

Faturas regionais são desenvolvidas em grandes áreas da crosta terrestre, com relativamente poucas mudanças nas estruturas de orientação transversal local, sem afastamento do plano de fratura, e perpendicularmente à superfície da cama grande. Essas fraturas são comumente desenvolvidas em conjuntos ortogonais e muitas vezes mudam um pouco de direção de formação para a formação.

Faturas tectônicas têm sua origem associada a um evento tectônico local, são formados pela aplicação de forças de superfície, e podem ser classificadas como falhas relacionadas com sistema de fraturas ou, sistemas às vezes relacionados com fraturas. Nelson (2001) observara que a maioria das fraturas tectônicas em afloramento tendem a serem fraturas de cisalhamento, mas localmente podem ser detectadas algumas dobras em ambientes de compressão, onde a deformação é dominada por fraturas em extensão. A relação entre a falha e a fratura permite a determinação de tensões principais ou cargas, no momento da formação. A orientação de um plano de falha e as fraturas associadas a ela, geralmente indicam a direção do movimento de falha (Figura 15). A evolução do estresse e da tensão durante o processo de formação de uma dobra na rocha é muito complexo e os padrões de fraturas que se desenvolvem dentro da dobra também são complexas. A descrição da geometria da fratura de dobras é apresentada na Tabela 4.

Faturas contracionais são o resultado de dessecação, sinérese, gradientes térmicos e mudanças de fase mineral, fraturas em geral, tensão ou extensão associada com uma redução em massa de volume de rocha. O recurso de redução de volume, neste caso, pode ser muito importante para a produção de hidrocarbonetos. Porque essas fraturas são desenvolvidas por forças internas ao corpo, em vez de forças externas, a sua distribuição não é necessariamente restrita a estruturas geológicas locais como em tectônica. Um exemplo da importância dessas fraturas na produção de gás é o Campo Panoma em Kansas e Oklahoma.

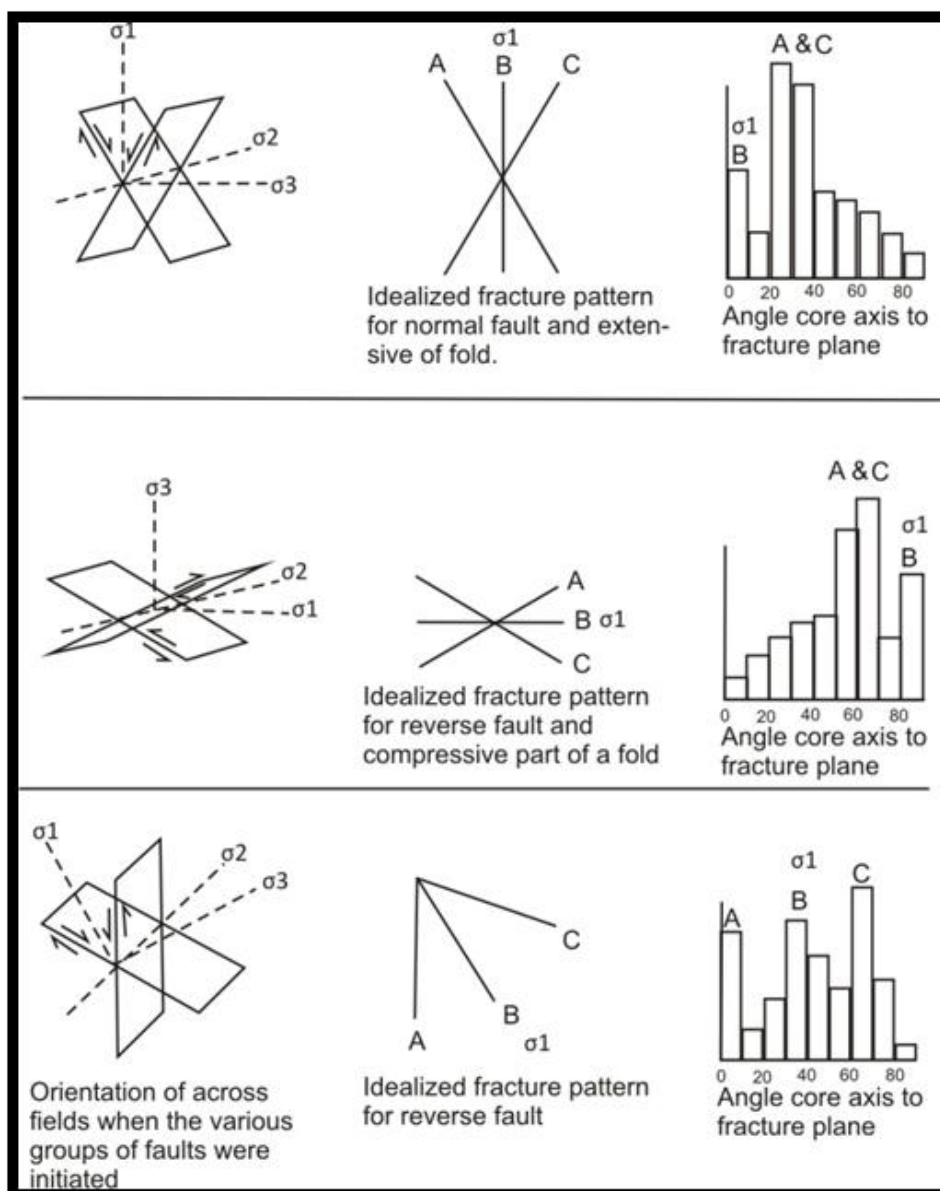


Figura 15 – Correlação entre tensão, orientações das fraturas derivadas dessas tensões, e a resultante de histogramas dip.

Fonte: Nelson (2001).

Fraturas relacionadas a superfícies são desenvolvidas devido à aplicação de forças de corpo e incluem fraturas desenvolvidas durante o descarregamento, a liberação do stress armazenado e tensão, a criação de superfícies livres ou limites sem suporte, e intempéries em geral. O termo fraturas de intemperismo é usado por Nelson (2001) para descrever fraturas relacionadas a diversos processos de meteorização mecânica, como pequenos colapsos e subsidência.

Tabela 4 – Geometria de fraturas

FRACTURE GEOMETRY			
TYPE SET	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_3$
I	parallel to dip direction parallel to bedding	perpendicular to bedding	parallel to bedding
II	perpendicular to dip direction parallel to bedding	perpendicular to bedding	parallel to bedding
III	(1) perpendicular to bedding	parallel to bedding strike	parallel to dip direction
	(2) parallel to dip direction	parallel to bedding strike	perpendicular to bedding
IV	parallel to bedding	parallel to bedding strike	perpendicular to bedding
V	at an angle to bedding plane (dihedral angle)	parallel to bedding strike	at an angle to bedding plane (90° - dihedral angle)

Fonte: Nelson (2001)

*I – associated with bending in strike section      II – associated with bending in dip section*

*III – associated with bending in cross-section: 1. Extensional, 2. Compressional*

*IV – associated with fold-related thrusting      V – associated with bedding plan slip*

## **5 OCORRÊNCIAS DE FRATURAS E CONTROLE ESTRUTURAL – CAMPOS DE CANDEIAS E RIO UNA COMO EXEMPLOS DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE FOLHELHOS**

O Campo de Candeias é a descoberta mais antiga de campo de petróleo na Bacia do Recôncavo (1941). Produz principalmente de turbiditos localizadas no Membro Gomo, mas as unidades pré-rifte também contribuem para essa produção.

Em 1958, o poço 7-C-135-BA foi perfurado, durante a fase de desenvolvimento do campo. Chegou a um intervalo de folhelho fraturado do Membro Gomo e tem produzido um volume excepcional de óleo (mais de mil barris por dia, durante pelo menos vinte e oito anos). A seção do Membro

Gomo é apresentada na Figura 16 e na Figura 17 onde se pode observar o perfil elétrico deste poço mostrando o intervalo produtor de folhelho fraturado.

Folhelhos naturalmente fraturados do Membro Gomo (Figura 18) são descritos como importantes rochas produtoras de petróleo no Campo Candeias

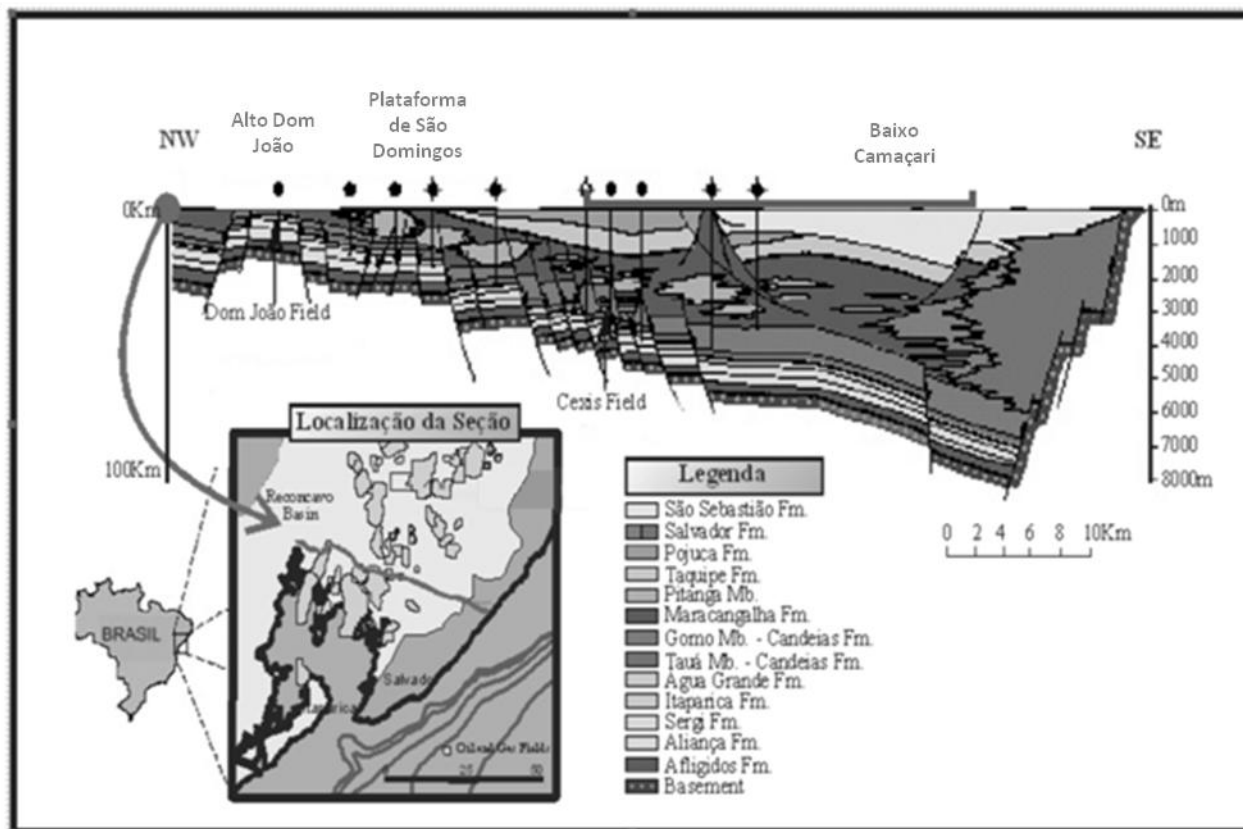


Figura 16 – Seção geológica regional dip na Bacia do Recôncavo.  
Fonte: O autor (modificado de ANP, 2002)

e áreas próximas. As fraturas são subverticais, até 0,5 cm de largura de abertura, e preenchidas por cristais de barita, calcita e quartzo idiomórfico com inclusões de óleo (SARZENSKI e SOUZA CRUZ, 1986). Uma média de três fraturas por 10 metros foi amostrado por testemunhos, o que dá uma porosidade efetiva muito baixa de cerca de 0,2%. Foi identificada uma tendência de aumento do número de fraturas em fácies com maior teor de calcita, dolomita e urânio. Fraturas, neste campo, são orientadas na direção N 30-40° E, que também é a direção do melhor permeabilidade. Sarzenski e

Souza Cruz (1986) descrevem essas fraturas como hidráulica, ou tectônicas, geradas no Cretáceo Inferior.

Diferentes eventos diagenéticos, resultantes da percolação de fluidos, ocorrem após a formação de fraturas subverticais abertas, tais como dissolução parcial da calcita, crescimento de barita, a substituição de barita com calcita, o crescimento de cristal de quartzo com inclusões de petróleo, e precipitação de fosfato.

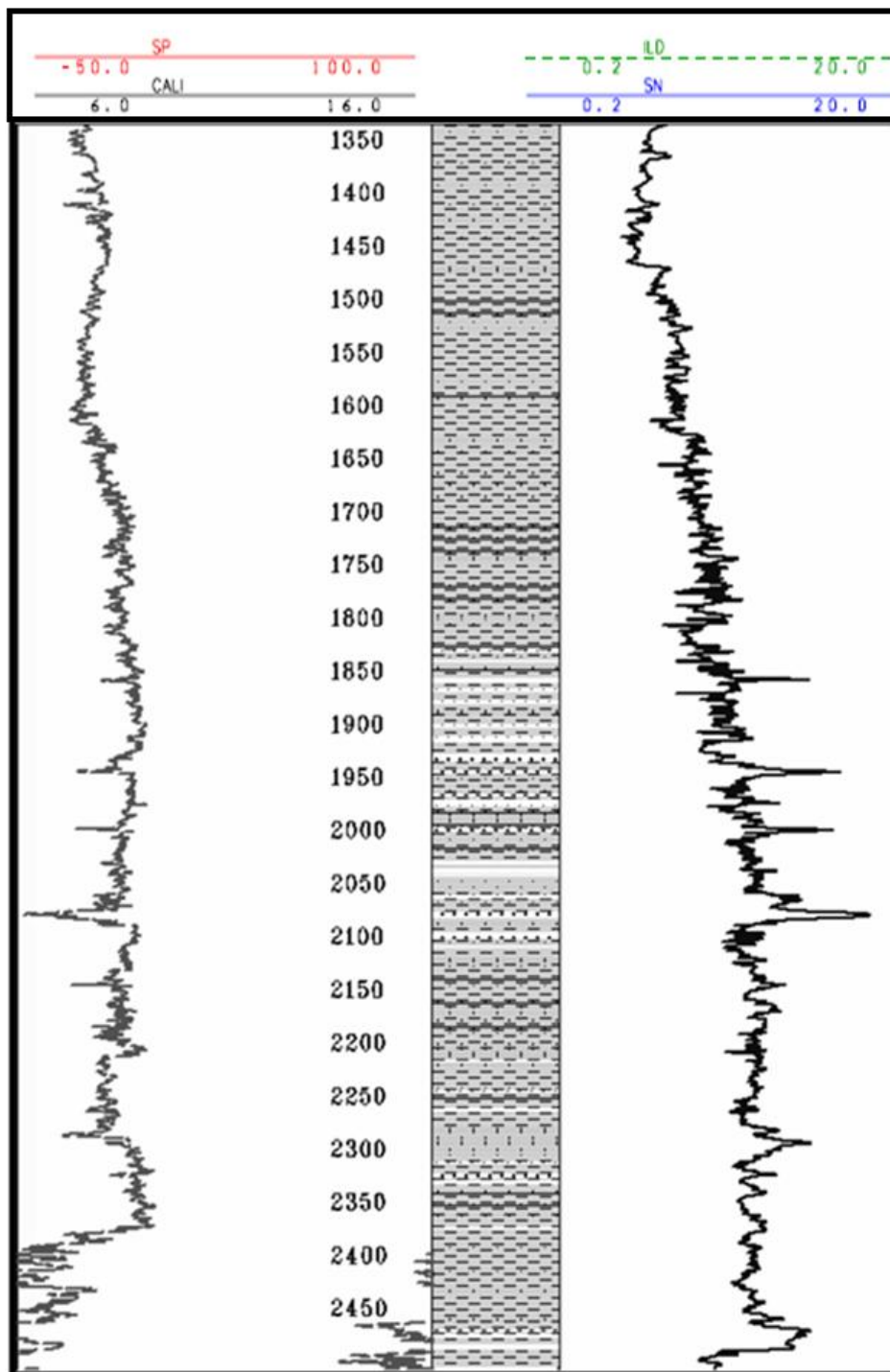


Figura 17 – Perfil elétrico do poço 7-C-135-BA.  
 Fonte: O autor (modificado de Sarzenski e Souza, 1996)

O tamanho das fraturas pode variar em comprimento e abertura desde totalmente preenchidas por diferentes minerais até fraturas centimétricas e

desde uma rede contínua até microfraturas respectivamente, sendo as grandes fraturas são subverticais, subperpendiculares ao acamamento.

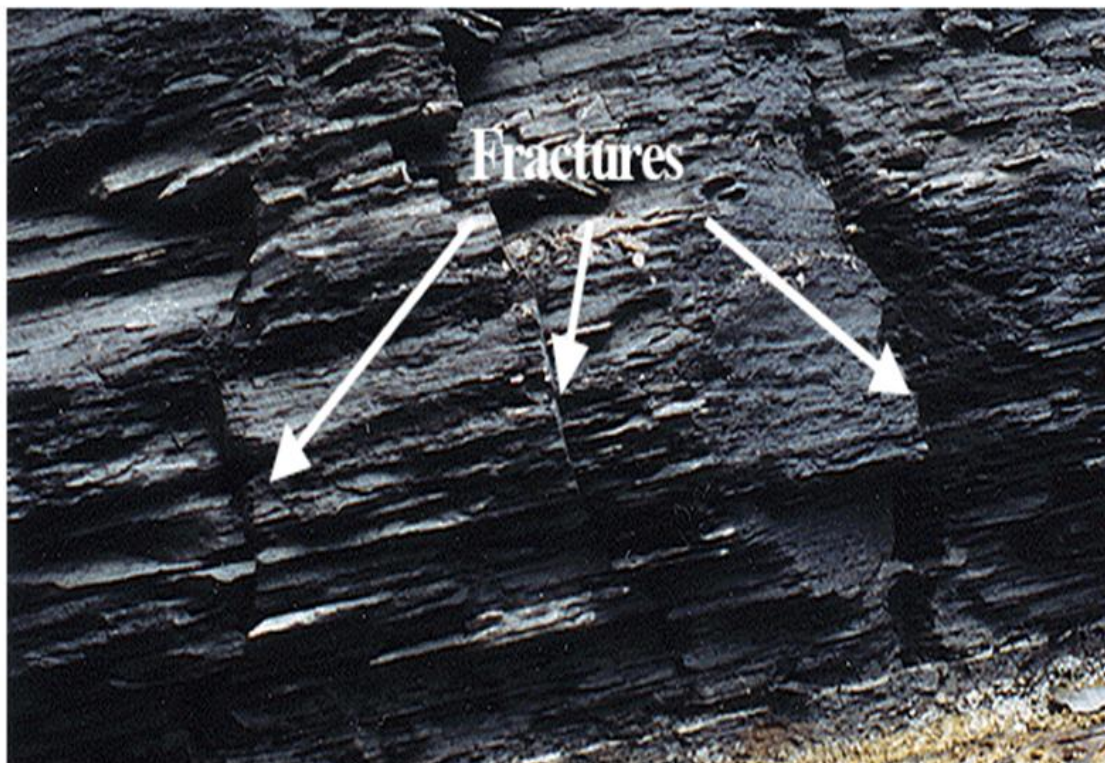


Figura 18 – Exemplo de afloramento de folhelho fraturado do Membro Gomo.  
Fonte: O autor

Acredita-se que, provavelmente, as principais fraturas são formadas em subsuperfície, devido principalmente ao seu caráter subvertical. Embora apenas as fraturas maiores tenham algum significado para a produção de hidrocarbonetos, elas fornecem uma porosidade efetiva muito baixa para os folhelhos.

De acordo com Sarzenski e Souza (1986), essas fraturas subverticais abertas têm provavelmente duas fontes: hidráulica e tectônicas. A origem hidráulica dessas fraturas é suportada por testemunhos do Campo de Candeias, onde a morfologia das fraturas, de ângulo vertical, não mostra o deslocamento de falhas (*thrown*) ou brechação. Outros fatores são fundamentais para esta compreensão como a sedimentação rápida, processos de transporte relacionados ao fluxo de massa gravitacional, o que facilita a formação de pressões de poros anormalmente alta.

O caráter extensional da Bacia do Recôncavo, com falhas lítricas e normal, e reativação de falhas mais antigas, está relacionada também à origem do processo que irá gerar essas fraturas. A origem tectônica para estas fraturas é explicada pelos autores acima citados como a reativação de falhas da seqüência rifte durante o Barremiano / Aptiano, o que gerou um graben (NE-SW) na mesma região, estabelecendo uma tendência de poços fraturados, embora não tenham o mesmo sucesso do poço 7-C-135-BA. Esta tendência estende-se ao Campo Cexis (Figura 19), onde os poços 4-CX-3-BA e 4-CX-6-BA também têm fraturas com hidrocarbonetos. Pelo menos o poço 4-CX-3-BA mostrou petróleo em fraturas, o que causou um "Kick" durante a perfuração, mas este poço foi abandonado após o intervalo fraturado ter sofrido danos durante a acidificação. Não há informações adicionais sobre o poço 4-CX-6-BA.

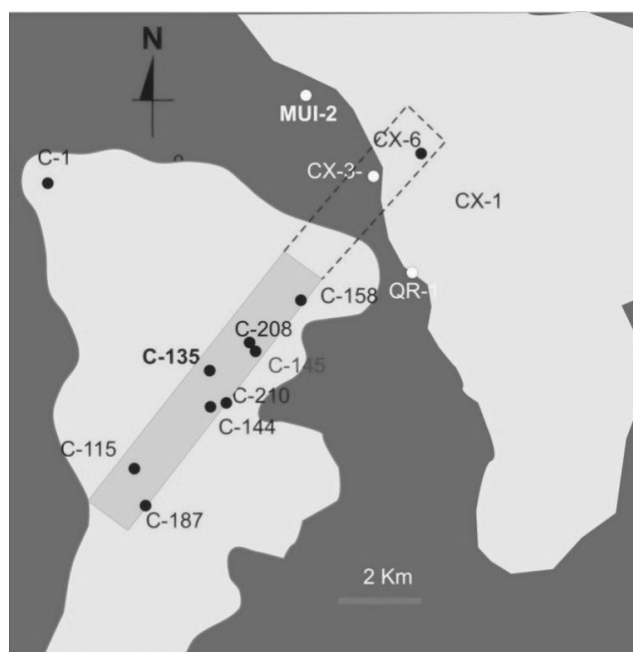


Figura 19 – Mapa do Campo de Candeias, mostrando o trend de ocorrências do folhelho fraturado (retângulo cinza claro). O poço C-135 provou ser um bom produtor neste intervalo. O trend se estende para a área do Campo de Cexis onde o poço 4-CX-3-BA e 4-CX-6-BA também têm fraturas com óleo nos folhelhos. A área cinza clara representa a ocorrência de depósitos turbidíticos da 3a. Zona.

Fonte: O autor (modificado de Sarzenski e Souza Cruz, 1986)



Uma seção estrutural ao longo do Campo de Candeias (Figura 20) mostra a posição estrutural do poço 7-C-135-BA, onde os folhelhos fraturados ocorrem na 4ª Zona do Membro Gomo. Nesta seção, há uma forte sugestão de que a origem da fratura do folhelho estaria ligada a uma série de falhas lístricas. Sabe-se que estas falhas contêm um componente distensivo na porção proximal e um componente de compressão na porção distal. Na figura, este componente parece ser causado pela resistência compressiva de um alto estrutural do pré-rifte, ao sul do poço. Este parece estar presente em outras localidades de folhelho fraturado.

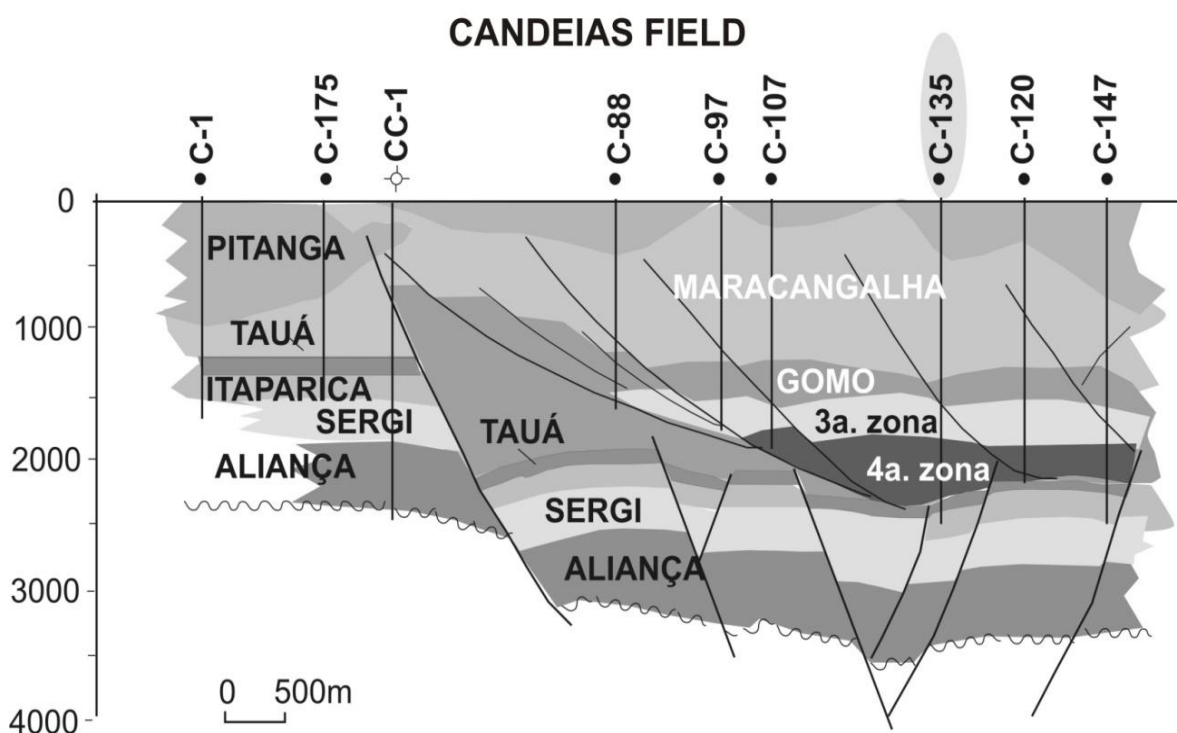


Figura 20 - Seção NW-SW no Campo de Candeias mostrando o sistema de falhas lístricas e a posição do poço C-135-BA.

Fonte: O autor (modificado de Sarzenski e Souza Cruz, 1986)

O poço 1-RU-1-BA (Rio Una) está localizado no compartimento Sul próximo à zona de falha de Mata-Catu e é o descobridor de campo com o mesmo nome. Ele foi perfurado em 1976, mas a avaliação levou três anos para ser realizado até que um intervalo de folhelho fraturado foi escolhido como o principal reservatório. Esse intervalo coincide com o marcador "60" (Figura 21).

O poço produziu 125bbl/dia durante cinco anos, diminuindo a produção no final e, atualmente, o campo é classificado como marginal.

Observando a seção sísmica da Figura 22, os folhelhos fraturados do Membro Gomo são associados a uma falha lítrica que é tangente ao marcador 60.

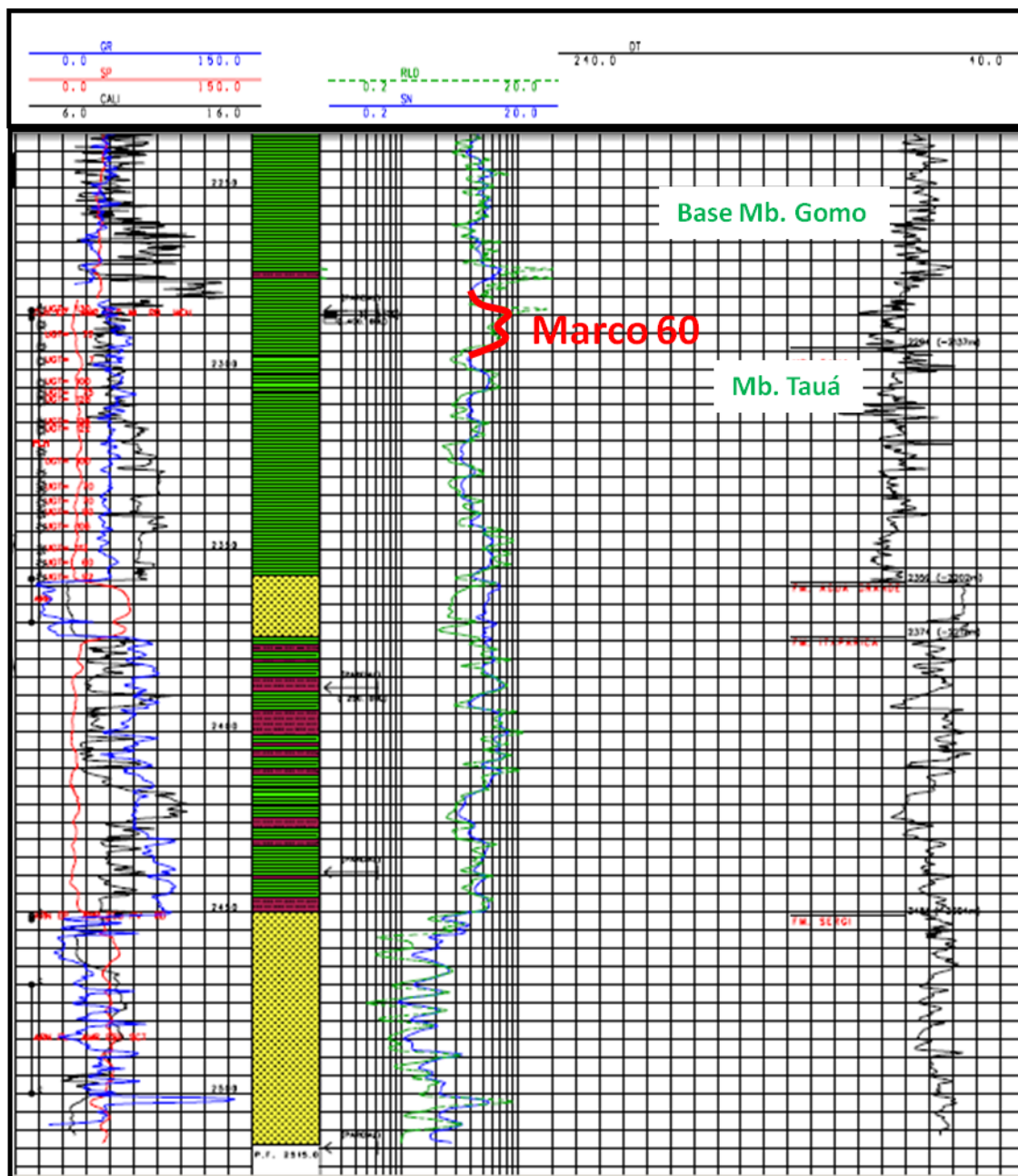


Figura 21 – Perfis de gamma-ray, resistividade e sônico do poço 1-RU-1-BA. A produção de óleo ocorreu dos folhelhos fraturados coincidentes com o Marcador “60”.

Fonte: O autor

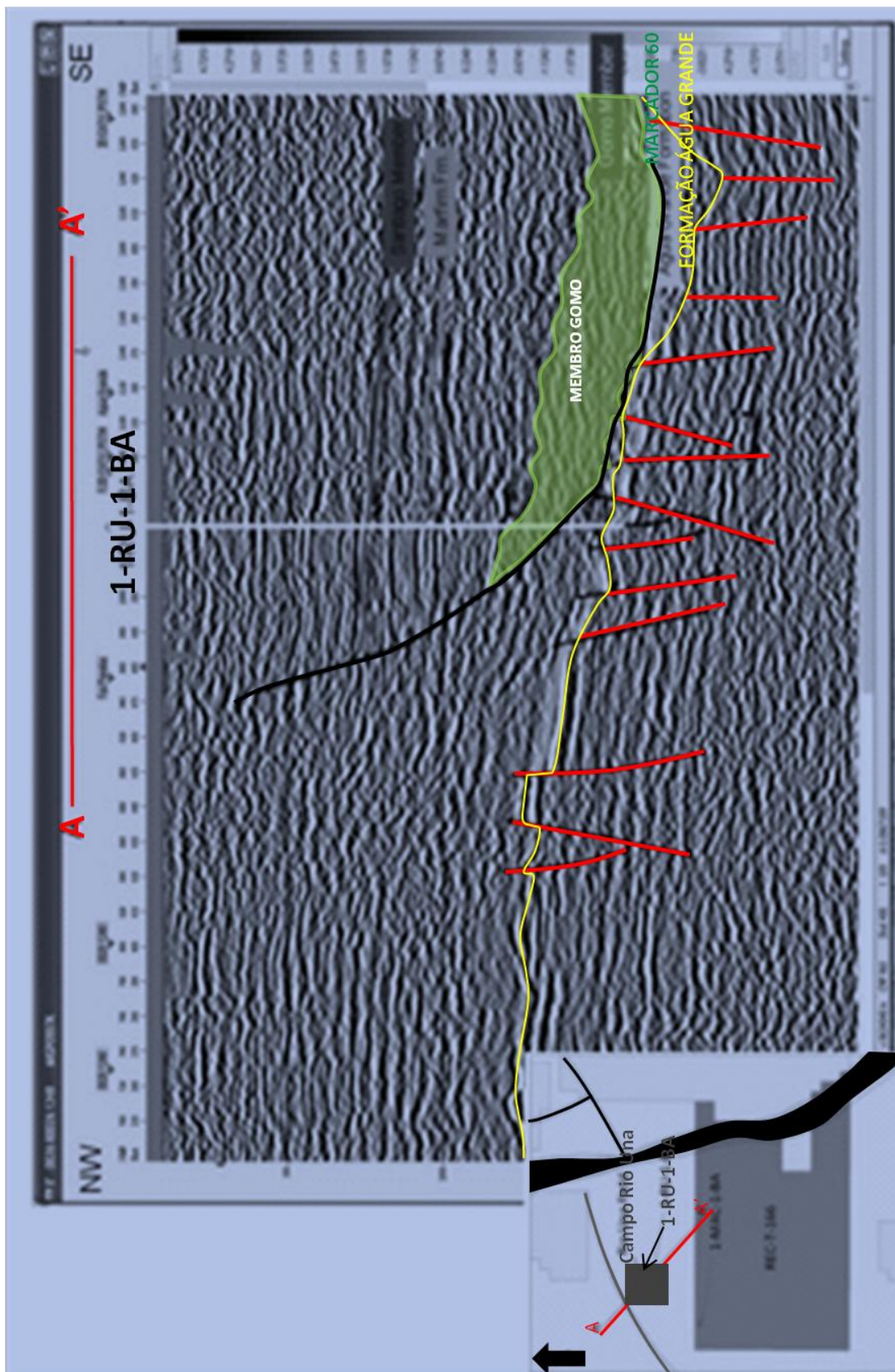


Figura 22 – Seção sísmica passando pelo poço 1-RU-1-BA. Observar a falha lítrica que aparentemente controla o intervalo fraturado.

Fonte: O autor

## 6 CAMPO DE MARITACA: CARACTERIZAÇÃO DE FRATURAS NO RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL DE FOLHELHO

O poço 1-STAR-3-BA (Ipê Amarelo) foi perfurado pela Starfish Oil e Gas em 2008 e encontrou shows hidrocarbonetos nos folhelhos da base do Membro Gomo (Formação Candeias). No entanto, o teste de formação realizado neste intervalo não foi conclusivo para determinar a produtividade dessa zona. Inicialmente recuperou-se petróleo de 33° API passando a produzir água salgada com salinidade de 180.000 ppm, o que seria equivalente à água da Formação Água Grande. Esta produção de água foi atribuída a um problema mecânico na no *bridge plug* posicionado logo acima da Formação Água Grande. Outra possibilidade para a produção desta água salgada seria a intercomunicação dos arenitos da Formação Água Grande com os folhelhos fraturados através da Formação Candeias através de falhas ou rede de fraturas conectando as diferentes zonas. Sendo um reservatório não convencional em relação à sua ocorrência e distribuição das fraturas, a sua avaliação se torna um grande desafio.

De acordo com o teste de formação, o folhelho fraturado agiu como um reservatório de dupla porosidade, com uma baixa permeabilidade ( $mD k_o = 1,7$ ), baixa produtividade ( $IP = 0,19 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kg}/\text{cm}^2$ ) e sem danos. O teste teve apenas uma medida de pressão estática e não foi possível avaliar a queda de pressão de um volume de produção acumulada de 11,46 m<sup>3</sup> (72,1 bbl) de óleo como mostrado na Figura 23.

Em uma tentativa de melhor entender a ocorrência de folhelho fraturado, uma análise foi realizada em várias partes da Bacia do Recôncavo, onde os poços perfurados atingiram os folhelhos fraturados e, naturalmente, mostraram indícios de hidrocarbonetos. Nesta fase verifica-se que os folhelhos fraturados ocorrerem associados com a parte distal de falhas lítricas, escaladas por estruturas em onlap que se assemelha a "*mounds*", que são definidos como possíveis olistolitos (Figuras 24 e 25). Observa-se que os folhelhos fraturados são estruturalmente mais elevados e mais fragmentados (Figura 26) na porção que encontra os olistolitos.



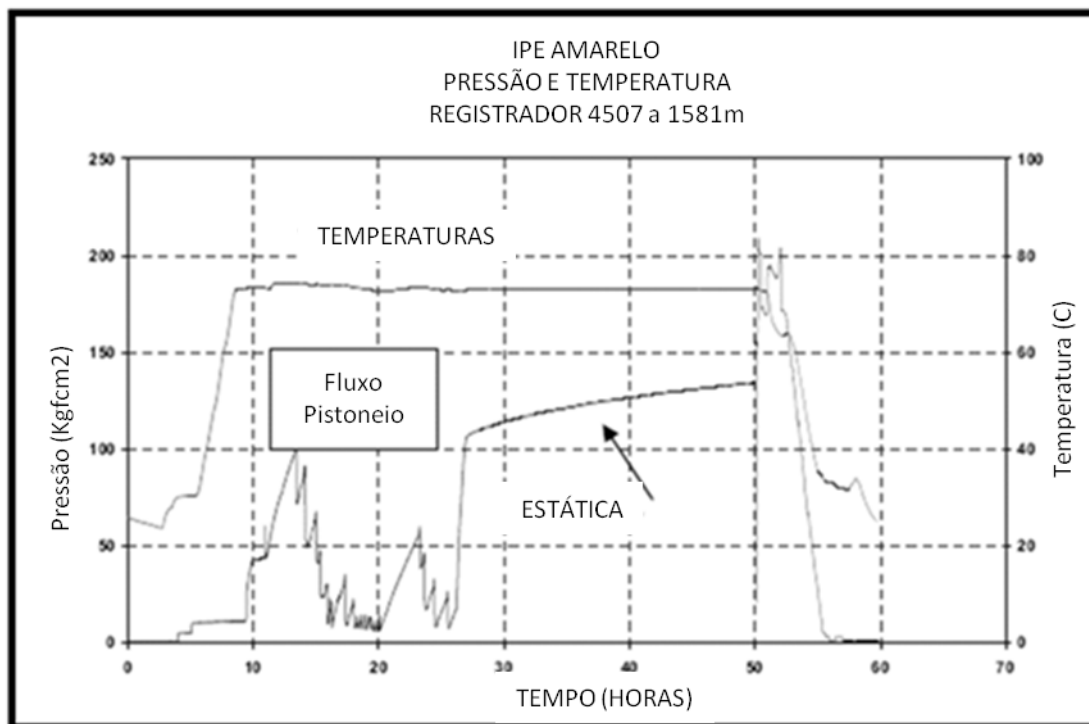


Figura 23 – Comportamento da pressão e da temperatura durante todo o teste no registro drill pipe.

Fonte: O autor

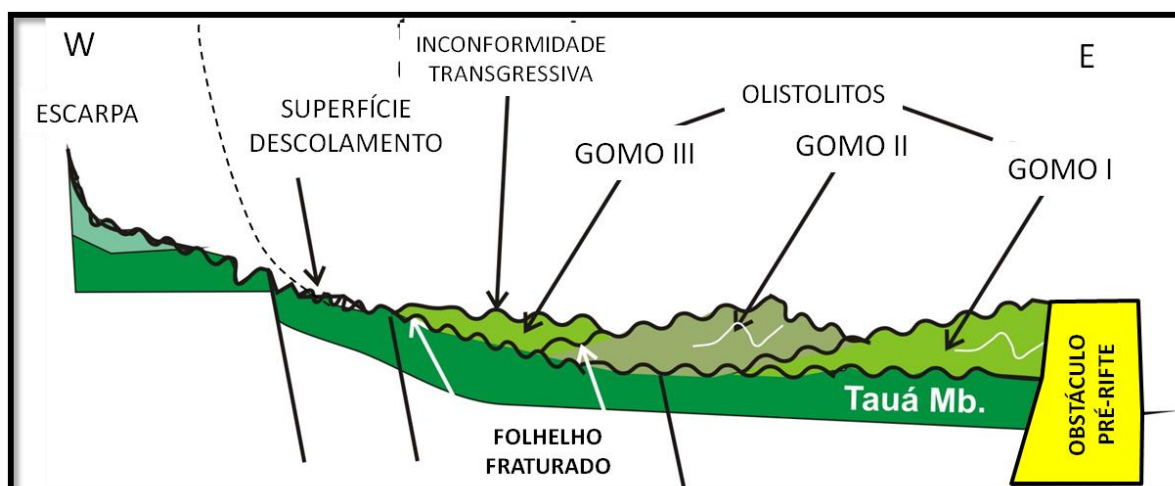


Figura 24 – Esquema deposicional dos olistolitos na base do Membro Gomo.

Fonte: O autor





Figura 26 – Exemplo de registro de perfil de imagem resistiva de folhelho fraturado.

Fonte: O autor

### 6.1 Olistostroma/olistolitos e suas relações com fraturamento

Zalán (2001) descreve para a margem equatorial brasileira uma série de dobras gravitacionais e blocos de falha de acavamento (GFTB's). O modelo proposto por Zalán foi importado para o Membro Gomo nesta tese.

O Membro Taua é membro da Formação Candeias na Bacia do Recôncavo. Sua parte superior é considerada a superfície de descolamento para as primeiras manifestações do rifte na bacia. Uma borda de bacia instável ou outras grandes escarpas de falha produziu quedas que fluíram através da

superfície de descolamento até encontrar um obstáculo, geralmente uma falha na seção pré-rifte. O término destes blocos caídos foi compactado pelo encontro com o obstáculo, formando o topo destes blocos caídos, inconformidades que se tornaram mais jovens comparados a principal falha de escarpa, sendo chamado de discordância transgressiva. O resultado é um padrão de reflexão caótico que mergulha em direção à falha principal.

Embora a zona de fraturamento intenso do folhelho esteja associada a áreas localizadas nas porções distais da falha de descolamento, não é uma tarefa fácil definir sísmicamente a zona que corresponde aos limites de ocorrência do folhelho fraturado. A interpretação estrutural do topo do folhelho fraturado ou, em outras palavras, o limite superior da zona de fratura foi realizada nas seções sísmicas com processamento sísmico para melhorar a continuidade lateral de eventos sísmicos e amarrado com os poços na área estudada (Figura 27).



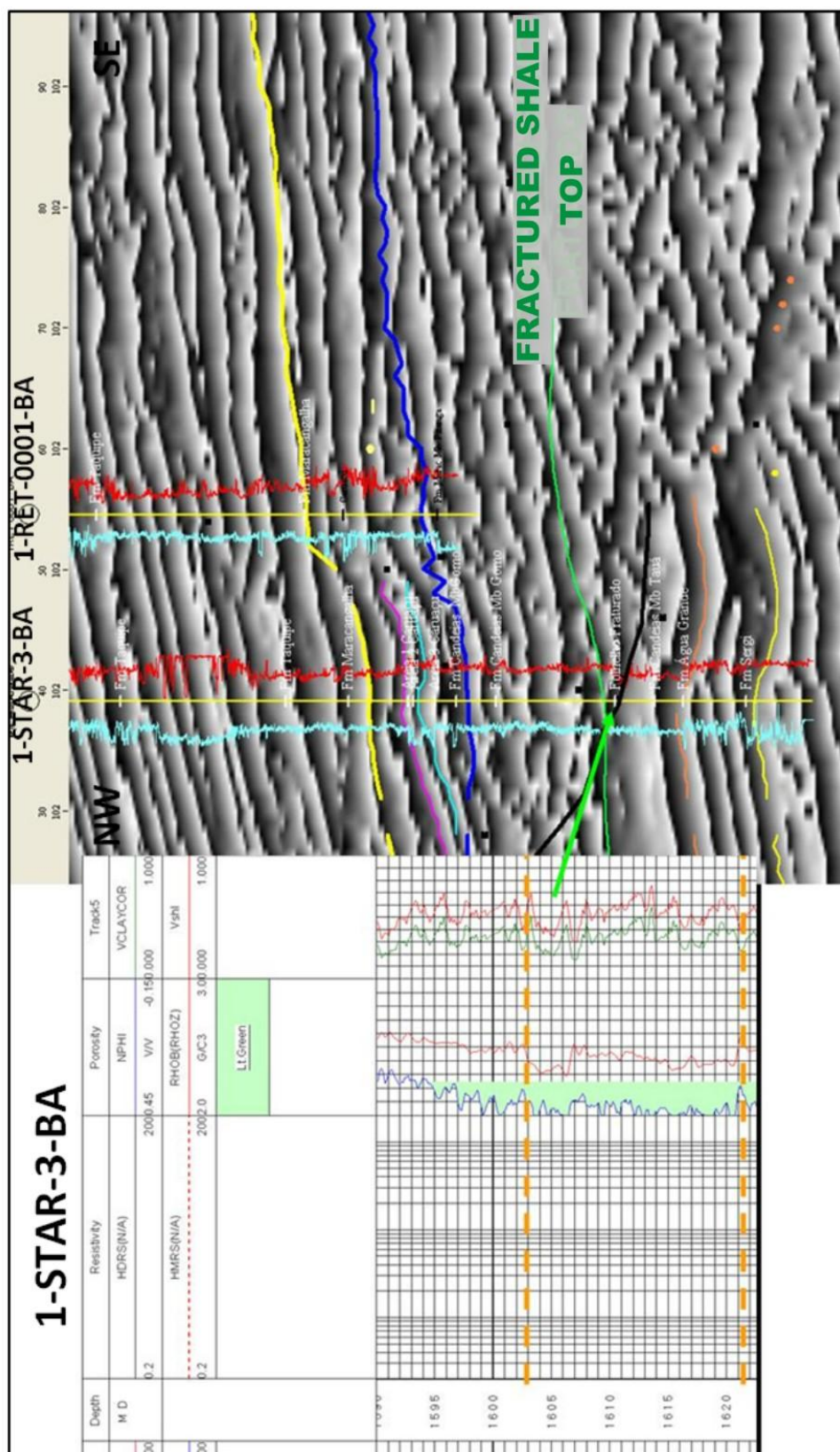


Figura 27 – Correlação do topo dos folhelhos fraturado no registro e processamento sísmico especial para enfatizar a continuidade dos eventos.  
Fonte: O autor

## 6.2 Metodologia sísmica

A metodologia aplicada no estudo de análise estrutural consistiu na utilização de técnicas avançadas de processamento sísmico *poststack*, a fim de revelar características geológicas que aparecem como descontinuidades na amplitude de dados sísmicos. Análise de curvatura e atributos de coerência tem sido utilizada para a detecção de falhas e fraturas nos folhelhos naturalmente fraturados do Membro Gomo.

Lisle (1994) demonstrou a correlação de uma medida de curvatura (Gaussian) com fraturas expostas medido em afloramentos. Embora a relação exata entre as fraturas abertas, paleoestruturas e o *stress* atual não é claramente compreendido, alguns autores (HART et al, 2002; MASAFERRO et al, 2003; ROBERTS, 2001; SIGISMONDI e SOLDI, 2003) demonstraram o uso de medidas sísmicas de curvatura do refletor para mapear feições sutis e prever fraturas.

Neste estudo, antes da análise da curvatura em si, uma etapa de condicionamento de dados foi aplicado, que é chamado de Filtragem de Componentes Principais. A etapa de condicionamento que consiste em uma análise de componentes principais é realizada ao longo de oito traços adjacentes em três dimensões através da representação gráfica de cada camada da amostra como um vetor multidimensional (Figura 28). Para cada taxa de mergulho, os vetores formam um cluster, que representam o ruído ou dissimilaridade dos traços. Esta análise é repetida para todos os mergulhos em três dimensões, com o cluster mais apertado que indicam o melhor ajuste de superfície (Figura 29), que resulta como a superfície para análise de curvatura. Em um caso ideal, os vetores seriam todos co-lineares. A energia do centro ponderada que se aglomeram mais apertados é projetada de volta ao eixo N e entregues como o principal componente filtrada para que aquela amostra. Então, é transformado novamente para o domínio amplitude. Nesta análise, cada traço em torno do centro de traço é considerado para os resultados finais.

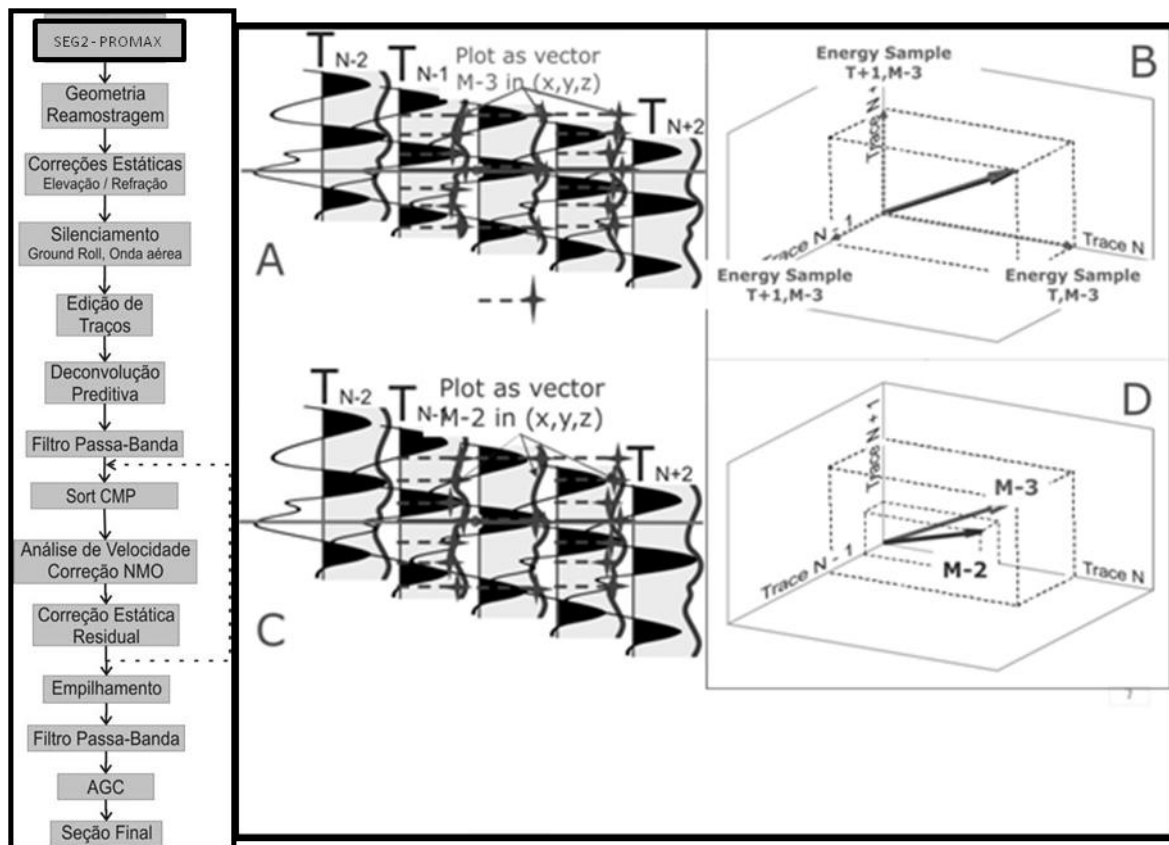


Figura 28 – Fluxo de processamento sísmico e a etapa de pré-condicionamento de dados: Análise de componente principal nos traços adjacentes.  
Fonte: O autor (modificado de Lisle, 1994).

Curvatura pode ser definida como uma recíproca do raio de um círculo que é tangente à curva dada em um ponto. Assim, a curvatura será grande para uma curva que é mais dobrada e vai ser zero para uma linha reta. Matematicamente, a curvatura pode ser simplesmente definida como um derivado de segunda ordem da curva. Roberts (2001) desenvolveu equações para determinar uma superfície quadrática para um ponto a partir de oito pontos ao redor e utilizando os coeficientes daquela superfície para determinar curvaturas. Vetores divergentes sobre as curvas estão associadas com anticlinais, vetores convergentes com sinclinais e vetores paralelos com superfícies planas.

Lisle (1994) observou que os horizontes interpretados a partir de dados sísmicos 3D têm uma grade natural e desenvolveu um método gráfico para determinar a curvatura de Gauss (Figura 30). Bergbauer et al (2003) discutem

a teoria da curvatura, os tipos de curvatura, e os problemas de definição da superfície. Eles observam que horizontes sísmicos auto-picados muitas vezes têm influências de alta frequência e outros problemas que criam eventos espúrios no cálculo da curvatura.

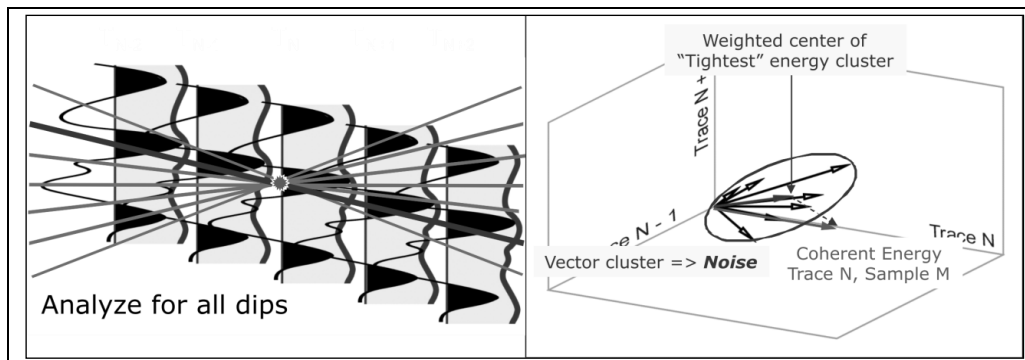


Figura 29 – Etapa dois de pré-condicionamento de dados: A análise é repetida para todos os mergulhos em três dimensões.  
Fonte: Lisle (1994).

Curvatura Gaussiana é definida como o produto das curvaturas mínima e máxima e dá uma medida de distorção de uma superfície. Quando usado em conjunto com a curvatura média, a curvatura gaussiana pode indicar a forma local da superfície.

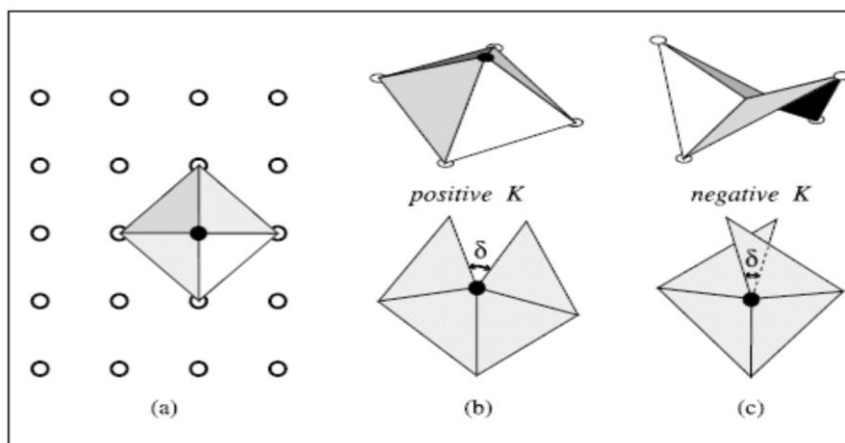


Figura 30 – Método gráfico para determinação de curvatura gaussiana.  
Fonte: Lisle (1994)

Curvatura máxima mostra eixos das estruturas ou dobradiças. Valores positivos indicam o lado *upthrown* da flexura ou falha. Em um ambiente extensional, onde a tensão máxima é vertical ( $\sigma_1$  é vertical), os pontos de curvatura máxima (positivo para anticlinais, negativas para sinclinais) formam um lineamento ao longo do eixo da estrutura (Figura 31). Este eixo é também o azimute de curvatura mínima que também mostra a orientação das fraturas extensionais. Em um ambiente compressional, onde a tensão máxima é horizontal ( $\sigma_1$  é horizontal), o eixo da estrutura, tal como definido pelos valores positivos grandes, ainda define o azimute de curvatura mínima, mas as fraturas de extensão são perpendiculares à tendência (Figura 32).

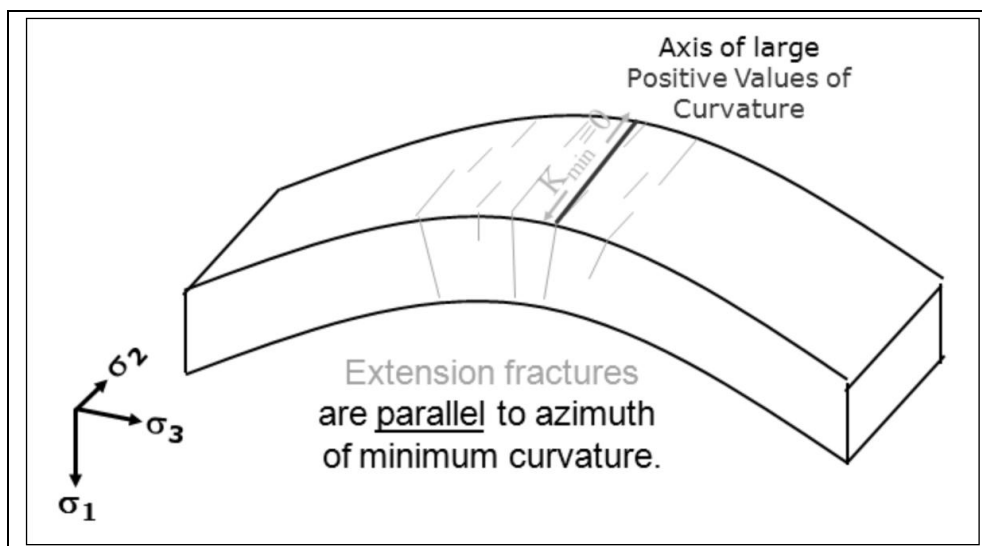


Figura 31 – Exemplo de ambiente extensional mostrando que a tensão máxima é vertical e os pontos de máxima curvatura de um lineamento ao longo do eixo da estrutura.

Fonte: Lisle (1994)

Curvatura mais positiva e mais negativa está relacionada com a curvatura máxima. Curvatura mais positiva define a curvatura que tem o maior valor positivo e mostrará características anticlinais e domais. No entanto, os valores negativos da curvatura mais positiva indicam uma feição de tigela. Curvatura mais negativa define a curvatura que tem o maior valor negativo e em geral destacar sinclinais e feições de tigela. No entanto, os valores positivos da curvatura mais negativa indicam uma feição de domo.

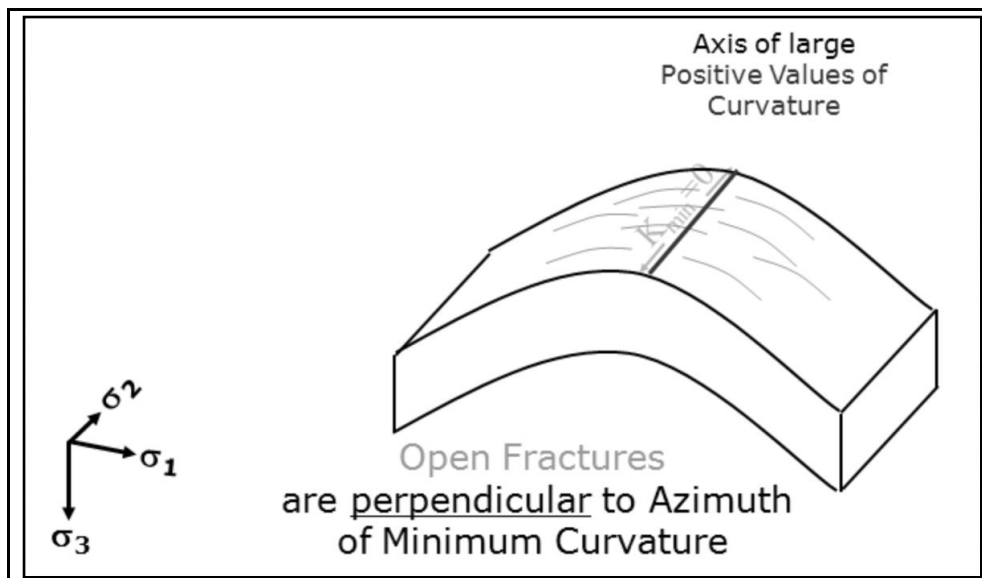


Figura 32 – Exemplo de ambiente compressional mostrando que as fraturas de extensão são perpendiculares à tendência.

Fonte: Lisle (1994)

Medidas de coerência têm sido usadas no passado em uma série de aplicações. Bahorich e Farmer (1995, 1996), Marfurt et al. (1999) e Gerztenkom e Marfurt et al. (1998) desenvolveram atributos de coerência que compararam ondas sísmicas adjacentes usando correlação cruzada, similaridade, e as medidas *eigenstructure* ao longo do mergulho e o azimute do refletor sísmico.

A última geração do algoritmo de coerência que foi usado neste estudo é uma medida de coerência multitraços, com base na *eigenstructure* da matriz de covariância formado a partir de traços no cubo de análise. Além disso, o algoritmo *eigenstructure* incorpora vários filtros e esquemas de interpolação para ajudar com problemas como sinal ruim ao ruído e *aliasing*.

A coerência é uma medida matemática de similaridade. Quando aplicada a dados sísmicos, dá uma indicação da continuidade entre duas ou mais janelas traços sísmicos. Idealmente, o grau de continuidade sísmica é uma indicação direta de continuidade geológica. Atribuir uma medida de coerência em uma escala de zero a um permite a continuidade sísmica ser quantificada e traduzida em uma imagem visual que revela sutis características geológicas como fraturas (Figuras 33 e 34), falhas e canais. A entrada para o algoritmo de coerência é um volume sísmico 3D.

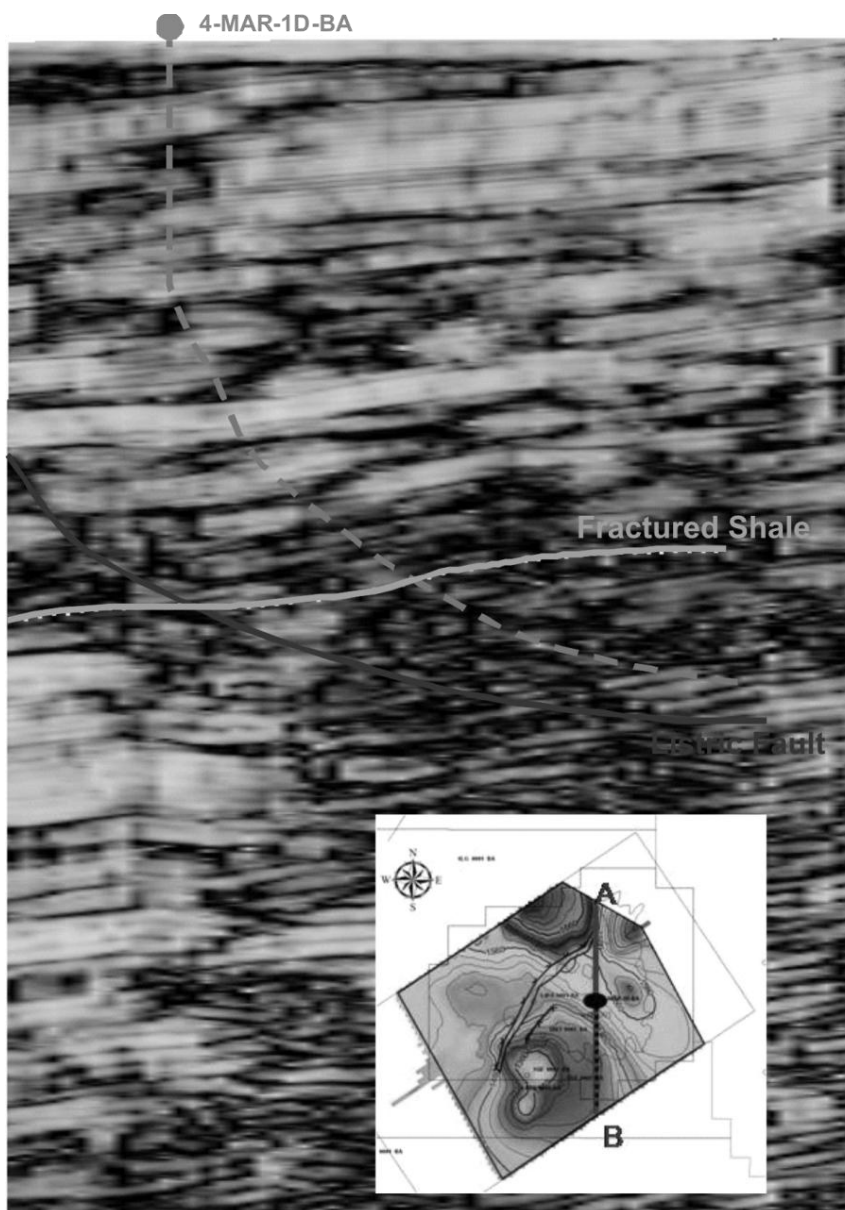


Figura 33 – Seção de direção norte-sul destacando o atributo de cubo de coerência que mostra o topo do folhelho fraturado.

Fonte: O autor

O método de cálculo da coerência é baseado na análise de um cubo 3D envolvendo um sub-volume de traços relativamente pequeno. O cubo de análise vai através de todo o volume de sísmica 3D e dá uma medida de coerência em cada amostra. O tamanho e a forma do cubo de análise define a distribuição geométrica de traços e amostras a serem utilizados para o cálculo da coerência.

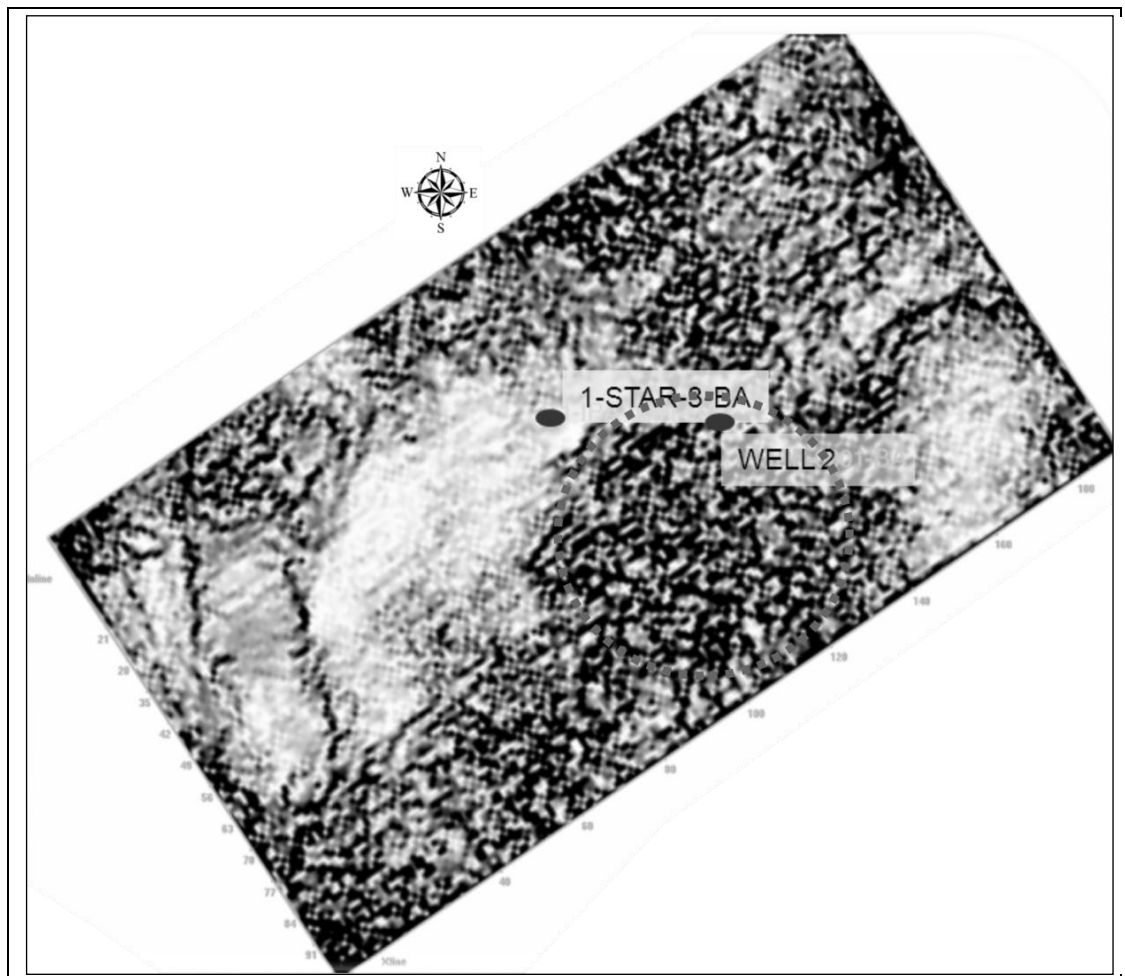


Figura 34– Mapa de coerência mostrando o folhelho fraturado caracterizado pela área descontínua do mapa em tempo a 980 ms.  
 Fonte: O autor

O volume de coerência pode ser considerado genericamente como um atributo de falha ou indicador de falha e, portanto, foi utilizado como insumo para gerar volumes de lineamentos densidade e densidade de falhas que foram originados a partir de um processamento automatizado para extração de falhas (Figuras 35 e 36). O volume de coerência de saída é a entrada para a extração automática de falhas, para a remoção de pegada de aquisição e valorização inicial de lineamentos de falhas. Isso elimina os típicos *stripping* causados por geometrias de aquisição, reduz o ruído visto pela coerência e tende a enfatizar a continuidade espacial dos lineamentos de falhas. Estes processos são



executados em frações de tempo individual e não melhora significativamente a continuidade vertical dos lineamentos de falhas potenciais.

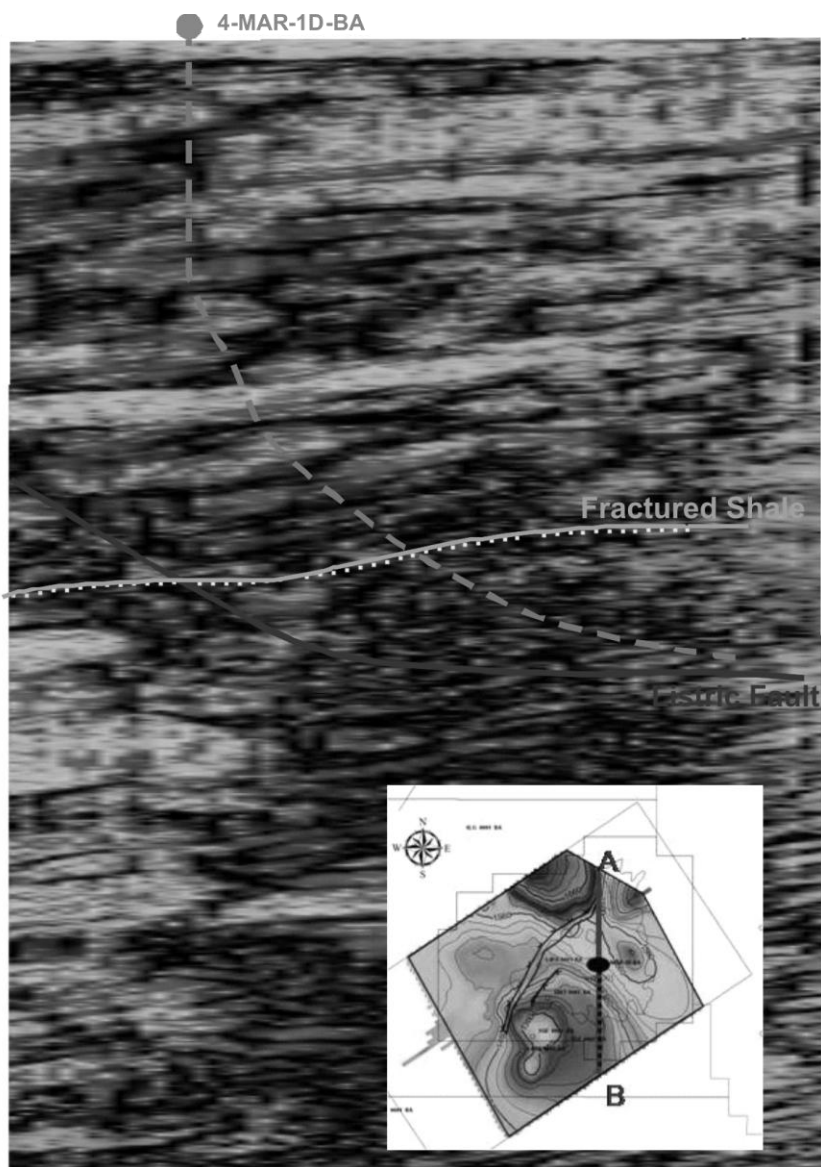


Figura 35 - Seção sísmica na direção NS mostrando o topo do folhelho fraturado sobre um atributo de densidade de fratura.  
Fonte: O autor

O volume de saída obtido a partir do último processamento agora é submetido a um algoritmo que aumenta lineamentos na dimensão vertical de tempo ou profundidade. Ela reforça segmentos planares nos volumes 3D, suprimindo ainda mais o ruído, e também lineamentos suprimindo em *time*

*slices* individuais que não têm extensão vertical através frações de tempo diversas. Esta etapa aumenta a imagem na vertical e, também espacialmente, dos lineamentos de falhas. Estes volumes aprimorados são visualizados em 3D, com ajuste a opacidade até mesmo para enfatizar as feições de lineamentos de falhas sobre qualquer ruído restante.

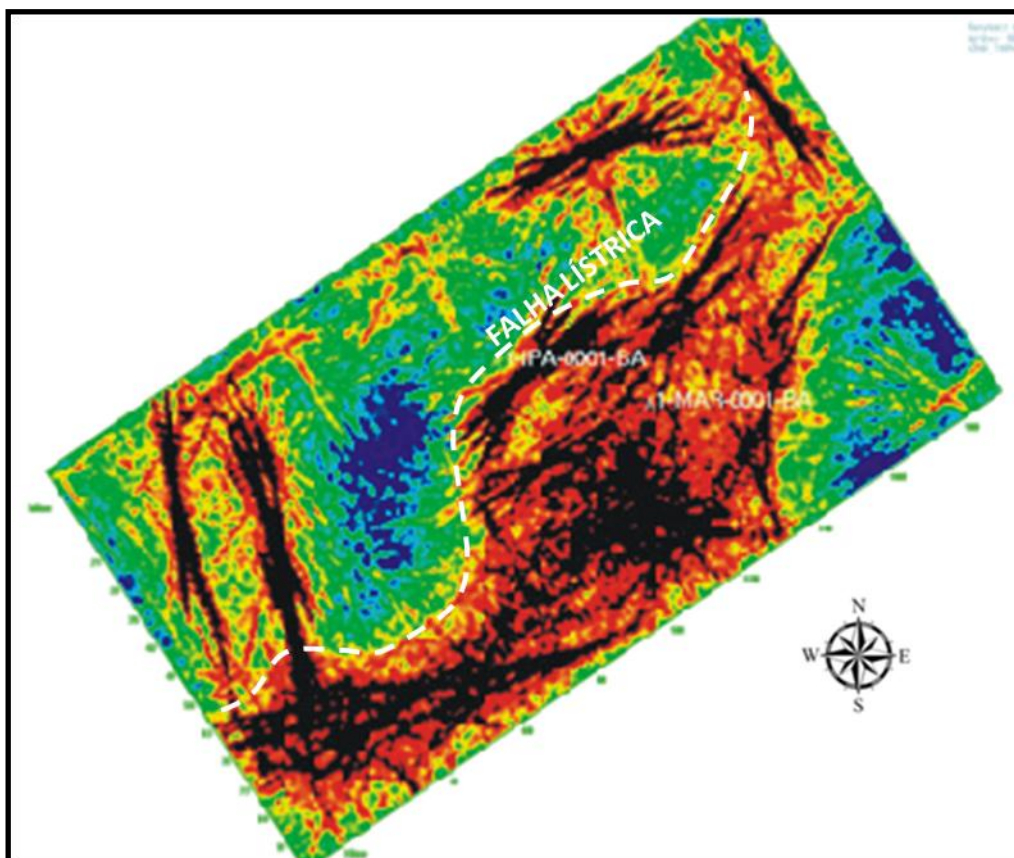


Figura 36 – Mapa de densidade de fratura mostrando a zona de folhelho fraturado. Note o limite visível da zona de fratura caracterizada pelo limite da falha lístrica. Mapa em tempo a 980ms.

Fonte: O autor

## 7 CONCLUSÕES

Alguns dos maiores recursos restantes de gás natural nos Estados Unidos, são depósitos não convencionais, incluindo recursos de tight gás sands, metano da camada de carvão, gás e folhelho.

Fora dos Estados Unidos, com algumas exceções, recursos de gás não convencionais têm sido largamente negligenciados e pouco estudados. Eles representam um recurso potencial global de gás natural em longo prazo que não estão sendo avaliados de forma sistemática.

Pesquisa e desenvolvimento de controles geológicos e melhorias nas tecnologias de produção durante as últimas décadas permitiram que os operadores nos Estados Unidos começassem a desbloquear o enorme potencial destes recursos desafiadores.

Estes recursos são especialmente atraentes para os produtores de gás natural devido à sua longa duração, reservas e influência estabilizadora sobre carteiras de reserva.

Em todo o mundo, recursos de gás não convencionais são comuns, mas, com várias exceções, eles não têm recebido muita atenção dos operadores de gás natural. Isto é devido, em parte, porque a informação sobre recursos não convencionais são escassas, e as políticas de gás natural e as condições de mercado foram desfavoráveis para o desenvolvimento em muitos países. Além disso, há uma escassez crônica de especialização em tecnologias específicas necessárias para desenvolver esses recursos com sucesso. Como resultado, apenas limitado desenvolvimento tem ocorrido até a data. Interesse é crescente, no entanto, e durante a última década o desenvolvimento de reservatórios de *tight gas* ocorreu no Canadá, Austrália, México, Venezuela, Argentina, Indonésia, China, Rússia, Egito e Arábia Saudita.

Formações de folhelhos atuam simultaneamente como uma fonte de gás e como seu reservatório. O gás natural é armazenado em folhelhos em três formas: gás livre nos poros da rocha, gás livre em fraturas naturais, gás

adsorvido em matéria orgânica e superfícies minerais. Esses mecanismos de armazenamento diferentes afetam a velocidade e a eficiência da produção de gás.

Um estudo global de energia estimou que os recursos abundantes de gás de folhelho são distribuídos principalmente na América do Norte, América Latina e Ásia-Pacífico. Estimativas recentes sugerem os intervalos de recursos de 1,483 para 1,859 Tcf nos EUA, e 500-600 Tcf no Canadá. Em outras regiões do mundo, este recurso tem sido estudado apenas de forma limitada.

No caso de Campo Maritaca há evidências de que folhelhos fraturados foram formados por queda de blocos (olistolitos) adjacente às grandes falhas do rifte, de acordo com um mecanismo proposto neste trabalho. Também mapas gravimétricos indicam a existência de falhas do tipo *strike-slip*, algumas delas produzidas por transferência, uma característica normal em bacias rifte. Os mapas de anomalias gravimétricas sugerem uma rede detalhada de fraturas tanto nordeste-sudoeste como noroeste-sudeste, que poderia representar a ligação entre o reservatório fraturado com um sistema maior grandeza de falhamentos.

A metodologia de análise sísmica utilizada foi bem sucedida em encontrar o intervalo fraturado como confirmado pela perfuração do poço Maritaca. No entanto, a operação de perfuração e avaliação deste reservatório não convencional resultou em uma seqüência de problemas operacionais, o que mostra que as empresas de serviços e as operadoras precisam investir em pesquisa e tecnologias para o desenvolvimento destes *plays* exploratórios.

Vários problemas e desafios serão impostos a indústria do petróleo no Brasil e aos seus governantes. Como prosseguir a investigação, desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias para melhorar o fornecimento de gás natural são alguns dos importantes desafios que devem ser superados para a extração dos recursos minerais nos reservatórios não convencionais. No Brasil, o investimento em pesquisa para desenvolver tecnologia em reservatórios não convencionais ainda é muito baixo.