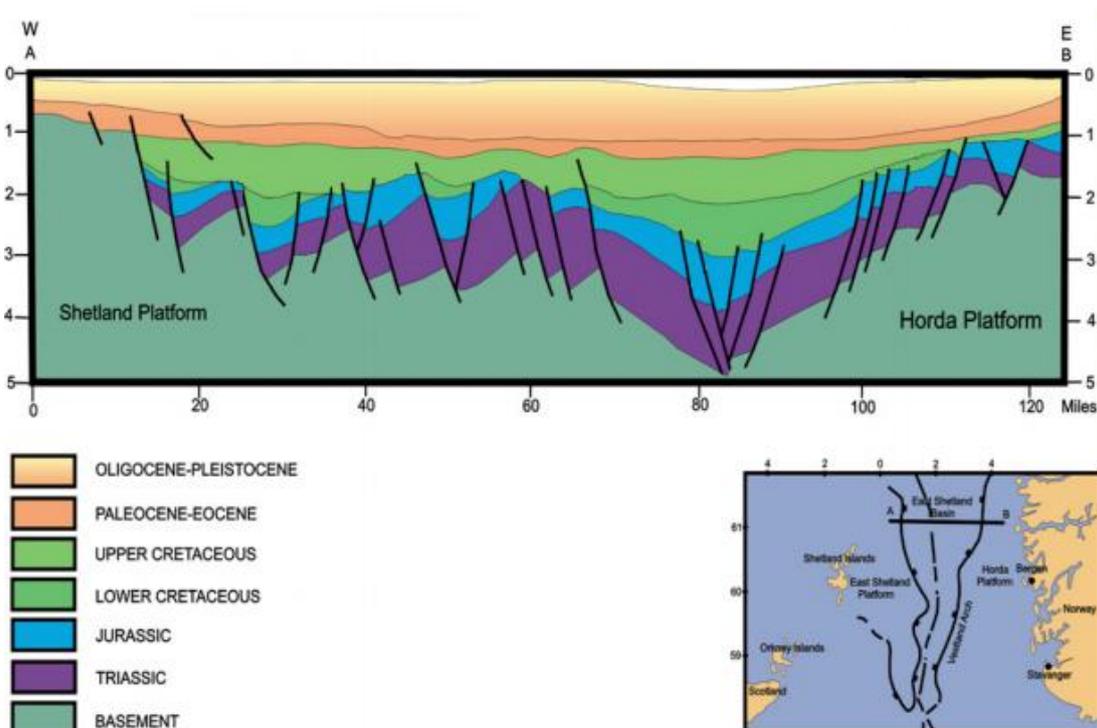


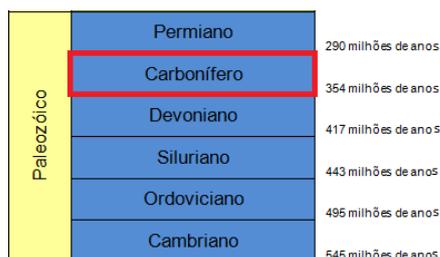
Figura 6: Seção geológica do Viking Graben (Fonte: Modificado de Kirk, R.H. (1979)).

## Devoniano

A Orogenia Caledoniana formou as cadeias de montanhas que se estendem do norte das Ilhas Britânicas, Alpes Escandinavos, leste da Groelândia e partes da Europa do Norte. Sedimentos continentais grossos e vermelhos, que na Grã-Bretanha são conhecidos como Old Red Sandstone, foram depositados em resposta ao colapso extensional do Caledonides. Apesar dos sedimentos do Devoniano no norte do Mar do Norte terem atingido apenas alguns poços, há razões para acreditar que os sedimentos do Devoniano estão presentes regionalmente nas partes mais profundas dos meio-grabens pré-Triássicos abaixo da Plataforma Horda, Viking Graben e Leste da bacia Shetland.

No Devoniano tardio o movimento da placa Caledoniana mudou de subducção para movimento lateral (transcorrente) entre a Groelândia e a Fennoscandia, causando vulcanismo ativo na Escócia.

## Carbonífero



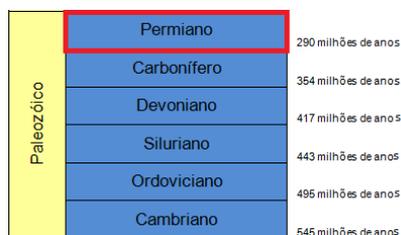
Seguindo o clima marcadamente seco que prevaleceu ao longo do Devoniano na região do Mar do Norte, no período Carbonífero tornou-se gradualmente mais úmido. Houve também uma transgressão marcada em grandes áreas. O movimento transcorrente ao longo do limite de placa

Groelândia / Fenoscandia cessou na transição do Devoniano ao Carbonífero, e desde então esta tem sido uma área de movimento de placas divergentes, formação de rifte até o *break-up* continental final e início da expansão dos fundos oceânicos no começo do Eoceno. Lamas pretas depositada nos Grabens formam rochas geradoras de petróleo em algumas áreas do Mar do Norte.

Não houve rifteamento na Inglaterra naquela época e o calcário Carbonífero foi depositado como plataforma carbonática durante o início do Carbonífero. Ao norte da plataforma carbonática e em grande parte do Mar do Norte, folhelhos de mar profundo predominaram, com algum carbonato. Arenitos são encontrados na parte superior do Carbonífero Inferior e estes podem ser importantes rochas-reservatório no sul do Mar do Norte.

A cordilheira Herciniana (Variscana) foi erguida como uma característica topográfica marcante e em sua base (a antefossa Variscana), unidades sedimentares foram depositadas, derivadas da erosão das montanhas. Espessas camadas de carvão foram desenvolvidas a partir das áreas de mangue nos deltas. Depósitos de carvão contemporâneos são encontrados no sul do Mar do Norte e na Holanda. Arenitos fluviais entre as camadas de carvão podem ser reservatórios tanto para petróleo quanto para gás.

## Permiano



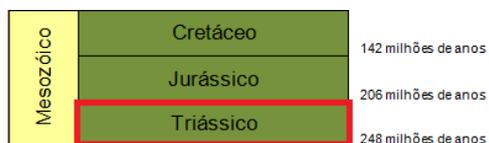
Durante o início do Permiano, o soerguimento da cordilheira do Herciniano (Variscano). Ao mesmo tempo, o noroeste da Europa foi empurrado mais para o norte do equador, no cinturão seco do hemisfério norte. A região do Mar do Norte ficou então

localizada no meio de um grande continente em uma posição semelhante à das áreas secas ao norte do atual Himalaia.

O clima por trás da cordilheira estava seco, e uma bacia marinha de evaporito eventualmente se desenvolvia, possivelmente com uma estreita passagem através do Viking Graben ao oceano aberto. A deposição de sal se

espalhou pela maior parte da bacia do Mar do Norte durante o período Permiano tardio, mas está ausente ao norte do Mar do Norte.

### Triássico

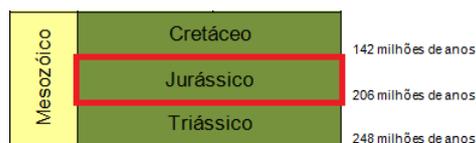


O rifteamento continuou até o Triássico e do Triássico ao Jurássico Médio a sucessão estratigráfica mostra a evolução de uma bacia pós-rifte (padrão repetido de cunhas clásticas). Ainda era considerável o aporte de sedimentos das montanhas Variscanas ao sul e também há evidências de uma elevação da Escandinávia. Foi relatada subsidência diferencial em falhas ao longo do Triássico, mas as taxas de sedimentação foram, na maior parte de região, altas o suficiente para equilibrar-se com a subsidência resultando em uma paisagem bastante plana com rios que fluem suavemente. Se o suprimento de sedimento tivesse sido menor, essas bacias rifte teriam sido marinhas.

O clima no noroeste da Europa durante o Triássico ainda era árido, e os sedimentos vermelhos continentais continuaram a ser predominantes. Na Inglaterra, estes são referidos como o novo arenito vermelho, porque eles são semelhantes aos sedimentos continentais do Devoniano (Old Red Sandstone). A fácies equivalente na Alemanha é o arenito Bunter de idade Triássico Inferior (arenitos do Grupo Brent e Formação Statfjord). No sul da bacia também há boas exposições de depósitos do Triássico com arenitos e conglomerados (Grupo arenito Sherwoo) e argilitos (Grupo Mercia Mudstone). O Sherwood Sandstone é um reservatório de água subterrânea muito importante em grandes áreas da Inglaterra.

No Triássico Superior encontramos carbonatos (Muschelkalk) e depósitos de sal (sal Keuper) na parte sul do Mar do Norte. Nas áreas centrais e do norte, no entanto, a sedimentação clástica continental continuou até o final do Triássico. Perto do final do Triássico o clima tornou-se menos árido, com maior sedimentação fluvial e gradualmente também sedimentação marinha quando a Formação Statfjord foi depositada.

### Jurássico



A transição do Triássico ao Jurássico aproximadamente coincide com uma mudança de ambiente deposicional continental para marinho raso. O clima também se tornou gradualmente mais úmido no Jurássico. A transgressão no Jurássico Inferior (Lias) levou à acumulação de folhelhos negros sobre grande parte do noroeste da Europa. O Lias superior (Toarciano), em particular,

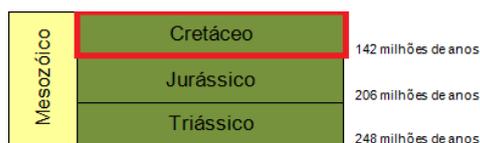
contêm boas rochas geradoras de petróleo e gás em partes do sul do Mar do Norte.

Na parte norte do Mar do Norte arenitos fluviais e marinhos do início do Jurássico (formações Lunde e Statfjord) são importantes rochas-reservatório no Viking Graben. A Formação Statfjord é sucedida pelo Grupo Dunlin, que é um folhelho marinho escuro, mas normalmente sem conteúdo orgânico suficiente para se tornar uma rocha geradora significativa. Depois se segue o arenito do Grupo Brent, uma sequência de deltas progradantes que constituem a principal rocha reservatório ao norte no Mar do Norte. Este arenito foi depositado em um delta que drenava a parte central do Mar do Norte em direção à enseada marítima ao norte, entre as plataformas de Shetland e Horda.

No Jurássico o vulcanismo foi muito reduzido. Falhamento normal ao longo do Viking Graben levou à rotação de blocos do embasamento e seus sedimentos sobrejacentes. As extremidades dos blocos de falha inclinados foram expostas à erosão, removendo os estratos do Jurássico Inferior-Médio e localmente do Triássico Superior. A transgressão do Jurássico Superior (Oxfordian) cobriu o Viking Graben com uma camada espessa de sedimentos argilosos da Formação Heather, enquanto os clásticos mais grossos (areia) foram depositados como turbiditos e em deltas ao longo das margens da bacia. Alguns dos deltas parecem ter sido controlados pelas mesmas estruturas que determinaram a localização dos fiordes da Noruega ocidental.

A Formação de argila (Kimmeridge Formation) do Jurássico superior é transgressiva e muitas vezes forma de uma a várias centenas de metros de espessura de rocha geradora rica, que no lado norueguês é chamado de Formação Draupne. A espessura dos sedimentos do Jurássico superior ao longo do eixo de rifte pode atingir 3.000 m. A deposição de folhelhos orgânicos ricos continuou no Cretáceo Inferior em algumas das bacias. A maioria das falhas morre antes do Cretáceo, mas algumas continuam até acamamentos mais jovens. O rifteamento resultou em blocos de falha rotacionados contendo reservatórios arenosos no Jurássico Inferior e Médio (arenitos do Grupo Brent e Formação Statfjord).

### Cretáceo



A última fase de rifteamento no Mar do Norte, no Jurássico foi seguida por uma grande transgressão, mas as estruturas soergidas no rifteamento permaneceram secas e formaram ilhas na maior parte do Cretáceo Inferior. Há uma grande discordância entre os períodos Cretáceo e Jurássico, exceto nas partes profundas dos riftes onde pode ter havido sedimentação contínua. A inconformidade na base do Cretáceo está muito bem marcada na maioria das

seções sísmicas do Mar do Norte. A atividade das falhas diminuiu durante o Cretáceo, e a subsidência foi devida principalmente ao esfriamento crustal após o rifteamento Jurássico.

Três fases podem ser identificadas no desenvolvimento pós-rifte durante o Cretáceo no norte Mar do Norte: (1) A fase pós-rifte incipiente caracterizou-se por diferentes graus de subsidência e teve uma forte influência sobre a configuração da bacia e, conseqüentemente, a distribuição de sedimentos. (2) Na fase intermediária o relevo da bacia interna tornou-se gradualmente preenchido por sedimentos. Isso é típico de bacias onde a oferta de sedimentos supera a subsidência, como foi o caso do norte do Mar do Norte. (3) A fase pós-rifte madura foi caracterizada pela evolução em uma grande bacia, em forma de disco, onde as características sin-rifte foram finalmente apagadas. Desde que o equilíbrio térmico foi atingido nesta fase a subsidência cessou, e o padrão de enchimento da bacia tornou-se, a um maior grau, dependente dos processos extra-basinais.

Os folhelhos do Cretáceo Inferior são negros, mas formam boas rochas geradoras apenas localmente. Conforme melhorou a circulação de fundo, o ambiente ficou mais oxidado. Os folhelhos do Cretáceo Inferior (Cromer Knoll Fm.) são lamas de mar raso a profundo com pouca areia.

No Cretáceo Superior, o mar atingiu o seu máximo transgressivo e a sedimentação clástica quase deixou de existir em grandes áreas do noroeste da Europa. Partes da Escandinávia foram, provavelmente, também cobertas pelo mar Cretáceo. A sedimentação foi dominada por algas planctônicas embora também incluía alguns foraminíferos e briozoários. No Viking Graben o teor de carbonato diminuiu em direção ao norte e não temos fácies de calcário puro (Chalk) como que na parte sul e central do Mar do Norte. Em vez disso, os folhelhos predominam, embora muitas vezes com um teor de carbonato significativo.

No final do Cretáceo e início do Terciário, os movimentos de compressão foram sentidos a partir Orogenia Alpina para o sul. Parte deste movimento foi acomodado ao longo de zonas de falhas diagonais.

### Cenozóico

Cenozóico	Quaternário	Holoceno	at. a. p.
		Pleistoceno	0,01 milhões de anos
	Neógeno	Plioceno	1,8 milhões de anos
		Mioceno	5,3 milhões de anos
	Paleógeno	Oligoceno	24 milhões de anos
		Eoceno	33 milhões de anos
Paleoceno		54 milhões de anos	
			65 milhões de anos

O rifteamento Cenozóico, *break-up* e início da expansão dos fundos oceânicos no Atlântico Nordeste deram origem a movimentos diferenciais verticais que afetaram também a área do Mar do Norte.

A subsidência tectônica foi acelerada

durante o Paleoceno em toda a bacia, com entrada de sedimentos em cunhas prográdantes das áreas soerguidas, o que resultou em grandes depocentros perto das margens da bacia. As taxas de subsidência ultrapassaram as taxas de sedimentação ao longo do eixo da bacia, e profundidades superiores a 600 m são indicadas.

Camadas de cinzas de idade Eocênica são encontradas em todo o Mar do Norte. O extenso vulcanismo está relacionado com a abertura do Atlântico Norte e as lamas tanto do Eoceno quanto do Oligoceno são dominadas por lamito esmectíticos (*smectitic mudstones*) formadas a partir de cinzas vulcânicas. Estes lamitos esmectíticos são caracterizados por baixas velocidades sísmicas também em comparação com as camadas sobrepostas do Neógeno.

No Eoceno, a progradação da Plataforma Shetland foi dominante e os principais depocentros foram desenvolvidos na área do Viking Graben, com águas profundas ao longo do eixo da bacia. Os deltas submarinos do Paleoceno e Eoceno foram construídos com areias turbidíticas depositadas na parte central do Mar do Norte.

Na transição Eoceno-Oligoceno, o sul da Noruega tornou-se elevado. Esta elevação, em combinação com unidades prográdantes, do leste e oeste, deu origem a um limite superficial no norte do Mar do Norte, separando águas mais profundas para o sul e norte.

Na maioria dos lugares na plataforma, o Holoceno (os últimos 10 mil anos) é representado por apenas uma fina camada de sedimento iodoso, principalmente retrabalhado durante Quaternário ou sedimentos mais antigos expostos em altos topográficos ou ao longo das margens do Mar do Norte. Muito pouco sedimento "novo" foi fornecido por terra durante o Holoceno. Isso ocorre porque os fiordes agiram como armadilhas de sedimentos muito eficientes, coletando o sedimento dos rios.

A sedimentação Cenozóica foi relativamente rápida e os sedimentos argilosos tiveram pouco tempo para compactar o suficiente para reduzir o teor de água. Algumas camadas, portanto, exibem comportamento plástico e estruturas de diápiro devido às argilas compactadas, especialmente no Eoceno. Falhas poligonais também são comuns nesses lamitos.

# Interpretação do Bloco Sísmico

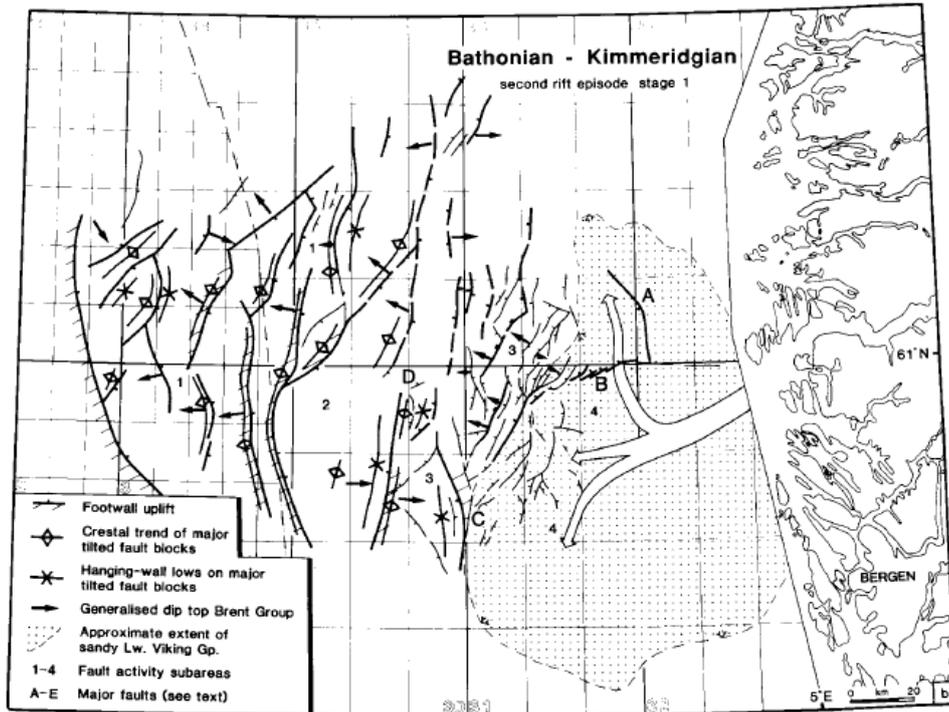
## Sistema Petrolífero

O Jurássico é provavelmente o tempo geológico mais importante para a exploração de hidrocarbonetos no Mar do Norte. Para esse trabalho faremos a caracterização de apenas um sistema petrolífero do Jurássico, tendo como rochas geradoras o Grupo Viking (Fm Draupne e Fm Heather) e como rochas reservatório o Grupo Brent. Cada elemento do sistema petrolífero será brevemente explicado por motivo de contextualização.

A formação Draupne (Gp Viking), do Jurássico Superior, é a principal rocha fonte na região do Viking Graben. A formação é composta principalmente por folhelhos negros marinhos que apresentam alta radioatividade e pode ter espessura de até 3000m. O rifteamento, nesse contexto, foi importante para estabelecer a condição anóxica necessária para a formação de petróleo, além de criar espaço de acomodação, possibilitando rápido soterramento e consequente maturação da geradora.

Os arenitos do Grupo Brent, do Jurássico Médio, são reservatórios importantes, pois apresentam boa porosidade e permeabilidade, possibilitando a acumulação de fluidos. Os sedimentos que compõe esse grupo são costeiros e marinho, oriundos principalmente de sistemas deltaicos. Sua espessura na área estudada é de aproximadamente 300 metros e foi depositado durante o Jurássico Médio (do Aaleniano ao Bathoniano, aproximadamente). A deposição desse grupo tem idade coincidente com a fase de rifteamento que gerou grande espaço para acomodação que pôde ser preenchido, este é um dos motivos da grande espessura do depósito.

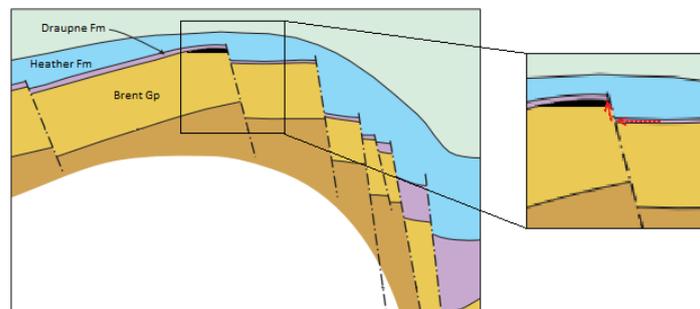
A imagem a seguir, retirada de *Journal of the Geological Society*, é um esquema do ambiente sedimentar durante o Jurássico Médio, na fase de rifteamento. A letra B indica os sedimentos do Grupo Brent de origem continental que se depositam da bacia carregados por deltas.



**Figura 7:** Modelo estrutural do Viking Graben no Bathoniano (Fonte: BADLEY, 1988).

A partir da incursão marinha na bacia e conforme seu aumento de profundidade, sedimentos marinhos finos foram depositados. A lama marinha é impermeável e é bastante presente e espessa a partir do Jurássico Superior, sendo assim constitui bom selante para os reservatórios, não possibilitando a migração dos fluidos além dessas camadas. O Grupo Viking, além de gerador, também tem potencial selante.

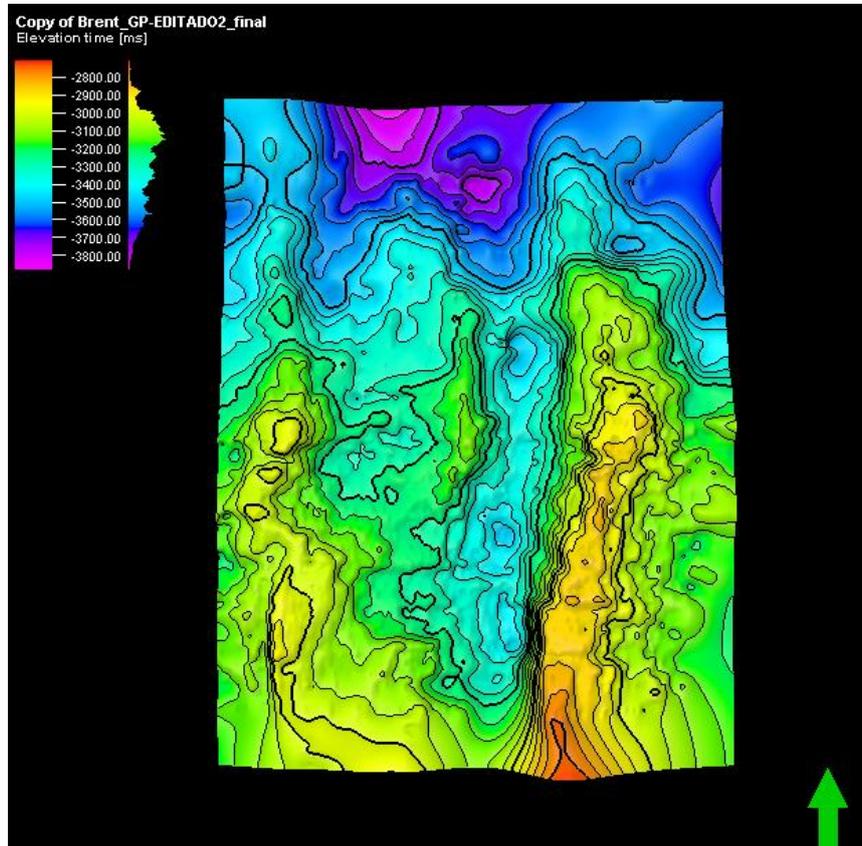
As trapas de petróleo podem ser estruturais ou estratigráficas. As maiores acumulações ocorrem dentro de blocos de falha formados durante o rifte (Figura 8). Hidrocarbonetos estratigraficamente presos ocorrem em abundância em canais submarinos e leques complexos de arenito depositados durante e depois do rifteamento.



**Figura 8:** modelo de trapeamento estrutural comum na área de estudo. Em destaque a possível migração do óleo da rocha geradora para a reservatório (Modificado de Warrender, 1991).

## Interpretação do Topo do Reservatório

Com ajuda de informação de dados de poços (três disponíveis no bloco sísmico) foi possível fazer a interpretação do topo do Grupo Brent. A interpretação foi feita no software Petrel e o resultado interpolado é mostrado na Figura 9.



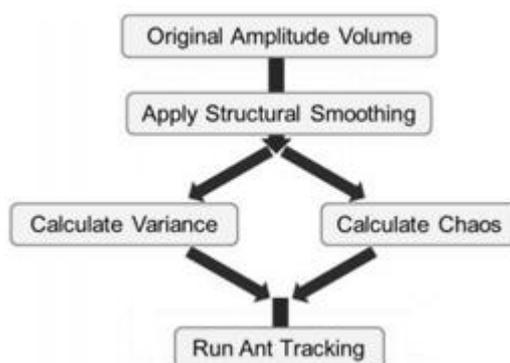
**Figura 9:** Superfície do topo do Grupo Brent interpretada no Petrel.

Nesse trabalho não é importante que sejam feitas interpretações de outros horizontes. O topo do Grupo Brent torna-se necessário, pois se trata do topo do reservatório e, com suporte desta superfície, serão delimitadas as possíveis acumulações de hidrocarboneto na sequência deste trabalho.

## Detecção de Heterogeneidades Estruturais

### Utilização do Método

O fluxo de trabalho *Ant Tracking* é uma ferramenta popular e muito útil para identificar e interpretar falhas. No entanto, é muitas vezes pouco utilizada, devido à quantidade de condicionamento de dados reiterativo necessária para produzir um volume de *Ant Tracking* utilizável e preciso. Nessa parte do trabalho será testado o método de detecção automática de falhas para o bloco sísmico 3D usando o atributo nomeado *Ant Tracking* disponível no Petrel. O fluxo de trabalho para a identificação de falhas segue explicado na Figura 10.

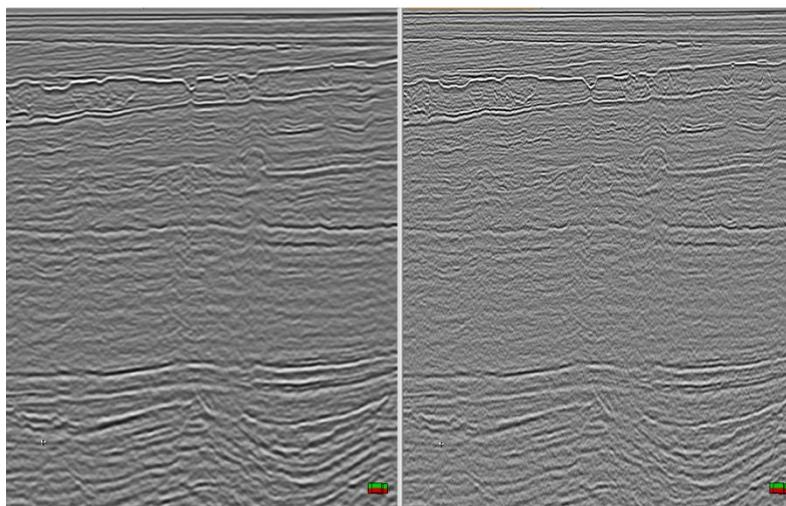


**Figura 10:** Fluxo básico para detecção automática de falhas e fraturas de um bloco sísmico.

Como observado na figura acima, podemos seguir dois caminhos após a suavização do volume sísmico: a partir da variância ou a partir do caos. Dependendo do objetivo do trabalho e da complexidade da estrutura da área do bloco sísmico, este fluxo de trabalho pode ser adaptado, testando-se os vários caminhos e observando os melhores resultados.

Nesse trabalho o melhor resultado foi obtido ao aplicar o atributo *Ant Tracking* diretamente sobre o bloco sísmico suavizado (atributo *Structural Smoothing*). Devido a complexidade geológica do bloco sísmico utilizado, a variância e o caos acabaram por tornar o resultado, com o *Ant Tracking* posteriormente aplicado, com um excesso de informações das quais muitas delas são duvidosas, possibilitando interpretações errôneas.

Na Figura 11 podemos comparar uma seção do bloco sísmico, estando o lado esquerdo sem nenhum atributo aplicado e o lado direito com o atributo *Structural Smoothing*. Este método reduz o ruído aleatório, preservando a estrutura sem qualquer informação prévia da orientação estrutural. Isso reduz efetivamente o ruído aleatório, elimina marcas de aquisição e aumenta os atributos de coerência e curvatura. Sua utilização também é prática no processamento de dados sísmicos, como para melhorar auto-picking de horizontes, primeiras chegadas e eventos de refração.



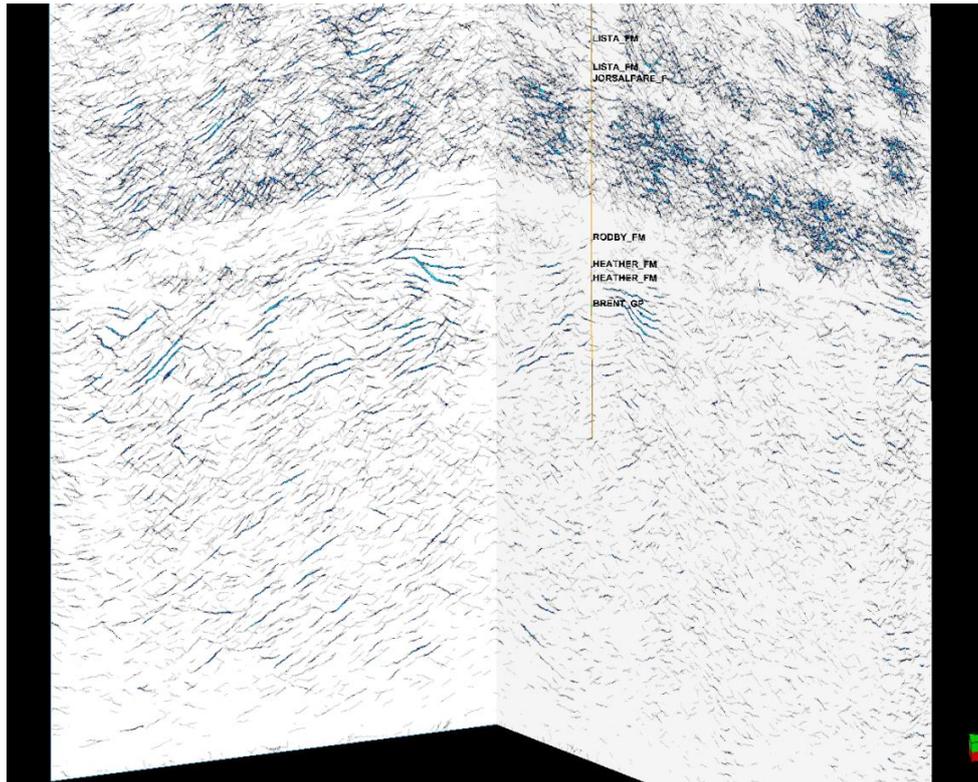
**Figura 11:** linha sísmica antes (esquerda) e depois (direita) da aplicação do smooth.

Durante a execução do trabalho o *ant tracking* foi testado editando-se seus parâmetros. A direção onde estariam as principais falhas é semelhante à direção de extensão do rifteamento durante o Jurássico-Cretáceo, ou seja, NW-SE (Graue, 1992). Nessa direção estarão as principais falhas, características de bacia tipo rifte. Para o estudo das heterogeneidades estruturais, optou-se pelo uso do *Ant Tracking* não definindo direções principais, objetivando uma visão global de todas as falhas (não somente aquelas ocorridas durante o rifteamento).

### **Apresentação dos Resultados**

As análises estruturais foram feitas e serão apresentadas com auxílio do bloco sísmico com *ant tracking*.

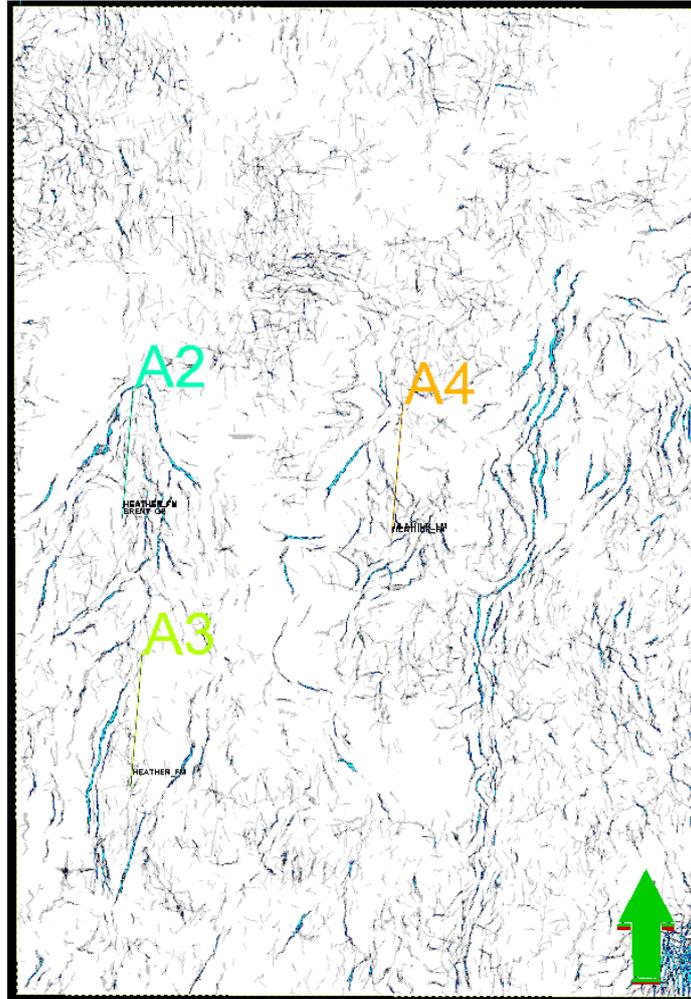
A Figura 12 que segue mostra uma visão geral do bloco sísmico depois da aplicação do atributo *ant tracking*. Percebe-se que muitas fraturas foram detectadas em diversas orientações e que o padrão varia nos intervalos de profundidade.



**Figura 12:** bloco sísmico com o atributo ant tracking.

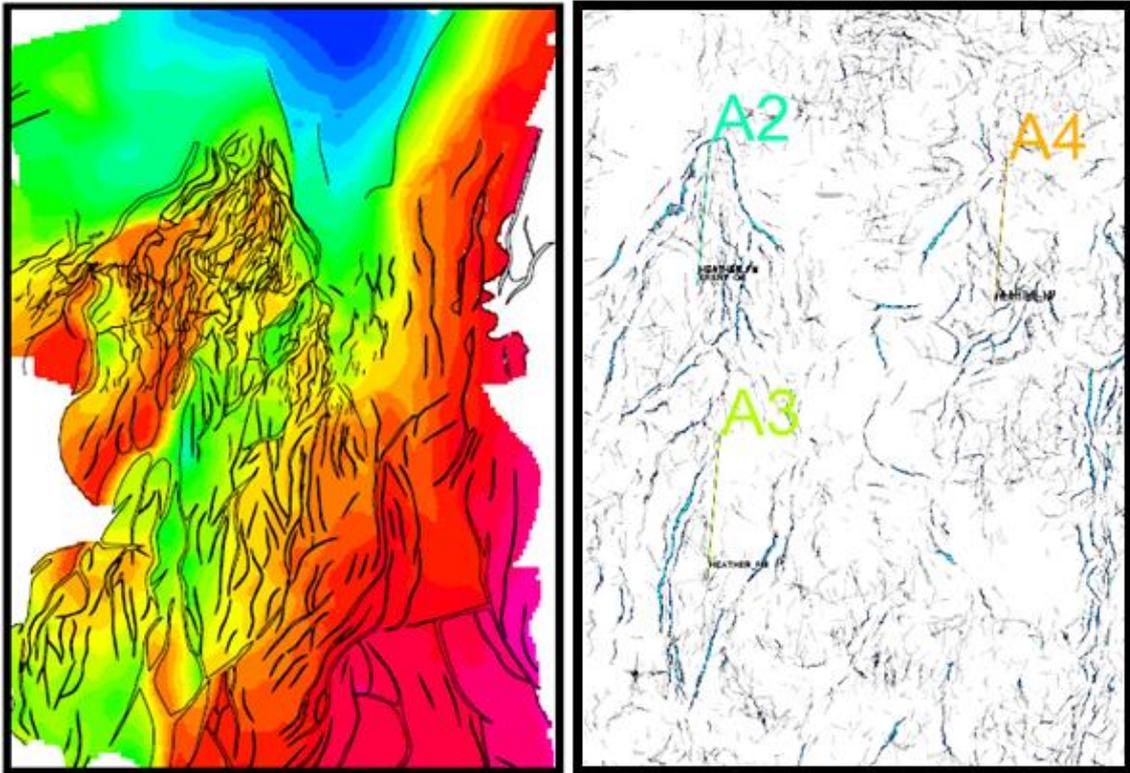
A Figura 13 mostra uma visão de topo na altura do Grupo Brent, no Jurássico. No canto direito da imagem percebe-se a presença de falhas alongadas e paralelas entre si numa direção quase norte-sul que são estruturas típicas decorrentes do movimento de divergência de placa, o que é coerente já que nesta idade, na fase Kimmeriana, o rifteamento estava atuante. Essas falhas são as responsáveis pelo deslocamento das camadas, tendo como resultado a maior elevação no topo do Grupo Brent (Observar na Figura 9). Essas e as outras estruturas mapeadas no *Ant tracking* são coerentes com as elevações encontradas no mapeamento sísmico desse horizonte.

O falhamento proporcionado pelo rifteamento no Jurássico tem papel importantíssimo para o sistema petrolífero uma vez que desloca as camadas, levando a rocha reservatório para uma posição superior à rocha geradora e possibilitando um local de fuga para o hidrocarboneto, fazendo com que este migre até o reservatório.



**Figura 13:** corte do bloco sísmico com atributo *ant tracking* na profundidade do Grupo Brent.

A Figura 14 retirada do trabalho de Hans Borge está apresentada juntamente com a da Figura 13 para comparação ao resultado do *ant tracking*. A imagem representa o topo do Grupo Brent e a representação das falhas que foram interpretadas a partir de dados sísmicos. A semelhança entre as estruturas é muito grande, atribuindo confiabilidade na aplicação do atributo.



**Figura 14:** Imagem da direita retirada do trabalho “Fault controlled pressure modelling in sedimentary basins” de Borge (2000) para comparação com a imagem obtida no *ant tracking* a esquerda.

Agora visualizando os sedimentos do Cretáceo Superior (Figura 15), podemos notar uma grande diferença na disposição das falhas comparadas às observadas no Jurássico. Aqui não há uma orientação preferencial ou falhas alongadas, mas uma densidade muito grande de falhas com direções diversas e sem um padrão observável.

O Cretáceo Superior no Viking Graben é caracterizado por uma grande quietude tectônica, o que parece não ser coerente com o observado. Acontece que essas falhas observadas podem não estar relacionadas à tectônica, sendo as chamadas falhas poligonais que ocorrem em sedimentos de grão fino e estão relacionadas a compactação e fluxo sedimentar e expulsão de fluido.

A presença dessas estruturas se deve provavelmente a dois fatores: convergência das placas (Fase Alpina) e subsidência rápida e desigual durante o Cretáceo. Esses fatores desestabilizam os materiais semi-estáveis obrigando-os a se realocarem e assim ocorrem deslizamentos de terra gerando falhas poligonais.

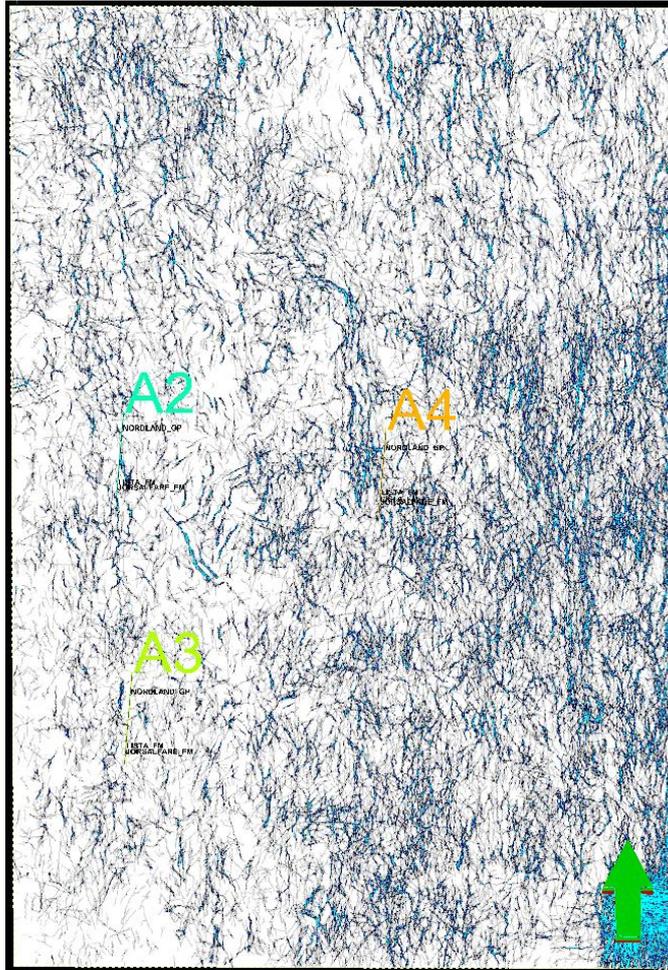


Figura 15: corte do bloco sísmico com atributo *ant tracking* na profundidade do Cretáceo.

## Análise de Fácies Sísmicas

Os dados sísmicos fornecem os meios fundamentais para a avaliação preliminar sobre o preenchimento de uma bacia em termos de estrutura geral, arquitetura estratigráfica, e conteúdo de fluido gerando confiança do que está presente na subsuperfície antes mesmo que seja efetuada a perfuração e conseqüentemente melhorando significativamente a gestão de riscos na exploração de petróleo.

O caráter sísmico é analisado de duas principais maneiras: pela forma externa (geometria) e pela forma interna. A forma interna inclui a continuidade, frequência e amplitude de reflexões sísmicas. Muitos desses parâmetros se relacionam com a litologia e/ou os processos responsáveis pela deposição e, portanto, são muitas vezes utilizados para interpretar origem dos sedimentos e tipo de reservatório. A Tabela 1 mostra essas relações.

<b>Característica</b>	<b>Significado</b>
Amplitude	Contraste de impedância (velocidade/densidade) Espaçamento/afinamento entre os estratos Litofácies Conteúdo fluido
Continuidade	Continuidade dos estratos Processos deposicionais
Frequência	Espessura dos estratos Conteúdo fluido
Geometria	Processos deposicionais

**Tabela 1:** como cada característica sísmica pode se relacionar com o ambiente deposicional.

Fácies sísmicas (ou sismofácies) são unidades tridimensionais, compostas por reflexões cujos parâmetros sísmicos diferem daqueles de fácies adjacentes (Brown & Fischer, 1980). Uma fácies sísmica é o registro nas reflexões sísmicas dos fatores geológicos que a geraram, tais como: litologia, estratificação, feições deposicionais etc.

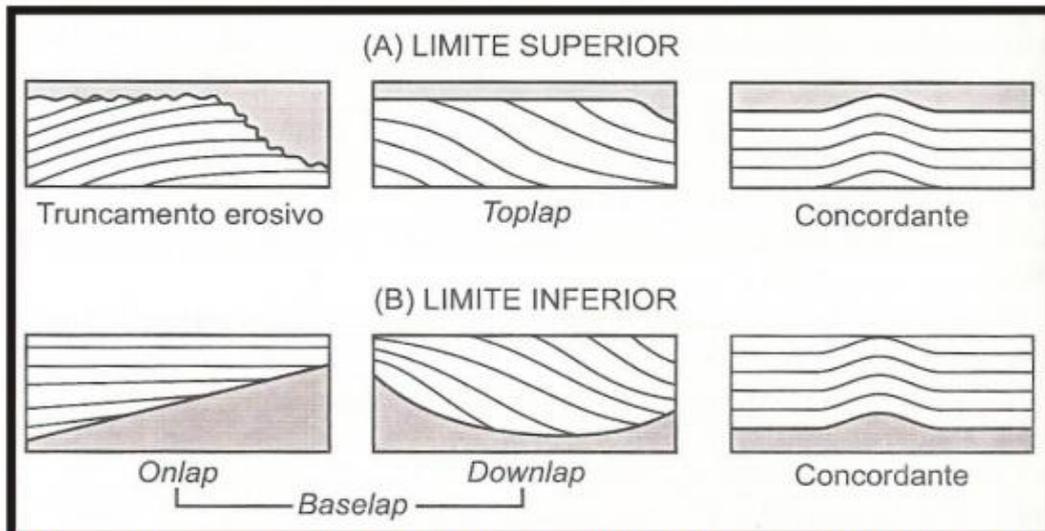
O reconhecimento dos limites de sequência (discordâncias e/ou concordâncias relativas) em seções sísmicas é baseado em reflexões que

representam terminações laterais de estratos, podendo ser sin-deposicionais (*lapout*) ou erosivas (truncamento). O limite superior de uma sequência é definido por truncamento, *toplap* e/ou concordância e o limite inferior de uma sequência é definido por *onlap*, *downlap* e/ou concordância (Figura 16). Cada um desses limites é explicado resumidamente abaixo:

- Truncamento erosivo: terminação de estrato contra uma superfície erosiva sobrejacente. *Toplap* pode evoluir para truncamento erosivo, mas este implica tanto o desenvolvimento de um relevo erosivo ou o desenvolvimento de uma discordância angular (Catuneanu, 2006).
- *Toplap*: terminação de estratos inclinados contra uma superfície de menor ângulo sobrejacente, sendo resultado principalmente de não-deposição (*bypass* sedimentar) e pouca erosão. A superfície *toplap* representa o limite deposicional proximal da unidade sedimentar no topo (Catuneanu, 2006).
- *Onlap*: Terminação de estratos de baixo ângulo contra superfície estratigráfica de ângulo maior. Pode ser referido por *lapout*. Limita lateralmente a unidade sedimentar. Pode ser desenvolvido em ambiente marinho, costeiro e não-marinho (Catuneanu, 2006).
- *Onlap* marinho: Desenvolvem-se no talude durante transgressões quando estratos transgressivos de água profunda terminam em *onlap* na superfície de regressão máxima.
- *Onlap* costeiro: Refere-se a estratos costeiros à de água rasa transgressivos terminando em *onlap* em superfícies de ravinamento transgressivo.
- *Onlap* fluvial: Ocorre durante a subida do nível de base (regressão normal e transgressão), quando estratos fluviais terminam em *onlap* na discordância subaérea.
- *Downlap*: Terminação de estrato inclinado contra uma superfície de menor ângulo. Limita na base a unidade sedimentar. *Downlap* é comum na base de clinoformas progradantes, tanto em ambiente marinho raso como profundo. É incomum a geração de *downlap* em configurações não-marinhas, exceto em ambiente lacustre (Catuneanu, 2006).

Obs.: *Onlap* e *downlap* podem ser classificados como *baselap*

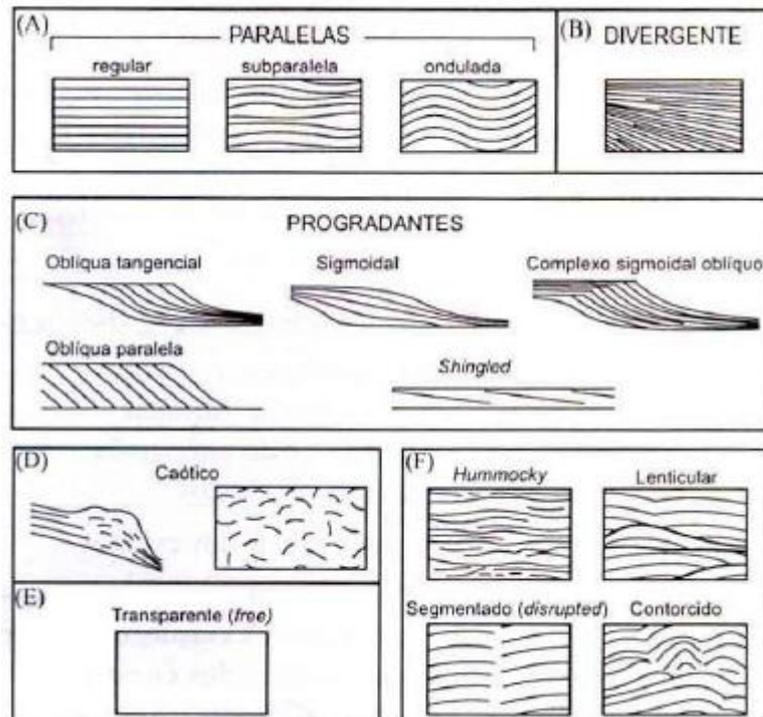
- Concordante: A concordância ou conformidade é quando as reflexões/estratos de duas unidades sísmicas ou sequências adjacentes se apresentam paralelas com a superfície que as delimitam.



**Figura 16:** padrões de terminação de reflexões/estratos nos limites de uma sequência sísmica / sequência deposicional (fonte: Ribeiro, 2001)

A configuração interna das reflexões é o parâmetro de fácies sísmicas que melhor a caracteriza e, portanto, o mais comumente utilizado na sua análise. A descrição e interpretação das configurações internas das reflexões começam com padrões simples, como as configurações paralelas, subparalelas, onduladas, divergentes, caóticas e configuração transparente (Figura 17, letras (A), (B), (C), (D) e (E)). As configurações paralelas/subparalelas indicam uma taxa de deposição uniforme dos estratos, sobre uma superfície estável ou uniformemente subsidente, ao contrário da configuração divergente. As configurações progradantes ocorrem em áreas onde os estratos superpõem-se lateralmente, constituindo-se em superfícies inclinadas denominadas clinofórmias, podendo ocorrer em diversos tipos de ambientes. As configurações caóticas consistem em reflexões discordantes e descontínuas, sugerindo um arranjo desordenado das superfícies de reflexão, podendo indicar um ambiente de energia alta e variável, deformações pene contemporâneas ou posteriores à deposição. O padrão de configuração transparente são intervalos com ausência de reflexão, podendo indicar pacotes sedimentares intensamente redobrados ou com mergulhos muito abruptos como também litologias homogêneas para o método sísmico ou não-estratificadas.

Essas configurações principais podem ser acrescidas com termos modificadores como, por exemplo, lenticular, *hummocky*, segmentado, contorcido etc. (vide ilustrações da letra (F) da Figura 17).



**Figura 17:** Esquemas de padrões de configuração de fácies sísmicas (Fonte: Modificado de Mitchum Jr. *et al.*, 1977)

### **Identificação de Tratos de Sistemas Tectônicos**

Como neste trabalho estamos lidando com uma bacia tipo rifte, o que esperamos encontrar analisando a sismoestratigrafia são padrões de terminações que configuram os Tratos de Sistemas Tectônicos.

Os tratos de sistemas tectônicos vieram da necessidade de se mapear padrões de empilhamentos associados à tectônica, de uma maneira semelhante aos tratos de sistemas geométricos associados a variações eustáticas propostos por Posamentier *et al.* (1988). Assim, Prosser (1993) propõe um modelo que prevê que os padrões de empilhamento devem ser a base de análise e fatiamento das sequências deposicionais componentes de um meio graben e que este fatiamento deve ser realizado a partir dos tratos de sistemas tectônicos.

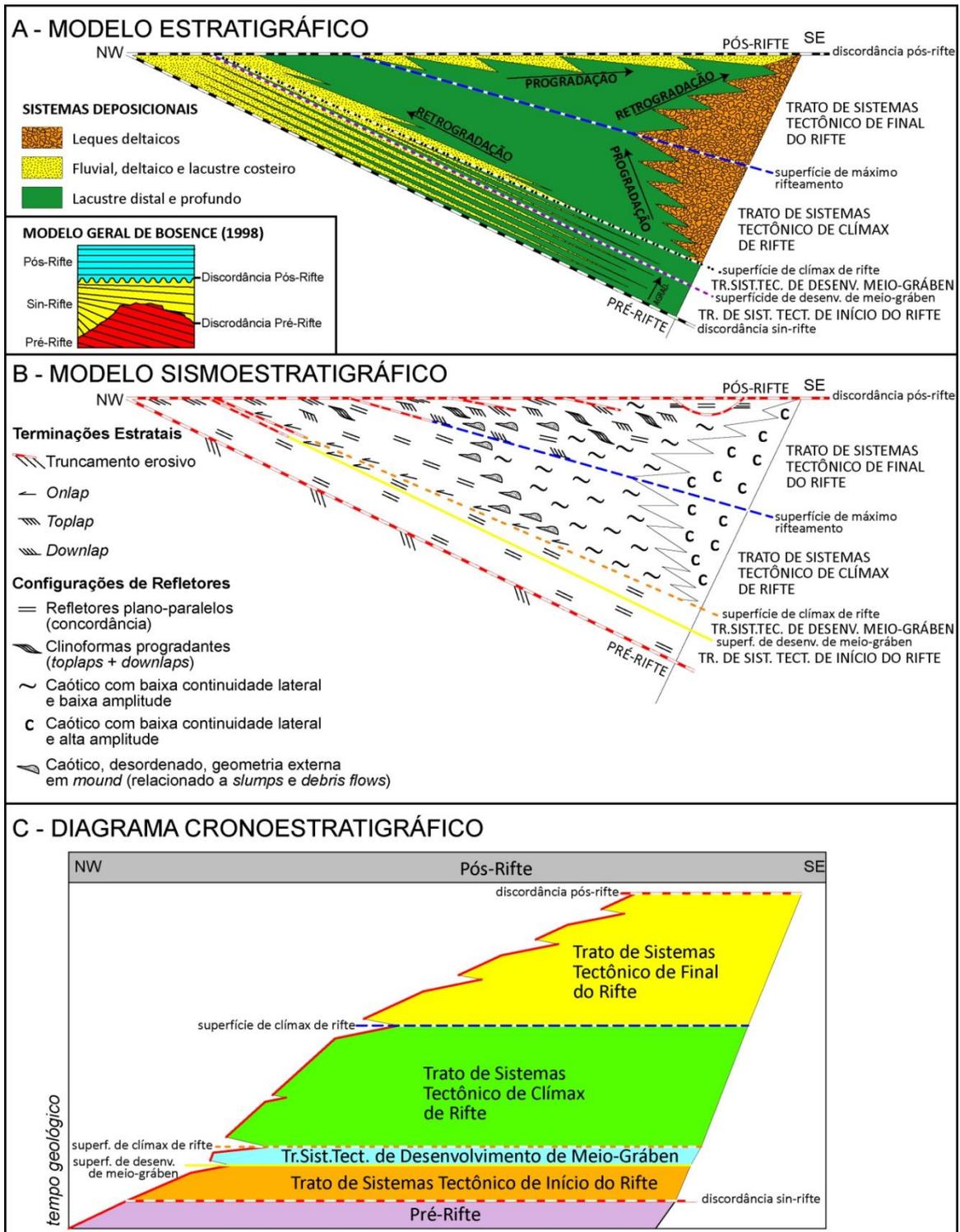
Kuchle & Scherer (2010) usam como base o trabalho de Prosser (1993) e definem tratos de sistemas tectônicos como *conjunto de sistemas deposicionais geneticamente relacionados a uma fase tectônica do rifte*. De acordo ainda com esses autores, foram definidos quatro tratos de sistemas tectônicos tendo sua nomenclatura relacionada ao estágio de evolução em que o rifte se encontra. São esses: Trato de Sistema Tectônico de Início de Rifte, Trato de Sistema Tectônico de Início de Meio Graben, Trato de Sistema Tectônico de Clímax de Rifte, Trato de Sistema Tectônico de Final de Rifte.

- Trato de Sistemas Tectônico de Início de Rifte: marca as primeiras rotações de

bloco sem que haja ainda a geometria de meio-graben próprio da bacia rifte. O movimento discreto e inicial das falhas forma pequenas bacias com suprimento de água suficiente para manter rios perenes axiais a elas. O aporte sedimentar é igual ou ultrapassa a subsidência, dessa forma, a deposição sedimentar é preferencialmente longitudinal e é observado um padrão agradacional a progradacional. Os refletores internos são geralmente descontínuos, sugerindo a existência de canais longitudinais. É possível mapear superfícies de *downlap* evidenciando progradações em situações em que o aporte sedimentar se sobrepôs à subsidência (Prosser, 1993).

- Trato de Sistema Tectônico de Início de Meio Graben: um meio-graben é composto basicamente por uma falha de borda e por uma margem flexural, formando uma geometria em cunha. A geometria de um meio-graben é o principal fator que controla os sistemas deposicionais de um rifte. A região do meio-graben que sofre soerguimento é denominada de *footwall*, e a região que sofre subsidência é denominada de *hangingwall*. De uma forma geral, os refletores internos permanecem paralelos, podendo existir *onlap* em direção à margem flexural.
- Trato de Sistemas Tectônico de Clímax de Rifte: onde a criação de espaço atinge as maiores taxas, e o aporte não consegue acompanhar estes patamares. Assim a bacia se encontra cada vez mais em ambiente subaquoso no *hangingwall* com decantação de lama lacustre concomitante a deposições turbidíticas. Este trato é marcado por refletores caóticos no *hangingwall* associado aos leques conglomeráticos e por clinofórmias progradantes no *footwall* associados aos pulsos tectônicos. O centro do graben apresenta refletores mais contínuos e divergentes, com as camadas ficando mais espessas em direção ao *hangingwall*.
- Trato de Sistemas Tectônico de Final de Rifte: com uma drástica diminuição na atividade tectônica, as falhas diminuem os movimentos, e o espaço até então criado na fase rifte, passa a ser preenchido, pois nesta fase o sistema de drenagem consegue se adaptar e fornecer sedimentos para preencher a calha deposicional, erodindo as escarpas e regiões altas adjacentes, fazendo com que os expressivos espaços criados durante a fase rifte sejam agora preenchidos em um padrão progradante até um preenchimento completo e extravasamento dos meio-grabens. A expressão sísmica deste estágio pode mostrar *downlap* no *hangingwall* e *onlap* no *footwall* e região central da bacia. Este estágio marca o fim das divergências de refletores. Os refletores podem mostrar tanto agradação preenchendo a depressão como uma maior proporção de progradação (Prosser, 1993).

A Figura 18 mostra o modelo estratigráfico, o modelo sismoestratigráfico e o diagrama cronoestratigráfico de cada trato de sistema descrito.

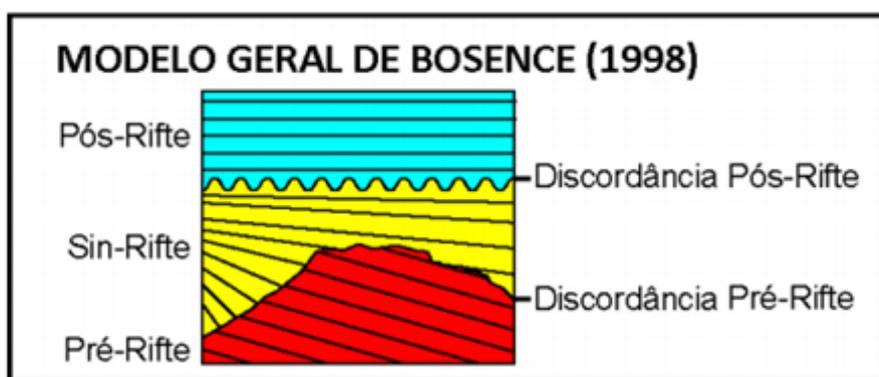


**Figura 18:** modelo extraído de Kuchle & Scherer (2010) mostrando em a) o modelo estratigráfico, b) o modelo sismoestratigráfico e em c) a carta cronoestratigráfica de uma bacia rifte, com os tratos tectônicos e suas superfícies limítrofes.

Estes tratos de sistemas definem a fase rifte porém, na seção sísmica da bacia ainda temos a presença de sedimentos pré e pós-rifte. Bosence (1998) cria um modelo bem descrito e hierarquizado propondo o estabelecimento de um evento rifte a partir do reconhecimento de discordâncias. Dessa forma, a

fase sin-rifte é limitada por duas discordâncias: no topo onde se sobrepõe a unidade pós-rifte e na base onde se antepõe a unidade pré-rifte.

Além das discordâncias, o comportamento geométrico dos estratos internos também é fator importante na identificação das três diferentes fases (Figura 19). De uma maneira genérica o pré-rifte é determinado por estratos plano-paralelos e inclinados, os estratos sin-rifte apresentam geometria divergente em resposta a deposição sin-tectônica e os estratos pós-rifte são plano-paralelos e horizontais devido à quietude tectônica ao fim do processo de rifteamento.



**Figura 19:** modelo geométrico definido por Bosence (1998) mostrando as discordâncias entre as fases da bacia e suas geometrias internas. (Fonte: Bosence (1998)).

Embora a tectônica seja o principal fator de controle em uma bacia rifte, é importante salientar que as considerações e conclusões acerca da evolução deposicional de bacias rifte propostas por Kuchle & Scherer (2010) e Bosence (1998) não constituem uma regra. Diversos fatores tais como clima, composição das rochas da área-fonte, aporte sedimentar e até eustasia podem modificar os padrões de empilhamento, a existência de sistemas deposicionais e o aspecto geral dos tratos de sistemas tectônicos.

### **Utilização do Método**

A análise das fácies sísmicas nesse trabalho vai se basear no método de Ramsayer. O método de Ramsayer é referido como a abordagem de mapeamento "AB/C" pelo fato de serem feitas observações sobre o limite superior (A), o limite inferior (B), e caráter interno de reflexão (C).

As observações A, B e C são feitas dentro das opções observadas na

$$\frac{A - B}{C}$$

Tabela 2 e apresentadas da forma  $\frac{A - B}{C}$ . As características dos limites e interior são abreviadas conforme também consta na Tabela 2 e podem variar de autor para autor, mas sempre reunindo as características de limite interno, externo e padrão interno visando auxiliar na interpretação.

Descrição	Posição	Código	Explicação
Limite superior (Topo)	A	Tr	Truncamento
		Tp	Toplap
		C	Concordante
Limite inferior (Base)	B	On	Onlap
		Dn	Downlap
		C	Concordante
Padrão interno de reflexão	C	p	Paralelo
		sub	Subparelelo
		div	Divergente
		m	Montiforma ( <i>Mounded</i> )
		w	Ondulado
		rf	Reflexão livre
		ob	Progradação oblíqua
		sig	Progradação sigmoidal
		sh	<i>Shingled</i>
		ch	Caótico

**Tabela 2:** principais códigos de mapeamento de fácies sísmicas.

A forma de se trabalhar com o método é atribuir A, B e C para cada diferente fácies sísmica no tempo vertical, ou na escala de profundidade. Quando colocados em uma visualização do mapa, o intérprete é capaz de inferir padrões de caráter sísmico semelhantes, bem como as tendências de tratos de sistema. A intenção é fazer observações objetivas de caráter sísmico e depois interpretar o significado dessas fácies sísmicas em um contexto deposicional regional e local.

As unidades estratigráficas interpretadas a partir da análise de Ramsayer acabam por equivaler assim, aos tratos de sistemas, conforme definido por Brown & Fisher (1977). Esse método é comumente trabalhado junto com outros

métodos de observação sísmica e também com resultados de análise de poços, quando existentes.

#### - Atributo Sísmico

Como auxílio para a interpretação de refletores foi utilizado o atributo sísmico "fase instantânea" (ou *Instantaneous Phase*). Os atributos sísmicos são descrições matemáticas da forma característica de um traço sísmico em intervalos de tempo específicos. Estes atributos permitem aos intérpretes extrair mais informações dos dados sísmicos (Schroeder, 2011).

Os atributos sísmicos são classificados basicamente em duas categorias: Atributos Físicos e Atributos Geométricos. A fase instantânea é um atributo físico que é definido como um daqueles atributos que estão diretamente relacionados com a propagação de ondas, litologia e outros parâmetros. Estes atributos físicos podem ser classificados como atributos pré-stack e pós-stack. Cada um deles tem sub-classes como atributos instantâneos e *wavelet*.

Atributos instantâneos são computados de amostra em amostra, e representam variações instantâneas (derivada no tempo) de vários parâmetros. Valores instantâneos de atributos tais como envelope, e seus derivados tais como frequência instantânea e fase instantânea, podem ser determinados a partir do sinal complexo da onda sísmica (Taner, 2001).

O atributo de fase instantânea é uma medida da continuidade da propagação da onda num meio. Em cada descontinuidade a onda sofre mudanças de fase. A fase instantânea enfatiza a coerência (continuidade/descontinuidade) espacial das reflexões fornecendo um caminho para que eventos fracos e fortes apareçam em equilíbrio (Meneses, 2010). A importância da fase instantânea está fundamentalmente ancorada no entendimento sobre as propriedades petrofísicas das rochas já que, a partir desse atributo, eventos com continuidade lateral, configuração estratigráfica e estrutural são muito mais facilmente percebidas.

A fase instantânea é medida em graus e é independente da amplitude. A fase não deve mudar ao longo de um horizonte, em princípio, mas alterações podem ocorrer se houver um problema de separação ou se a camada mudar lateralmente devido aos "buracos" ou outros fenômenos. No paper "Seismic Trace Attributes And Their Projected Use In Prediction Of Rock Properties And Seismic Facies" (TANER, 1997), o autor aponta as utilidades do atributo:

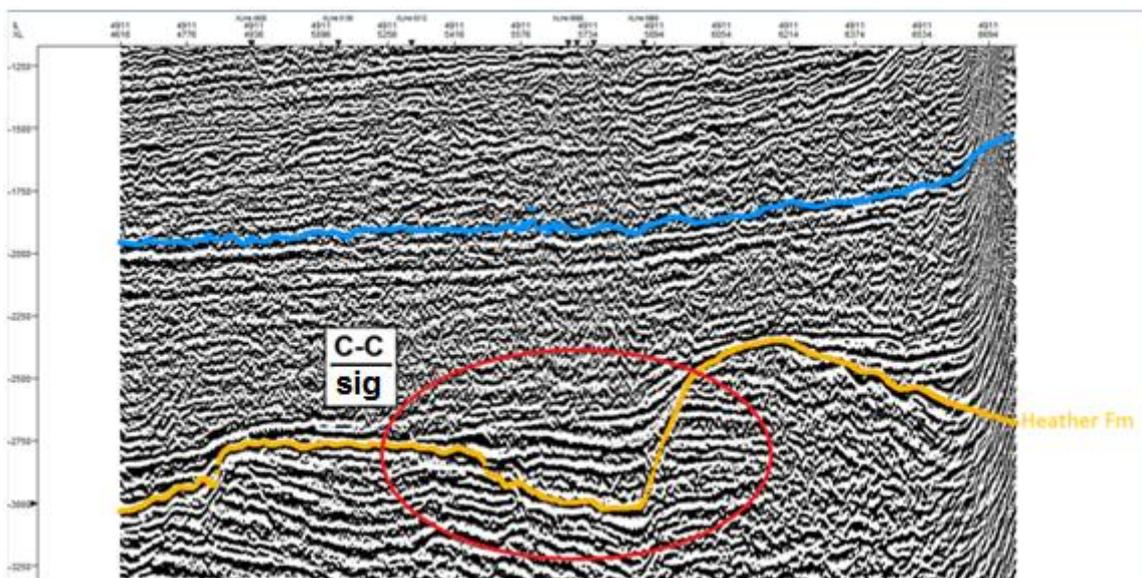
1. Melhor indicador de continuidade lateral;
2. Refere-se ao componente de fase da onda-propagação;
3. Pode ser usado para calcular a velocidade de fase;

4. Não tem nenhuma informação de amplitude, portanto, todos os eventos são representados;
5. Mostra discontinuidades, mas pode não ser o melhor. É melhor para mostrar continuidades e limites de seqüências;
6. Visualização detalhada de configurações de camada;
7. Utilizado no cálculo da frequência instantânea e aceleração.

### **Apresentação dos Resultados**

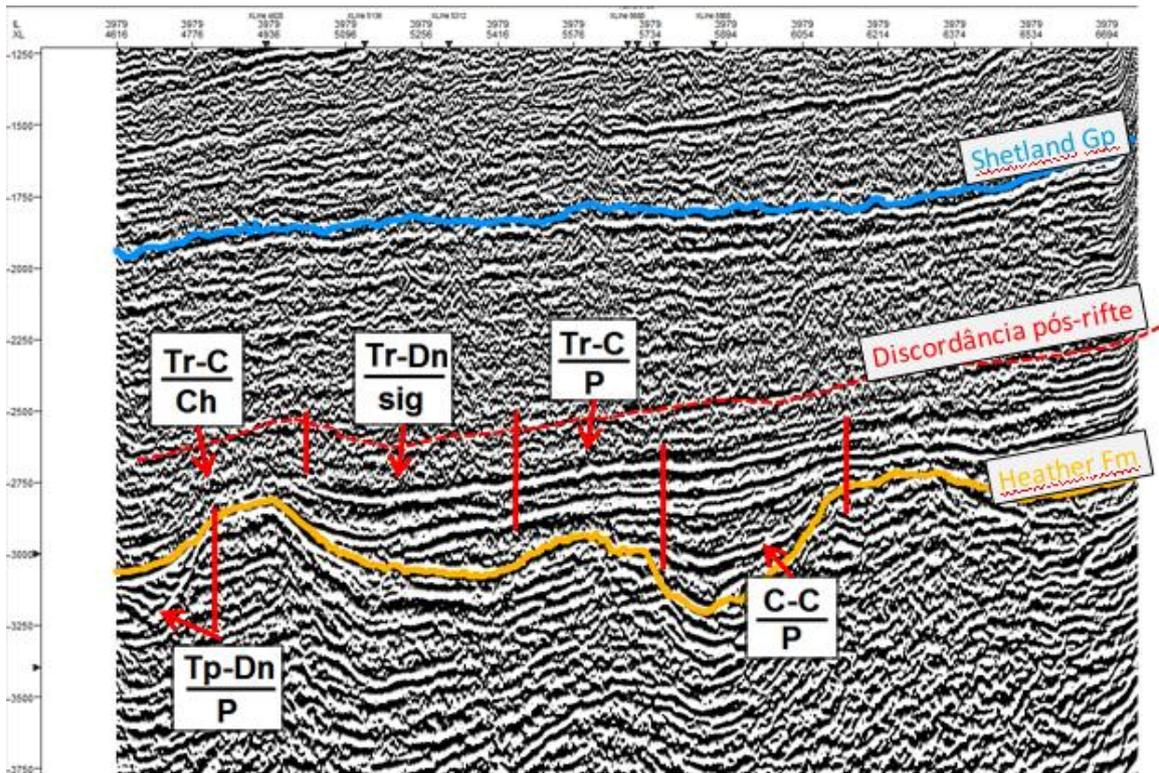
A interpretação das fácies foi feita com o auxílio do *software* Petrel. Procurou-se encontrar os padrões esperados em cada etapa da formação da bacia e, assim, fundamentar a teoria e métodos acima explicados. Superfícies interpretadas em outros trabalhos acadêmicos (Apresentação dos alunos da UFF para o concurso IBA-AAPG, 2014) foram carregadas para facilitar a identificação da idade e formação das feições observadas.

A superfície da Formação Heather praticamente coincide com o fim do rifteamento e o padrão observado na Figura 20 indica estratos concordantes no topo e na base, mas com padrão interno sigmoidal. Isso sugere que, ao fim do rifteamento os grabens formados foram preenchidos, estando de acordo com o que foi dito na descrição do trato de sistema tectônico de final de rifte.



**Figura 20:** seção sísmica na inline 4911. A inline corta o rifte transversalmente.

Ainda sobre o trato de sistema tectônico de final de rifte, na Figura 21 a análise de Ramsayer mostrou padrões apropriados para esse trato. Todas essas constatações podem ser comparadas com a Figura 18.



**Figura 21:** seção sísmica na inline 3979. A inline corta o rifte transversalmente.

Infelizmente os outros tratos de sistemas tectônicos não puderam ser observados devido à perda de resolução da sísmica a essa profundidade.

Shetland Fm é a primeira formação do Paleoceno, portanto, a quase totalidade dos sedimentos que se encontram entre a linha azul e a discordância são do Cretáceo. Percebe-se que o padrão interno de reflexão nesse intervalo é caótico e condizente com o esperado, já que os sedimentos desse período são predominantemente argilosos e com presença de carbonato.

Uma observação na porção mais recente da bacia é feita na Figura 22. A linha amarela marca a superfície do topo do Grupo Nordaland e a roxa do topo do Grupo Hordaland. O pacote sedimentar compreendido entre essas duas superfícies foi depositado durante o fim do Mioceno médio até o início do Quaternário. Nessa época, a plataforma Shetland estava progradando e criando depocentros na área do Viking Graben e isso é indicado pelo avanço do downlap em direção a bacia sedimentar. O limite superior em *toplap* sugere que houve um período de não deposição antes da chegada dos sedimentos do Quaternário.

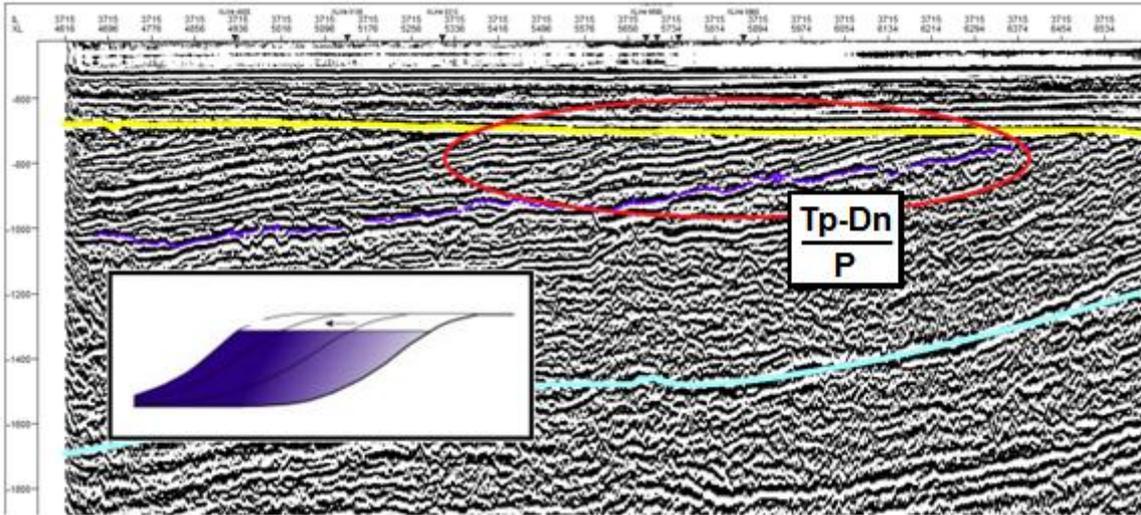


Figura 22: seção sísmica na inline 3715. A inline corta o rifte transversalmente.

## Inversão Sísmica

Em resumo, a inversão geofísica permite fazer o mapeamento das estruturas geológicas e respectivas propriedades em profundidade a partir de medições geofísicas (propagação das ondas sísmicas) efetuadas a partir da superfície terrestre. Para um conjunto de dados conhecidos, a inversão consiste em encontrar um modelo que reproduza o conjunto de dados observado (Alves, 2012).

Existem muitas e diferentes técnicas de inversão sísmica. Os principais métodos distinguem-se segundo a sua origem matemática, determinista ou estocástica, e segundo o tipo de dados sísmicos utilizados, se pré-stack ou pós-stack. (Filippova et al., 2011).

Os métodos pós-stack podem ser subdivididos em dois grupos. Em primeiro lugar, existem algoritmos usando um conjunto mínimo de informações de entrada. Exemplos típicos são "*Coloured Inversion*" (Lancaster e Whitcombe 2000 Giroldi et al., 2005) e "*Sparse Pico Inversion*". Os resultados são subsequentemente utilizados como um guia para a previsão dos parâmetros petrofísicos da subsuperfície. O segundo grupo utiliza consideravelmente mais informações de entrada (impedância acústica, horizontes, campos de velocidade) e combina inversão com elementos de modelagem de subsuperfície (Veeken, 2007).

Os poços fornecem informação consistente e muito precisa sobre determinada localização em profundidade. A partir dos *logs* dos poços é possível obter um importante atributo sísmico designado de impedância acústica (IA), que resulta do produto entre a velocidade compressional das ondas sísmicas e a densidade do meio atravessado. A grande maioria dos métodos de inversão sísmica transforma os dados da sísmica de reflexão em IA, com a qual se pode concluir sobre a litologia e a porosidade da área em estudo (Russel e Hampson, 2006).

A impedância acústica (IA) pode ser definida como o produto da velocidade da onda compressional e a densidade da rocha e é uma propriedade de camada e não de interface com a amplitude do dado sísmico. Por ser uma propriedade de camada, a IA se torna uma popular e poderosa ferramenta a ser utilizada no processo de caracterização.

Existem várias razões que justifiquem a não aplicação do dado sísmico na modelagem petrofísica, entre elas, as mais importantes são a dificuldade de relacionar o dado sísmico com as propriedades do reservatório e a falta de resolução sísmica vertical, suficiente para gerar modelos detalhados. Esses dois fatos justificam a necessidade de se inverter o dado sísmico em amplitude

para a impedância acústica, uma vez que a resolução é melhorada e que nos modelos gerados de impedância acústica as interpretações são facilitadas.

Porém a inversão de impedâncias acústicas tem algumas limitações. As principais delas, citadas por ALVES (2012), são:

- (1) a frequência sísmica é limitada (largura de banda limitada) e por isso as baixas e altas frequências estão em falta;
- (2) a não singularidade da solução - os mesmos dados sísmicos podem levar a múltiplos modelos geológicos.

A melhor forma de reduzir as incertezas e contornar estas limitações é utilizar informação adicional. Os *logs* dos poços possuem a informação de baixas frequências em falta na sísmica observada, e por isso constituem a fonte mais comum de informação para solucionar esta restrição. O resultado final dependerá também dos dados sísmicos e dos detalhes dos métodos de inversão em si (Swisi, 2009, Francis e Hicks, 2006).

### **Utilização do Método**

A inversão convencional é uma técnica em que o traço modelado é convolvido com a *wavelet* sísmica e o resultado comparado com a resposta sísmica. Se o resultado se encaixa nos critérios dados, o próximo traço é invertido; caso contrário, uma nova realização estocástica é gerada para o traçado atual. Na prática, o resultado é de algum modo dependente do modelo inicial e muitas vezes se parece com ele.

Se o modelo de entrada for errado, então o resultado da inversão também será errado. Algoritmos de ambos os grupos requerem algum conhecimento da *wavelet* sísmica, o qual é derivado a partir dos dados de poços ou por meio de correlação cruzada. *Wavelets* podem diferir em poços e uma *wavelet* combinada é escolhida para a inversão. Variações regionais e de janela de tempo são possíveis de ocorrer (Veeken e Da Silva, 2004). Se ondas são muito diferentes entre os poços, as propriedades resultantes não coincidirão com os valores de dados de poços individuais. A inversão genética evita muitos destes problemas.

Tendo em vista o conteúdo acima introduzido, neste trabalho a inversão do cubo sísmico da área de interesse foi feita utilizando-se o método de inversão genética da sísmica 3D (um produto Schlumberger patenteado integrado no Petrel 2009.1). Ela produz um traço multi-banda (multi-operador) não linear que é aplicado ao cubo sísmico, e converte-os na propriedade descrita pelos registos utilizados durante a fase de formação. O método utilizado é de modelo matemático estocástico e a partir de dados empilhados (pós-stack). Dados de três poços de petróleo foram usados para inverter o cubo sísmico à impedância acústica.

As duas grandes vantagens do algoritmo genético é que ele possui maior chance de convergência em relação aos métodos de inversão tradicionais e a inversão não se restringe a impedância acústica, mas pode ser estendida a qualquer tipo de parâmetro petrofísico vinculado à amplitude sísmica ou um atributo derivado (por exemplo, velocidade, densidade, porosidade etc). Além disso, a maioria dos métodos exige uma grande quantidade de informação a-priori para a sua execução como: construção do modelo inicial, a estimativa *wavelet* etc. Para Inversão genética estas tarefas não são necessárias, uma vez que são necessários apenas o cubo amplitudes sísmicas, e as informações de poços sísmicos.

### **Apresentação dos Resultados**

Os dados sísmicos 3D, cedidos pela AAPG e estudados neste trabalho, vieram acompanhados de três poços com os seguintes perfis de poço: caliper, raio gama, sônico, densidade e porosidade neutrônica. Dentre esses perfis, o perfil de densidade (RHOB) e o perfil sônico (DT) foram trabalhados para gerar a impedância acústica necessária para, então, gerar a inversão.

#### **-Perfil de Densidade**

No perfil de densidade (RHOB) são registradas as medições das densidades das rochas, ao longo de um poço, como uma função da profundidade. As medidas são feitas a partir de uma ferramenta com fonte radioativa que emite raios gama na formação. À medida que os raios gamas vão dispersando, ou sendo absorvidos, a intensidade do feixe inicial diminui e essa diminuição de intensidade (função da mudança de densidade do meio) é medida pelo detector. Assim, quanto mais densa a rocha menor a intensidade de radiação no detector (GIRÃO, 2004). Os valores representativos de densidade para diferentes materiais são expostos na Tabela 3.

<b>Material</b>	<b>Densidade (g / cm<sup>3</sup>)</b>
Quartzo areia	2,65
Areia calcária, arcossiana ou argilosa	2,68
Calcário	2,00
Dolomita	2,87

**Tabela 3:** Valores comuns da densidade para ajuste da ferramenta de medição de densidade.  
(Fonte: Bassiouni, 1994; Schumberger, 1998)

#### **-Perfil Sônico**

O perfil sônico (DT) contém medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entres dois pontos fixos de uma formação a partir do conceito da física de que a velocidade do som varia de acordo com o meio pelo qual suas ondas se propagam, ou seja, para cada composição rochosa a velocidade das ondas vai ser diferente e quanto maior a velocidade, menor o tempo de trânsito. Na

Tabela 4 são mostrados alguns valores representativos de velocidade para diferentes materiais.

Material	$V_p$ (m/s)	$\Delta t$ ( $\mu s / m$ )
Arenito	5486,4 – 5943,6	180,2 – 165,6
Calcário	6400,0 – 7010,4	154,5 – 141,2
Dolomita	7010,4	141,2
Anidrita	6096,0	162,3
Folhelho	1798,3 – 5181,6	551,9 – 519,4
Sal	4572,0	216,6

**Tabela 4:** Velocidades acústicas compressionais (onda P) e tempos de trânsito, em algumas matrizes de rocha, utilizados como referência para o ajuste dos perfis sônicos (Fonte: Bassiouni, 1994; Schumberger, 1998)

### -Correção dos Perfis

Perfis de densidade são severamente afetados por desmoronamento de poço, acúmulo de reboco, lamas contendo barita, minerais de argila e gás (Aminzadeh & Dasgupta, 2013). As medições do perfil nos três poços utilizados nesse trabalho precisaram ser corrigidas pois, caso contrário, propagariam os erros para o perfil de impedância acústica e, conseqüentemente, causaria erros na inversão podendo levar a uma interpretação errônea.

Para a correção em cada um dos poços individualmente foi feito o estudo da tabela com os valores de densidade em cada ponto e estabelecido o intervalo onde se encontravam a maior parte dos valores. Os valores que eram extremamente discordantes destes (valores negativos e com mais de uma casa decimal, por exemplo) foram excluídos. O recurso utilizado que facilita esse trabalho no PETREL é o *clip*, na ferramenta *log edition*, que permite determinar o intervalo pretendido e o resto é excluído dos dados. A interpolação é feita automaticamente e a curva corrigida é gerada. Pelas observações da tabela e também com base nos valores comuns de densidade expostos na Tabela 3 esses limites foram: inferior 0 e superior 3.

Perfis acústicos parecem não ser tão severamente afetados por desmoronamentos, porém são afetados por minerais argilosos e hidrocarbonetos gasosos e devem ser corrigidos quanto a esses efeitos (Aminzadeh & Dasgupta, 2013). Um dos poços, o A4, continha valores discrepantes e precisou ser corrigido. Isso foi feito utilizando o mesmo processo descrito para a correção do perfil de densidade, mas usando valores de *clip* de 45 a 180.

A Figura 23 apresenta a tabela do perfil de densidade do poço A2 e destacando com um retângulo vermelho os valores anômalos que posteriormente foram eliminados pelo processo ilustrado na Figura 24. Na Figura 25 estão expostos os perfis antes e depois da correção nos três poços, onde se pode ver uma grande diferença no comportamento da curva.

	MD	Res energy density
983	724.470	2.24
984	724.622	2.25
985	724.774	2.25
986	724.926	2.25
987	725.078	2.24
988	725.230	2.21
989	725.382	2.20
990	725.534	2.20
991	725.686	2.21
992	725.838	2.21
993	725.990	2.21
994	726.142	2.20
995	726.294	57.28
996	726.446	-375.16
997	726.598	
998	726.750	
999	726.902	
1000	727.054	

**Figura 23:** *spreadsheet* do perfil de densidade do poço A2. Destacados por um retângulo vermelho estão os valores anômalos que foram posteriormente excluídos no processo de correção.

**A)**

- Settings
- Send to Studio
- Retrieve from Studio
- Edit global color table
- Delete ...
- Calculator
- Spreadsheet
- Global log settings
- Copy as derived log
- Copy continuous well log (data only)
- Log editor**
- Add to global log
- Add to local log
- Log conditioning
- Log set

**B)**

Entire log	Depth type	Start depth	Stop depth	Action #1
1	MD	0.000000	4345.000	Clip

Current action: Clip, row #1, action #1

Clip above: 3

Clip below: 0

Removed values:

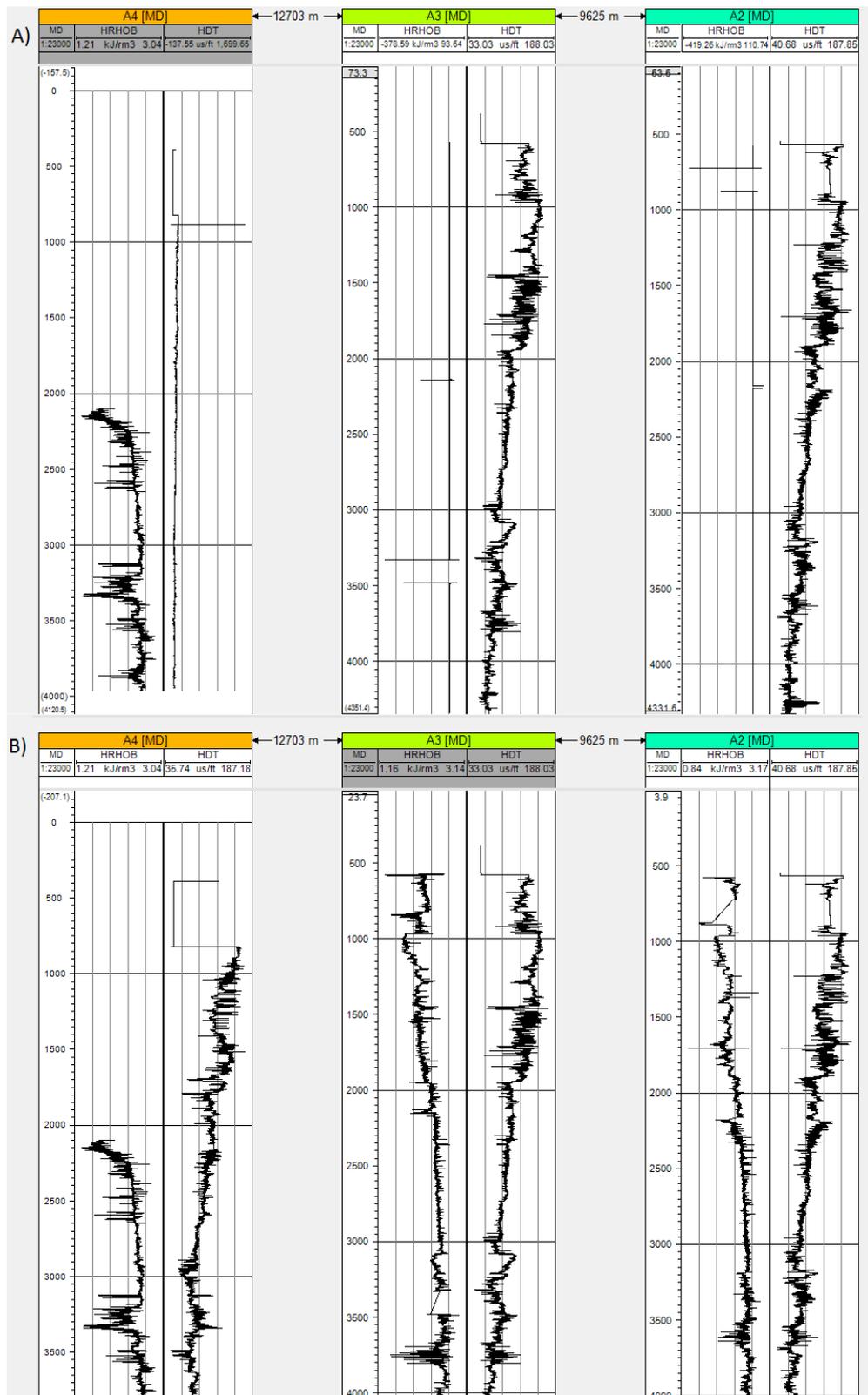
Eliminate  Truncate  Set undefined  Interpolate

Options for clipped values:

- Eliminate the sample from the log.
- Interpolate at the depth of the clipped sample
- Truncate: Set the log values equal to the clipping limit at existing samples

Edit the clip limits in the Well section window.

**Figura 24:** Processo de correção dos perfis.



**Figura 25:** perfis RHOB e DT dos poços A4, A3 e A2, respectivamente. A) antes e B) depois da correção.

### -Impedância Acústica de Perfis

Uma vez que os perfis de densidade e velocidade estão corrigidos, a impedância acústica é matematicamente gerada a partir da equação:  $Z = \rho \times V$ ,

sendo  $Z$  a impedância acústica,  $\rho$  a densidade e  $V$  a velocidade da onda. As curvas de impedância resultantes estão expostas na Figura 26.

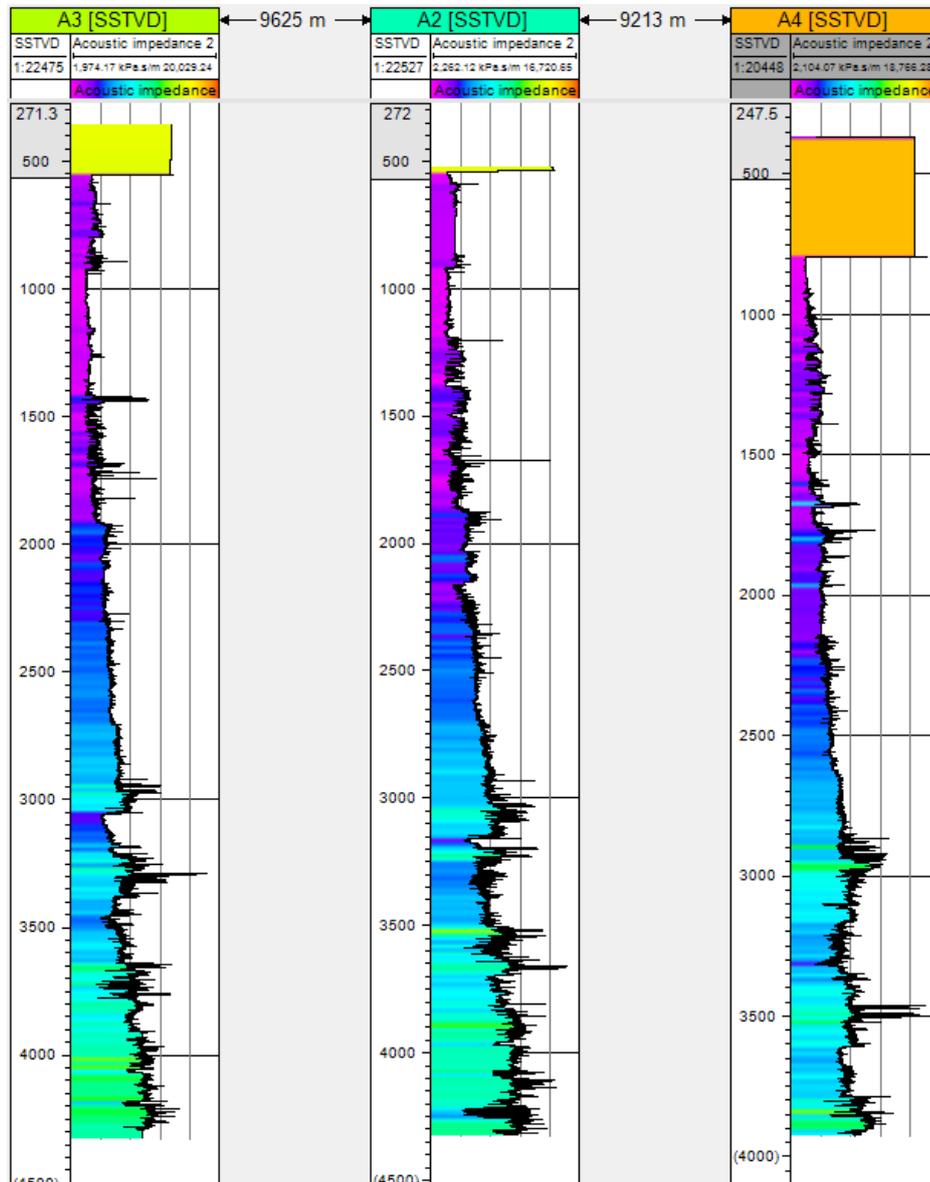


Figura 26: perfis de impedância acústica.

### -Inversão Genética

Para rodar a inversão no Petrel basta indicar os poços e os perfis a serem utilizados e o bloco sísmico que se quer inverter. Como a inversão é um processo que demanda muito tempo de processamento e o bloco sísmico inteiro disponível é muito grande, foi realizado um *crop* selecionando apenas a parte de maior interesse para este trabalho (Figura 27). Desta forma, a inversão foi realizada apenas no intervalo de tempo de 2500 a 4000ms otimizando e acelerando o processo de inversão. Nessa região se encontra a quase totalidade dos sedimentos do Triássico e todo o Grupo Brent, rocha reservatório. As superfícies Staffjord e Brent (topos dos Grupos Staffjord e Brent, respectivamente) foram utilizadas como superfícies base e topo para a

inversão, elas limitam onde o processo de aprendizagem é computado para a parte interessante (reservatório) da litologia (Figura 28).

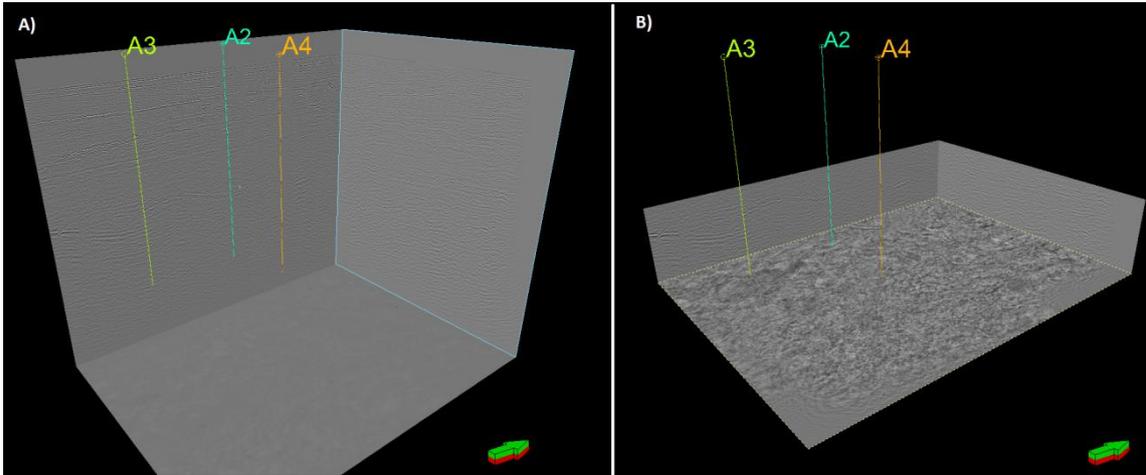


Figura 27: bloco sísmico A) original e B) cortado (crop) para a área interesse.

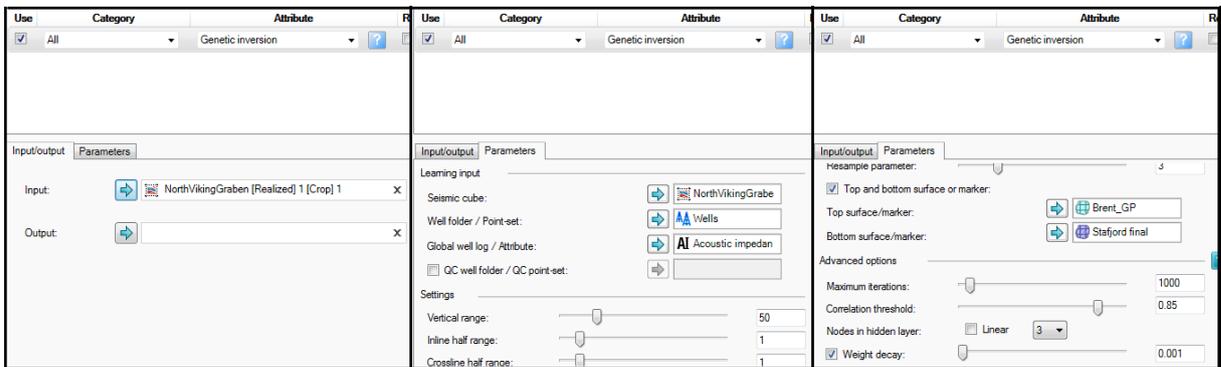


Figura 28: captura de tela do Petrel mostrando os parâmetros usados na inversão.

O resultado da inversão pode ser visto nas Figuras 29 e 30 que também mostram a localização dos poços e a superfície do Grupo Brent.

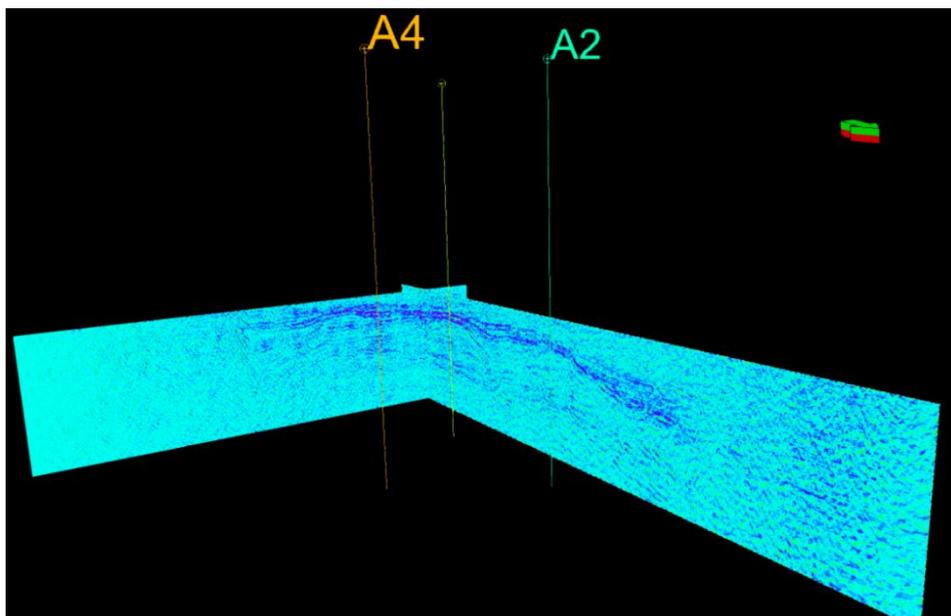
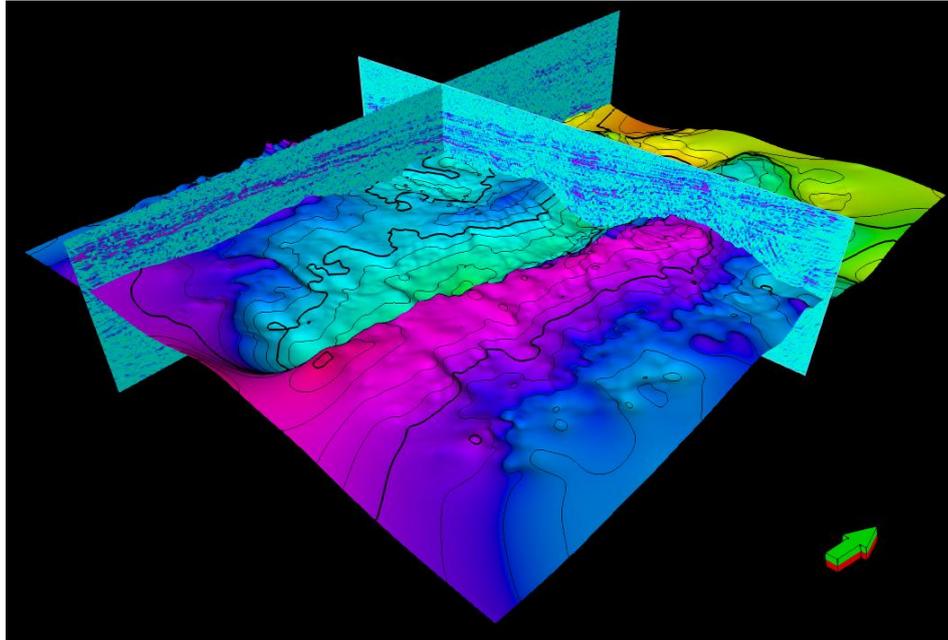


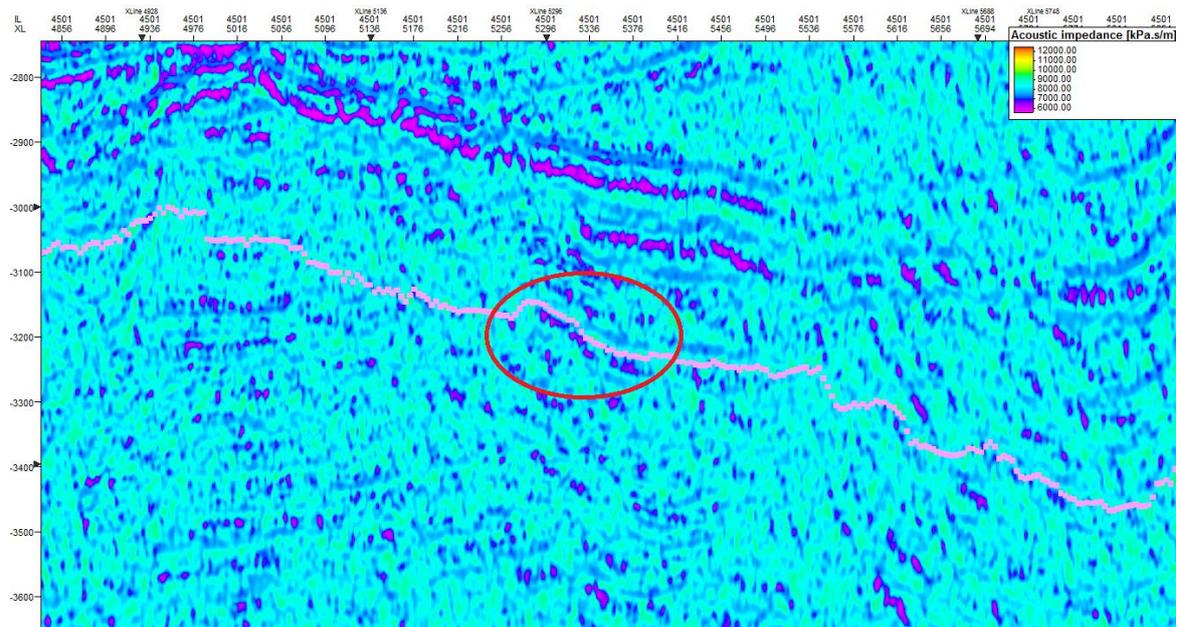
Figura 29: Resultado da inversão para impedância acústica com a localização dos poços.



**Figura 30:** Resultado da inversão para impedância acústica com o topo do grupo Brent.

Agora, o próximo e último passo é fazer uso da inversão para delimitar os possíveis reservatórios. A ferramenta de interpretação foi utilizada nesta etapa. Na janela de interpretação a sísmica foi percorrida nos dois sentidos até encontrar em altos estruturais da superfície do Brent valores de impedância que indicam a presença de hidrocarboneto. Desta forma, quatro *leads* foram identificados. Nas próximas 4 figuras (Figuras 31, 32, 33 e 34) esses *leads* serão mostrados na linha sísmica invertida. Para todas elas, a linha rosa clara marca o topo do Brent e o círculo vermelho destaca o *lead*.

- Lead 1



**Figura 31:** lead identificado nos entornos da inline=4500, xline=5310 e z=-3150

- Lead 2

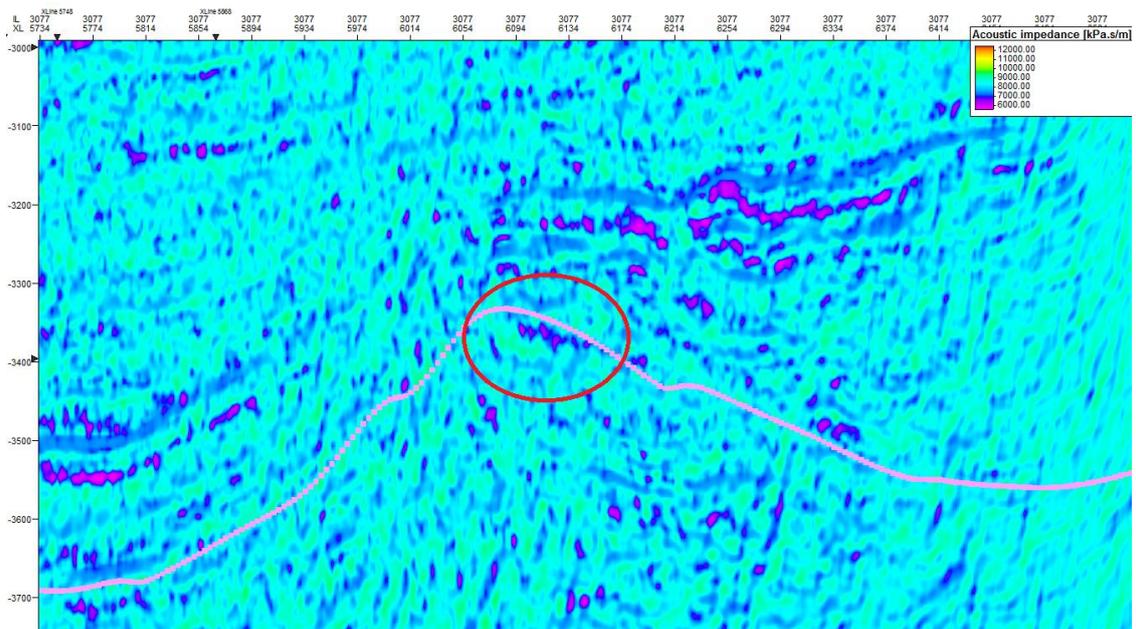


Figura 32: lead identificado nos entornos da inline=3077, xline=6100 e z=-3375

- Lead 3

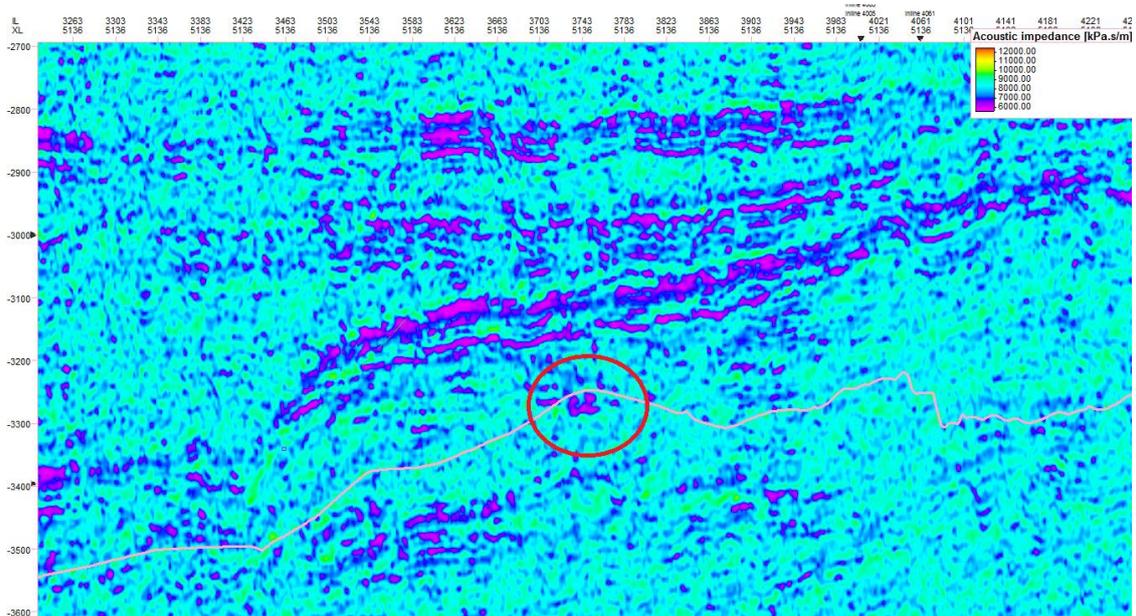
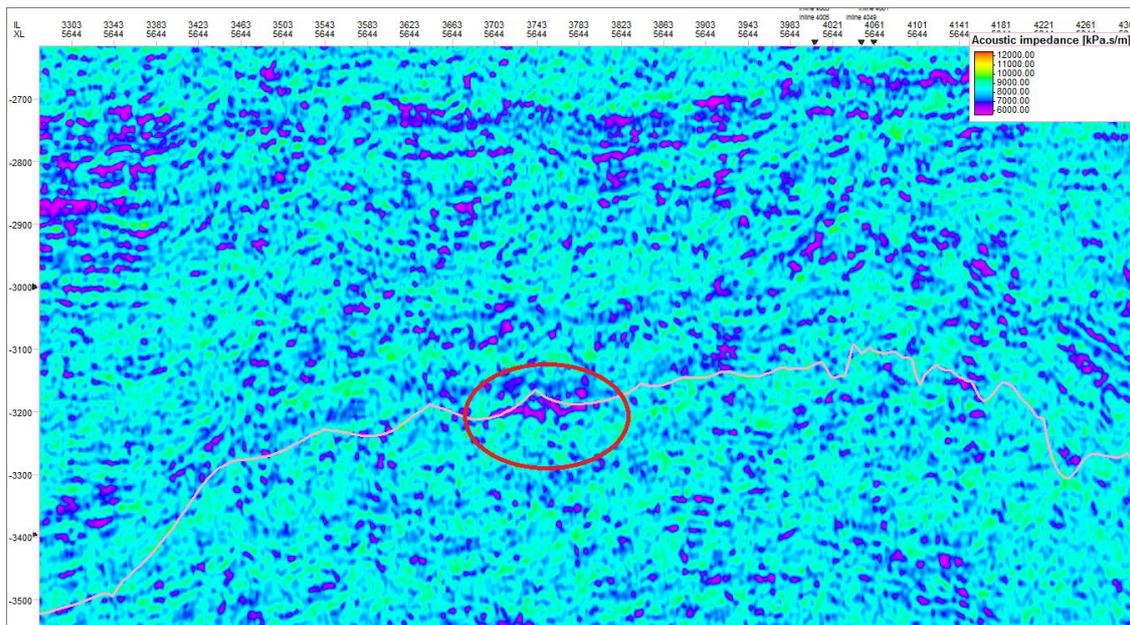


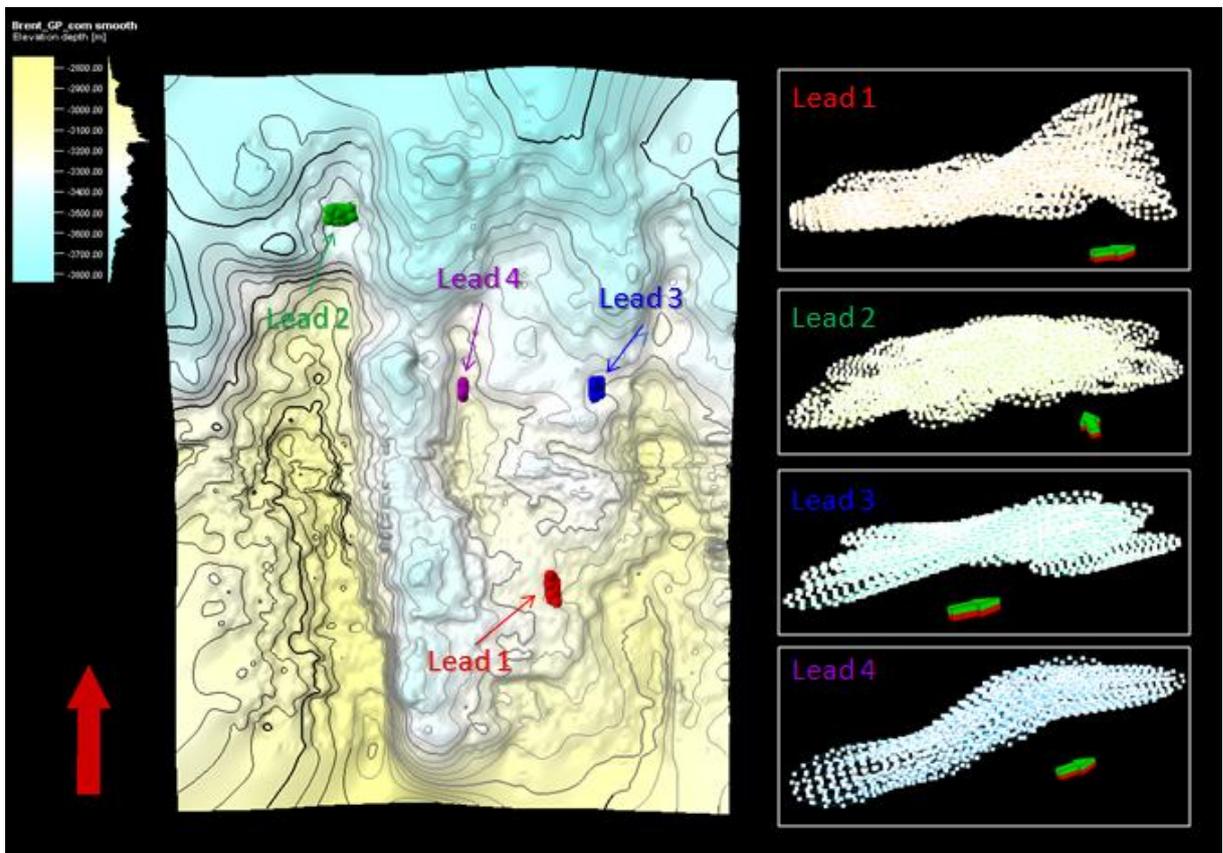
Figura 33: lead identificado nos entornos da inline=3743, xline=5136 e z=-3250

- Lead 4



**Figura 34:** lead identificado nos entornos da inline=3743, xline=5644 e z=-3200

A Figura 35 mostra a localização dos reservatórios na superfície do Brent e os formatos dos *leads*.



**Figura 35:** Superfície do Grupo Brent mostrando a localização dos quatro *leads* determinados na interpretação do cubo de inversão. À direita, o formato dos quatro *leads* demarcados na interpretação.

## Conclusões

O Objetivo deste trabalho é o de apresentar ferramentas importantes disponíveis que apontassem boas chances de prospectos exploratórios e, para tanto, foi elaborado um fluxo de trabalho onde se esperava determinar de forma simples todos os requisitos necessários para a constituição de um sistema petrolífero.

Esse fluxo contou com recursos disponíveis em softwares, mas que são de fácil entendimento, podendo até mesmo ser reproduzidos ou adaptados. Optou-se por utilizar os métodos de maneira mais simplificada para facilitar a compreensão, mas estes permitem inúmeras especificidades que podem ser atribuídas por quem vier a utilizar esse fluxo.

A eficácia de cada método foi avaliada a partir da análise dos resultados e comparação com fontes confiáveis e comprovadas. Uma descrição mais detalhada de cada etapa do fluxo, avaliação de seus produtos e sugestão de melhoras são discutidos nos próximos parágrafos.

O recurso *ant tracking* foi responsável pela detecção automática de falhas de todo o cubo sísmico e mostrou um arcabouço estrutural conivente com o processo de rifteamento da bacia. Esse atributo se mostra bastante útil para guiar a interpretação manual de falhas e encontrar aquelas determinantes na existência de um prospecto como caminho de migração ou formadora de trapas. Neste trabalho não foram exploradas as propriedades avançadas do atributo, utilizando seu *default*, a discriminação de orientações preferenciais para as falhas e/ou configurações avançadas podem gerar resultados mais eficientes. Outro recurso não utilizado que pode gerar melhor resultado neste trabalho seria a aplicação do atributo de caos ou variância antes da aplicação do *ant tracking*.

Com a análise sismoestratigráfica, foi possível verificar a facilidade em trabalhar com o método de Ramsayer. A partir dele e com ajuda do atributo de fase instantânea foi possível o descomplicado e rápido reconhecimento de fácies e tratos de sistemas tectônicos. O método abordado se provou eficiente, uma vez que mostrou fácies coerentes com o que era esperado a partir do que era sabido da história de formação da bacia.

A inversão genética foi uma ferramenta útil e imediata na busca por reservatórios. A observação do cubo invertido, juntamente com as determinações prévias da possibilidade dos outros componentes do sistema petrolífero torna possível a localização de *leads* exploratórios.

É claro que os resultados podem variar sua capacidade de acordo com o que se está trabalhando. Cada método possui especificidades que podem ser adaptadas a cada projeto que for submetido.

Conclui-se que o objetivo principal deste trabalho foi cumprido uma vez que os produtos gerados trouxeram respostas e apresentaram seus resultados coerentes com o esperado. Sendo assim, o fluxo se mostra eficiente e capaz de dar suporte ao intérprete de dados sísmicos, elevando a importância dos processos geofísicos que são capazes de aumentar a eficácia das pesquisas exploratórias, possibilitando a redução de riscos e, conseqüentemente, dos custos da exploração.

## Referências Bibliográficas

1. ALVES, F. M. C. V. *Inversão Estocástica de Sísmica 3D Post-Stack e Dados de Poço para a Caracterização de Reservatórios e Modelação de Propriedades*. 101 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica)- Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. 2012.
2. AMINZADEH, F.; DASGUPTA, S.N. *Geophysics for Petroleum Engineers*, Volume 60 (Developments in Petroleum Science) 1st Edition.
3. BADLEY, M. E.; PRICE, J. D.; DAHL, C. R.; AGDESTAIN, T. The structural evolution of the northern Viking Graben and its bearing upon extensional modes of basin formation. In: *Journal of the Geological Society*, v.145. p. 455-472. 1987.
4. BASSIOUNI Z. 1994. *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs*, First Printing, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE, Richardson, TX. Pp. 372.
5. BIONDI M.G. Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study [Periódico.] - [s.l.] : The Leading Edge, 1998. p. 1404-1414. v. 17.
6. BORGE, H. Fault controlled pressure modelling in sedimentary basins. 2000. 156 p. Tese (Doutorado) – Department of Mathematical Sciences, Norwegian University of Science and Technology.
7. BOSENCE, D.W.J. 1998. Stratigraphic and sedimentological models of rift basins. In, B.H. Purser and D.W.J. Bosence (Eds.), *Sedimentation and Tectonics in Rift Basins: Red Sea-Gulf of Aden*. Chapman and Hall, London, p. 9-25.
8. BROWN, Jr.; FISCHER, W.L. 1977. Seismic-stratigraphic Interpretation of Depositional System: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. In: PAYTON, C.E. (Ed.) *Seismic Stratigraphy--Applications to Hydrocarbon Exploration*. Tulsa: AAPG. P. 213-248.
9. BROWN, Jr.; FISCHER, W.L. 1980. *Seismic-stratigraphic Interpretation and Petroleum Exploration*. Austin, AAPG. 125p.
10. CATUNEANU, O. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Edmonton, Alberta, Canada: Elsevier, 2006. 387 f.
11. FILIPPOVA, K.; KOZHENKOV, A.; ALABUSHIN, A. 2011. *Seismic inversion techniques: choice and benefits*. First Break. EAGE.
12. FRANCIS, A. M. & HICKS, G. 2006. Understanding Stochastic Seismic Inversion. First Break, 1 - 26.
13. FRANCIS, A. M.; HICKS, G. 2006. *Understanding Stochastic Seismic Inversion*. First Break.
14. GIRÃO, G. *Perfilagem Geofísica de Poço*. Apostilas 7: Sônico e Apostila 8: Densidade. Hydrolog Serviços de Perfilagem LTDA. 2004.
15. GIROLLDI, L., LOPEZ ANGRIMAN, A., BLANGY, J.P., CORDOBA, J.C. AND MARTINEZ, E. [2005] Seismically driven appraisal and development: a case study from Bolivia's Chaco Basin. *The Leading Edge*, 24 (11), 1099-1108.
16. GRAUE, K. 1992. Extensional Tectonics in the Northernmost North Sea: Rifting, Uplift, Erosion and Footwall Collapse in Late Jurassic to Early Cretaceous Times. In: SPENCER, A.M. (Ed.), *Generation, Accumulation and Production of Europe's Hydrocarbons II*. Special Publication of

- European Association of Petroleum Geoscientists, 2, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg. P. 23-34.
17. HAY, J.T.C. Structural development of the north sea basin. In: TIRATSOO, C. (Ed). *Journal of Petroleum Geology*, v.1, Issue 1. UK: Blackwell Publishing, 1978. p. 65-77.
  18. KIRK, R.H., 1979, Statfjord field - a North Sea giant: AAPG Bulletin, Volume 63, Issue 3, p. 479-480.
  19. KUCHLE, J.; SCHERER, C.M.S. Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, modelos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.18, n. 2, p. 33-60. 2010.
  20. LANCASTER, S. AND WHITCOMBE, D. [2000] Fast track "coloured" inversion. *70<sup>th</sup> SEG Conference and Exhibition*, Expanded abstract, Calgary, 1572-1575
  21. MENESES, A. R. A. S. *Estudo Teórico de Atributos Sísmicos em dados Sísmicos de Reflexão*. 86 p. Dissertação (Bacharel em Geologia)-Departamento de Geologia e Geofísica Aplicada, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2010.
  22. MITCHUM Jr., R. M.; VAIL, P. R.; SANGREE, J. B., 1977; *Seismic stratigraphy and global changes of sea level*. Part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: PAYTON, C.E. (ed.); *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*. Tulsa, AAPG, p.117-133.
  23. POSAMENTIER, H. W., JERVEY, M. T. AND VAIL, P. R., 1988: Eustatic controls on clastic deposition I-conceptual framework. In Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A. and Van Wagoner, J. C., ed.: *Sea-Level Changes: An Integrated Approach*. Soc. Econ. Paleontol., Mineral Spec. Publ., 42, 109-124.
  24. PROSSER, S. 1993. Rift-related linked depositional systems and their seismic expression. In: WILLIAMS, G.D.; DOBB, A. (Eds.), *Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy*. Geological Society Special Publication 71.
  25. RIBEIRO, H. J. P. S. (org.) 2001. *Estratigrafia de Sequências: Fundamentos e Aplicações*, Ed. Unisinos, São Leopoldo, RS, 481p.
  26. RIEL van P. 2000. The past, present and future of quantitative reservoir characterization. *The Leading Edge*, 19: 878–881.
  27. RUSSEL, B.; HAMPSON, D. *The old and the new in seismic inversion*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder. p. 5-11. 2006.
  28. RYSETH, A. Sedimentology and palaeogeography of the Statfjord Formation (Rhaetian-Sinemurian), North Sea. In: MARTINSEN, O. J., DREYER, T. (Eds.), *Sedimentary Environments Offshore Norway-Paleozoic to Recent*. Elsevier Science B.V., Amsterdam, p.67-85.
  29. SCHLUMBERGER. 1998. *Log Interpretation Principles/Applications*, Seventh printing, Houston Pp. 235.
  30. SCHROEDER. 2011. American Association of Petroleum Geologists. *Seismic Facies Analysis*. Disponível em <[https://archives.aapg.org/slide\\_resources/schroeder/11b/index.cfm](https://archives.aapg.org/slide_resources/schroeder/11b/index.cfm)>. Acesso em 26-out-2014.
  31. SWISI, A. 2009. Post and Pre Stack Attribute Analysis and Inversion of Blackfoot 3D Seismic Dataset. MSc, University of Saskatchewan.
  32. TANER, M. T. Seismic Attributes, CSEG Recorder, September 2001, P 48-56.

33. TANER, M.T. 1997. Seismic trace attributes and their projected use in prediction of rock properties and seismic facies: Rock Solid Images; Disponível em <[www.rocksolidimages.com/pdf/attrib.pdf](http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib.pdf)>. Acesso em 27-jan-2016.
34. VEEKEN, P. AND DA SILVA, M. [2004], Seismic inversion methods and some of their constraints, *First Break*, 22 (6), 47-70.
35. VEEKEN, P.C.H. [2007] Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterisation. *Handbook of Geophysical Exploration*, Volume 37, eds prof K. Helbig and S. Treitel, Elsevier Scientific Publisher, Amsterdam, 509 p.
36. WARRENDER, J. 1991. The Murchison Field, Block 211/19a, UK North Sea. In: Abotts, I. L. (ed.) *United Kingdom Oil and Gas Fields, 25 Years Commemorative Volume*. Geological Society, London, *Memoirs*. p. 999-1022.