

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

Natacha Oliveira Santos

**Uso de atributos sísmicos para identificar a arquitetura deposicional de estágios turbidíticos da Formação Maracangalha, no Campo de Massapê -
Bacia do Recôncavo.**

Niterói

2019

Natacha Oliveira Santos

Uso de atributos sísmicos para identificar a arquitetura deposicional de estágios turbidíticos da Formação Maracangalha, no Campo de Massapê - Bacia do Recôncavo.

Niterói

2019

2

Natacha Oliveira Santos

Uso de atributos sísmicos para identificar a arquitetura deposicional de estágios turbidíticos da Formação Maracangalha, no Campo de Massapê - Bacia do Recôncavo.

Trabalho de conclusão de curso, apresentado ao curso de graduação em geofísica como requisito para obtenção do título de bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire.

Aprovado em 12/12/2019

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (UFF/GGO)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale dos Santos (UFF/GGO)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (UFF/GGO)

M.Sc. Flávia Sabino de Carvalho (Petrobras)

Agradecimentos

Inicialmente, gostaria de agradecer a minha família, em especial aos meus pais, irmãos e avó, pelo constante apoio e credibilidade em mim. Sem vocês eu não conseguiria nunca. Vocês foram incentivo, coragem e muita saudade. À minha tia Dr. Ana Maria Pereira dos Santos, por ter sido a maior inspiração para que eu seguisse até aqui. Você é incrível e eu sou muito sortuda por ter você ao meu lado. Meu amor por todos vocês, incluindo os que não foram citados, é imensurável.

Gostaria de agradecer ao meu amor, pela força e pela paciência comigo, por acreditar mais em mim que eu mesma, pelo carinho e cuidado comigo todos os dias. Por aprender a lidar com minhas crises de ansiedade de maneira a conseguir sempre me fazer sentir melhor. Te amo eternamente.

Aos meus amigos para além da universidade, vocês se fizeram presentes nos momentos mais difíceis que tive durante a graduação, acreditaram em mim até mesmo quando eu não acreditei. Esse trabalho não poderia deixar de ser dedicado a vocês também. Para as mulheres que são minha força e inspiração diária, Kelly Prado, Laís Paiva, Danielle Pires, Laissa Pacheco e Juliane Lopes, obrigada pelo apoio durante as crises de ansiedade, pelo companheirismo na luta e pela compreensão na minha ausência em tempos corridos. Amo vocês imensamente.

Em especial, gostaria de agradecer ao meu amigo, Prof. Dr. Daniel Soares Velasco, que disponibilizou tempo em suas folgas para me ajudar não só com as matérias, mas com conselhos que foram importantíssimos para que eu chegasse até aqui. Você vai sempre ter um lugar especial em minha vida.

Aos meus amigos de faculdade, é muito difícil falar sobre vocês. Assim que entrei na faculdade, meu pai me disse “escolha bem as amizades que fará lá dentro, ninguém se forma sozinho e elas vão ser muito importantes” e eu não acreditei tanto, até conhecer vocês. É impressionante que, além de amigos, vocês se tornaram minha família também (afinal estive mais com vocês durante esses 5 anos que com eles). Vocês foram parceria, amizade, irmandade, abrigo e força pra mim. Não estaria nunca aqui se não fosse pela ajuda diária que recebi. Amo vocês com todo o coração, meu eterno VBB e os agregados que surgiram ao longo do percurso.

Claro, não poderia faltar um agradecimento especial para o peruano mais amado desse Brasil. Edson Alonso, que teve toda a paciência e dedicação em me ajudar em cada matéria, seja com vídeos, fotos e áudios intermináveis explicando cada detalhezinho que eu não conseguia entender. Você merece o mundo e não tenho duvida nenhuma que irá conquistar ele.

Aos meus amores, Thaísa Melo, Hellen Rosa e Rômulo Rodrigues, vocês vão estar sempre no meu coração, formamos uma panela incrível da qual eu tenho muito orgulho. Vocês são família pra mim, e eu sempre estarei aqui por cada um de vocês, essa conquista é nossa.

Aos meus professores, obrigada por cada ensinamento. Tive o grande prazer de aprender com pessoas incríveis que fizeram toda a diferença em minha vida. Em especial, ao meu orientador Prof. Dr. Fernando Freire, que enxergou em mim habilidades que eu mesma não sabia que tinha. Serei eternamente grata a você.

Aos meus orientadores André Wiermann e Cosme Neto, obrigada pelo carinho e confiança durante esses 2 anos e meio de trabalho. Vocês foram essenciais nessa caminhada até aqui, obrigada por todo o ensinamento e alegria que vocês trouxeram aos meus dias. O carinho e gratidão que tenho por vocês são enormes.

Agradeço à Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela liberação de dados técnicos públicos, sem os quais não seria possível realizar este trabalho.

Agradeço à Petrobras pela bolsa de iniciação científica que muito contribuiu para esta monografia.

Finalmente, agradeço à Schlumberger pela permissão de uso de licenças acadêmicas, nas quais foram realizadas as interpretações sísmicas neste estudo.

Em geral, obrigada a todos que passaram pela minha vida e agregaram valor a ela. É incrível estar rodeada de tantas pessoas incríveis, sou muito grata por cada um de vocês.

Sumário

RESUMO	10
ABSTRACT	11
1. INTRODUÇÃO	12
2. GEOLOGIA REGIONAL	14
2.1. Aspectos gerais da geologia da Bacia do Recôncavo	14
2.1. Área de estudo – Campos de Massapê	22
2.1.1. Campo de Massapê	22
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
3.1. O método sísmico	24
3.2. Pré condicionamento	24
3.2.1. Structural Smoothing	26
3.2.2. Filtragem inversa Q (Inverse Q Filtering)	28
3.3. Atributos sísmicos utilizados	29
3.3.1. Frequência instantânea (Instantaneous frequency)	29
3.3.2. Fase instantânea (Instantaneous phase)	29
3.3.3. Sweetness	30
3.3.4. Impedância acústica relativa (Relative acoustic impedance)	31
3.3.5. Atributo Chaos	32
4. METODOLOGIA	34
4.1. O Dado Utilizado	34
4.2. Abordagem: Primeiros Passos	35
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	36

5.1. Resultado do atributo <i>structural smoothing</i> com a filtragem inversa Q	37
5.2. Frequência Instantânea (Instantaneous Frequency)	43
5.3. Sweetness	44
5.4. Fase instantânea (<i>Instantaneous phase</i>)	48
5.5. Impedância Acústica Relativa (<i>Relative Acoustic Impedance</i>)	51
5.6. <i>Chaos</i>	56
6. CONCLUSÃO	59
7. BIBLIOGRAFIA	60

Sumário de figuras

Figura 1 - Histórico de produção do Campo de Massapê (ANP, 2015).	13
Figura 2 - Mapa geológico esquemático com localização do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, mostrando a distribuição de sedimentos pré-, sin- e pós-rifte (Magnavita, 1992) <i>in</i> (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).	14
Figura 3 - Arcabouço estrutural e campos de petróleo da Bacia do Recôncavo. (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). Notar a Falha transversal de Mata-Catu.....	15
Figura 4 - Seção geológica esquemática NW-SE, ilustrando a morfologia de meio- <i>graben</i> da bacia do Recôncavo, cujo depocentro situa-se a leste (MILHOMEM, DE MAMAN, <i>et al.</i> , 2003).....	16
Figura 5 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo; em azul a formação Maracangalha. Modificado de (Silva <i>et al.</i> , 2007).....	18
Figura 6 – Paleogeografia pré-riftada Bacia do Recôncavo (modificado de Medeiros e Ponte, 1981) <i>in</i> (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).....	19
Figura 7 - Paleogeografia sinrifte da Bacia do Recôncavo (modificado de Medeiros e Ponte, 1981) <i>in</i> (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).....	19
Figura 8 - Esquema ilustrativo para as principais fases de sedimentação da Bacia do Recôncavo. Modificado de (SANTOS, CUPERTINO e BRAGA, 1990) <i>in</i> (SALES, 2018).....	20
Figura 9- Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe (modificado de Figueiredo <i>et al.</i> 1994) <i>in</i> (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005)	21
Figura 10 - Localização do Campo de Massapê. (ANP, 2015).....	23
Figura 11 - Categorização de atributos pelas suas propriedades (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011) <i>in</i> (Barners, 2016).	26
Figura 12 – Em cima, o atributo amplitude e, em baixo, o atributo <i>sweetness</i> . (Modificado de (OLIVEROS e RADOVICH, 1997).	31
Figura 13 – Exemplo do espectro de amplitude de um dado sísmico, antes e depois da aplicação do <i>Relative acoustic impedance</i> (TANER, 2001).	32
Figura 14 – Dado sísmico pós <i>stack</i> original; <i>Inline 274</i> e <i>Xline 401</i>	35
Figura 15 – <i>Inline 245</i> , em amarelo, e <i>ring fence</i> de Massapê (em rosa). Fonte: Autora.	37
Figura 16 – <i>Inline 245</i> ; comparativo entre, respectivamente, a sísmica original, a sísmica após a aplicação do filtro <i>structural smoothing</i> e sísmica após a aplicação do atributo e da filtragem inversa Q. Modificado de (NEVES, FREIRE e LUPINACCI, 2019)	38
Figura 17 – <i>Inline245</i> com a utilização do atributo <i>structural smoothing</i> e a filtragem inversa Q.	40
Figura 18 - <i>Inline245</i> com a utilização do atributo <i>structural smoothing</i> , a filtragem inversa Q interpretado.	40
Figura 19 – <i>Timeslice 1440ms</i> com o <i>structural smoothing</i> e a filtragem inversa Q. Em rosa, o <i>shape file</i> do <i>ring fence</i> de Massapê.....	41
Figura 20 - <i>Timeslice1440 ms</i> com o <i>structural smoothing</i> e a filtragem inversa Q. Em rosa, o <i>shape file</i> do <i>ring fence</i> de Massapê. Em azul, a provável região de lobos turbidíticos.....	41
Figura 21 - <i>Timeslice 1444 ms</i> com o <i>structural smoothing</i> e a filtragem inversa Q. Em rosa, o <i>shape file</i> do <i>ring fence</i> de Massapê.	42

Figura 22 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o <i>structural smoothing</i> e a filtragem inversa Q. Em rosa, o <i>shape file</i> do <i>ring fence</i> de Massapê interpretado, em azul, com a possível região de lobo turbidíticos	42
Figura 23 – <i>Inline</i> 245 com a aplicação da Frequencia Instantânea.....	43
Figura 24 – <i>Timeslice</i> -1444ms com o atributo de freqüência instantânea.....	44
Figura 25 - <i>Inline</i> 245 com o atribuo <i>sweetness</i>	45
Figura 26 - <i>Inline</i> 245 com o atribuo <i>sweetness</i> interpretado.	45
Figura 27 – <i>Timeslice</i> no tempo de 1440ms com o <i>sweetness</i>	46
Figura 28 - <i>Timeslice</i> no tempo de 1440ms com o <i>sweetness</i> interpretado com uma possível região de lobos e canais turbidíticos.	46
Figura 29 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo <i>sweetness</i>	47
Figura 30 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo <i>sweetness</i> interpretado com uma possível região de lobos e canais turbidíticos.	47
Figura 31 - <i>Inline</i> 245 com o atributo de fase instantânea.....	49
Figura 32 - <i>Inline</i> 245 com o atributo de fase instantânea interpretado.	49
Figura 33 – <i>Timeslice</i> 1440ms com o atributo de fase instantânea.	50
Figura 34 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo de fase instantânea.....	50
Figura 35 - <i>Inline</i> 245 com o atributo de Impedância acústica relativa.....	52
Figura 36 - <i>Inline</i> 245 com o atributo de impedância acústica relativa interpretada.	52
Figura 37 - <i>Inline</i> 245 com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.	53
Figura 38 - <i>Timeslice</i> 1440ms com o atributo de Impedância acústica relativa.....	54
Figura 39 - <i>Timeslice</i> 1440ms com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.	54
Figura 40 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo de Impedância acústica relativa.....	55
Figura 41 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.	55
Figura 42 – <i>Inline</i> 245 com o atributo <i>chaos</i>	57
Figura 43 - <i>Inline</i> 245 com o atributo <i>chaos</i> interpretado. Notar os diápiros a NW e a SE da calha, onde o atributo sinalizou zonas caóticas.	57
Figura 44 – <i>Timeslice</i> 1440ms com o atributo <i>chaos</i>	58
Figura 45 - <i>Timeslice</i> 1444ms com o atributo <i>chaos</i>	58

RESUMO

Este estudo visa aprimorar a identificação, a visualização sísmica e a consequente caracterização dos reservatórios turbidíticos arenosos de baixa permeabilidade do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, e a delimitação de diápiros de folhelho, particularmente encontrados no Campo Massapê, na Bacia do Recôncavo. Para tal fim, o presente estudo propõe desenvolver um fluxo de trabalho, através da utilização de atributos sísmicos e de ferramentas de filtragem do dado sísmico, favorecendo o mapeamento das principais discontinuidades e de uma grande calha deposicional interdiapírica que, aparentemente, controla a deposição dos corpos turbidíticos que compõem os reservatórios de petróleo destes campos. Esta monografia pretende contribuir com futuros estudos para refinar o mapeamento, fazer a amarração poço-sísmica, a inversão sísmica para obter a impedância acústica, a construção de um modelo geológico conceitual e a obtenção dos volumes de porosidades e de sismofácies, com a finalidade de reconhecer assinaturas das sismofácies mais propícias a serem exploradas. Desta forma, este estudo pretende contribuir com o esforço exploratório nestes campos, promovendo o mapeamento de atributos que identifiquem os melhores reservatórios turbidíticos, otimizando os custos e dando maior robustez aos processos exploratórios e de desenvolvimento da produção.

Palavras chave: Formação Maracangalha, Membro Caruaçu, reservatórios turbidíticos, atributos sísmicos, interpretação sísmica, sísmica 3D.

ABSTRACT

This study aims to improve the identification, seismic visualization and characterization of the turbidity's reservoir, with low permeability, and the identification of shale diapirs in the Caruaçu member, Maracangalha formation at the Massapê field, Recôncavo basin. This work's proposal is the development of a workflow using seismic attributes and filtering, favoring the mapping of the principal discontinuities and of an inter diapiric through that, apparently, controls the turbidite sandstones deposition that compose the petroleum reservoirs at this fields. This monography intends to contribute to future studies to refine the mapping, to do the well-tie to do the seismic inversion to obtain the acoustic impedance, the construction of a conceptual geologic model and obtained the porosity volumes to finally recognized the signatures of the seismic facies to be explored. Therefore, this study intends to contribution of this exploration fields, identifying the bests seismic attributes to helps the interpretation of the best turbidity's reservoirs with petroleum.

Key words: Maracangalha formation, Caruaçu Member, turbidity's reservoir, seismic attributes, seismic interpretation, 3D seismic.

1. INTRODUÇÃO

A bacia do Recôncavo, localizada no estado da Bahia, tem origem no Jurássico e foi a primeira bacia sedimentar a ser explorada no Brasil. Após a descoberta de seus recursos naturais com a perfuração do poço pioneiro, no bairro Lobato, em Salvador, no ano de 1939, mais de 7000 poços foram perfurados e mais de 80 campos de óleo e gás descobertos (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). Dessa forma, a bacia, além de ser grande fonte de óleo e gás para a indústria petroleira, tornou-se uma bacia-escola, que consiste em ser utilizada como ferramenta de estudo para o desenvolvimento e o aprimoramento de técnicas de exploração.

Os projetos de bacia-escola são de suma importância no âmbito científico e empresarial, pois angariam conhecimentos base para serem replicados em campos de exploração análogos. A bacia do Recôncavo é classificada como madura devido ao grau de exploração e produção de hidrocarbonetos e continua ativa atualmente.

Para aumentar a acurácia dos resultados das pesquisas, o uso de dados de diferentes naturezas se torna indispensável. Neste projeto, há como suporte, dados de sísmica 3D, perfis de poços, gravimetria e magnetometria. Neste estudo, contudo, o enfoque deste trabalho foi na interpretação sísmica 3D, utilizando o software Petrel, nos campos de Massapê e Cantagalo.

A bacia do Recôncavo possui um histórico de grande produção de hidrocarbonetos ao longo dos anos. Especificamente para o campo de Massapê, como evidenciado pela figura 1, há um significativo salto na produção a partir do ano de 2004, devido ao uso de novas tecnologias e à descoberta de novos corpos turbidíticos na área (ANP, 2015). Contudo, os volumes de óleo produzidos no campo por ano vêm decaindo. Segundo a Agência Nacional do Petróleo (ANP), em setembro de 2018 foram produzidos na Bacia do Recôncavo 28.353 bbl/dia de óleo e 1.984 Mm³/dia de gás natural, números relativamente baixos se comparados com anos anteriores, mostrando que este decaimento da produção é um fenômeno observado em toda a bacia, não sendo restrito ao Campo de Massapê.



Figura 1 - Histórico de produção do Campo de Massapê (ANP, 2015).

Todavia, ainda há a possibilidade de incremento nos atuais níveis de produção com o avanço da ciência do petróleo. O presente trabalho foi elaborado com o intuito de compactuar com essa visão, tendo como objetivo o melhorar a visualização sísmica de corpos turbidíticos, localizados entre os diápiros de Massapê e Cantagalo, visando a identificação e a individualização de corpos turbidíticos existentes na Fm. Maracangalha.

2. GEOLOGIA REGIONAL

2.1. ASPECTOS GERAIS DA GEOLOGIA DA BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo teve sua origem juntamente com os momentos iniciais da ruptura do supercontinente Gondwana, que deu lugar à placa sul-americana e à africana, no Eocretáceo (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). A bacia encontra-se na margem oriental da costa brasileira e faz parte do rifte abortado intracontinental Recôncavo-Tucano-Jatobá (Figura2).

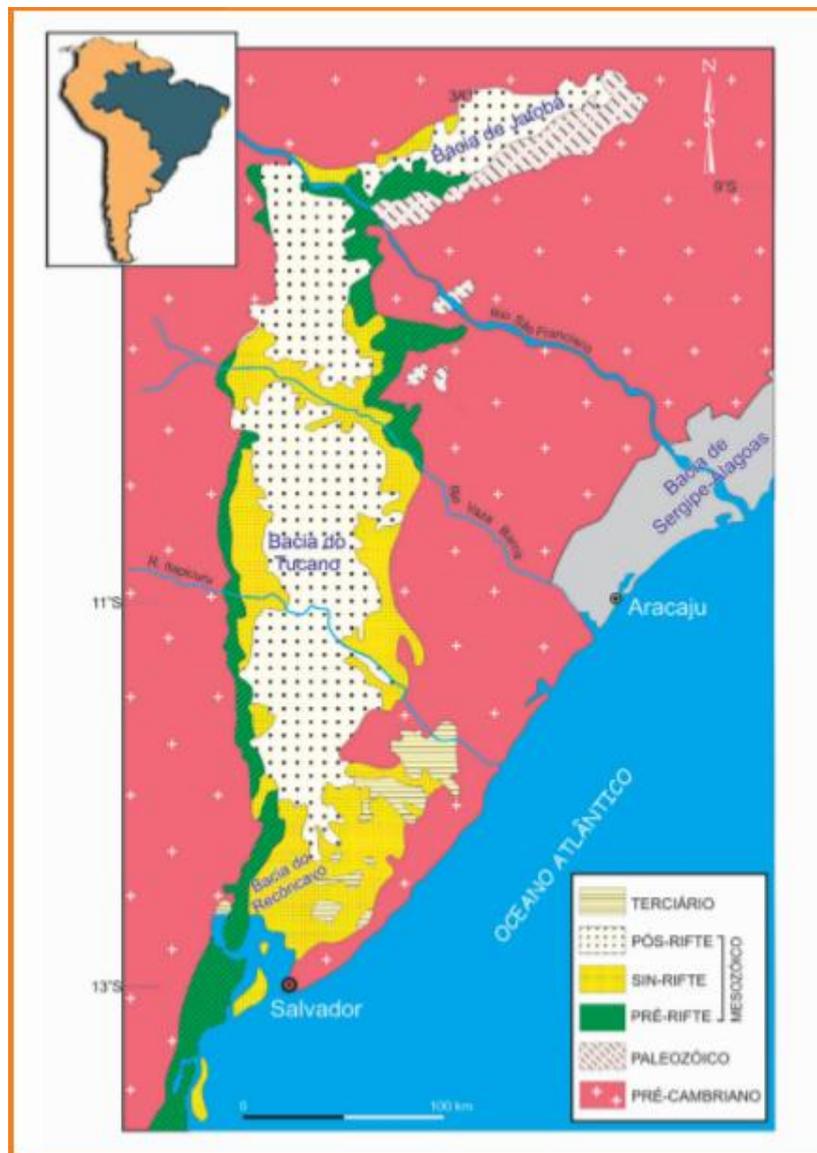


Figura 2 - Mapa geológico esquemático com localização do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, mostrando a distribuição de sedimentos pré-, sin- e pós-rifte (Magnavita, 1992) *in* (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

Seus limites (Figura 3) são representados pelo Alto de Aporá, a norte e a noroeste; pelo sistema de falhas da Barra, a sul; pela Falha de Maragogipe, a oeste; e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste (SILVA, 2007)

O embasamento é composto predominantemente por gnaisses-granulíticos arqueanos. Um importante aspecto que necessita atenção para melhorar o entendimento de como se deu a evolução tectônica da Bacia do Recôncavo é sua configuração estrutural. (Figura 3)

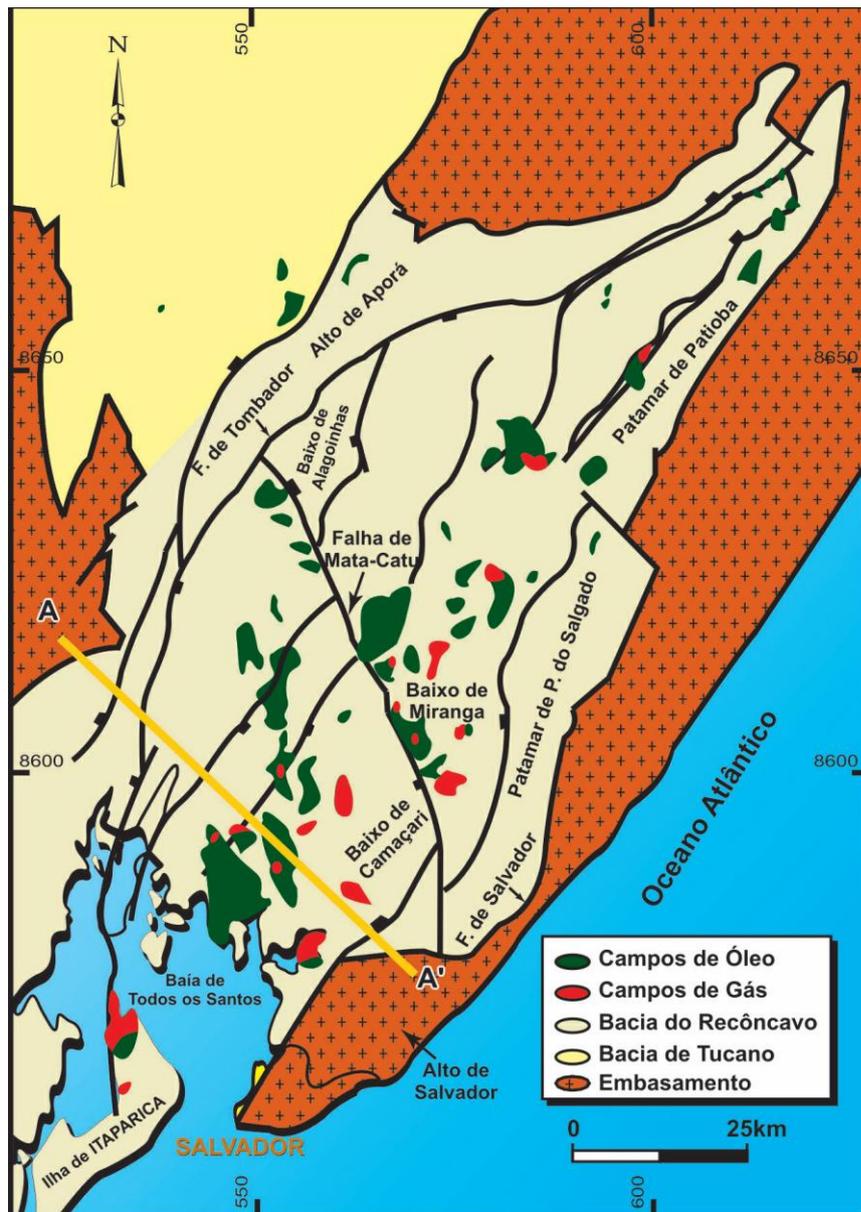


Figura 3 - Arcabouço estrutural e campos de petróleo da Bacia do Recôncavo. (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). Notar a Falha transversal de Mata-Catu.

A mesma possui arquitetura advinda dos processos extensivos que resultaram em um meio-*graben* com orientação NE-SW e falha de borda a leste (sistema de falhas de Salvador), com rejeito eventualmente superior a 6.000m (Milhomem *et. al.*, 2003). Sua configuração estrutural é definida principalmente por falhamentos normais planares, sintéticos e antitéticos, com direção preferencial N30°-40°E, que condicionam o mergulho regional das camadas para SE, em direção às áreas mais subsidentes (Figura 4). A maior parte da assimetria estrutural da bacia advém do grande rejeito de uma falha de borda principal. A margem flexural do meio-gráben é limitada por rampas discordantes sobre o embasamento ou monoclinais falhadas (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

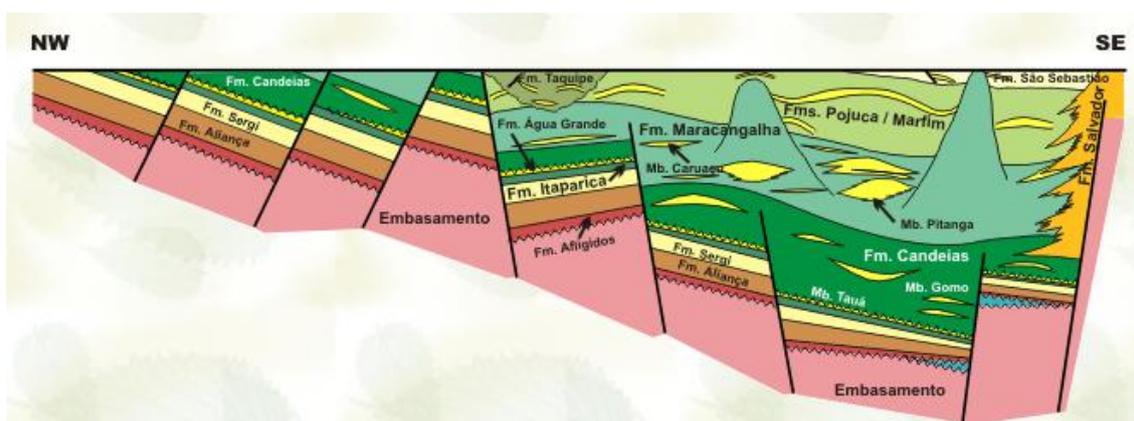


Figura 4 - Seção geológica esquemática NW-SE, ilustrando a morfologia de meio-*graben* da bacia do Recôncavo, cujo depocentro situa-se a leste (MILHOMEM, DE MAMAN, *et al.*, 2003)

A falha de Mata-Catu, tida como uma falha transversal orientada na direção NW-SE (Figura 3), interrompe o *trend* geral NE-SW dos blocos que constituem a Bacia do Recôncavo, onde tal zona de falha controla o principal *trend* de petróleo da região. Esta zona foi compreendida como composta por duas falhas de alívio, advindas da compensação da variação de rejeito ao longo das falhas de Salvador e Tombador (DESTRO *et. al.*, 2013) in (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

A Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Figura 5) evidencia a forma como ocorreu a sedimentação e a evolução tectônica da bacia, que se deu através de três fases: pré-rifte, sinrife e pós-rifte em que, antecedendo essas etapas, houve uma fase de sinéclise quando ocorreu a deposição de sedimentos paleozoicos,

preservados através de uma franja exposta por toda a extensão longitudinal sudeste e leste da bacia Tucano Norte e Jatobá. Já na região sul da Bacia do Recôncavo há registros de depósitos do Permiano, representados na Formação Afligidos, caracterizados por arenitos sobrepostos por folhelhos vermelhos (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). As associações faciológicas caracterizam um ambiente deposicional de clima árido e tendência geral regressiva.

Em seguida, houve o rompimento da crosta, como resposta às forças extensionais que resultaram na abertura do Atlântico. A sedimentação pré-rifte é representada por ciclos flúvio-eólicos (Membro Boipeba da Formação Aliança, formações Sergi e Água Grande), aos quais se intercalam sistemas lacustres transgressivos (Membro Capianga da Formação Aliança e Formação Itaparica). As formações Aliança e Sergi testemunham um amplo sistema aluvial, desenvolvido provavelmente durante o Neojurássico (Andar Dom João), sob clima árido (MILHOMEM, DE MAMAN, *et al.*, 2003)

Folhelhos vermelhos e arenitos da Formação Aliança sobrepostos a arenitos fluviais e eólicos da Formação Sergi caracterizam os depósitos aluviais do Grupo Brotas, que compõe o Andar Dom João. Tais sedimentos advêm do sudoeste da Bacia do Recôncavo e formam *redbeds* cujo sedimento sucessor tem origem no Grupo Santo Amaro, que é formado em sua unidade basal (Formação Itaparica) por depósitos fluviais e lacustres (Figura 6) (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

Acredita-se que a passagem da fase pré-rifte para a sinrifte se dá através de um clima mais úmido, com a transgressão lacustre que caracteriza a Formação Candeias acima dos arenitos flúvio-eólicos da Formação Água Grande, em atividade tectônica ainda moderada (Figura 7).

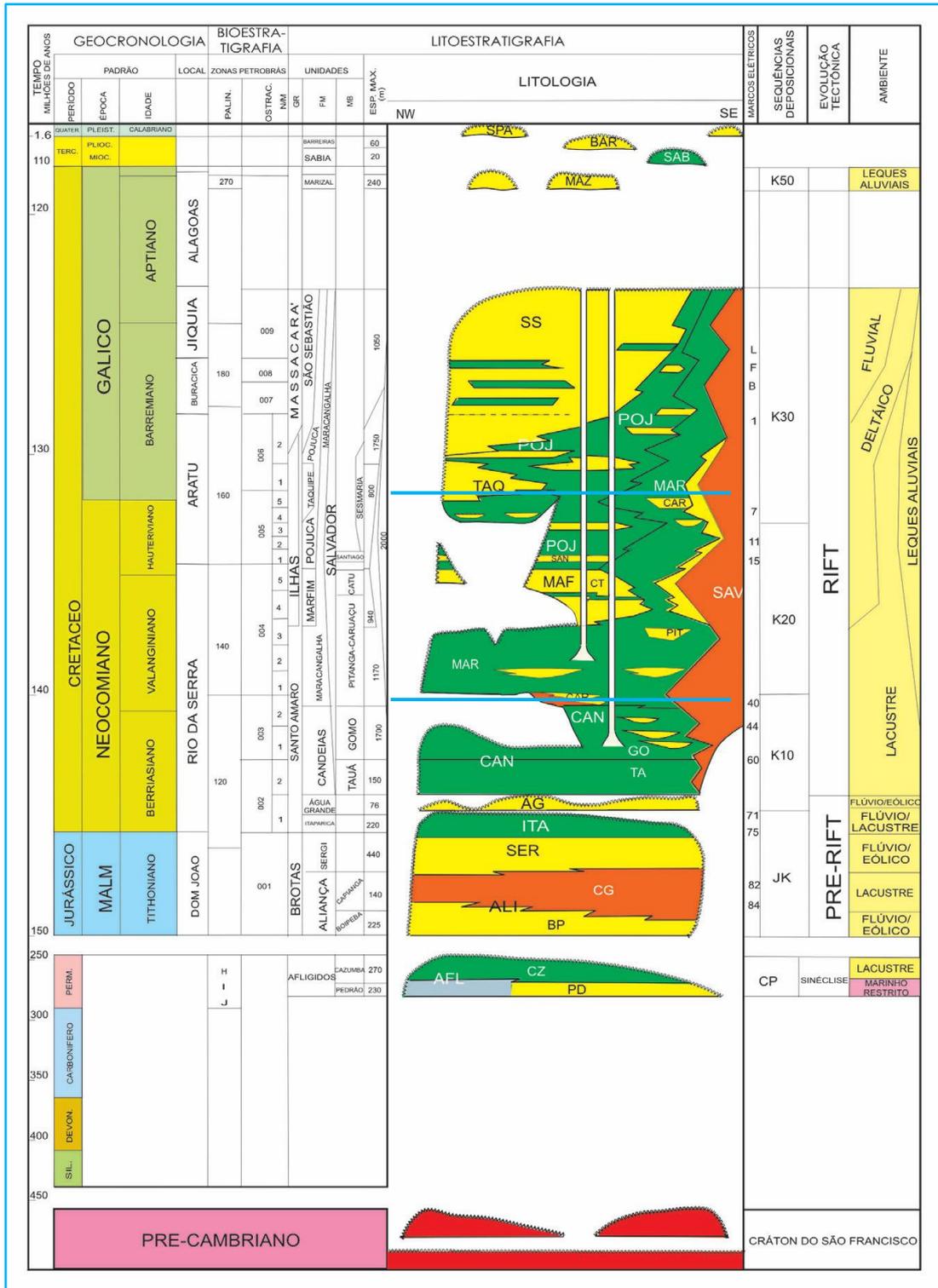


Figura 5 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo; em azul a formação Maracangalha. Modificado de (Silva *et al.*, 2007).

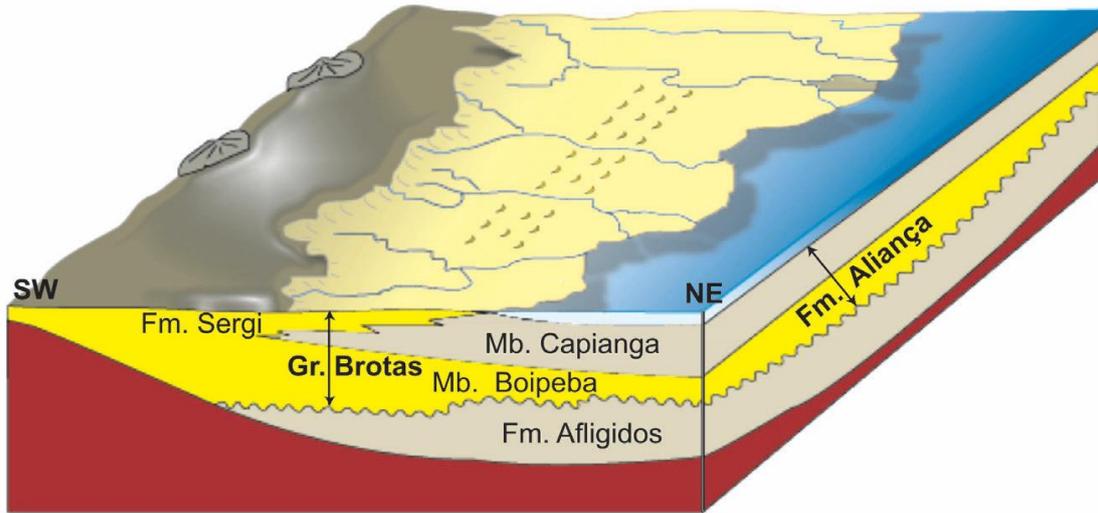


Figura 6 – Paleogeografia pré-riftada Bacia do Recôncavo (modificado de Medeiros e Ponte, 1981) *in* (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005)

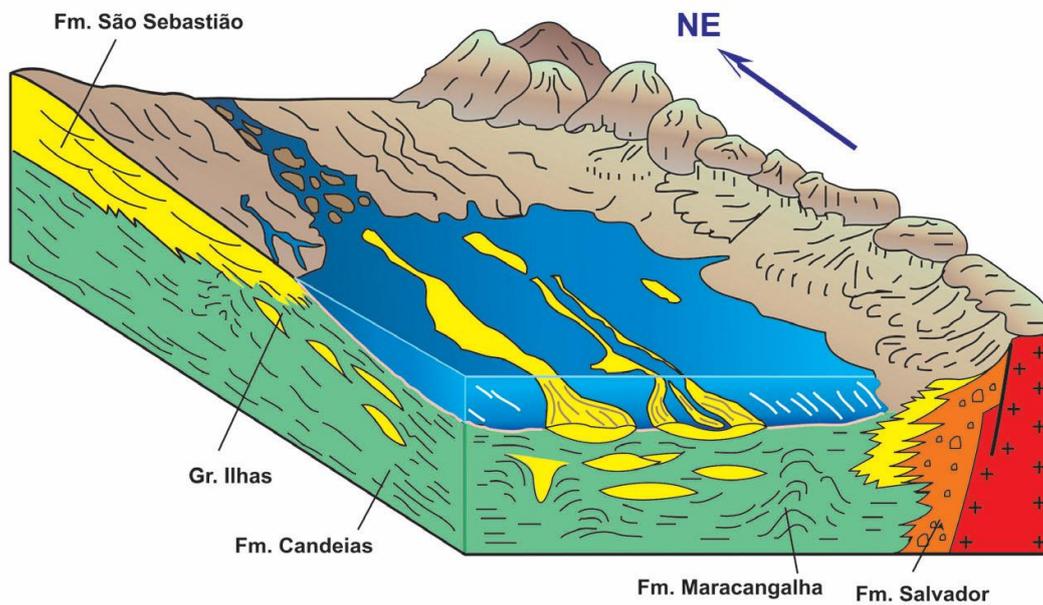


Figura 7 - Paleogeografia sinrife da Bacia do Recôncavo (modificado de Medeiros e Ponte, 1981) *in* (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005)

Para o melhor entendimento do sistema deposicional operante nesse momento geológico da bacia, a sedimentação foi dividida em três cenários chamados de Andar Rio da Serra, Andar Aratu e Andar Buracica, em ordem cronológica (Figura 8).

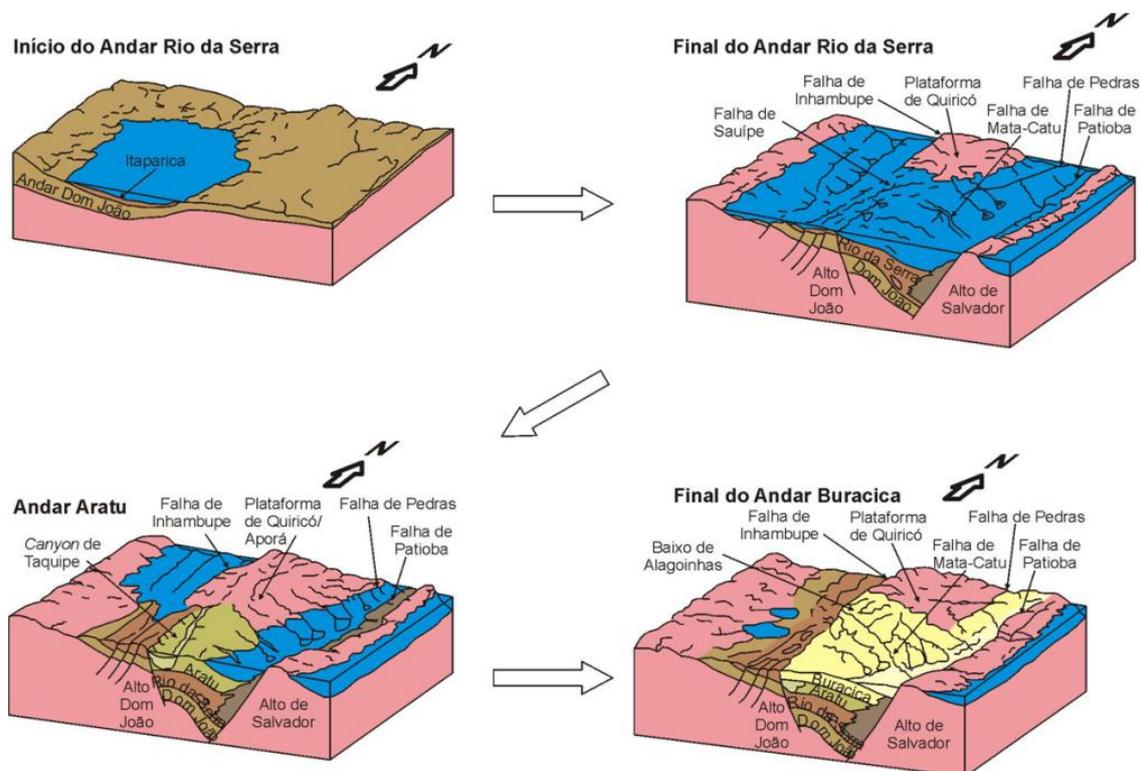


Figura 8 - Esquema ilustrativo para as principais fases de sedimentação da Bacia do Recôncavo. Modificado de (SANTOS, CUPERTINO e BRAGA, 1990) in (SALES, 2018)

O Andar Rio da Serra tem como característica a formação de um ambiente lacustre,, evoluindo para deltaico, oriundo das grandes taxas de subsidência e conseqüente progradação sedimentar da região. Durante este período, foram depositados o Membro Gomo e a Formação Maracangalha, onde o primeiro representa o principal complexo de rochas geradoras de hidrocarbonetos da bacia e o segundo é caracterizado pela deposição de fácies gravitacionais de talude, sendo um depósito turbidítico composto pelo Membro Pitanga, classificado litologicamente por arenitos fechados, e pelo Membro Caruaçu, que apresenta arenitos melhor selecionados (SALES, 2018).

O Andar Aratu é caracterizado de forma majoritária pelo surgimento de cânions com orientação SSW na região. Acredita-se que o rebaixamento do nível de base bacinal é oriundo da reativação da falha de Paranaguá, proporcionando assim o preenchimento sedimentar da base erosional do cânion (BUENO, 1987). Outra

característica marcante dessa fase deposicional são os sedimentos compostos por folhelho cinza e arenitos finos estratificados, há ainda a compartimentação da bacia por falhas transcorrentes (NETTO e OLIVEIRA, 1985) *in* (SALES, 2018).

Como último momento deposicional da fase sinrife existe o Andar Buracica, momento em que os baixos regionais foram preenchidos, particularizada por transitar entre ambientes sedimentares distintos, sendo eles o lacustre, o fluvial e o deltaico, indicando um regime progradacional (SANTOS, 2005) *in* (SALES, 2018). No período designado Eoaratu a tectônica local provocou uma queda no nível do lago originando um cânion, propiciando a deposição de arenitos e folhelhos da Formação Taquipe (Figura 9) (NETTO e OLIVEIRA, 1985) *in* (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005). No Grupo Massacará são encontradas fácies fluviais progradantes, indicando a grande variação climática que proporcionou sua deposição (SANTOS, 2005) *in* (SALES, 2018).

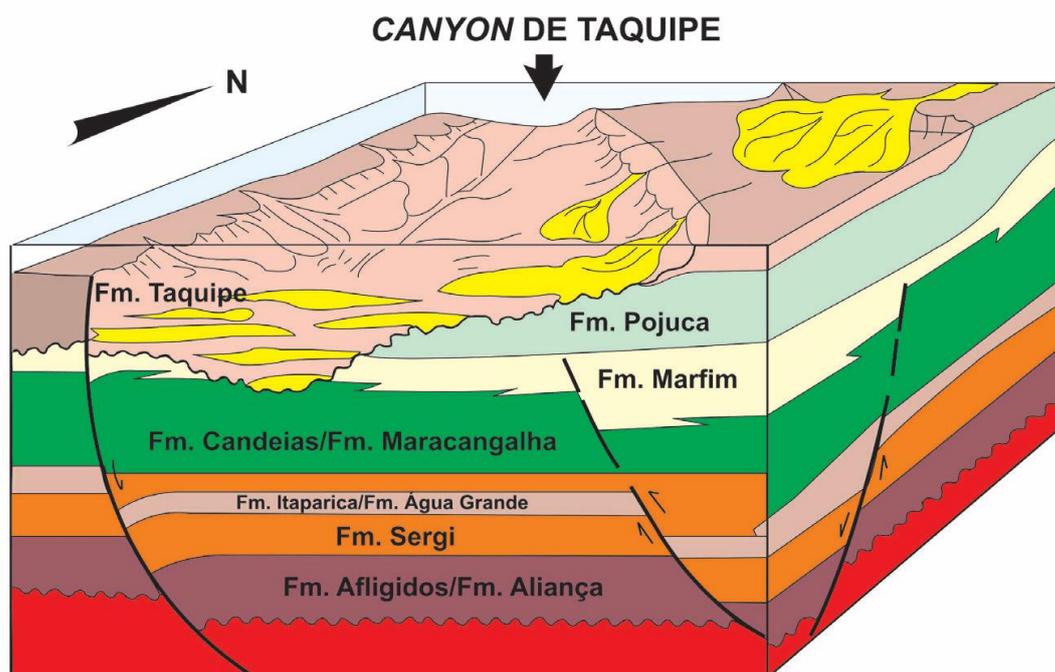


Figura 9- Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe (modificado de Figueiredo *et al.* 1994) *in* (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005)

A sequência deposicional pós-rifte é caracterizada por sedimentos clásticos grossos (conglomerados e arenitos), folhelhos e calcários que compõem a Formação Marizal, datada no Neoptiano (MILHOMEM, DE MAMAN, *et al.*, 2003). Essa fase tem como

singularidade uma subsidência termal que propiciou a deposição de sedimentos por sistemas aluviais (SALES, 2018).

A Formação Marizal (Andar Alagoas) abrange apenas 75% do Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá e teve sua deposição em uma bacia tipo *sag*, cujos limites ultrapassam as atuais bordas do rifte. A discordância existente na base da Formação Marizal é referente a ruptura continental que antecede a deriva continental (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

Não há registros preservados na Bacia do Recôncavo que indiquem depósitos durante o período do Neocretáceo. Já a Formação Sabiá e o Grupo Barreiras ocorreram na época do Neógeno e o primeiro é descrito pela presença de folhelhos e calcários ricos em foraminíferos e o segundo por depósitos de sistemas de leques aluviais pliocênicos (Milhomem *et al.*, 2003). Acima desses estratos há a deposição de sedimentos do Quaternário, caracterizados por depósitos litorâneos e sedimentos aluviais (MAGNAVITA, SILVA e SANCHES, 2005).

2.1. ÁREA DE ESTUDO – CAMPO DE MASSAPÊ

2.1.1. CAMPO DE MASSAPÊ

O Campo de Massapê possui uma extensão de aproximadamente 23.96 Km² e o principal fluido de interesse econômico produzido é óleo, onde a Petrobrás (Petróleo Brasileiro S.A.) opera com 100% de participação. O campo se localiza no município de São Sebastião do Passé, BA (Figura 12).

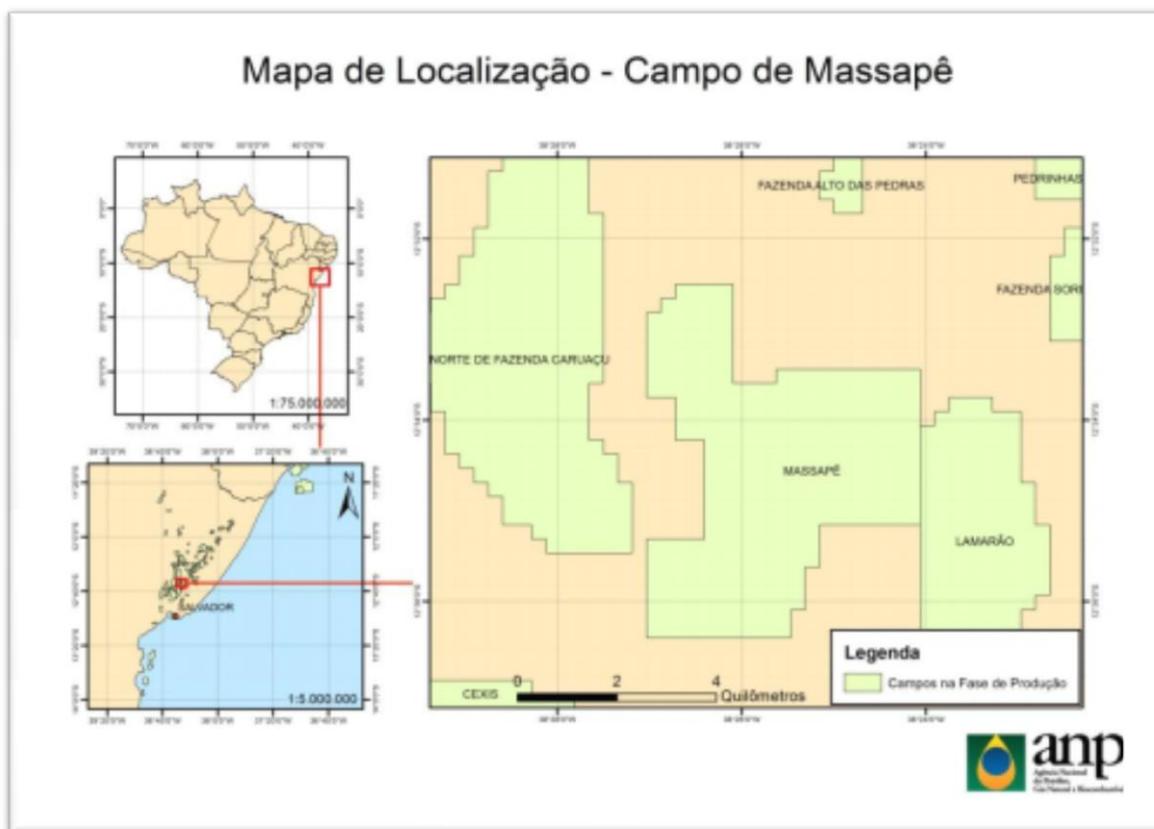


Figura 10 - Localização do Campo de Massapé. (ANP, 2015)

Os melhores reservatórios do Campo de Massapé são os arenitos da Formação Maracangalha, Membro Caruaçu, e produzem óleo de 38°API, correspondendo a 93% do Volume de Óleo *In Place* e por 94% da produção de óleo em 2015. Os demais barris de óleo são provenientes dos reservatórios da Formação Pojuca e dos arenitos da Formação Marfim. O campo possui o total de 55 poços perfurados, sendo 27 deles produtores no ano amostrado, tendo assim, um histórico de produção consideravelmente alto (Figura 1) (ANP, 2015).

O campo de Massapé, localizado no distrito de Lamarão, São Sebastião do Passé, além da grande produtividade de hidrocarbonetos, tem também a vantagem de estar próximo, não somente da cidade de Salvador, como também do polo petroquímico de Camaçari (aproximadamente 16km). Este fato representa grande importância pela maior praticidade no transporte da matéria prima até o local do primeiro processamento, reduzindo custos e riscos de transportes de longas distancias. (FARIA, 2013)

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. O MÉTODO SÍSMICO

O dado sísmico passa por um longo processo até poder ser, de fato, interpretável. Tal processo consiste na aquisição dos dados, processamento dos mesmos e pré-condicionamento para a interpretação. A aquisição consiste em ter uma fonte e um ou mais receptores, cuja proposta é emitir ondas provocadas por fontes sonoras artificiais que viajam em subsuperfície e tem seu tempo de chegada medido pelo receptor. Tais ondas sofrem diversos efeitos como refração, reflexão, difração e outros, causados pelas diversas estruturas e camadas geológicas presentes no subsolo (OLIVEIRA, 2011).

No âmbito da geofísica exploratória, o efeito que interessa é a reflexão, onde a onda, ao encontrar uma diferença litológica, tem parte da sua energia refletida e seu tempo de chegada captado pelos receptores. Esse sinal captado é então processado com o objetivo de gerar seções e mapas sísmicos que retratem da melhor maneira possível as informações geológicas da região.

Feito isso, o próximo passo, que é o foco deste trabalho, é feito concomitantemente com a interpretação. O pré-condicionamento de dados sísmicos consiste em utilizar ferramentas para realçar a visualização de estruturas e informações presentes nos dados sísmicos de forma a facilitar a interpretação e aumentar sua acurácia. Tais ferramentas de pré-condicionamento consistem, principalmente, na utilização de atributos sísmicos.

3.2. PRÉ CONDICIONAMENTO

Atributos sísmicos são ferramentas utilizadas para inferir a geologia em dados sísmicos de reflexão. Desta forma, os atributos sísmicos contribuem para o refinamento da interpretação sísmica de maneira que ajude na visualização de aspectos qualitativos antes não vistos. A análise de atributos sísmicos auxilia de forma ampla na busca por resultados, especialmente no âmbito da interpretação exploratória, desde identificação de anomalias até a predição de litologias (CHOPRA e MARFURT, 2007).

De acordo com Taner, 1979, o traço sísmico convencional é tido como um componente real ($f(t)$) de um traço sísmico complexo ($F(t)$), que por vez pode ser considerado um vetor. A parte imaginária do traço complexo ($g(t)$) é obtida matematicamente através da Transformada de Hilbert, a partir do dado real. Sendo assim, separar o traço em parte imaginária e real favorece a obtenção de informações envolvendo amplitude e fase, chamadas atributos.

Atributos sísmicos quantificam dados sísmicos; atributos sísmicos descrevem dados sísmicos (BARNES, 2016). Nascidos no início dos anos 70, os melhores atributos são extremamente sensíveis às características da geologia ou dos reservatórios aos quais estão sendo associados de maneira que seus objetivos são quantificar a amplitude e as características morfológicas capturadas pelo dado sísmico através de cálculos determinísticos geralmente efetuados por um software (CHOPRA e MARFURT, 2007).

“Atributos sísmicos atuam como filtros que removem uma característica do dado sísmico em prol de revelar outra” (BARNES, 2016). Sendo assim, é necessário estudar a matemática que embasa os cálculos de atributos pois, mesmo sendo uma ferramenta imprescindível para a interpretação sísmica, é preciso ter a consciência de que nunca será tão realista quanto o dado sísmico original. Então, quanto mais controle o interprete tiver sobre o atributo a ser utilizado, mais fidedigna será sua interpretação geológica da região.

Os atributos derivam de filtros, transformadas e cálculos estatísticos e podem ser classificados de acordo com seus significados interpretativos. Segundo Barnes, 2016, podem ser divididos em geológicos, geofísicos e matemáticos, em respectiva ordem de relevância utilitária (Figura 11).

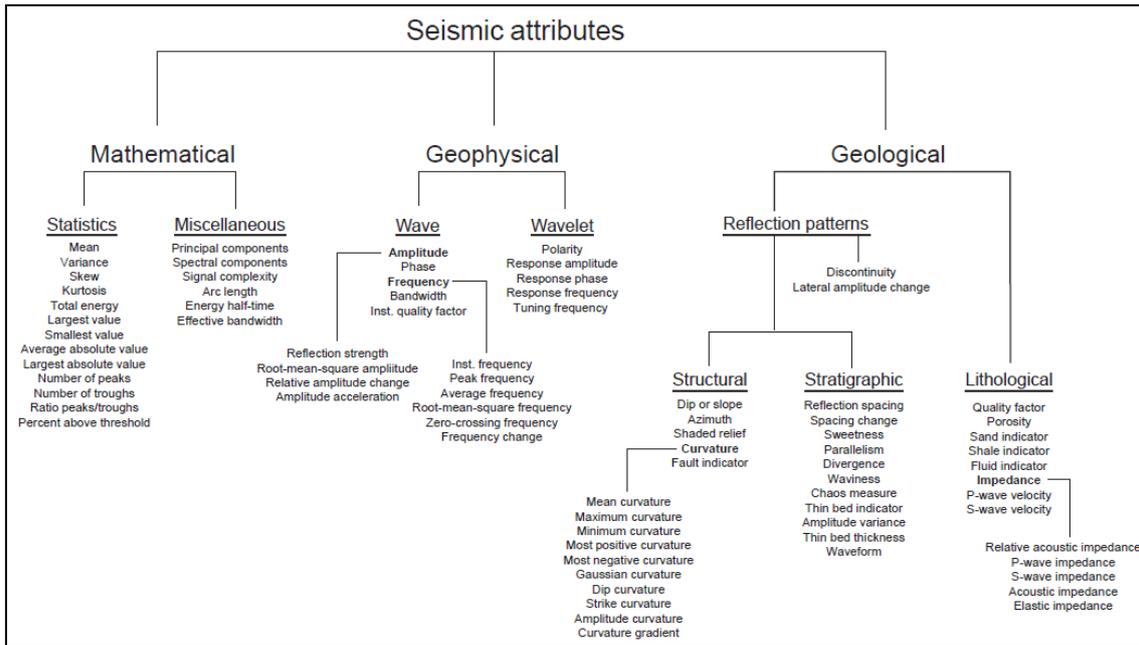


Figura 11 - Categorização de atributos pelas suas propriedades (Chen e Sidney, 1997; Brown, 2011) *in* (Barners, 2016).

Desta maneira, é possível avaliar os atributos de forma organizada de acordo com objetivo do intérprete. É muito comum utilizar um conjunto de dois ou mais atributos para alcançar a meta proposta.

No âmbito desta pesquisa, tendo como meta o mapeamento das paredes de uma calha interdiapírica, de canais turbidíticos e fluxo deposicional, serão selecionados atributos que realcem essas estruturas de forma a melhorar o imageamento sísmico da subsuperfície da bacia. Entretanto, é necessário ser cauteloso, pois, por ser um dado sísmico de aquisição terrestre, espera-se que ele seja mais ruidoso, dificultando de forma muito significativa a interpretação. Portanto, a escolha dos atributos deve ser feita de forma que os mesmos não angariem mais ruído ao dado, ou ambiguidade entre o que é, de fato, sinal ou não.

3.2.1. STRUCTURAL SMOOTHING

O *Structural Smoothing* é um atributo estrutural cujo objetivo é aumentar a continuidade lateral dos eventos sísmicos, podendo também ser utilizado para

aprimorar falhas, ajuda na remoção de ruídos de fundo e melhora a aparência dos eventos sísmicos (REDINI, ALI BAKR e DAHROUG, 2017).

Este atributo baseia-se na utilização de um filtro Gaussiano que pode ser aplicado em três direções (x, y, z) de acordo com a janela de interesse. Sendo assim, horizontes sísmicos são considerados como estruturas planas, falhas são vistas como descontinuidades dos horizontes e a heterogeneidade lateral é caracterizada como fortes regiões irregulares com grande densidade de pequenas descontinuidades (WANG, GAO, *et al.*, 2009).

Explicado pela análise, baseada no tensor de estrutura do gradiente, utiliza-se três autovalores para descrever cada uma dessas estruturas citadas acima, onde o horizonte sísmico é descrito como tendo um autovalor com uma grande medida enquanto tem outros dois com medidas tendendo à zero. As falhas, no entanto, possuem dois grandes autovalores e um próximo de zero enquanto as heterogeneidades laterais possuem três grandes autovalores.

Sendo assim, segundo Bakker *et al*, 1999, é possível modelar horizontes como estruturas planas, falhas como estruturas lineares e as regiões de heterogeneidade lateral como estruturas pontuais, onde a aparências dos eventos sísmicos com estruturas lineares são estimados através das seguintes equações:

$$C_{plane} = \frac{\mu_1 - \mu_2}{\mu_1 + \mu_2}, \text{ and } C_{line} = \frac{\mu_2 - \mu_3}{\mu_2 + \mu_3}$$

Para detectar falhas, as equações acima são combinadas:

$$C_{fault} = C_{line}(1 - C_{plane}) = \frac{2\mu_2(\mu_2 - \mu_3)}{(\mu_1 + \mu_2)(\mu_2 + \mu_3)}$$

E, para descrever as regiões de heterogeneidade lateral, Faraklioti e Petrou, 2005, propuseram a seguinte equação:

$$C_{chaos} = \left(1 - \frac{\mu_2 - \mu_3}{\mu_2 + \mu_3}\right) |\nabla U_{v_3}|^2 = \frac{2\mu_3^2}{\mu_2 + \mu_3}$$

Por fim, o objetivo é ter um filtro gaussiano orientado para a estrutura, de forma a discriminar bem as estruturas geológicas presentes, criando um sistema adaptado ao contexto local, que aja de maneira específica para diferentes regiões obtendo

uma filtragem baseada no contraste da variação do sinal local (WANG, GAO, *et al.*, 2009).

3.2.2. FILTRAGEM INVERSA Q (*INVERSE Q FILTERING*)

A inelasticidade e heterogeneidade da subsuperfície terrestre causam dissipação da energia sísmica de alta frequência, o que gera diminuição da amplitude sísmica, assim como dispersão de velocidade, causando modificações, atrasos e alongamentos da *wavelet* sísmica (pulso sísmico). Tais efeitos, dissipação e dispersão, são conhecidos como efeito de atenuação (WANG, 2008).

O *Q Factor* é inversamente proporcional ao efeito de atenuação (SIMM e BACON, 2014). Sendo o efeito de atenuação uma combinação dos efeitos de dissipação e dispersão, ele se torna um evento dependente da frequência, pois o efeito de dissipação gera na onda sísmica uma atenuação da amplitude da componente de onda de alta frequência maior que na amplitude da componente de onda de baixa frequência. Já no efeito de dispersão, a componente de onda de alta frequência viaja em subsuperfície mais rápido do que a componente de baixa frequência, de forma que a fase da *wavelet* varia ao longo do percurso da viagem da onda (WANG, 2008).

Tais efeitos contribuem negativamente para a resolução do dado, se forma que é necessário um tratamento adequado para produzir um sinal sísmico de refletividade de alta resolução (WANG, 2008). Em geral, para corrigir esse problema, é performado uma filtragem inversa Q, conhecido também como compensação Q, que funciona como uma maneira de corrigir a perda exponencial de altas frequências no sinal sísmico (LUPINACCI e OLIVEIRA, 2015), retificando a compensação de amplitude e correção da fase de forma separada ou simultânea, melhorando assim a relação sinal-ruído do dado sísmico (Wang, 2006) *in* (SIMM e BACON, 2014).

Não é garantido, por hora, que não houve perda de informação. Observando os gráficos de frequência do dado, ao aplicar o pré condicionamento, foi possível garantir que o fluxo aplicado funcionou tal qual a melhorar a resolução sem atrelar artefatos inexistentes ao dado. Entretanto, a utilização desse *workflow* foi o mais cabível considerando as circunstâncias de resolução do dado sísmico.

3.3. ATRIBUTOS SÍSMICOS UTILIZADOS

Os atributos utilizados foram escolhidos após estudo bibliográfico, que indicava que os atributos abaixo seriam favoráveis ao objetivo do estudo.

3.3.1. FREQUÊNCIA INSTANTÂNEA (*INSTANTANEOUS FREQUENCY*)

A frequência instantânea representa a taxa de mudança de fase do sinal ao longo do tempo percorrido (TANER, 2001). Sendo um atributo físico, relaciona a propagação de ondas com o ambiente de deposição. Sendo assim, foi observado que quando a frequência instantânea é calculada como derivada no tempo da fase instantânea, ela se relaciona com a frequência média do espectro de potencia do pulso sísmico. Este atributo é descrito matematicamente pela equação:

$$w(t) = \frac{d[Ph(t)]}{dt}$$

Onde w representa a frequência instantânea, Ph a fase e t o tempo.

Segundo Chopra e Marfurt, 2007, esse atributo pode ser utilizado para diversos objetivos na hora da interpretação sísmica. Sendo geralmente utilizado como um correspondente da frequência média do espectro da amplitude do pulso sísmico, indicador de bordas de camadas finas de baixa impedância, hidrocarbonetos por anomalia de baixa frequência, relação areia/xisto (*shale*), altas frequências são vistas como interfaces nítidas ou camada fina de *shale*.

3.3.2. FASE INSTANTÂNEA (*INSTANTANEOUS PHASE*)

Sendo também um atributo físico, a fase instantânea é independente da amplitude dos traços sísmicos e está relacionada à fase de propagação da frente de onda sísmica (CHOPRA e MARFURT, 2007). A fase instantânea pode ser utilizada como um discriminador para classificações de formas geométricas e é matematicamente descrito como o arco tangente da razão do valor de uma função complexa imaginária pelo valor do traço sísmico real.

$$Ph(x, t) = \arctan \left[\frac{g(x, t)}{f(x, t)} \right]$$

Onde $g(x, t)$ representa a parte imaginária da *wavelet* sísmica e $f(x, t)$ é a parte real.

A fase instantânea é comumente utilizada com objetivo de melhorar os indicadores de continuidade lateral, rastreando eventos geológicos, delimitar os limites de frequência sísmica e para obter uma visualização melhorada da configuração das camadas em subsuperfície.

3.3.3. SWEETNESS

Segundo R. B. Oliveros e B. J. Radovich, 1997, o atributo *sweetness* é uma fórmula empírica, cujo objetivo é ressaltar pontos suaves que são frequentemente associados a areias argilosas ou a areias que contenham gás saturado. Neste atributo, o espectro de amplitude do traço sísmico fica todo positivo (figura 12).

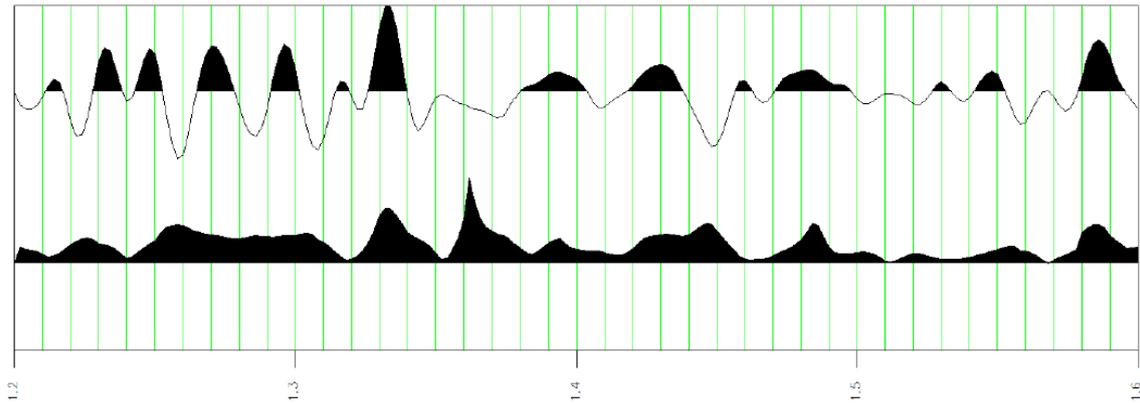


Figura 12 – Em cima, o atributo amplitude e, em baixo, o atributo *sweetness*. (Modificado de (OLIVEROS e RADOVICH, 1997).

A frequência instantânea, sendo uma derivada da fase instantânea em relação ao tempo, pode ser negativa, positiva ou zero devido aos picos do dado. No cálculo do *sweetness*, são cortados os valores negativos e zeros, substituindo-os por valores interpolados de tempos vizinhos. O *sweetness* é descrito matematicamente como sendo:

$$Sweetness(t) = \frac{E(t)}{\sqrt{F(t)}}$$

3.3.4. IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA (*RELATIVE ACOUSTIC IMPEDANCE*)

A impedância acústica relativa é considerada uma das mais simples formas de inversão (SUBRAHMANYAM e RAO, 2008). Baseia-se no cálculo por subtração média, um somatório contínuo e aplicação de um filtro *Butterworth* de corte baixo (TANER, 2001). Dessa forma, o valor médio do sinal de amplitude em um tempo t é subtraído e, em seguida, o sinal integrado é calculado por soma sucessiva. Por fim, o sinal é filtrado por um operador de filtro *Butterworth* corta baixa, simétrico com o espectro de amplitude. A figura 13 mostra um exemplo do espectro de amplitude de um dado antes e após a aplicação do atributo.

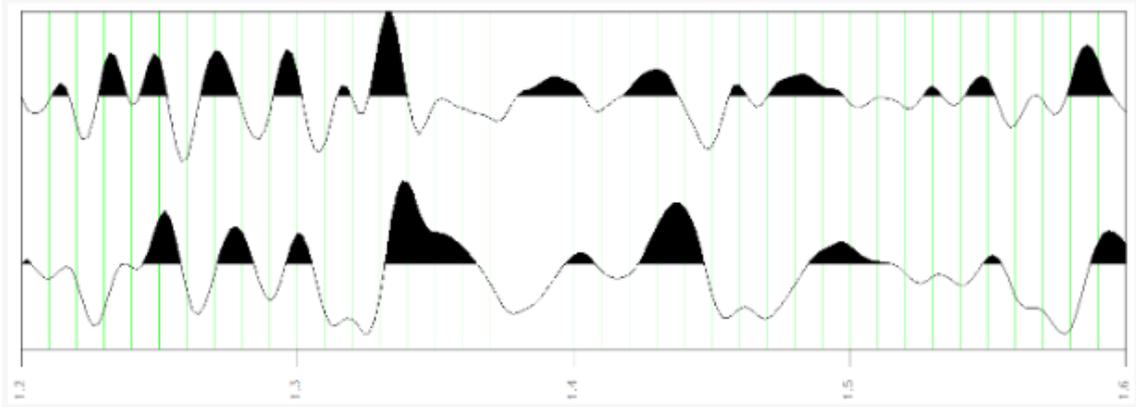


Figura 13 – Exemplo do espectro de amplitude de um dado sísmico, antes e depois da aplicação do *Relative acoustic impedance* (TANER, 2001).

Este atributo é matematicamente descrito como:

$$rai(t) = b(t) * \int_0^t (a(t) - \bar{a}) dt$$

Onde $b(t)$ é o operador *Butterworth*.

Este atributo pode promover, no âmbito da interpretação, uma melhor visualização da banda de limitação do contraste de impedância acústica, mostra limites de sequências e ambientes deposicionais, mostra discontinuidades e pode ser relacionado com a porosidade das areias de reservatório (TANER, 2001). E, segundo Chopra, Castagna e Xu, 2009, é um bom método para melhorar a visualização de camadas finas que não possuem resolução sísmica.

3.3.5. Atributo Chaos

O atributo *chaos*, cujo objetivo é identificar padrões em ambientes deposicionais caóticos, é definido como "medida da desorganização" no método de estimativa de mergulho e azimute. Capaz de detectar texturas caóticas nos dados sísmicos, este atributo consegue identificar padrões de canais turbidíticos, que geralmente possuem grandes granulometrias gerando aumento de entropia no dado sísmico (KOSON, CHENRAI e CHOOWONG, 2014).

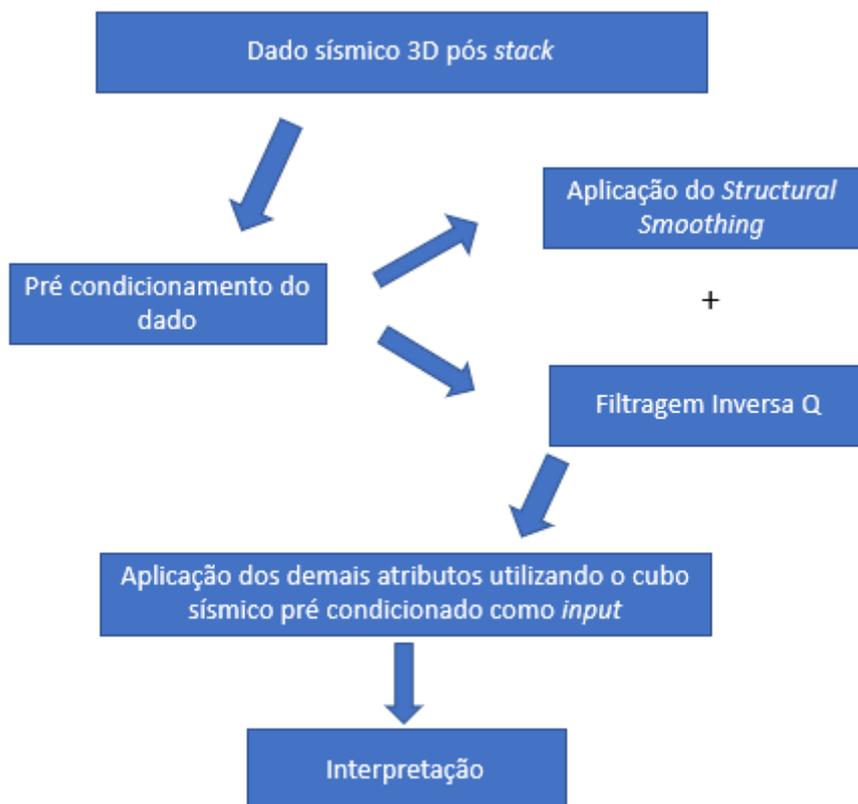
O atributo *chaos* é definido em sua teoria a partir de três autovetores, \bar{v}_i , cada um associado a um autovalor, $\bar{\lambda}_i$. Quanto maior o $\bar{\lambda}_i$, melhor o \bar{v}_i descreve o mergulho e o azimute e quanto maior a diferença entre o autovalor dominante com os outros dois autovalores, melhor é a confiabilidade da estimativa do azimute e mergulho (ISKE e RANDEN, 2005). Esse fenômeno é matematicamente descrito como:

$$J = \frac{2\lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_3} - 1$$

Dessa forma, regiões com baixa consistência na estimativa corresponderão às regiões de padrões caóticos, e essas áreas podem estar relacionadas com características geológicas locais como: falhas/descontinuidades, texturas de recife, canal etc. Outro aspecto muito relevante deste atributo é a invariância da amplitude e orientação, de forma a produzir a mesma resposta para regiões com amplitudes altas ou baixas (SCHLUMBERGER).

4. METODOLOGIA

O *workflow* utilizado seguiu o diagrama abaixo, visando sempre um melhor desempenho na utilização das ferramentas para o melhoramento da resolução sísmica do dado.



Onde, a etapa do pré condicionamento do dado foi feita por Neves *et al.*, 2019. Para o âmbito desta pesquisa, utilizou-se este dado já pré condicionado para realizar as demais análises.

4.1. O DADO UTILIZADO

O levantamento sísmico utilizado para esse estudo possui 314.2KB e contempla os campos de exploração Massapê e Cantagalo, na Bacia do Recôncavo. O volume sísmico utilizado é um dado migrado pós *stack* e possui baixa resolução, dificultando a visualização da geologia em subsuperfície (Figura 14). Isso se dá devido à natureza terrestre do dado, pois quando se tem uma aquisição *offshore* a coluna

d'água funciona como um filtro para ondas S e outros ruídos que prejudicam a resolução do dado *onshore* (OLIVEIRA, 2011).

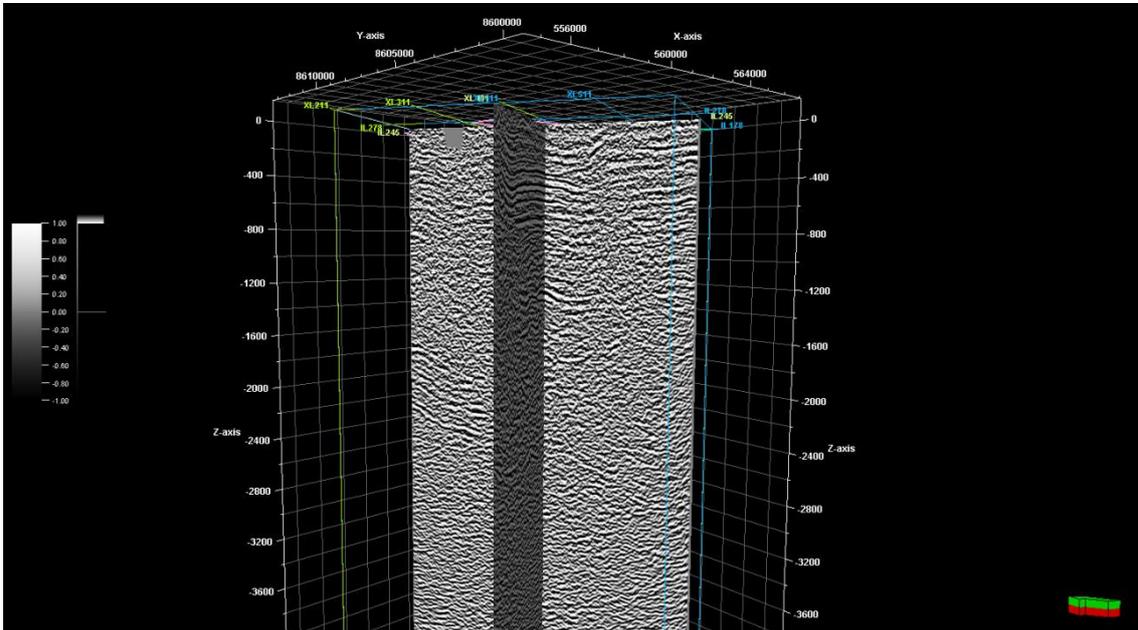


Figura 14 – Dado sísmico pós *stack* original; *Inline 274* e *Xline 401*

4.2. ABORDAGEM: PRIMEIROS PASSOS

Inicialmente, foi utilizado o atributo *Structural Smoothing* e o *Inverse Q Filtering*, no volume sísmico, sendo este volume depois utilizado como *input* para a geração dos demais atributos aplicados. A filtragem inversa Q foi realizada pelo suporte técnico do Petrel – Schlumberger.

Em seguida, utilizando o dado filtrado como *input*, foram aplicados os seguintes atributos sísmicos: Fase instantânea, Frequência instantânea, *Sweetness*, Impedância acústica relativa e *Chaos*.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Tendo sempre em foco o objetivo do projeto e, em específico, deste trabalho, os resultados foram gerados partindo da premissa da caracterização de reservatórios, onde são identificadas os arenitos que podem ser os potenciais reservatórios do intervalo de interesse. Aqui será feito uma interpretação dos arenitos turbidíticos presentes no interior da calha interdapiórica, identificada por Neves *et al.*, (2019) na formação Maracangalha. Tais areias representam o que é conhecido como membro Caruaçu.

Abaixo é possível observar um modelo geológico que remete aos diápiros existentes na Formação Maracangalha e, entre eles, a calha que é objeto de estudo deste trabalho. Dessa forma, a busca por essas feições na sísmica torna-se mais clara e objetiva.

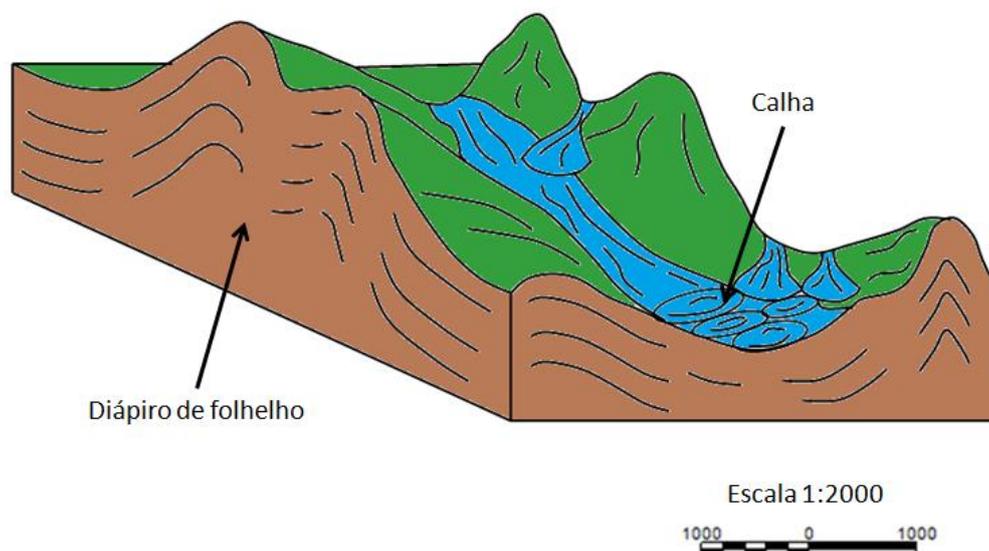


Figura 15 – Modelo geológico da FM. Maracangalha

As interpretações sísmicas foram feitas visando a integração 3D do dado, sendo considerado as assinaturas sísmicas na *Inline 245* e nos *timeslices* de tempo -1444ms e -1440ms. Para uma melhor visualização dos resultados (Figura 15), foi apresentado o dado antes e depois da interpretação. Dessa forma, será possível comprar os resultados gerados por cada atributo na mesma janela de análise.

Referenciando com o campo de exploração, a *inline* escolhida está localizada geograficamente na imagem abaixo.

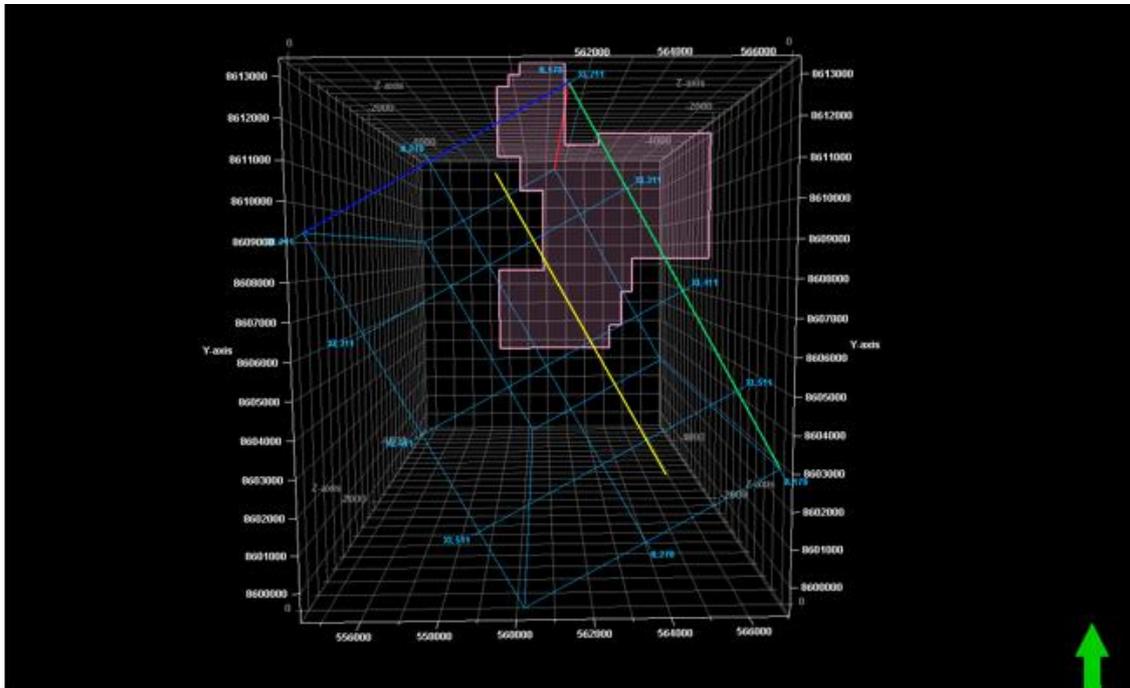


Figura 16 – *Inline* 245, em amarelo, e ring fence de Massapê (em rosa). Fonte: Autora.

5.1. RESULTADO DO ATRIBUTO *STRUCTURAL SMOOTHING* COM A FILTRAGEM INVERSA Q

A figura 17 ilustra o resultado do atributo *structural smoothing* com a filtragem inversa Q. Com a utilização dessa metodologia, foi possível perceber uma melhoria da resolução sísmica onde se tornou viável o mapeamento da calha e dos canais turbidíticos em seu interior.

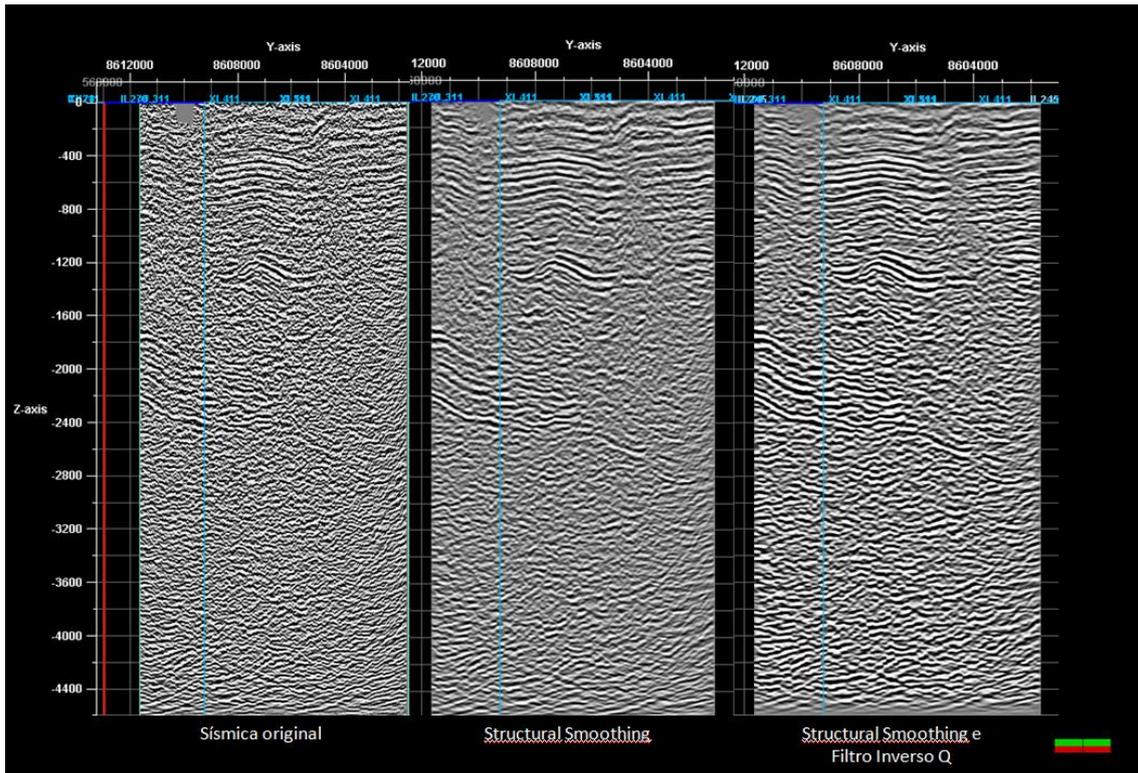


Figura 17 – *Inline* 245; comparativo entre, respectivamente, a sísmica original, a sísmica após a aplicação do filtro *structural smoothing* e sísmica após a aplicação do atributo e da filtragem inversa Q. Modificado de (NEVES, FREIRE e LUPINACCI, 2019)

É notória a diferença que o pré condicionamento proporcionou ao dado. É possível visualizar com mais clareza refletores que antes estavam mais ruidosos. Percebe-se também que há uma diminuição significativa do ruído de fundo do dado e uma maior continuidade lateral dos eventos geológicos.

Na figura 18, as setas representam um alerta para a diferença de textura do dado, onde as azuis representam o diápiro, com uma textura mais caótica e forma geométrica em domos. Já as setas amarelas mostram outro tipo de ambiente deposicional, de forma que seja realizável a identificação dos diferentes ambientes sedimentares que compõe a geologia local. O ganho na resolução sísmica, através dessa metodologia, permitiu a identificação de canais turbidíticos na *inline* e, em *timeslices*, da região que representa a junção de vários lobos turbidíticos como vistos nas figuras 19, 20 e 21, onde as linhas em azul representam a interpretação feita no dado sísmico, as linhas amarelas a calha estudada e em vermelhos as falhas interpretadas nesta seção

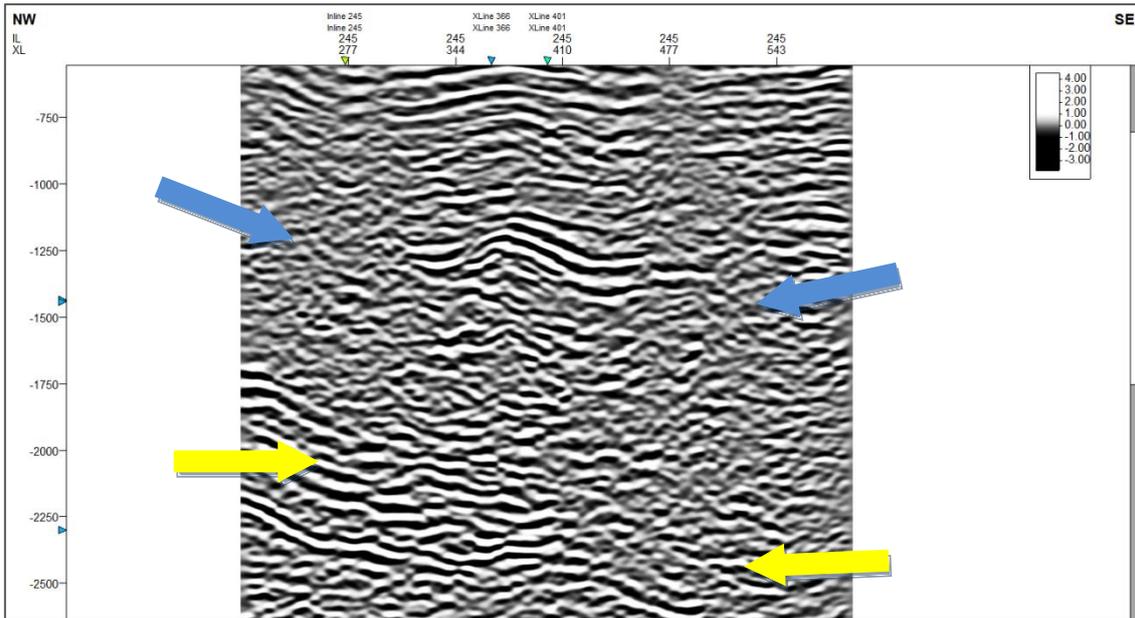


Figura 18 – *Inline245* com a utilização do atributo *structural smoothing* e a filtragem inversa Q.

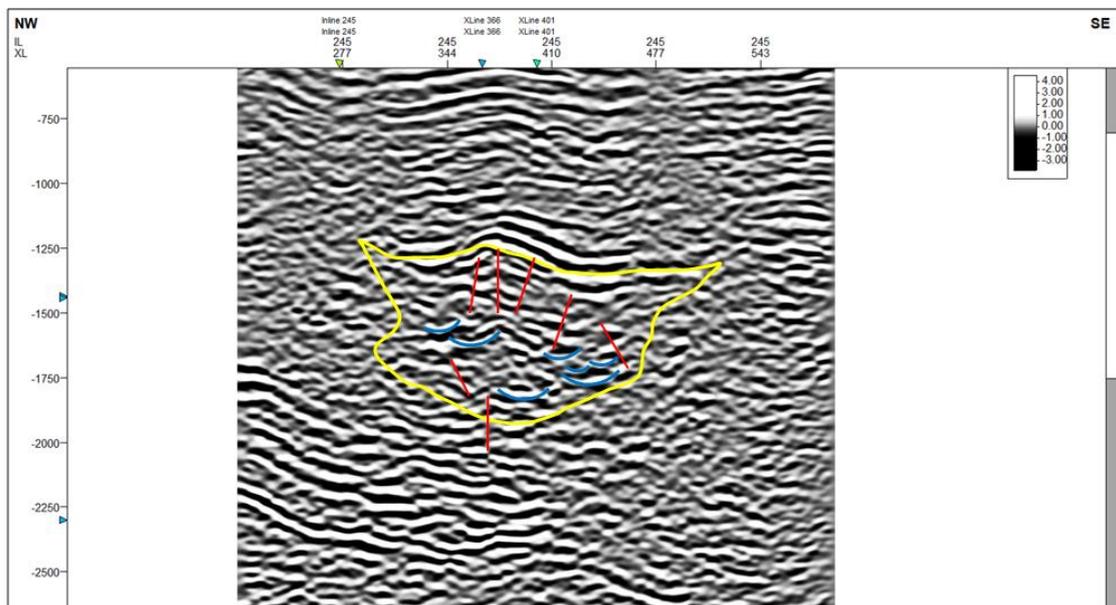


Figura 19 - *Inline245* com a utilização do atributo *structural smoothing*, a filtragem inversa Q interpretado.

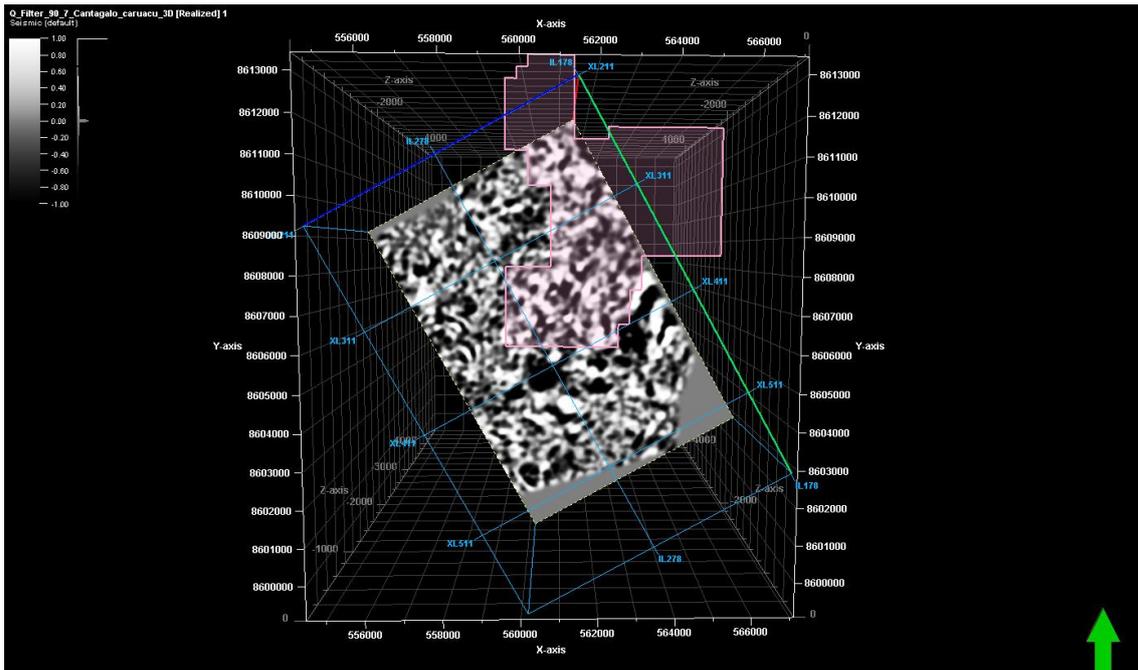


Figura 20 – *Timeslice* 1440ms com o *structural smoothing* e a filtragem inversa Q. Em rosa, o *shape file* do ring fence de Massapé.

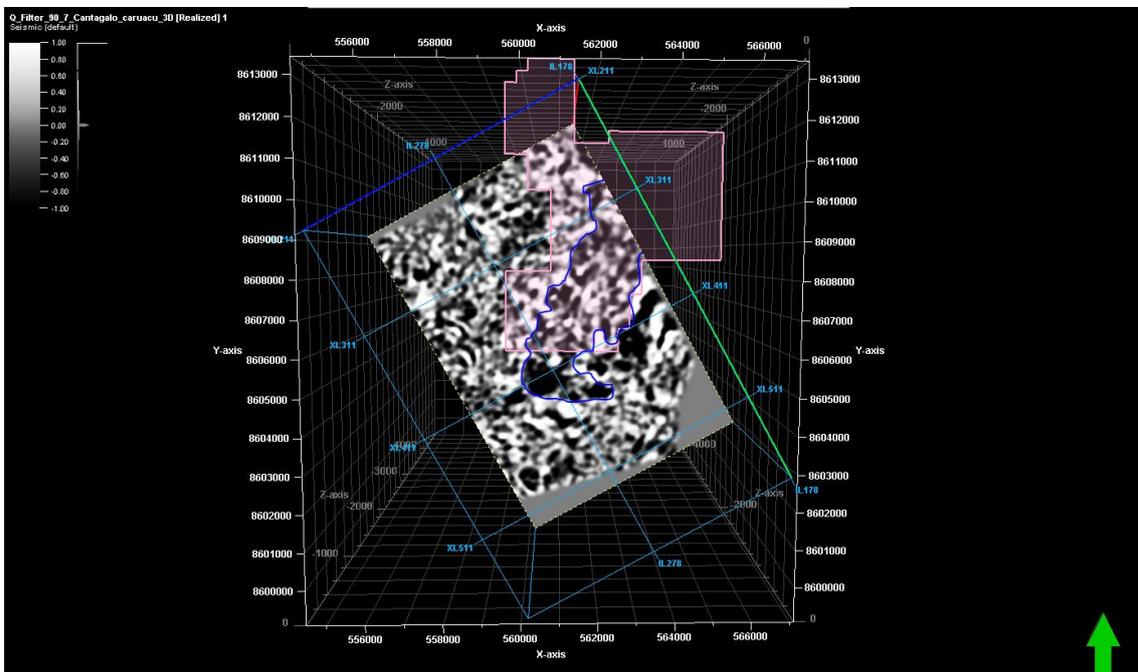


Figura 21- *Timeslice*1440 ms com o *structural smoothing* e a filtragem inversa Q. Em rosa, o *shape file* do ring fence de Massapé. Em azul, a provável região de lobos turbidíticos.

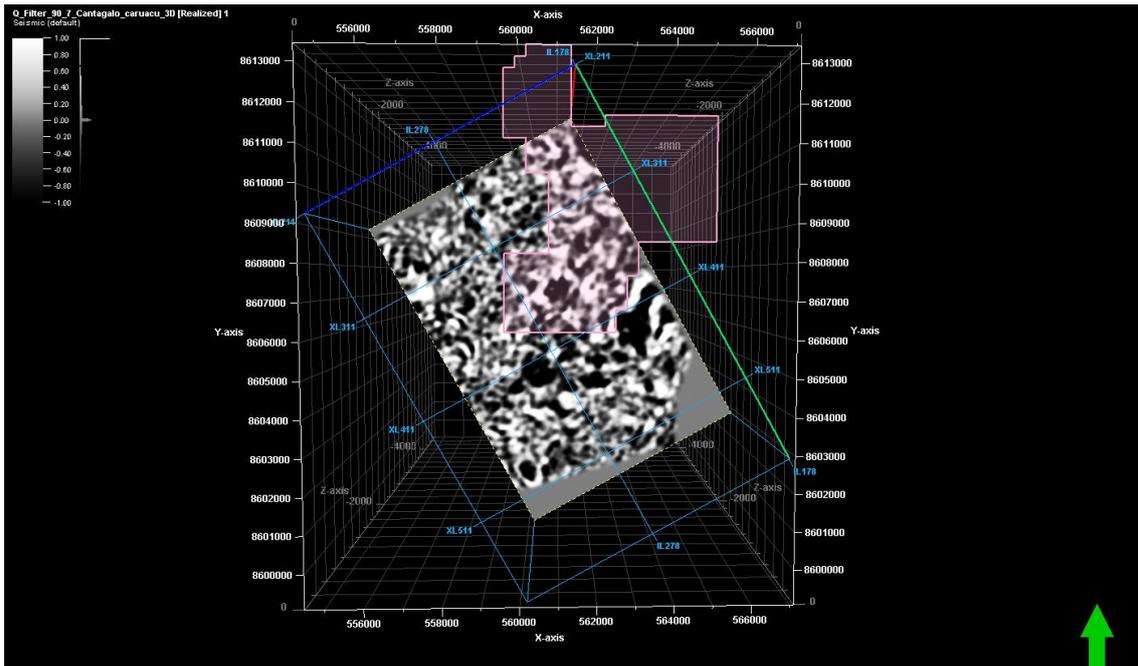


Figura 22 - Timeslice 1444 ms com o *structural smoothing* e a filtragem inversa Q. Em rosa, o *shape file* do *ring fence* de Massapê.

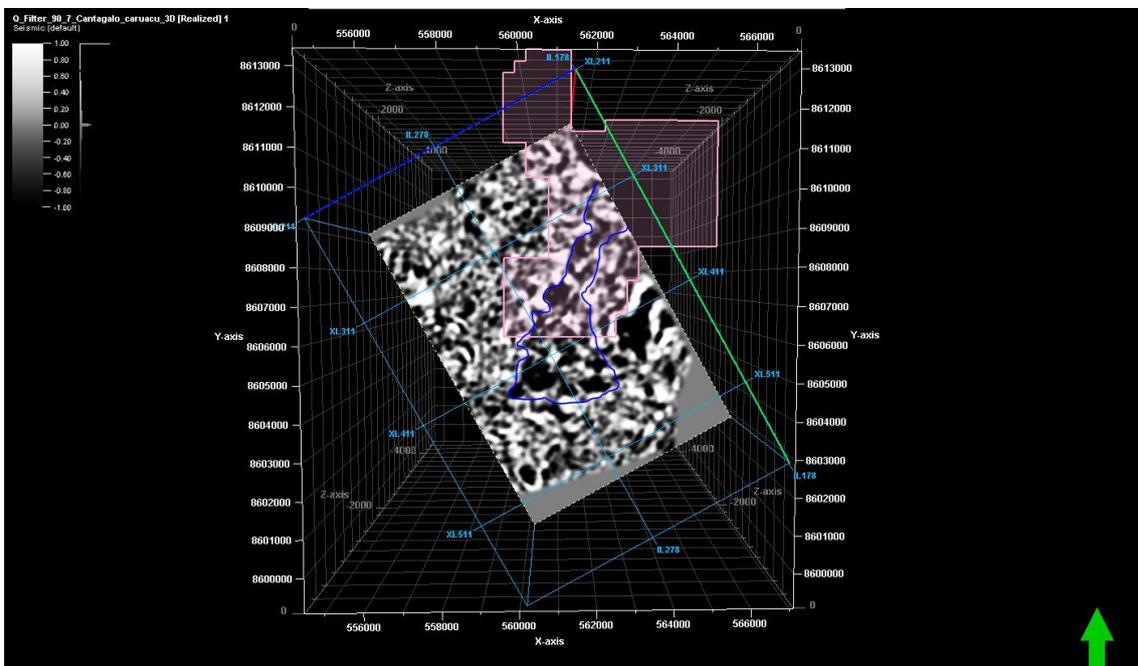


Figura 23 - Timeslice 1444ms com o *structural smoothing* e a filtragem inversa Q. Em rosa, o *shape file* do *ring fence* de Massapê interpretado, em azul, com a possível região de lobo turbidíticos

5.2. FREQUÊNCIA INSTANTÂNEA (*INSTANTANEOUS FREQUENCY*)

Um dos atributos escolhidos para aplicar ao dado foi a frequência instantânea (Figuras 24 e 25), com o intuito de melhorar a resolução sísmica de camadas finas e de identificar, através das anomalias de baixa frequência, hidrocarbonetos.

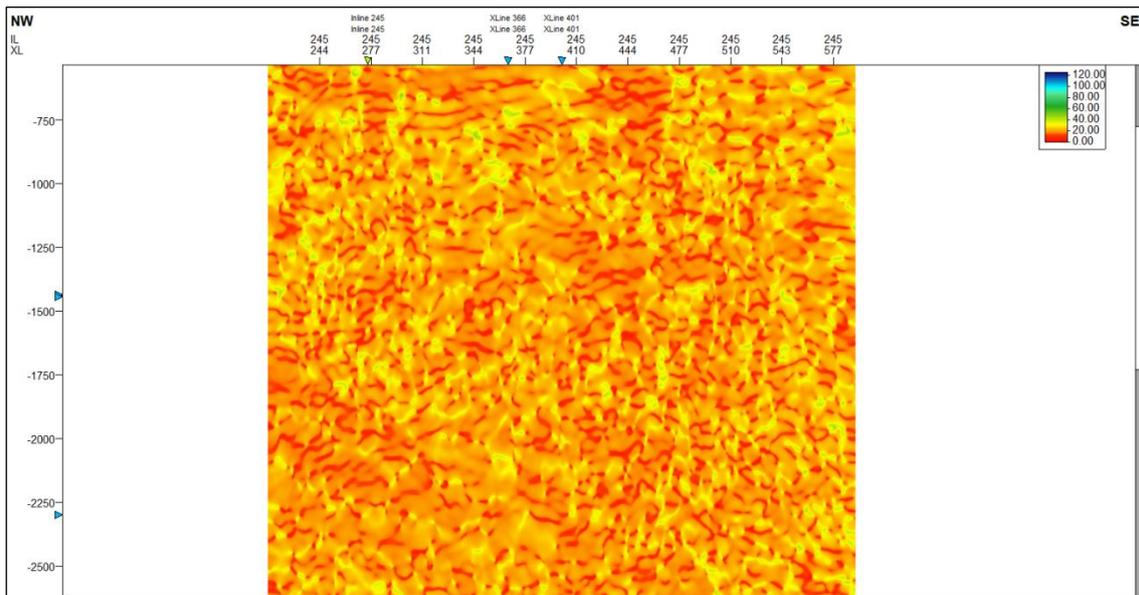


Figura 24 – *Inline 245* com a aplicação da Frequencia Instantânea.

Entretanto, como é possível perceber, este atributo se mostrou ineficaz. A resolução piorou, impedindo a visualização dos eventos geológicos, a continuidade lateral dos refletores diminuiu exponencialmente, de forma que se tornou inviável a interpretação do dado sísmico com este atributo.

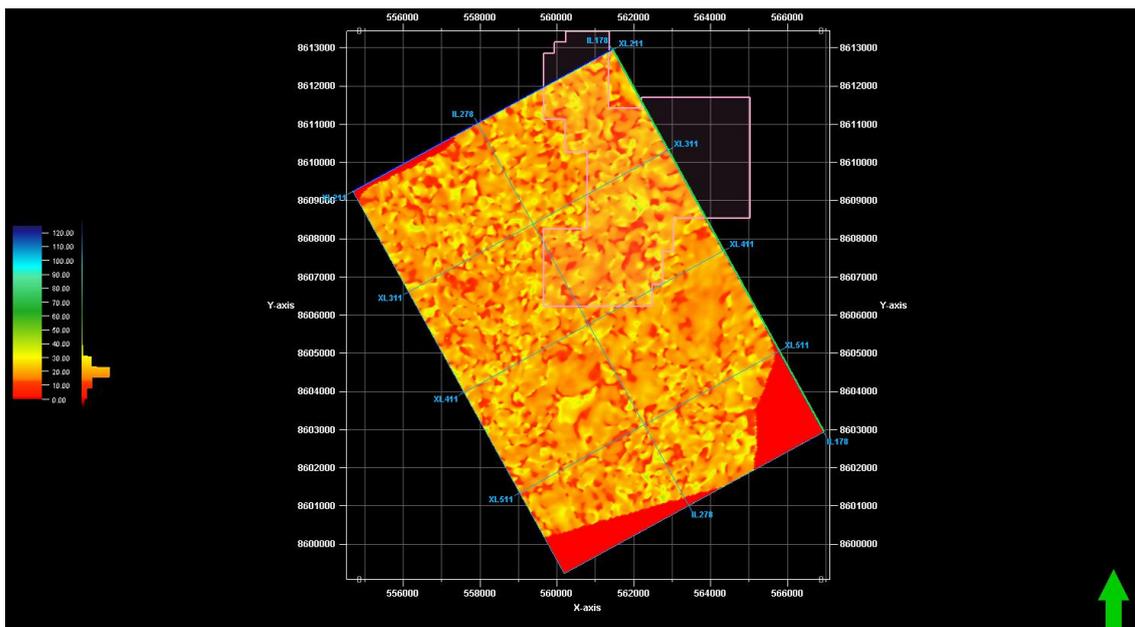


Figura 25 – *Timeslice* -1444ms com o atributo de frequência instantânea.

Em *timeslice* o resultado foi semelhante à *inline*, não foi possível identificar a região com a presença dos lobos turbidíticos.

5.3. SWEETNESS

Sendo um atributo que realça pontos suaves do dado, através da utilização do *sweetness* é possível analisar de maneira mais precisa a delimitação dos eventos geológicos que constituem o sistema deposicional nesta porção da bacia do Recôncavo. Nas figuras 26 e 27 é possível perceber que os arenitos, possivelmente saturados com hidrocarbonetos, estão mais destacadas, em azul escuro, e as regiões que são mais lamosas, suavizadas em azul claro.

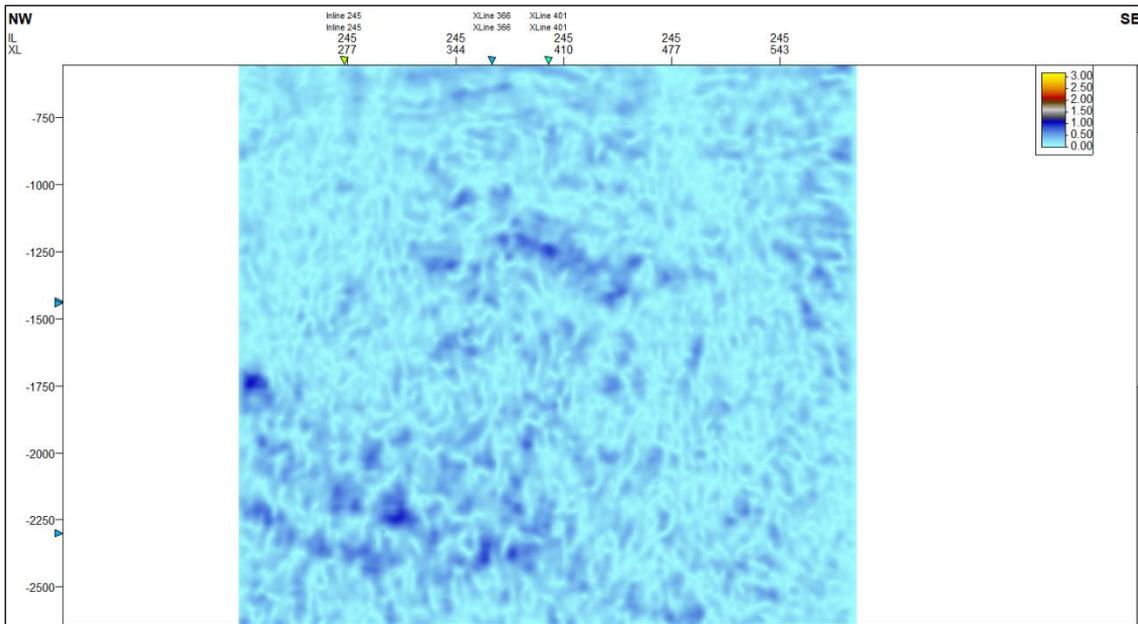


Figura 26 - Inline 245 com o atribuo *sweetness*.

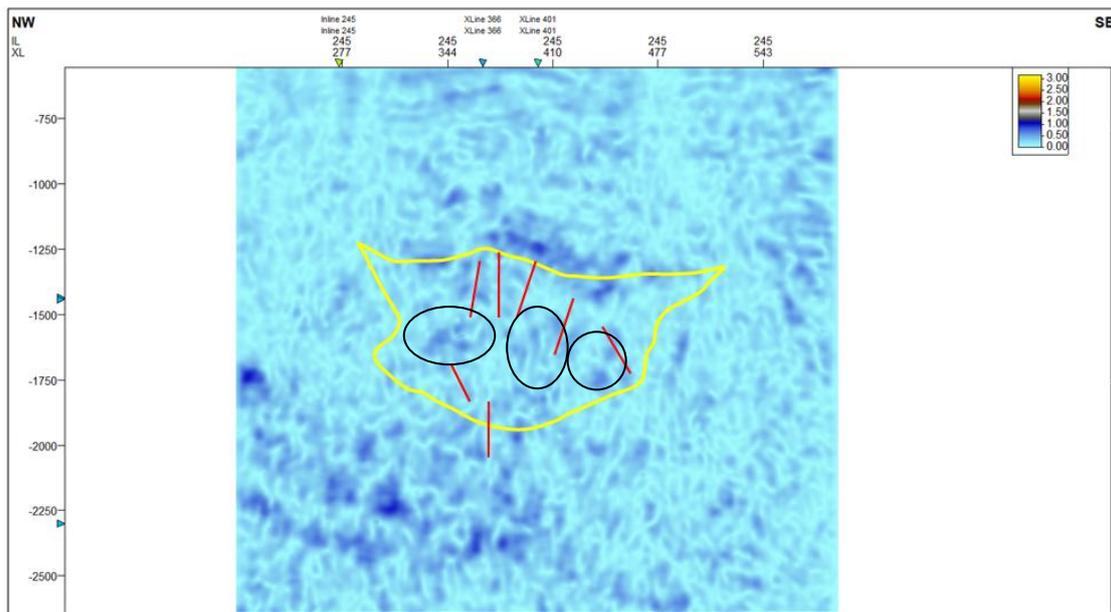


Figura 27- Inline 245 com o atribuo *sweetness* interpretado.

Na figura 27, demarcado em círculos, encontram-se os arenitos que constituem o membro Caruaçu, dentro da formação Maracangalha.

Sendo também um atributo amplamente utilizado para a identificação da região de lobos e canais turbidíticos, em análise no *timeslice* foi possível a interpretação de uma grande região de lobos turbidíticos no tempo de 1440 (Figuras 28 e 29) e de 1444ms (Figuras 30 e 31).

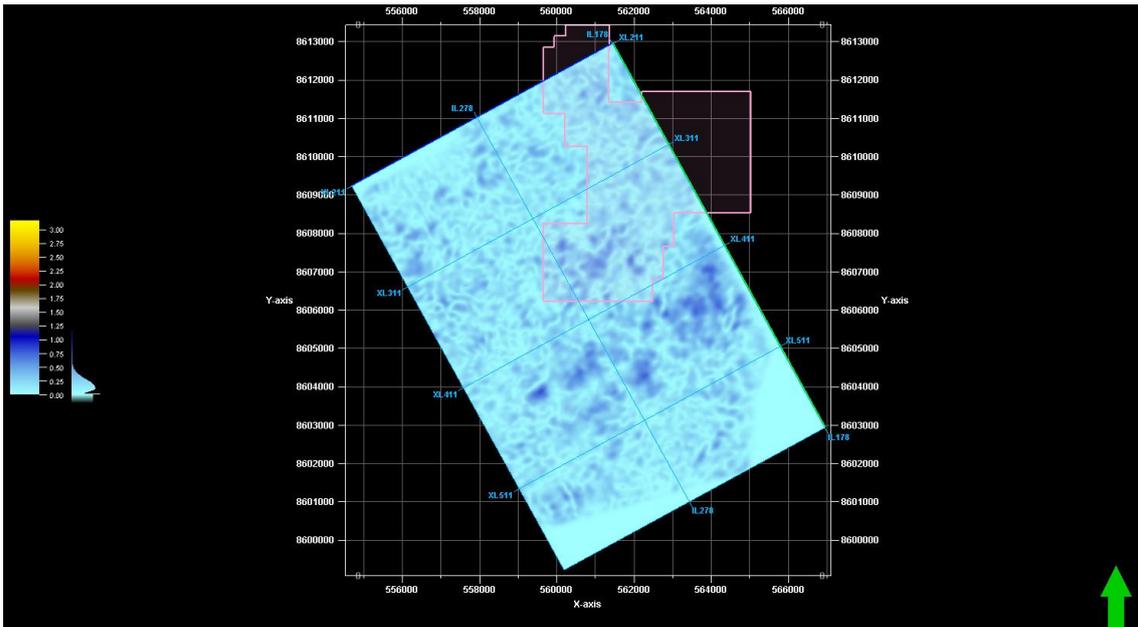


Figura 28 – *Timeslice* no tempo de 1440ms com o *sweetness*.

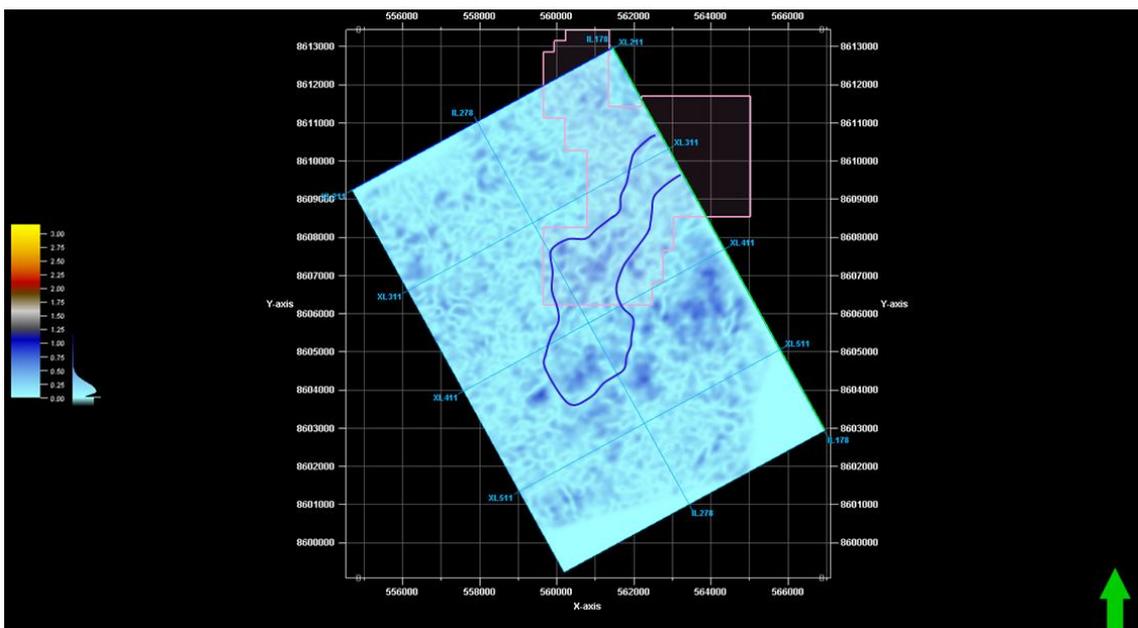


Figura 29- *Timeslice* no tempo de 1440ms com o *sweetness* interpretado com uma possível região de lobos e canais turbidíticos.

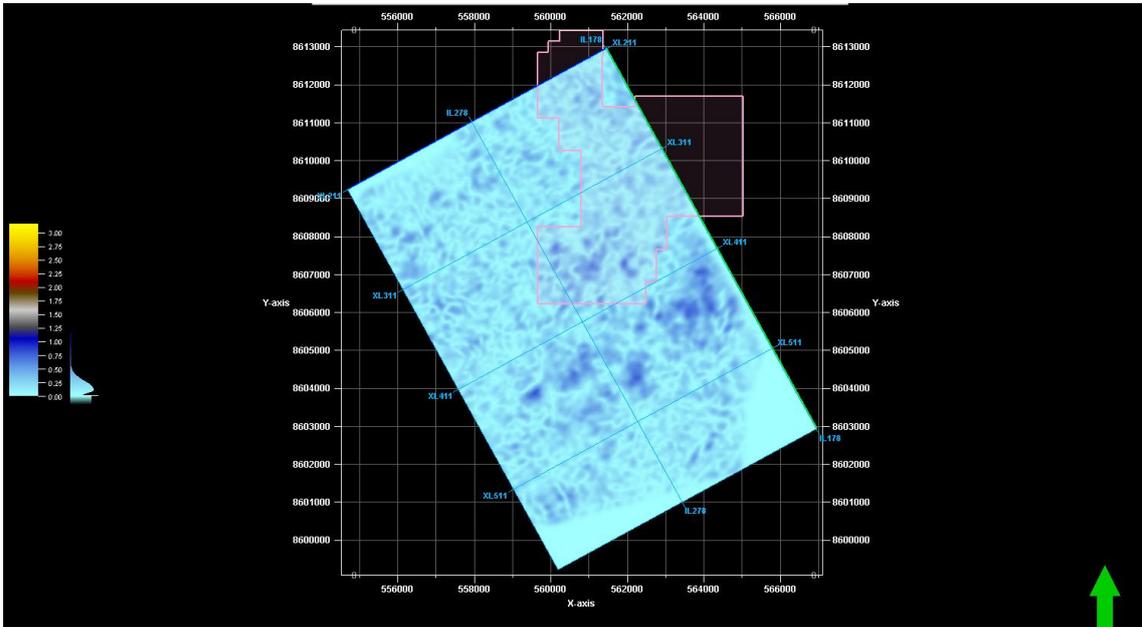


Figura 30 - Timeslice 1444ms com o atributo sweetness.

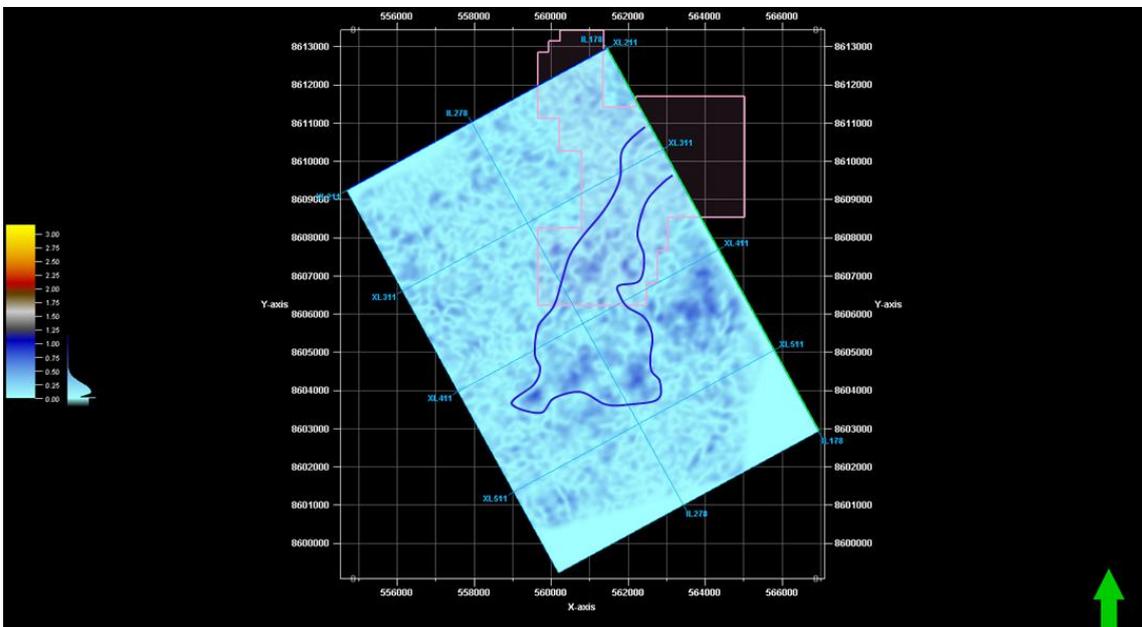


Figura 31- Timeslice 1444ms com o atributo sweetness interpretado com uma possível região de lobos e canais turbidíticos.

Após avaliar esse *timeslice* é factível inferir que, nesse tempo sísmico da formação Maracangalha, o fluxo deposicional se dá na direção de Norte para Sul. Foi possível inferir, em ambos os tempos sísmicos, as regiões de lobos e canais turbidíticos, demarcadas em azul.

5.4. FASE INSTANTÂNEA (*INSTANTANEOUS PHASE*)

Aqui, tem-se o resultado da aplicação do atributo de fase instantânea, cujo objetivo é a identificação de continuidade lateral e a delimitação dos eventos geológicos. Sendo assim, é possível identificar as falhas, em vermelho, e os canais turbidíticos, em preto, encontrados no interior da calha interdiapírica (Figuras 32 e 33).

Considerando a natureza do atributo, é possível notar também a diferença de textura onde se tem a calha e onde se tem o diápiro. Na figura 31, as setas azuis representam o diápiro de folhelho e as setas amarelas representam camadas com outros tipos de formações.

O ganho na resolução da continuidade lateral dos fenômenos geológicos favoreceu a identificação das falhas e de alguns canais na *inline*. Entretanto, em *timeslice* o resultado não foi tão próspero (Figuras 34 e 35). O dado não mostra uma boa qualidade, impossibilitando a identificação da região que comporta o conjunto de lobos e canais turbidíticos existentes da parte mais rasa da Formação Maracangalha.

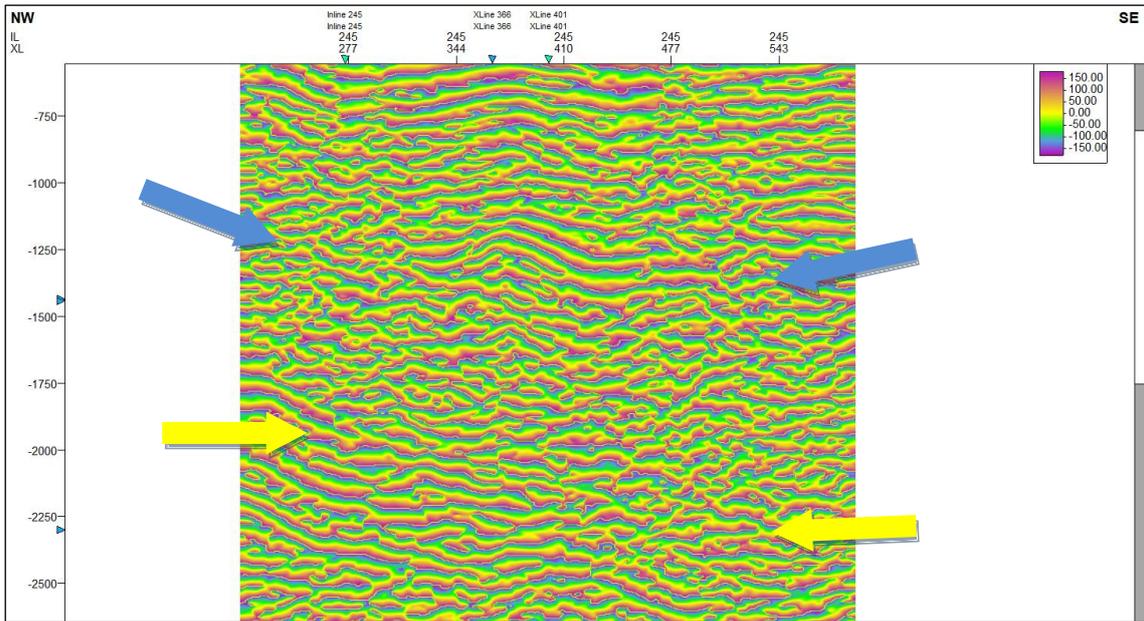


Figura 32 - Inline 245 com o atributo de fase instantânea.

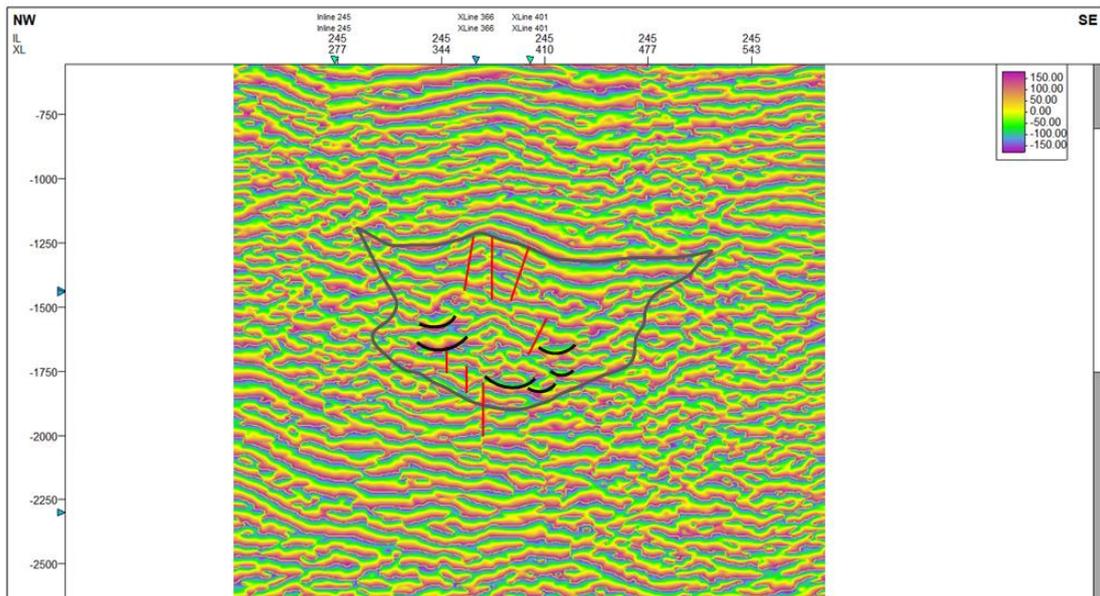


Figura 33- Inline 245 com o atributo de fase instantânea interpretado.

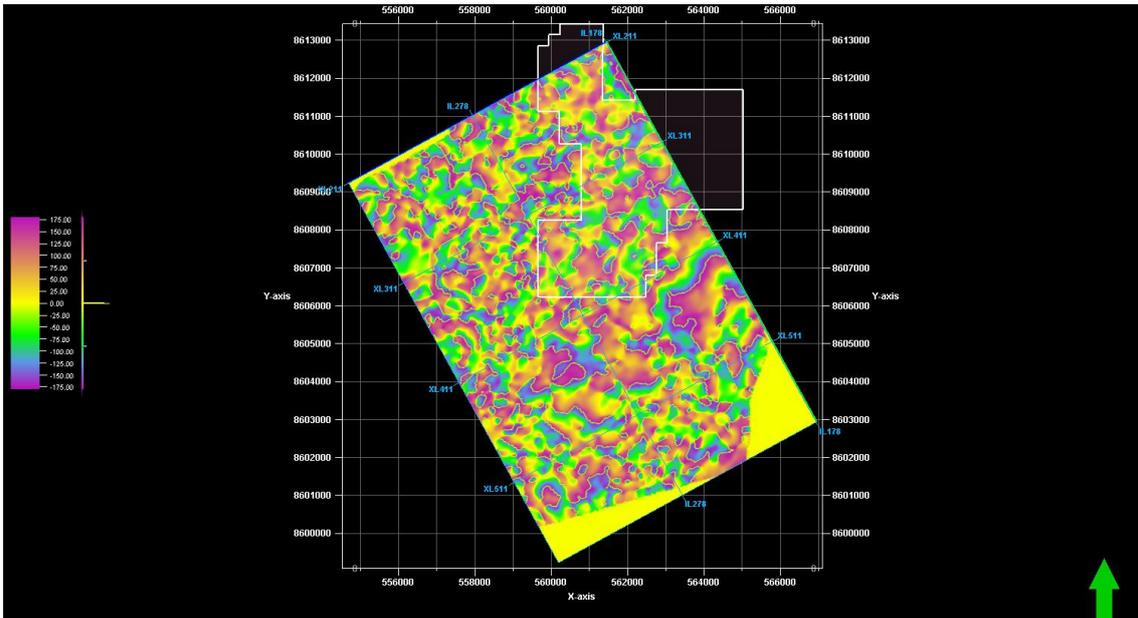


Figura 34 – Timeslice 1440ms com o atributo de fase instantânea.

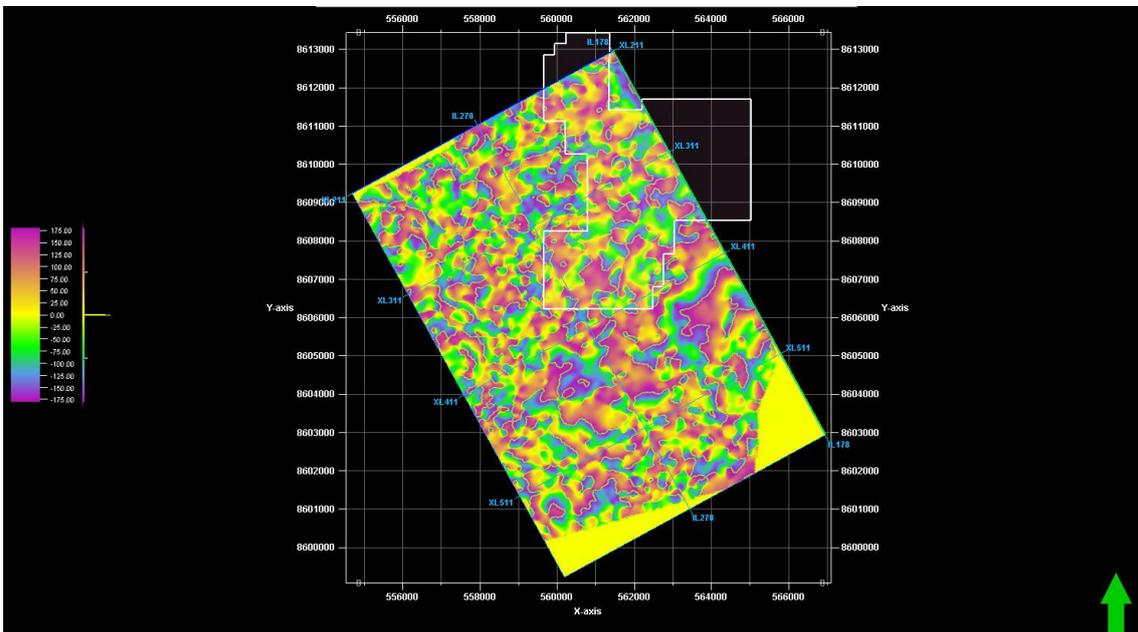


Figura 35- Timeslice 1444ms com o atributo de fase instantânea.

5.5. IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA (*RELATIVE ACOUSTIC IMPEDANCE*)

Por se tratar de uma inversão, este é o atributo que mais traz informação da geologia em subsuperfície. A impedância acústica relativa expressa em mapa sísmico o realce dos arenitos do Membro Caruaçu, onde se tem valores de impedância acústica altos. Sendo assim, juntamente com a escolha apropriada da escala de cores, é possível perceber picos de cor amarela da assinatura sísmica dos arenitos, potenciais reservatórios (Figuras 36 e 37).

A diferença entre textura das camadas diápirizadas e não-diápirizadas ficou muito evidenciado, de forma a colaborar com a melhor delimitação das paredes do folhelho (Figura 37). Na figura 38, tem-se a *inline* 245 interpretada onde, em branco, estão evidenciadas os arenitos e, em verde, são as falhas dentro da calha. As setas azuis representam o diápiro e as amarelas as camadas estratigráficas diferentes de folhelhos.

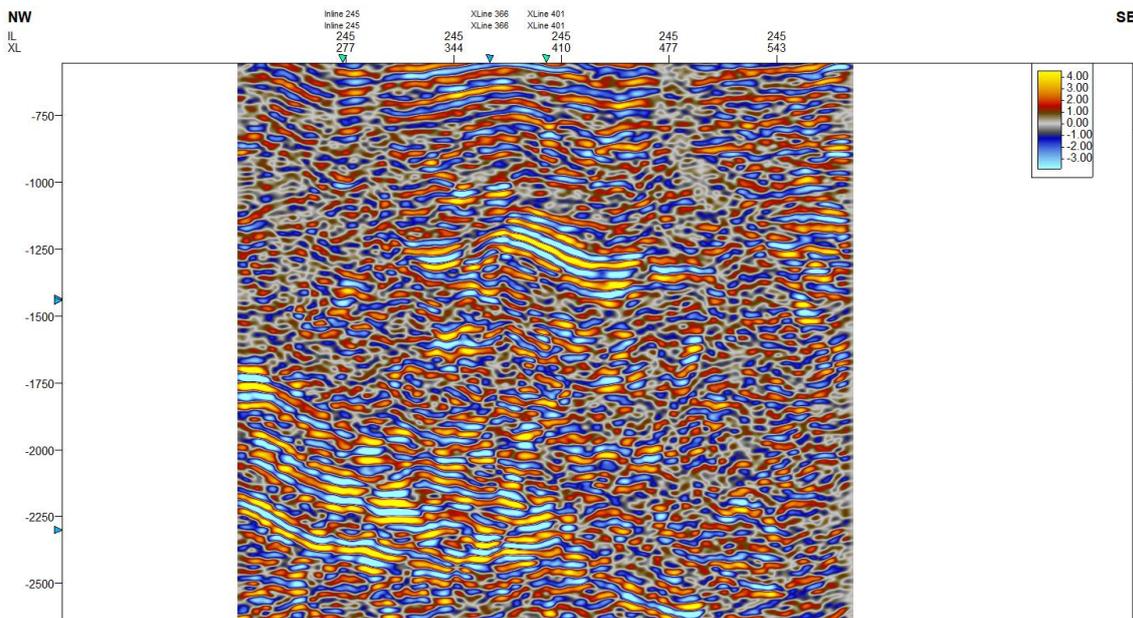


Figura 36- InLine245 com o atributo de Impedância acústica relativa.

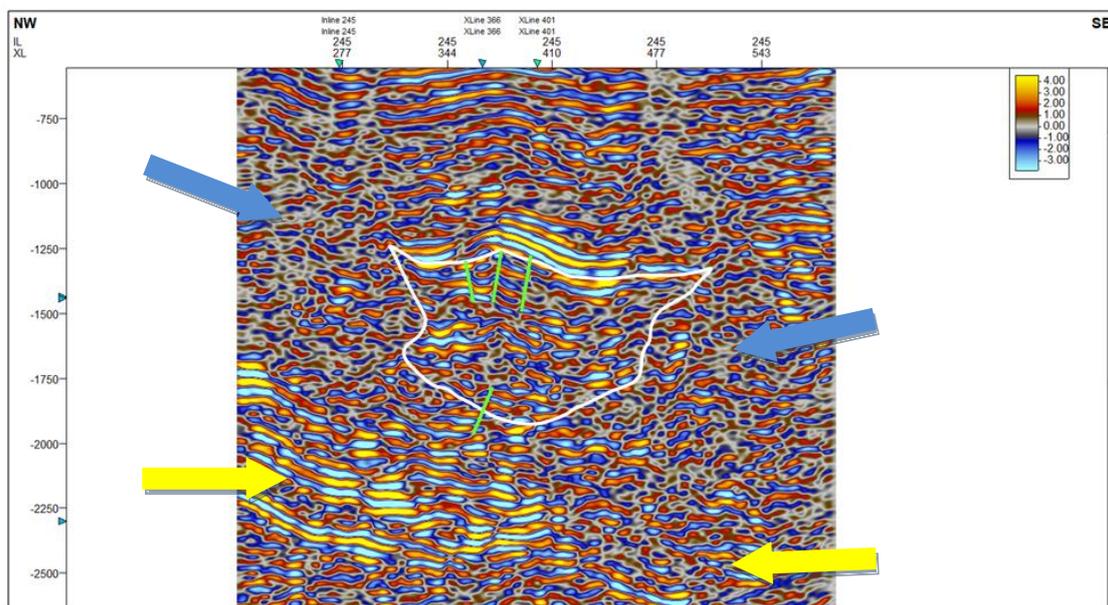


Figura 37 - InLine 245 com o atributo de impedância acústica relativa interpretada.

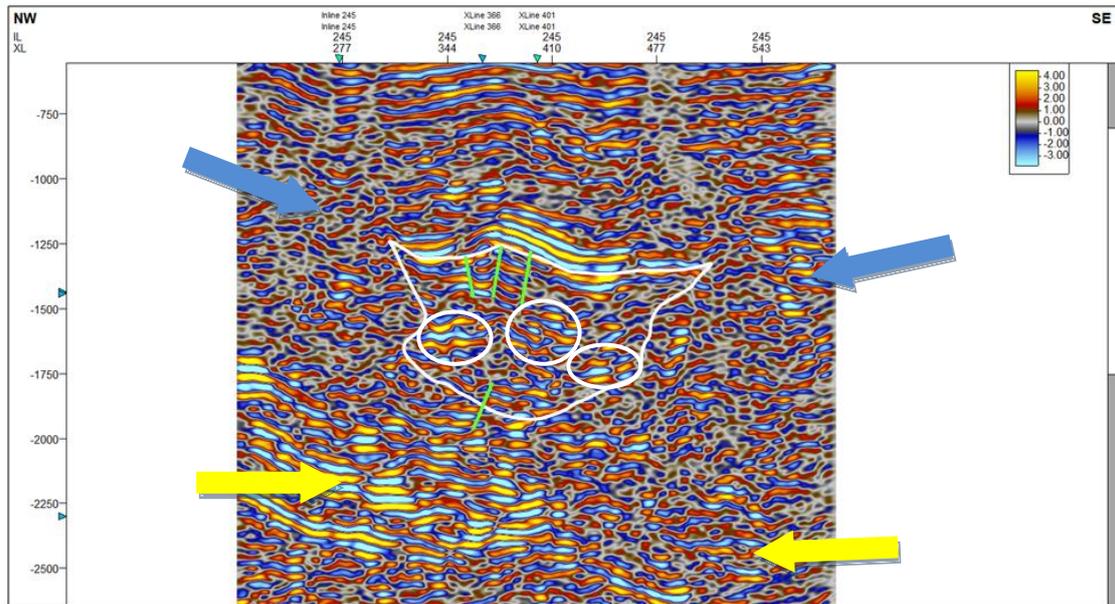


Figura 38 -*Inline 245* com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.

Este atributo foi analisado também em *timeslice*, onde foi possível a identificação dos lobos turbidíticos nos tempos de 1440ms (Figuras 39 e 40) e 1444ms (Figuras 41 e 42), novamente confirmando a direção deposicional do fluxo sedimentar de Norte para Sul, neste intervalo geológico.

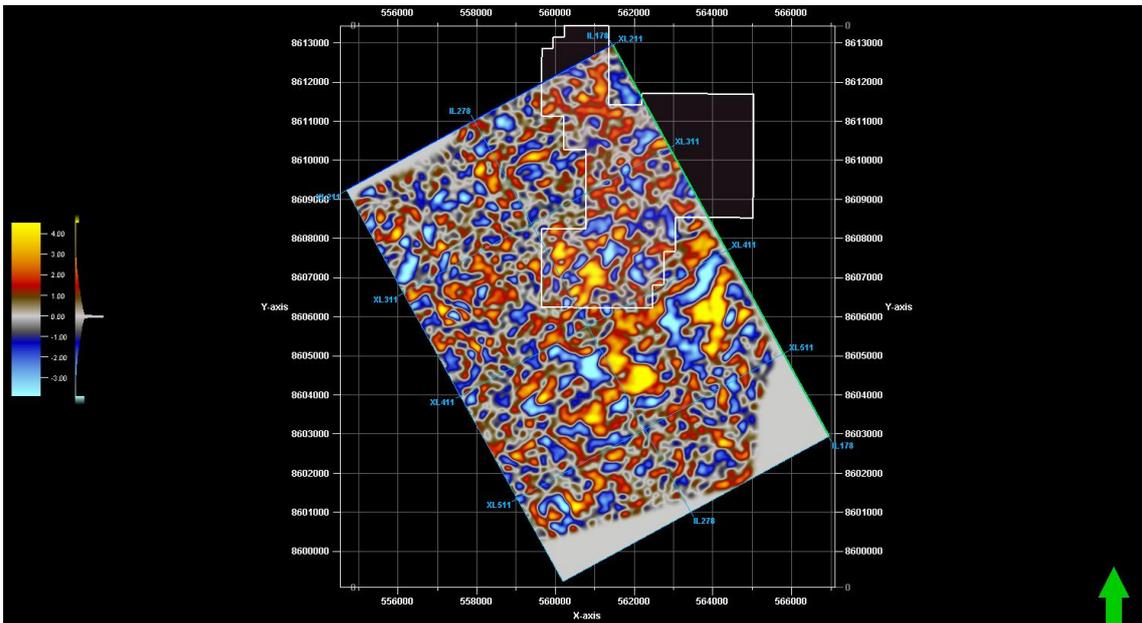


Figura 39- *Timeslice* 1440ms com o atributo de Impedância acústica relativa.

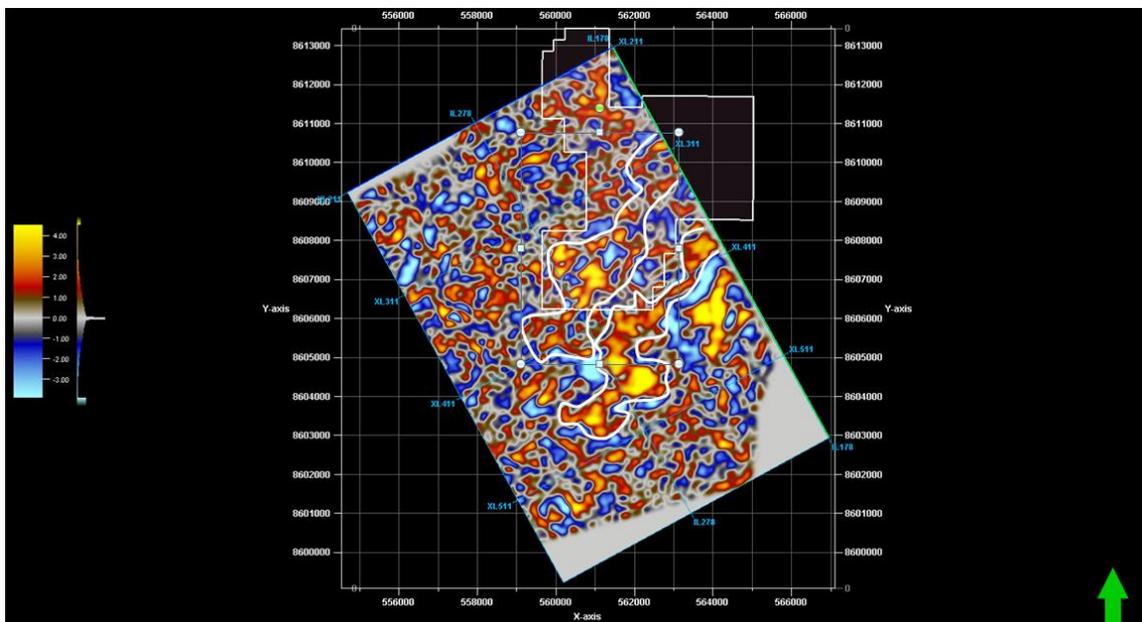


Figura 40 - *Timeslice* 1440ms com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.

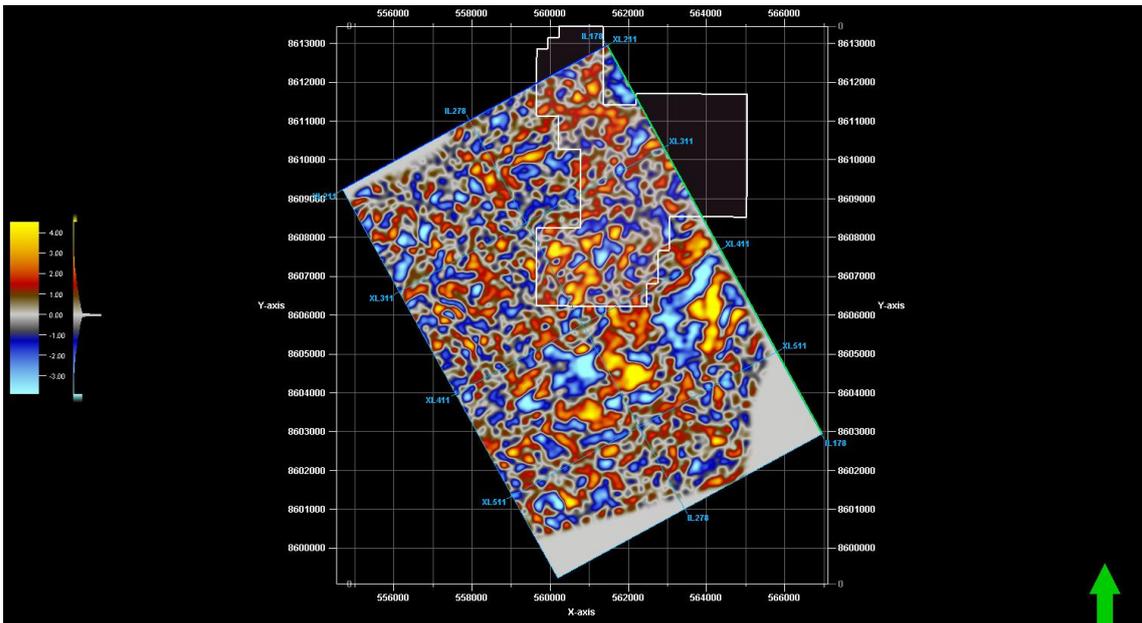


Figura 15 - Timeslice 1444ms com o atributo de Impedância acústica relativa.

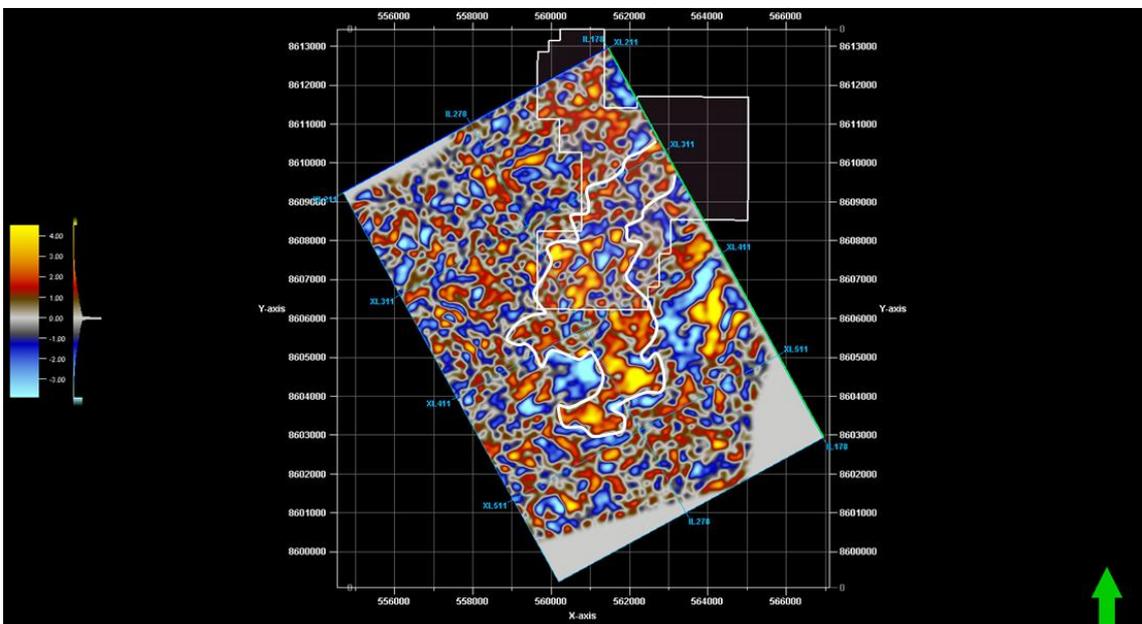


Figura 42- Timeslice 1444ms com o atributo de Impedância acústica relativa interpretado.

A impedância acústica relativa se mostrou eficaz tanto na *inline* quanto no *timeslice*, favorecendo a interpretação das regiões de interesse comercial, além de sugerir potenciais zonas de lobos e canais, que novamente reforçam o sentido deposicional no membro Caruaçu 1, relacionado à parte mais rasa dentro da formação Maracangalha.

5.6. CHAOS

O atributo *chaos* foi utilizado com a intenção de ressaltar padrões de desordem no sinal a fim de visualizar canais e zonas de falhas, além de melhorar a visualização dos diápiros (Figuras 43 e 44).

O imageamento foi melhorado de maneira que é factível o reconhecimento, dos diápiros de folhelho no dado sísmico (*timeslices*), além de ressaltar as zonas de falhas. Por ressaltar no mapa sísmico regiões caóticas (Figuras 45 e 46), as falhas são representadas em vermelho na escala de cores utilizada na exibição deste atributo. Na figura 44, as falhas são interpretadas em verde e os canais em amarelo.

Embora este atributo seja muito utilizado para interpretações em *timeslice*, nesse estudo não se mostrou tão eficiente para a identificação dos lobos e canais turbidíticos. Contudo, este atributo realçou a presença dos diápiros de folhelho a NW e a SE do *ring fence* de Massapê..

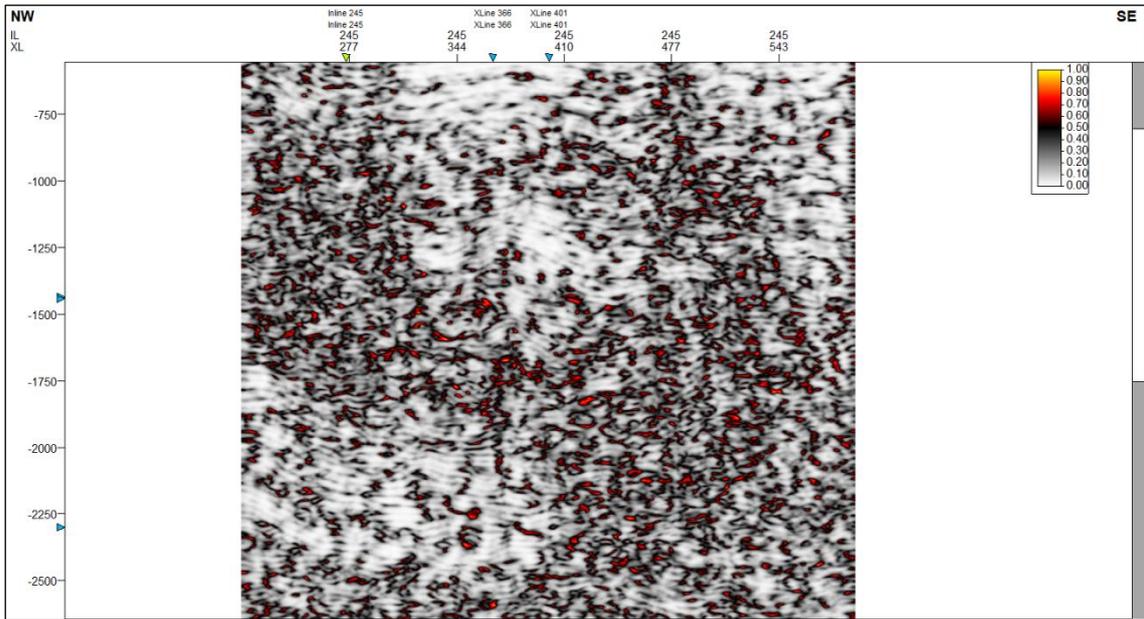


Figura 43- Inline 245 com o atributo *chaos*.

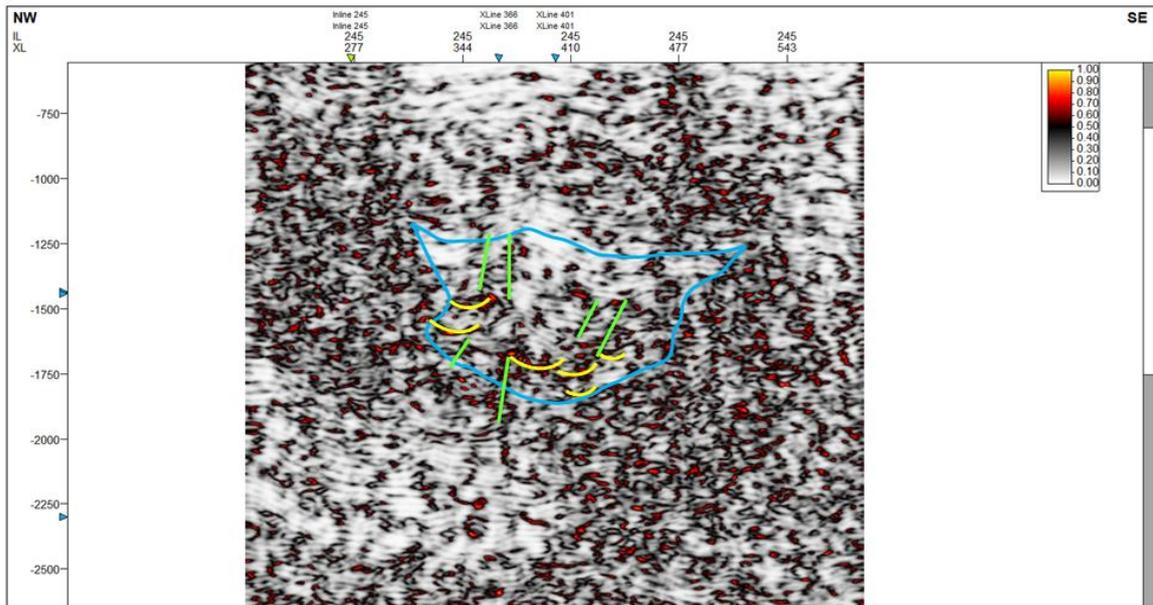


Figura 44- Inline 245 com o atributo *chaos* interpretado. Notar os diápiros a NW e a SE da calha, onde o atributo sinalizou zonas caóticas.

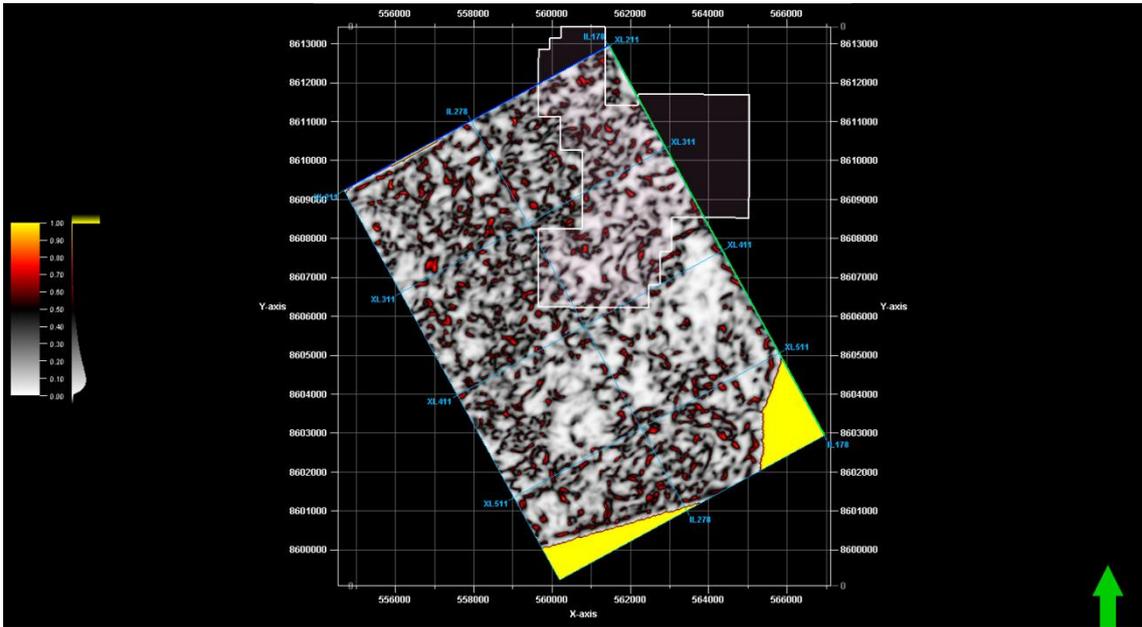


Figura 45– Timeslice 1440ms com o atributo *chaos*.

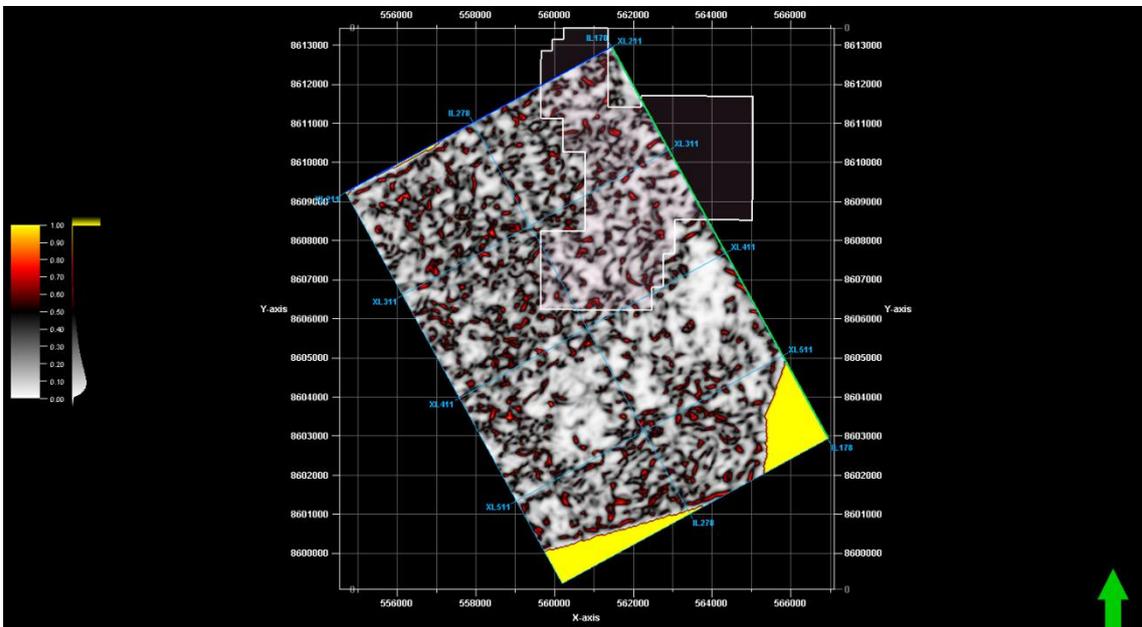


Figura 46 - Timeslice 1444ms com o atributo *chaos*.

6.. CONCLUSÃO

Com o uso do *Structural Smoothing* e a filtragem inversa Q foi factível a diminuição do ruído presente no dado, favorecendo assim uma melhor interpretação. A utilização dessas duas ferramentas possibilitou um melhor aproveitamento da aplicação dos atributos sísmicos, de forma que fosse possível a identificação do diápiro, da calha interdiapírica e, em seu interior, dos canais turbidíticos, areias do membro Caruaçu e das principais falhas. Sendo assim, os atributos que melhor ressaltaram os refletores sísmicos, revelando assim a existência de canais e lobos turbidíticos foram o *chaos*, a fase instantânea e a impedância acústica relativa. Os atributos *sweetness* e impedância acústica relativa também se mostraram eficientes. Já no âmbito da interpretação estrutural, o uso da fase instantânea e do *sweetness* se mostraram muito relevantes. Infelizmente, o atributo de frequência instantânea, que se acreditava ser útil, se mostrou descartável, pois seu resultado mostrou-se inconclusivo. Com a interpretação dos *timeslices*, é factível inferir que a orientação da deposição de sedimentos na região mais rasa dentro da calha, formação Maracangalha, se dá na direção Norte para Sul. Dessa forma, é notória a importância da utilização dos atributos sísmicos para atingir um melhor e mais confiável resultado das interpretações sísmicas, se mostrando, dessa forma, uma grande ferramenta geofísica para possibilitar uma melhor avaliação dos dados sísmicos 3D, otimizando a exploração de hidrocarbonetos.

7. BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, G. N. E. B. **Boletim de produção de petróleo e gás natural**. [S.l.]. 2018.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Massape.pdf>.

ANP. **ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cantagalo.pdf>.

ANP. Agência Nacional De Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cexis.pdf>.

BARNES, A. E. **Handbook of Poststack Seismic Attributes**. USA: Society of Exploration Geophysicists, 2016.

BUENO, G. **Considerações sobre a sedimentação e origem do paleocanyon de taquipe, bacia do Recôncavo, Brasil**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto. [S.l.]. 1987.

CHOPRA, S.; CASTAGNA, J. P.; XU, Y. When Thin Is In – Relative Acoustic Impedance Helps. **Frontiers + Innovation**, Alberta, 2009.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. **Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization**. EUA: Society of Exploration Geophysicists, 2007.

ISKE; RANDEN. **Mathematical methods and modeling in hydrocarbon exploration and production**: Springer-Verlag, 2005.

KOSON, S.; CHENRAI, P.; CHOOWONG, M. **Seismic Attributes and Their Applications in Seismic Geomorphology. Seismic attributes and seismic geomorphology**, 2014.

LUPINACCI, W. M.; OLIVEIRA, S. A. M. Q factor estimation from the amplitude spectrum of the time-frequency transform of stacked reflection seismic data. **Journal of Applied Geophysics**, p. 202-209, 2015.

MAGNAVITA, L. P.; SILVA, R. R.; SANCHES, C. P. Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, p. 301-334, 2005.

MILHOMEM, P. D. S. et al. Bacia do Recôncavo. **Bacias Sedimentares Brasileiras.**, vol. 1, p. 1-10, 2003.

NETTO, A. S. T.; OLIVEIRA, J. J. O preenchimento do rift-valley na bacia do Recôncavo. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 15, 1985.

NEVES, I. D. A.; FREIRE, A. F. M.; LUPINACCI, W. M. The influence of shale diapirs on turbidite stages distribution in the Cexis, Cantagalo and Massapê Fields, Recôncavo Basin, Bahia., 2019.

OLIVEIRA, M. S. D. **Análise Sísmica Usando Transformada Curvelet**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. [S.l.]. 2011.

OLIVEROS, R. B.; RADOVICH, B. J. Image-processing display techniques applied to seismic instantaneous attributes on the Gorgon gas field, North West Shelf, Australia. **67th Annual International Meeting, SEG**, 1997.

REDINI, N. A. H. E.; ALI BAKR, A. M.; DAHROUG, D. M. Seismic data interpretation for hydrocarbon potential, for Safwa/Sabbar field, East Ghazalat onshore area, Abu Gharadig basin, Western Desert, Egypt. **NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics**, Dezembro 2017. 287-299.

SALES, T. D. S. **Processamento e modelagem bidimensional de dados gravimétricos para investigação do embasamento no compartimento sul da Bacia do Recôncavo**. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro. 2018.

SANTOS, C. D.; CUPERTINO, J.; BRAGA, J. E. Síntese sobre a geologia das bacias do recôncavo, tucano e jatobá. In: _____ **Origem e evolução das Bacias Sedimentares**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990.

SANTOS, C. F. Ciclicidade ao tempo do andar buracica (neobarremiano) da bacia do Recôncavo. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 35, 2005.

SCHLUMBERGER. *Interpreter's Guide to Seismic Attributes*.

SILVA, O. B. D. Bacia do Recôncavo. **Boletim de Geociências da Petrobras**, p. 423-431, 2007.

SIMM, R.; BACON, M. **Seismic Amplitude An Interpreter's Handbook**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2014.

SUBRAHMANYAM, D.; RAO, P. H. Seismic Attributes- A Review. **7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics**, 2008.

TANER, M. T. Seismic attributes. **Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder**, 2001.

WANG, W. et al. STRUCTURE-ORIENTED GAUSSIAN FILTER FOR SEISMIC DETAIL PRESERVING SMOOTHING, 2009.

WANG, Y. **Seismic Inverse Q Filtering**. [S.l.]: Blackwell Publishing Ltd, 2008.