

Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências – Departamento de Geologia e Geofísica Marinha
Projeto de conclusão do curso de graduação em Geofísica

GABRIELLA MARTINS BAPTISTA DE OLIVEIRA

**ESTUDO DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL DO TIPO GÁS DE
FOLHELHO**

Niterói (RJ), Brasil.
Mai de 2014

GABRIELLA MARTINS BAPTISTA DE OLIVEIRA

**ESTUDO DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL DO TIPO GÁS DE
FOLHELHO**

Projeto Final 2 apresentado à Universidade Federal Fluminense como requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dra. Eliane da Costa Alves.

Co-Orientador: Prof. Dr. Rogério de Araujo Santos.

Niterói (RJ), Brasil.

Maio de 2014

TERMO DE APROVAÇÃO

Trabalho de conclusão de curso apresentado e aprovado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em 30 de Maio de 2014, examinada por:

Prof. Dra: Eliane da Costa Alves – Universidade
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

Prof. Dr: Cleverson Guizan Silva – Universidade
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

Prof. Dr: Arthur Ayres Neto – Universidade
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

Prof. Dr: Rogério de Araujo Santos – Universidade
Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho de conclusão da graduação aos meus pais, Marcus e Mônica, que tanto me incentivaram e me apoiaram durante toda minha vida. Gostaria de agradecê-los por todo amor, carinho, dedicação e apoio, que ao longo de toda minha trajetória não mediram esforços para investir na minha educação para que eu me tornasse uma profissional qualificada para o mercado de trabalho. Ao meu irmão, Raphael, pelo apoio e suporte ao longo da vida.

Aos meus avós, Carlos e Nancy, e minha avó-madrinha, Arlete, por todo apoio e incentivo durante todo meu desenvolvimento.

Ao Victor por todo amor, companheirismo e paciência. Agradeço-o por toda a solidariedade e por ter sido tão solícito em me ajudar neste trabalho quando foi requerido. À sua querida família, principalmente seus pais, Marina e Paulo, pelo carinho, apoio e torcida durante esses anos.

Aos meus amigos de faculdade, que sempre me ajudaram e atenderam aos muitos telefonemas desesperados ao longo desses 4 anos e meio.

As minhas queridas amigas Amanda, Thamy e Raquel. Queria agradecê-las pela amizade, pelo companheirismo e pelas risadas, é claro.

Aos meus amigos Bruna, Gisele, Erika, Batom, Marina e Bárbara que estão desde sempre ao meu lado na alegria e na tristeza durante todos esses anos.

A minha orientadora, Prof.^a Eliane Alves por ter aceitado o convite para me orientar, e por toda paciência e conselhos ao longo desses meses de preparação da monografia.

Ao meu Co-orientador Rogério Santos pela paciência e conselhos para que pudesse chegar ao meu objetivo.

Aos meus professores Arthur Ayres Neto e Cleverson Guizan Silva por terem aceitado participar da banca de avaliação do meu projeto final.

Ao Guilherme Vasquez, da Petrobras, por ter sido tão solícito em me ajudar neste trabalho.

Aos meus colegas da Schlumberger por toda ajuda, suporte e apoio.

À Schlumberger pela oportunidade que me foi dada no estágio, no qual pude aprender muito sobre o *software* que utilizei neste trabalho e por fornecer licenças do software Petrel à Universidade Federal Fluminense.

À AAPG por fornecer os dados de sísmica de reflexão e de perfilagem de poços que foram utilizados neste trabalho.

RESUMO

A crescente demanda por novas fontes de energia aliada ao desenvolvimento de tecnologia fizeram com que reservatórios não convencionais se tornassem potencialmente atrativos de serem explorados, principalmente nos Estados Unidos, onde o gás proveniente desses reservatórios representa hoje uma das principais fontes energéticas. O maior interesse nessa nova fonte de energia se dá pelo fato de existirem bacias com potenciais reservatórios não convencionais em todo mundo, o que poderá significar a independência energética de muitos países. Visando a compreensão e o entendimento deste tipo de reservatório, o projeto final se baseia na literatura sobre reservatórios não convencionais e técnicas necessárias para sua exploração. Para isto, foram utilizados dados de sísmica de reflexão e de perfilagem de poços da Bacia de Cooper, na Austrália, fornecidos pela AAPG com propósito único de uso acadêmico. Esta bacia possui grande potencial para ser a próxima bacia com produção comercial de gás a partir de reservatório não convencional em folhelhos geradores. Deste modo, a finalidade principal do trabalho é a instrução e aprendizado da forma de se analisar dados sísmicos de reflexão e de perfis de poços em reservatórios não convencionais. Através da correlação e interpretação destes dados, foi possível visualizar as fraturas naturais presentes na Formação Murteree, que podem ser utilizados a favor da exploração para aumentar a produção de gás. O padrão de fraturamento aliado aos seus valores de carbono orgânico total (COT), reflectância da vitrinite, além da grande quantidade de minerais de quartzo presentes na Formação, responsável por um alto índice de fragilidade, classificam a Formação Murteree como um bom reservatório não convencional.

Palavras-chave: Reservatório não convencional, sísmica, gás de folhelho.

ABSTRACT

The growing demand for new energy sources combined with the development of technology has made unconventional reservoirs become attractive to be exploited, especially in the United States, where the gas from these reservoirs is one of the main energy sources nowadays. The greatest interest in this new energy source is because there are basins with potential unconventional reservoirs throughout the world, which can assure energy resource for many countries. However, exploiting this source of energy can bring irreversible environmental hazards like contamination of aquifers, soils and surface waters. In order to understand this kind of reservoir, this undergraduate thesis is based on the literature on unconventional reservoirs and the techniques required for their exploitation. For this, the data that will be used in this work were provided by AAPG for academic purpose and they are located in the Cooper basin in Australia. The Cooper basin has the potential to be the next basin with gas production from unconventional reservoir in shale source. So, the main purpose of this paper is the instruction and learning on how to analyze seismic reflection data and well logs in unconventional reservoirs. Based on data correlation and interpretation, it was possible to visualize the natural fractures present in Murteree Formation, which can be used for exploitation. The fracturing pattern ally to its values of total organic carbon (TOC), vitrinite reflectance, besides the large amount of quartz minerals present in the formation are responsible for generates a high degree of brittleness, classify Murteree Formation as a good unconventional reservoir.

Keywords: Unconventional reservoir, seismic, shale gas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Cooper. Fonte: Apex Energy Consultants (2011).

Figura 2. Elementos estruturais Pré-Permiano. Fonte: Apak et al. (1997).

Figura 3. Principais elementos estruturais da bacia do Cooper (depois de Thornton, 1979). Localização das sinclinais de Patchawarra, Nappamerri, Tenappera e os altos estruturais situados na parte interna à bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacongee-Murteree (NM). Fonte: Apak et al.(1997).

Figura 4. Carta Estratigráfica da Bacia de Cooper. Fonte: Goldstein et al. (2012).

Figura 5. Sistema petrolífero convencional e não convencional. Sistema petrolífero convencional e seus 4 componentes: rocha geradora, rocha reservatório, trapa e selo. No sistema petrolífero não convencional o reservatório está representado pela rocha geradora. Fonte: McCarthy et al. (2011).

Figura 6. Movimentação do gás em camadas de carvão e folhelhos. Fonte: Adaptado de Loftin (2009) por Santos & Coradesqui (2013).

Figura 7. Plays de gás de folhelho nos Estados Unidos. Fonte: Adaptado de EIA (Energy Information Administration) (2010) por Santos & Coradesqui (2013).

Figura 8. Rápido crescimento na produção de gás de folhelho nos Estados Unidos. O Barnett Shale como principal folhelho produtor de gás. Fonte: Boyer et al. (2011).

Figura 9. Localização das reservas de gás de folhelho no mundo. Em vermelho se localizam as bacias com reservas estimadas, enquanto as bacias que não possuem reservas estimadas estão em laranja. Fonte: EIA (2013).

Figura 10. Bacias com potencial para reservatórios não convencionais do tipo gás de folhelho na Austrália. Em amarelo: Bacias com potencial avaliado e em branco: outras bacias sem o potencial avaliado. Fonte: ARI (2013).

Figura 11. Contribuição econômica da indústria do shale gas na geração de emprego nos EUA. Fonte: IHS Global Insight (2011).

Figura 12. Esboço do posicionamento de um poço horizontal e um poço vertical. Fonte: Adaptado ALL Consulting (2008).

Figura 13. Comparação da produção e do número entre poços horizontais e verticais no campo de Barnett. Fonte: Adaptado de www.eia.doe.gov por Virgens (2011).

Figura 14. Ilustração do fraturamento hidráulico. Fonte: Adaptado de *The Royal Society and The Royal Academy of Engineering* (2012).

Figura 15. Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em algumas formações produtoras de gás de folhelho nos EUA. Fonte: Modificado de King (2012) por Santos & Coradesqui (2013).

Figura 16. Dados da perfilagem dos poços C-1, M-1 e P-5, que, no geral, continham os perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD) e Checkshot, representado pela curva da velocidade intervalar.

Figura 17. Janela de interpretação mostrando uma crossline representando a sísmica de reflexão, onde seus picos são diferenciados pela cor preta e os vales pela cor branca como pode ser observado na figura, segundo a convenção estabelecida pela SEG.

Figura 18. Curvas de sônico (DT) e raio gama (RG) dos três poços, C-1, P-5 e M-1.

Figura 19. Calibração do perfil sônico baseado no checkshot do poço M-1. Este processo possui como dados de saída tanto no domínio do tempo (TWT) quanto profundidade (TVD), o checkshot, a curva drift, Junções (Knees), o drift residual, o sônico não calibrado e o calibrado, velocidade intervalar antes e depois da calibração, velocidade média e o tempo duplo (TWT picked). Nesta figura encontram-se identificados os pontos referentes ao checkshot, a junção inicial (Knees) do ajuste do tempo do checkshot com o tempo do sônico e a curva de drift (curva em vermelho). * $T_{cm}T_i \Rightarrow T_c =$ Tempo do checkshot e $T_i =$ Tempo a partir do sônico integrado.

Figura 20. Calibração do perfil sônico baseado no checkshot do poço C-1. Este processo possui como dados de saída tanto no domínio do tempo (TWT) quanto profundidade (TVD), o checkshot, a curva drift, Junções (Knees), o drift residual, o sônico não calibrado e o calibrado, velocidade intervalar antes e depois da calibração, velocidade média e o tempo duplo (TWT picked). Nesta figura encontram-se identificados os pontos referentes ao checkshot, a junção inicial (Knees) do ajuste do tempo do checkshot com o tempo do sônico e a curva de drift (curva em vermelho). * $T_{cm}T_i \Rightarrow T_c =$ Tempo do checkshot e $T_i =$ Tempo a partir do sônico integrado.

Figura 21. Sismograma Sintético para o poço M-1. Neste poço o deslocamento geral (bulk shift) do sismograma sintético foi de -12ms. Já as âncoras utilizadas para o ajuste dos tempos da sísmica e do sismograma sintético podem ser identificadas pela seta vermelha, especificada pela letra B e C. Além disso, observa-se neste estudo os dados de entrada para o cálculo do coeficiente de refletividade, os coeficientes de refletividade, as wavelets extraídas em cada poço, a sísmica, os sismogramas sintéticos, as velocidades intervalares, os dados de entrada e saída das velocidades intervalares, tanto no domínio do tempo (TWT) quanto em profundidade (TVD).

Figura 22. Sismograma Sintético para o poço C-1. Neste poço deslocamento geral (Bulk shift) do sismograma sintético foi de 5 ms. Já as âncoras utilizadas para o ajuste dos tempos da sísmica e do sismograma sintético podem ser identificadas pela seta vermelha, especificada pelas letras B e C. Além disso, observa-se neste estudo os dados de entrada para o cálculo do coeficiente de refletividade, os coeficientes de refletividade, as wavelets extraídas em cada poço, a sísmica, os sismogramas sintéticos, as velocidades intervalares, os dados de entrada e saída das velocidades intervalares, tanto no domínio do tempo (TWT) quanto em profundidade (TVD).

Figura 23. Interpretação da formação Murteree no poço M-1 com auxílio do perfil de Raio gama. Em destaque, em um quadrado vermelho, sua interpretação e o alto valor de Raio Gama

Figura 24. Superfície Formação Murteree obtida através da seleção da sua interpretação, baseada nos picos de maior amplitude, como dado de entrada no processo *Make/edit Surface*.

Figura 25. Cubo sísmico após o workflow proposto pelo Petrel, onde os atributos de suavização, variância e *Ant Tracking* foram aplicados com o objetivo evidenciar fraturas e falhas.

Figura 26. Superfície Murteree com aplicação do atributo 'extract value'. É possível observar as falhas limitando a bacia e o padrão ortogonal e paralelo das fraturas ao *trend* principal das falhas NE-SW.

Figura 27. Fraturas e Falhas mapeadas na superfície da Formação Murteree e no cubo sísmico compactado. Em destaque, no círculo vermelho, observa-se a continuidade de uma falha no contato da *crossline* e da superfície do atributo *extract value* da Formação Murteree.

Figura 28. Fraturas e Falhas mapeadas na superfície do atributo *extract value* da Formação Murteree. Em destaque, no círculo vermelho, as fraturas paralelas e ortogonais ao *trend* NE-SW. É possível observar que as falhas acompanham o limite da bacia.

Figura 29: Observam-se os marcadores das superfícies, a superfície Murteree e o Perfil sísmico compressivo que originou a velocidade compressional através equação (5). Após isto, utilizou-se a equação proposta por Castagna et al. (1992) para originar a velocidade cisalhante. Com essa velocidade, utilizou-se a equação (5) para se obter o valor do sísmico cisalhante. Estes parâmetros foram necessários para os cálculos de Módulo de Young Dinâmico e Estático e razão de Poisson.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Mostra o predomínio do querogênio tipo III na formação Murteree. Fonte: Golstein et al. (2012)

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1. Organização dos dados de perfil de poço e da sísmica de reflexão para conseguir chegar no resultado final de avaliação do potencial como um reservatório não-convencional.

Fluxograma 2. Fluxograma proposto pelo Software Petrel com aplicação de atributos de suavização, variância e *Ant tracking* para destacar mais as falhas.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Valores referentes às equações 1 a 6 para cálculo final do valor de fragilidade dos poços C-1 e M-1.

SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução.....	1
Capítulo 2: Objetivo.....	2
Capítulo 3: Metodologia.....	2
Capítulo 4: Área de estudo.....	8
4.1.Localização	8
4.2.Revisão Geológica	9
4.2.1. Evolução Tectonoestratigráfica	9
4.2.2. Formação Murteree.....	14
Capítulo 5: Sistemas Petrolíferos em Reservatórios Não-Convencionais de Gás de Folhelho.....	15
Capítulo 6: Histórico de exploração de gás de folhelho.....	18
Capítulo 7: Interesse na exploração de reservatórios não convencionais.....	21
7.1.Interesse Econômico.....	20
7.2.Interesse Geopolítico.....	22
Capítulo 8: Aspectos tecnológicos na exploração de gás de folhelho.....	22
9.1.Perfuração direcional.....	23
9.2.Fraturamento Hidráulico.....	24
9.2.1. Operações.....	25
Capítulo 9: Riscos exploratórios.....	28
9.1. Risco associado ao Fraturamento hidráulico.....	28
9.2. Risco associado à Perfuração.....	29
9.3. Risco associado à Exploração.....	30
9.4. Risco associado à cimentação do poço.....	30

9.5. Risco associado às águas residuais.....	31
Capítulo 10: Resultados.....	31
10.1. Análise do potencial da Formação Murteree como reservatório não convencional	31
10.2. Relação entre Teor de Carbono orgânico total (COT) e fragilidade	49
Capítulo 11: Discussão dos Resultados.....	54
Capítulo 12: Conclusão	55
Capítulo 13: Referências Bibliográficas.....	55

Capítulo 1: Introdução

Atualmente, a crescente demanda por novas fontes de energia gerou o interesse na indústria do petróleo nos chamados reservatórios não convencionais devido ao grande número de reservas espalhadas pelo mundo e também pelo menor risco na definição do reservatório, pois em geral, o reservatório seria a própria rocha geradora, diferentemente do que ocorre nos reservatórios convencionais. Algumas fontes não convencionais de hidrocarboneto são arenitos muito fechados, folhelhos, carvão.

Os reservatórios de gás de folhelhos, por possuírem permeabilidades e porosidades muito pequenas, eram muito difíceis de serem explorados, porém o avanço da tecnologia possibilitou a produção desses reservatórios, através de duas técnicas: Fraturamento hidráulico e Perfuração horizontal ou vertical. Essas técnicas foram aplicadas com sucesso em bacias nos Estados Unidos, como no folhelho Barnett no Texas, e agora, empresas norte-americanas querem utilizá-las na exploração da América do Sul, África, Austrália, Ásia e Europa (Boyer et al., 2011).

Um estudo realizado mundialmente em 2013, pela Advanced Resources International (ARI) para o EIA (US Energy Information Administration), mostra que a Austrália possui o potencial para ser o próximo país com produção de gás de folhelho comercial. Uma das principais bacias é a Bacia de Cooper, localizada a nordeste do sul da Austrália e a sudoeste de Queensland. O principal reservatório de gás de folhelho nesta bacia pertence à Formação Murteree. Empresas como Santos, Beach Energy e Senex Energy estão testando seus reservatórios atualmente (ARI, 2013).

O crescente interesse mundial na produção de reservatórios não convencionais pode ser atribuído a fatores econômicos e geopolíticos. Em termos geopolíticos, esses reservatórios podem garantir a segurança energética de muitos países. Em países que não possuem sua própria produção, como nos países Europeus, o não convencional pode significar uma diminuição da dependência da importação de gás de países produtores (Sumbadze, 2012). E, em países que possuem produção como os Estados Unidos, que importam mais gás do que exportam, esses reservatórios significam um futuro onde a exportação vai superar a importação, que não será mais necessária devido ao aumento do número de reservas (Sumbadze, 2012). Já em termos econômicos, a indústria do gás de folhelho gera ofertas de trabalho diretamente relacionadas ao ciclo de exploração, produção, transporte e distribuição

de gás natural, e indiretamente, através do aumento da demanda por prestadores de serviços, e empregos gerados pelo governo com os impostos pagos pela indústria (Sumbadze, 2012).

Entretanto, a exploração desta fonte de energia pode causar danos ambientais irreparáveis. Segundo ambientalistas as técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, além de possível falha na cimentação do poço, podem gerar a contaminação de aquíferos e lençóis freáticos através dos fluidos e produtos químicos utilizados.

Ao longo deste trabalho, iremos compreender um reservatório não convencional do tipo gás de folhelho, as técnicas necessárias para sua exploração, os interesses envolvidos e principalmente, iremos avaliar o potencial da Formação Murteree, da Bacia de Cooper, na Austrália, para ser um reservatório não convencional, incluindo o padrão de fraturamento natural. Para isto, utilizou-se de dados de sísmica de reflexão e perfilagem de poços que foram disponibilizados pela AAPG.

Capítulo 2: Objetivo

O objetivo deste trabalho consiste no estudo e na compreensão da Formação Murteree localizado na Bacia de Cooper, na Austrália, como um possível reservatório não convencional de gás de folhelho, conhecido como *Shale Gas*, através de dados sísmicos de reflexão, que foram interpretados e correlacionados com os de perfis de poços.

Além disso, o outro objetivo deste trabalho está associado à obtenção de uma relação entre teor de carbono orgânico total (COT) e a fragilidade da Formação Murteree.

Capítulo 3: Metodologia

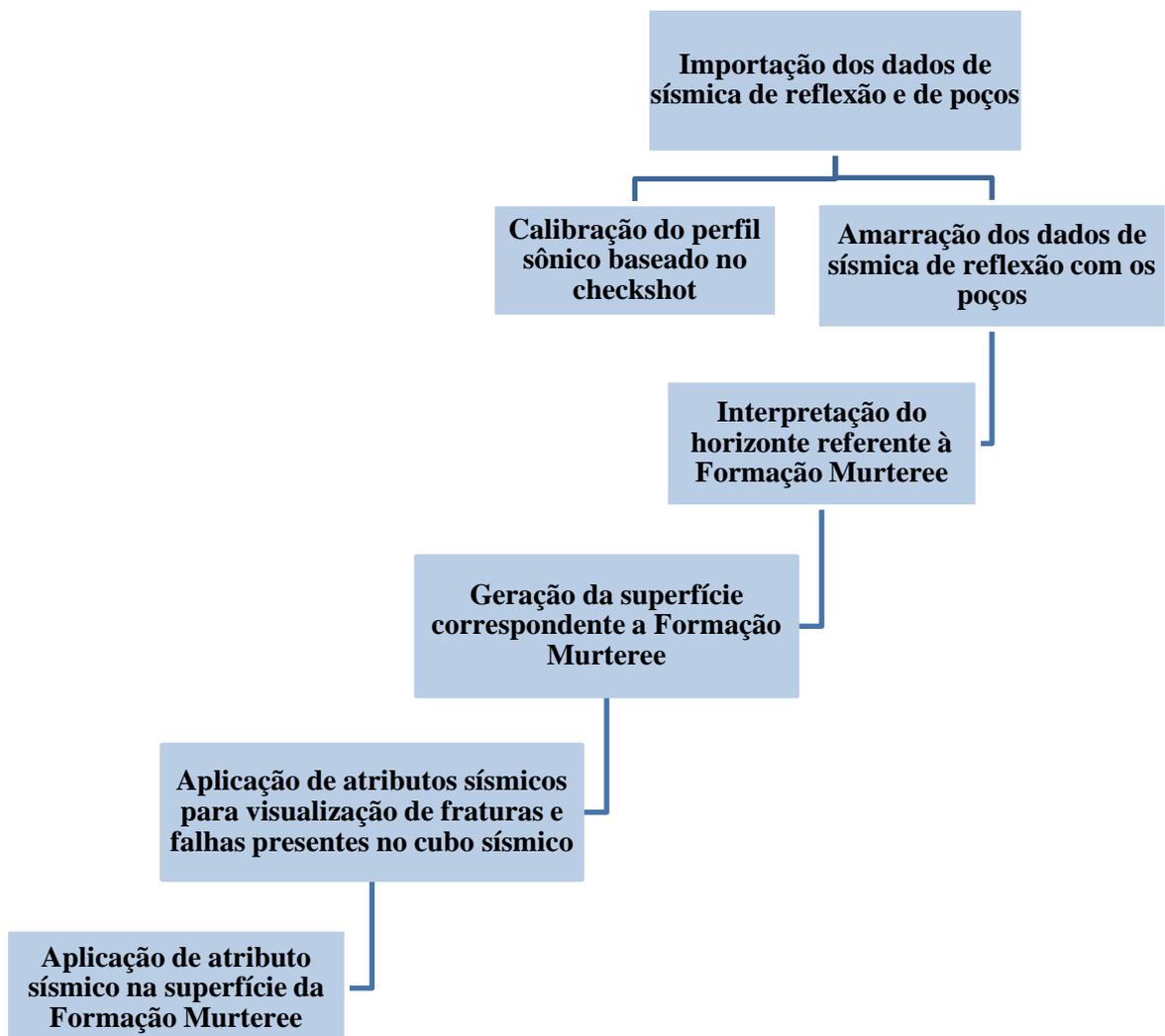
Para o cumprimento dos objetivos propostos neste trabalho, foram utilizados dados de sísmica de reflexão e perfis de poços fornecidos pela AAPG. Segundo as normas da AAPG para o uso dos dados, não é possível localizá-los no mapa da Bacia de Cooper.

Os dados de sísmica de reflexão, da perfilagem dos poços e dos marcadores das formações (*Well tops*) foram importados para um projeto no *Petrel E&P Software Platform* 2013, dentro do sistema de coordenadas UTM84 zona 54S e sistema de unidade em metros, que foram estabelecidas pela própria AAPG. Foram importados dados de três poços, denominados de C-1, M-1 e P-5, que, no geral, continham perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD), além de Check-shot (Relação do

Tempo x Profundidade). A sísmica de reflexão foi importada dentro da convenção americana adotada pela *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) para visualização de dados sísmicos de fase zero. De acordo com essa convenção, quando um sinal de uma reflexão mostra o aumento da impedância acústica, a amplitude desse sinal é positiva e é traduzida na sísmica por um pico e, quando mostra a redução da impedância acústica, a amplitude é negativa e vista como um vale (Schlumberger Oilfield Glossary, s.d.).

Para poder avaliar e mapear as possíveis falhas e fraturas existentes na Formação Murteree, foi preciso seguir o fluxograma abaixo após importar os dados, onde se trabalhou primeiramente os dados dos poços para depois integrá-los com a sísmica de reflexão.

Fluxograma da Metodologia



Fluxograma 1. Organização dos dados de perfil de poço e da sísmica de reflexão para conseguir chegar no resultado final de avaliação do potencial como um reservatório não-convencional.

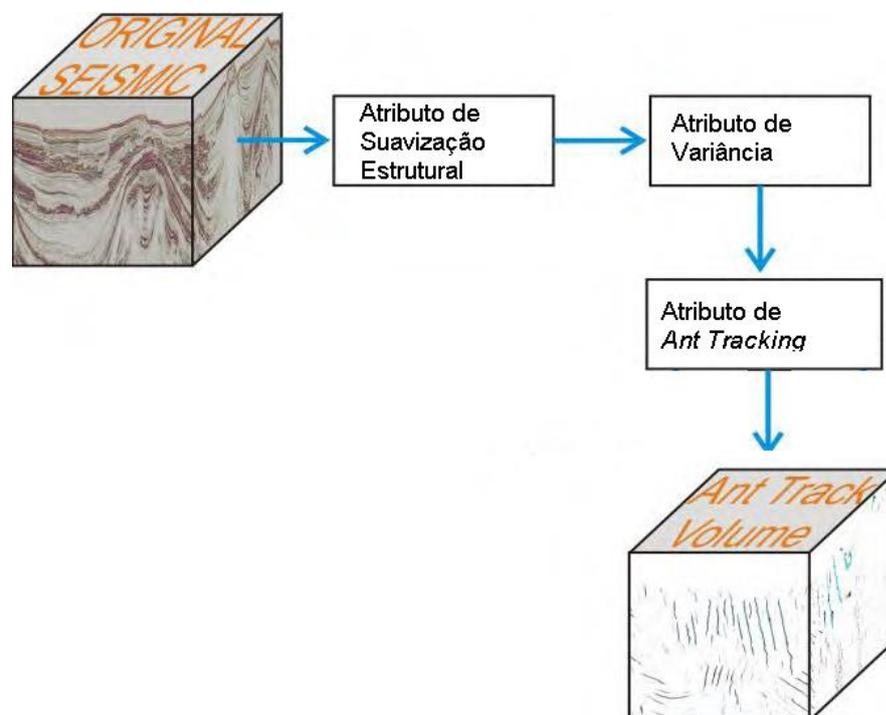
Após a importação dos dados, com o objetivo de trazer o dado do sônico para o domínio da sísmica, de baixa frequência, ele é calibrado com base nos checkshots (Schlumberger, 2012). Este processo possui como dados de saída tanto no domínio do tempo (TWT) quanto profundidade (TVD), o checkshot, a curva drift, Junções (*Knees*), o drift residual, o sônico não calibrado e o calibrado, velocidade intervalar antes e depois da calibração, velocidade média e o tempo duplo (*TWT picked*). Segundo o manual da Schlumberger de ‘*Seismic Well Tie*’ (2012), a curva de drift é utilizada para ajustar a relação tempo-profundidade do sônico com o checkshot nas junções (*Knees*). Essas junções podem ser criadas com base nos checkshots ou nos marcadores.

Ainda de acordo com o manual de ‘*Seismic Well Tie*’ (Schlumberger, 2012), a curva do drift residual representa a diferença entre os tempos do checkshot e do sônico integrado. Quanto mais perto de zero, maior a correlação entre os dados. O *track* utilizado para mostrar o sônico não calibrado e o calibrado tem como objetivo mostrar o comportamento das curvas com o ajuste. Já os dados de velocidade média e de tempo são provenientes do dado de entrada do checkshot (Schlumberger, 2012).

Em seguida, devido aos seus diferentes domínios entre a sísmica, amostrada em tempo, e os perfis de poços e os marcadores, amostrados em profundidade, foi necessário fazer a amarração entre esses dados (Chagas et al., 2010; Schlumberger, 2012). Esse processo tem como dados de entrada o sônico corrigido, ou seja, aquele gerado no processo de calibração, o perfil de densidade e a wavelet. Entretanto, como os poços M-1 e C-1 não tinham o perfil de densidade, criou-se um log denominado de RHOB_constante através da calculadora do próprio *Software Petrel*, onde atribuiu-se um valor constante de densidade de 2.65 g/cm³. Dessa forma, o coeficiente de refletividade ficou mais próximo de valores reais. Já a wavelet foi extraída da sísmica utilizando o método estatístico presente na ‘*Wavelet toolbox*’. Nessa caixa de ferramenta selecionou-se como dados de entrada a sísmica, o poço, parâmetros como a taxa de amostragem de 4ms, baseada na taxa de amostragem da sísmica, comprimento de 128 ms e determinou-se o tempo inicial e final para extração da wavelet na Formação Murteree, pois conforme o sinal passa por profundidades maiores, ele sofre atenuação. Ao selecionar um intervalo inicial de interesse próximo a Formação Murteree, esse sinal não foi tão atenuado. Para o poço C-1, esse intervalo foi definido de -1500 ms a -2216 ms e, para o poço M-1 de -1700 a -2154ms.

O estudo gerado pelo processo de amarração poço e sísmica mostra os dados de entrada para o cálculo do coeficiente de refletividade, os coeficientes de refletividade, as wavelets extraídas em cada poço, a sísmica, os sismogramas sintéticos, as velocidades intervalares, os dados de entrada e saída das velocidades intervalares dos poços M-1 e C-1, tanto no domínio do tempo (TWT) quanto em profundidade (TVD) (Schlumberger, 2012). A impedância acústica das camadas é calculada a partir dos dados de entrada do perfil de sônico (DT) e de densidade (RHOB). Esta é utilizada no cálculo do coeficiente de refletividade. Este coeficiente ao ser convolvido com as wavelets, que foram extraídas da sísmica em cada poço, originaram os sismogramas sintéticos.

Após a amarração, mapeou-se o horizonte da Formação Murteree no software Petrel com o auxílio do perfil de Raio Gama. Com o horizonte interpretado gerou-se uma superfície para aplicar atributos que detectassem falhas, fraturas e atributos de amplitude, a fim de se obter maiores informações e também analisar o potencial da Formação Murteree como reservatório não convencional. Foram aplicados os atributos de suavização, variância e *Ant tracking* seguindo um fluxograma proposto pelo *Software* Petrel para destacar mais as falhas, como observado no fluxograma abaixo.



Fluxograma 2. Fluxograma proposto pelo Software Petrel com aplicação de atributos de suavização, variância e *Ant tracking* para destacar mais as falhas.

Segundo Pereira (2009), o atributo de suavização estrutural é um método rápido de processamento que aplica um filtro gaussiano 3D com o objetivo de reduzir o ruído no dado sem perder a informação relacionada a orientação dos refletores sísmicos, e aumentar a continuidade dos refletores. Já o atributo de variância, introduzido por Bemmell et al. (2000), utiliza um algoritmo que computa a variância local do dado de entrada através de uma janela *multi-trace* de tamanho definido pelo próprio usuário. O cubo sísmico resultante desta operação deve definir as falhas e outras descontinuidades com alto grau de detalhamento (Pereira, 2009).

Ainda de acordo com Pereira (2009), o atributo *Ant Tracking* é um produto comercializado e patenteado pela Schlumberger que introduz um novo paradigma na interpretação de falhas. Este atributo se baseia nas ideias de inteligência de enxames (*swarm intelligence*). Inteligência de exames é um termo que descreve comportamentos coletivos de insetos sociais. Um exemplo é como as formigas encontram o caminho mais curto entre o formigueiro e uma fonte de alimentos, utilizando uma forma de comunicação por feromônios. Os feromônios são substâncias químicas que atraem outras formigas. As formigas que seguem pelo caminho mais curto chegam antes ao formigueiro do que as que escolheram outro caminho, deixando o caminho marcado com mais feromônios do que um trajeto mais longo. Outras formigas serão atraídas pelo feromônio reforçando o caminho mais curto. Assim, aplicando esta teoria no trabalho realizado no cubo sísmico, o *Ant Tracking* utiliza um elevado número de agentes (formigas virtuais) que são implantados ao longo de um volume sísmico para procurar zonas de falhas. Os “feromônios virtuais” são implantados por esses agentes quando encontram uma zona de falha, resultando em um volume sísmico com alto nível de detalhamento destas zonas (Schlumberger, 2007b apud Pereira, 2009).

Ao final, buscou-se uma relação, baseada na literatura, entre valores de Carbono Orgânico Total (COT) e Fragilidade, conhecido como Brittleness, da formação Murteree.

Capítulo 4: Área de Estudo

4.1. Introdução

A Bacia de Cooper é uma depressão estrutural com alinhamento preferencial nordeste, que cobre cerca de 130,000 km² no nordeste do Sul da Austrália, entre as latitudes 139°30'E 29°30'S e 141°E 26°20'S, e sudoeste de Queensland (Apak et al., 1997) (Figura 1). A bacia contém estratos do Permiano-Triássico de origem glacial, fluvial e lacustre (Kapel, 1966; Martins, 1967; Thornton, 1979). Os estratos do Permiano-Triássico sobrepõem discordantemente a Bacia de Warburton e as rochas ígneas do Carbonífero (Battersby, 1976; Gatehouse, 1986) são recobertas por sequência Jurássico-Cretáceo da Bacia Eromanga.

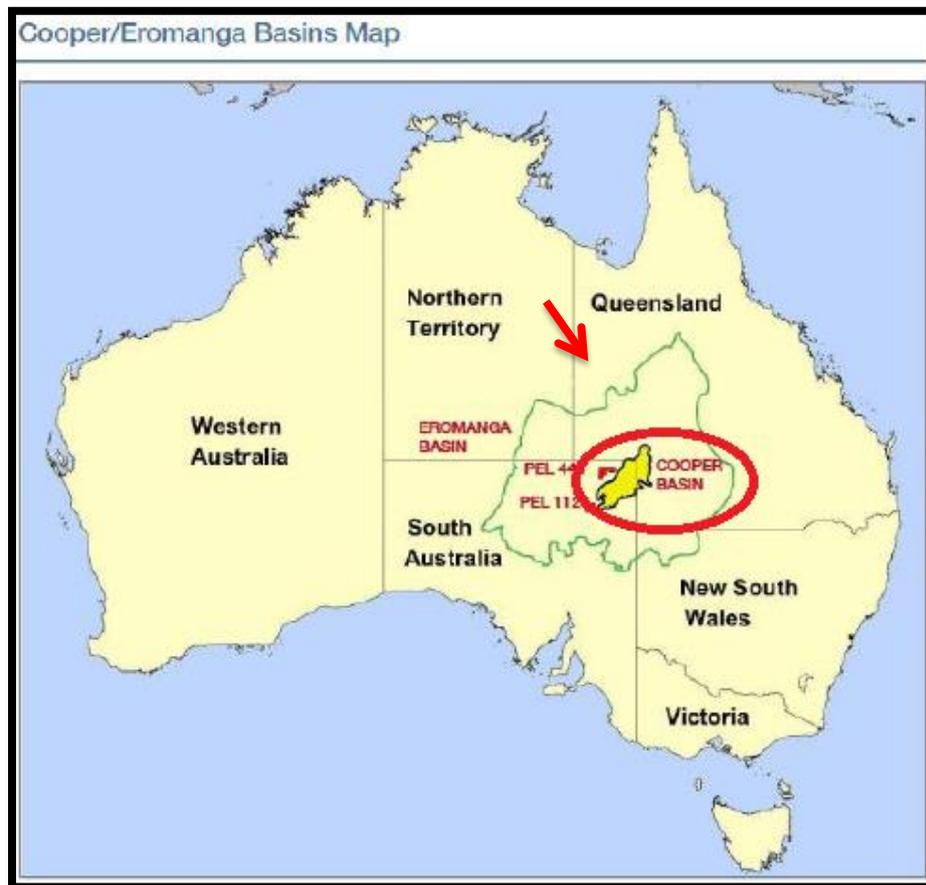


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Cooper. Fonte: Apex Energy Consultants (2011).

4.2. Revisão Geológica

4.2.1. Evolução tectonoestratigráfica

Segundo Apak et al. (1997), a história deposicional e estrutural da bacia de Cooper revelou que essa bacia se desenvolveu através de um regime compressional de direção NW-SE, controlado por estruturas Pré-Permiana com lineamentos de *trend* Noroeste (NW), associado a Estrutura Karmona-Naccowlah, e Nordeste (NE), associado aos altos estruturais situados na parte interna da bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacongee-Murteree (NM) (Figura 2).

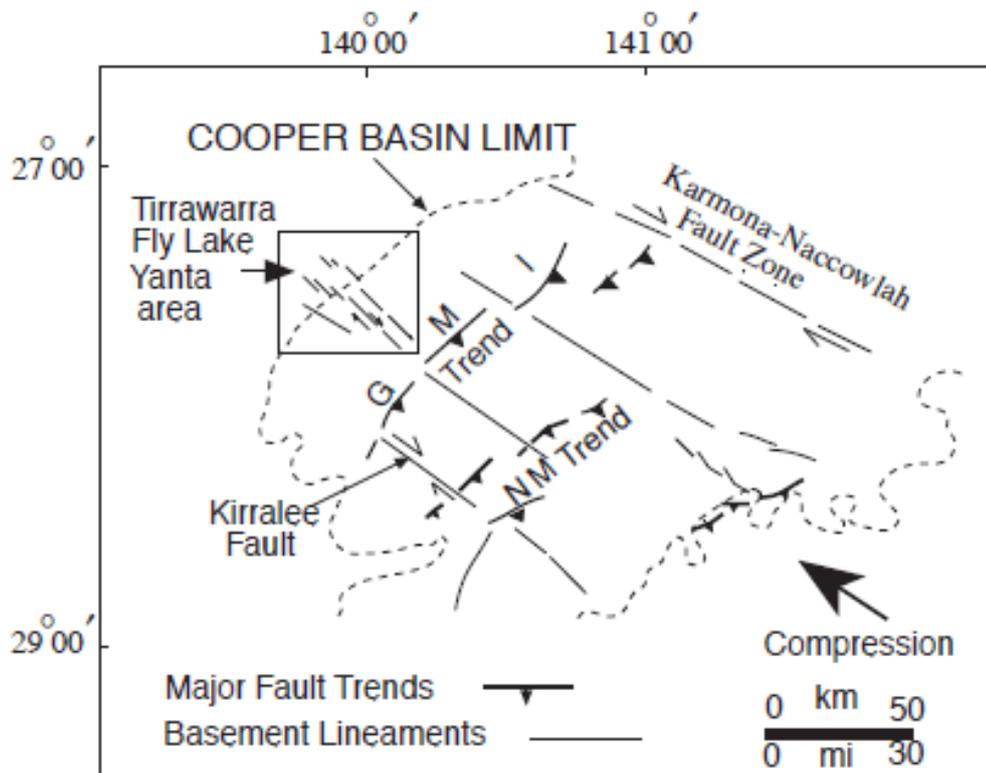


Figura 2. Elementos estruturais do Pré-Permiano. Fonte: Apak et al., (1997)

Entretanto, ainda de acordo com o mesmo autor, uma compreensão prévia do arcabouço estrutural regional da bacia do Warburton faz-se necessária, caso se deseje definir a evolução geológica da bacia do Cooper. Ao longo do desenvolvimento da bacia Warburton e durante a subsequente atividade ígnea do Carbonífero, um tectonismo de maior magnitude ocorreu ao longo da atual margem oriental do continente australiano (Veevers et al., 1982). Esse evento foi denominado de Orogênese Alice Spring (ASO), que ocorreu entre o

Devoniano e o Carbonífero médio. Acredita-se que as tensões tenham sido transferidas para a área interna da bacia de Warburton, resultando em reativação de antigas dobras e falhas nos lineamentos a Nordeste (NE), associado aos altos estruturais situados na parte interna da bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacoongee-Murteree (NM), e a noroeste (NW), associado à estrutura Karmona-Naccowlah, que eram zonas efetivas de fraqueza dentro desta bacia (Apak et al., 1993, 1995). A reativação desses lineamentos influenciou no padrão deposicional, na subsidência e no soerguimento das bacias na Austrália (O' Driscoll, 1989 apud Apak et al., 1997).

Na Bacia de Cooper, a evolução estrutural e o padrão deposicional das suas sequências foram controlados por essas estruturas mais antigas, de *trend* Noroeste (NW) e Nordeste (NE), que foram reativadas durante a Orogênese Alice Spring (ASO). Essas maiores estruturas como os altos estruturais Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e o Nappacoongee-Murteree (NM) e a estrutura Karmona-Naccowlah são resultantes de um regime compressional desenvolvido durante a formação do Cinturão da Tasmânia, no Adelaidean Tardio (650-575 Ma) (Veevers & Powell, 1984 apud Apak et al., 1997).

A estrutura Karmona-Naccowlah com *trend* para Noroeste (NW) divide a bacia do Cooper em porções sul e norte. Na parte Sul, encontram-se as principais estruturas dessa bacia, como falhas e dobras, com *trend* Nordeste (NE). Essas estruturas incluem dois altos estruturais na parte interior da bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e o Nappacoongee-Murteree (NM), responsáveis pela separação de três grandes depocentros, o Patchawarra, Nappamerri e Tenappera, de configuração sinclinal (Figura 2). Para Apak et al. (1997), a orientação das principais falhas e dobras desta bacia coincide com a direção do maior *trend*. E, isso pode sugerir que as falhas e dobras com *trend* Nordeste (NE) se desenvolveram na sequência do Permiano com orientação de regime compressional NW-SE ou E-W. Além disso, há também *trends* de dobras e falhas nos sentidos nordeste e norte, tal como a área de Toolachee. Na porção norte da bacia de Cooper as características estruturais jovens, do Terciário, são geralmente voltadas para o norte e noroeste (Figura 3).

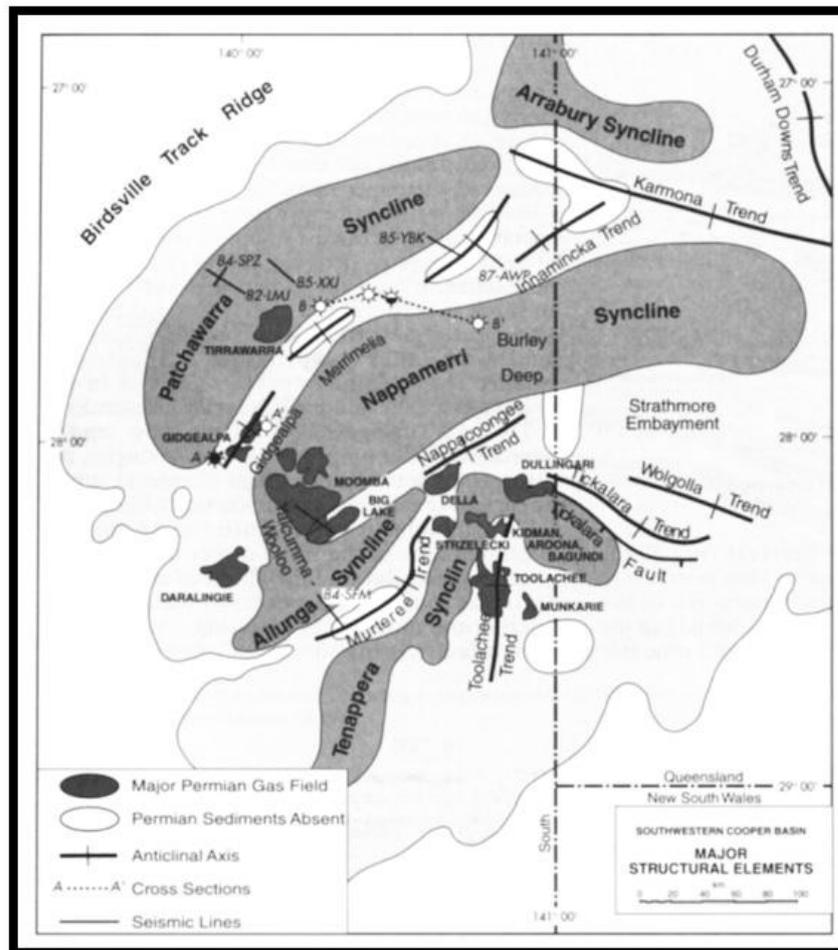


Figura 3. Principais elementos estruturais da bacia do Cooper (depois de Thornton, 1979). Localização das sinclinais de Patchawarra, Nappamerri, Tenappera e os altos estruturais situados na parte interna à bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacoongee-Murteree (NM). Fonte: Apak et al.(1997).

Ainda de acordo com Apak et al. (1997), a bacia de Cooper foi deformada durante, pelo menos, 4 eventos tectônicos. São eles: soerguimento durante o Sakmarian (273 Ma), outro soerguimento no Sakamarian (270 Ma), soerguimento no Permiano tardio que ocorreu após a deposição da Formação Daralingie (258 Ma) e o soerguimento no Triássico médio que ocorreu após a deposição do Grupo Nappamerri (245 Ma).

Apex Energy Consultants (2011) considera a Bacia de Cooper uma sequência sedimentar não marinha, do Carbonífero até o Triássico, com espessura de aproximadamente 2500 metros. Sua história deposicional se inicia com a migração do Pangeia para o sul, onde a porção meridional do Gondwana se posicionava sobre o polo sul, iniciando-se a glaciação Permo-Carbonífera com deposição de sedimentos glaciais. Nessa época a bacia de Cooper estava localizada em 70°S, diferentemente da localização atual, e a deposição de sedimentos continentais glaciais teve início na formação Merrimelia (Sanjurjo, 2011).

Os eventos interglaciais promoveram a transgressão denominada de Transgressão Sakhmariana que promoveu a formação de diversos pântanos fluvio-deltáicos responsáveis pela formação de planícies de inundação e por extensos depósitos de carvão do Carbonífero e do Permiano (Sanjurjo, 2011).

O registro sedimentar desta bacia é dividido em dois grupos: Gidgealpa, com formações do Carbonífero e do Permiano, e Nappamerri, do Triássico (Alexander et al. 1998). O grupo Gidgealpa é composto pelas formações Merrimelia, Tirrawarra, Patchawarra, Murteree, Epsilon, Roseneath, Daralergie e Toolachee. Já o Grupo Nappamerri é composto pelas formações: Arrabury, que é subdividida nos Membro Callamurra, Paning e Arenito Wimma, além das formações Tinchoo e Cuddapan conforme observado na carta estratigráfica da bacia de Cooper (Figura 4).

Segundo Alexander (1998), as formações Merrimelia e o arenito Tirrawarra são de origem de glacio-fluvial, depositados sobre os sedimentos da Bacia de Warburton. O arenito Tirrawarra representa um sistema fluvial de baixa sinuosidade a depósitos pro-glaciais recobertos por depósitos de pântanos, planície de inundação e sistema fluvial de alta sinuosidade da formação Patchawarra. As formações Murteree e Roseneath são folhelhos originados em ambiente lacustre intercalados por sedimentos flúvio-deltaicos das formações Epsilon e Daralergie. Até esse momento a bacia de Cooper estava passando por uma fase de contínua subsidência, porém no início do Permiano tardio, a bacia sofreu um soerguimento e a formação Daralergie ficou exposta, sendo então erodida. Essa discordância ficou conhecida como Discordância Daralergie (Figura 4).

A formação Toolachee foi depositada acima dessa descontinuidade com depósitos de planície de inundação, pântanos e sistema fluvial meandrante e, esta formação foi recoberta pela Formação Arrabury, que compreende sedimentos de planície de inundação e fluvial do Membro Callamurra, Paning e Arenito Wimma, que são recobertos pela formação Tinchoo representada por sedimentos de ambiente fluvial meandrante (Youngs and Boothby, 1985 apud Gravestock, 1998). Esta é sobreposta discordantemente à formação Cuddapan que compreende sedimentos de planície de inundação e de sistema fluvial meandrante de alta sinuosidade. Porém, a formação Cudappan é restrita ao depocentro Patchawarra (Alexander et al., 1998) (Figura 4).

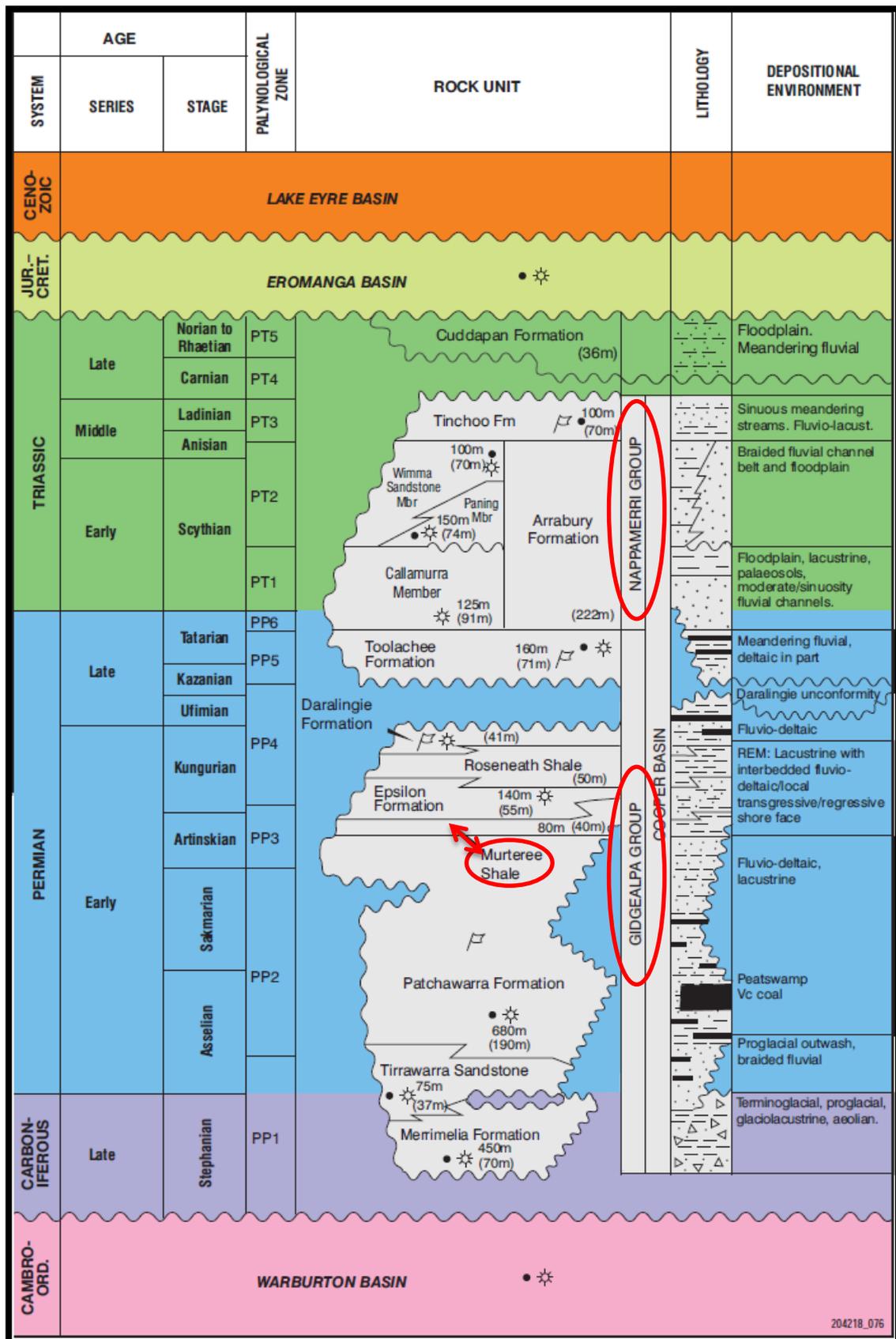


Figura 4. Carta Estratigráfica da Bacia de Cooper. Fonte: Goldstein et al. (2012).

4.2.2. Formação Murteree

Principal formação a ser estudada, a formação Murteree, interpretada como proveniente de ambiente lacustre é formada por folhelhos ricos em matéria orgânica, siltitos e arenitos de granulação fina, se tornando mais arenosa em direção ao Sul. Essa formação se espalha por toda a bacia e, sua espessura máxima ocorre no Alto Estrutural Nappamerri com 86 metros e vai afinando em direção ao Norte, onde a espessura máxima atingida é de 35 metros (Goldstein et al., 2012). Para Ahmad & Haghghi (2012), a porosidade total dessa Formação é de 2%, baseado em análises de testemunhos.

Ainda de acordo com os mesmos autores Goldstein et al. (2012), a maturidade mínima da formação Murteree medida através da Reflectância da Vitrinita é 0.95%, o que segundo Allen & Allen (1990), a classifica no estágio de catagênese, onde foi exposta a temperaturas que correspondem ao máximo de geração de óleo. Já a média da taxa de carbono orgânico total (COT) é 2.4%, classificando-a como um folhelho com potencial para geração de hidrocarbonetos. O gráfico abaixo, representando o índice de hidrogênio versus temperatura máxima, confirma o querogênio tipo III predominante nessa formação. Este tipo de querogênio é de origem vegetal, depositado em ambiente não marinho (McCarthy et al. 2011).

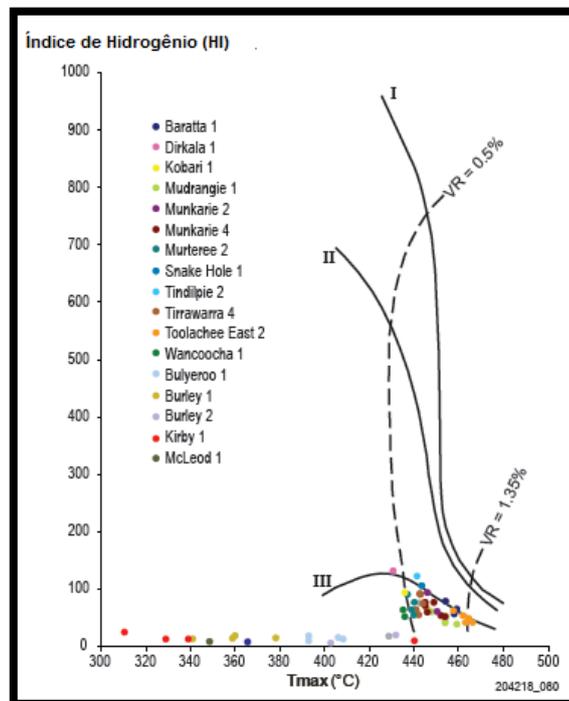


Gráfico 1: Mostra o predomínio do querogênio tipo III na formação Murteree. Fonte: Goldstein et al. (2012).

Capítulo 5: Sistemas Petrolíferos em Reservatórios Não-Convencionais de Gás de Folhelhos

A diferença de reservatório não convencional para o reservatório convencional está relacionada ao fato do reservatório convencional possuir um sistema petrolífero completo, quer dizer, o petróleo é gerado na rocha geradora e por pressão, ele migra até uma rocha reservatório onde é trapeado numa armadilha e selado, o que possibilita a acumulação em potencial para exploração (Figura 5). Já no reservatório não convencional, a exploração está relacionada com o aprisionamento do gás e do óleo em rochas com características diferentes dos reservatórios não convencionais, como por exemplo, a baixa permeabilidade. O hidrocarboneto pode ser acumulado em arenitos de baixa permeabilidade (*Tight gas*), carvão (*Coalbed Methane*) e folhelho (figura 5).

Neste tipo de reservatório, os hidrocarbonetos não se localizam tipicamente numa estrutura geológica como num reservatório convencional, mas em toda formação, sendo denominado de depósitos contínuos (Boyer et al., 2011; MIT, 2011).

Uma recente definição, denominada pela agência internacional de energia (IEA), assume que reservatórios não convencionais são aqueles que só são passíveis de exploração através de alta tecnologia como fraturamento hidráulico e perfuração horizontal ou vertical, para que o hidrocarboneto seja economicamente produzido (MIT, 2011; Holditch, 2003, Stevens, 2012; Sumbadze, 2012), uma vez que a taxa de recuperação é baixa, em torno de 15% a 20% do gás in place (Suárez, 2012).

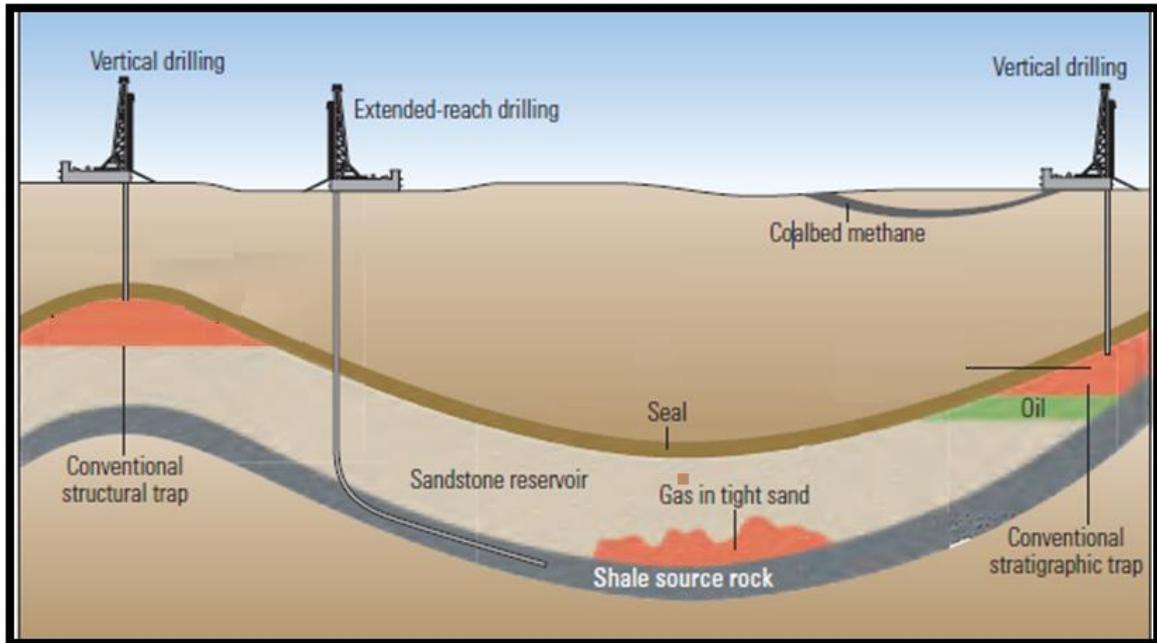


Figura 5. Sistema petrolífero convencional e não convencional. Sistema petrolífero convencional e seus 4 componentes: rocha geradora, rocha reservatório, trapa e selo. No sistema petrolífero não convencional o reservatório está representado pela rocha geradora. Fonte: McCarthy et al. (2011).

Segundo Boyer et al. (2011) e Guarnone et al. (2012), os reservatórios não convencionais de gás de folhelho são caracterizados por possuírem folhelhos que atuam como rocha geradora de hidrocarboneto e reservatório ao mesmo tempo. Isso pode ser justificado pela baixa permeabilidade horizontal e vertical das camadas de folhelho, que são responsáveis pelo trapeamento do gás dentro da rocha geradora (Guarnone et al., 2012), possibilitando sua exploração.

Ayers (2005) classifica um folhelho gerador de grande potencial para um reservatório não convencional de gás de folhelho quando possui alto conteúdo de matéria orgânica, e com isso, valores de conteúdo de carbono orgânico total (COT) entre 1-10%, com baixa permeabilidade e porosidade (MIT, 2010). Outra característica é a assinatura de raios gama geralmente maior que 140° API.

A forma de armazenamento do gás no folhelho está relacionada ao seu trapeamento em fraturas e microporosidades ou através da adsorção nas superfícies internas (MIT, 2011, Sunjay, 2011). A maior parte de gás encontrado nesses reservatórios se encontra adsorvido e uma minoria está no estado livre em microporos e fraturas. A adsorção é a adesão de uma única camada ou mais moléculas de gás às superfícies internas de uma matriz de folhelho (Virgens, 2011).

A água nesses reservatórios exerce pressão hidrostática, que mantém o gás adsorvido nas superfícies das moléculas. Ao extrair a água das fraturas a pressão é reduzida, permitindo a dessorção do gás, sua difusão pela rocha e, por fim, sua penetração no conjunto de fraturas naturais, que constituem o principal sistema de transferência de gás do reservatório até o poço (Loftin 2009, apud Santos & Coradesqui, 2013; MIT, 2010). A figura 6 ilustra o processo de liberação do gás.

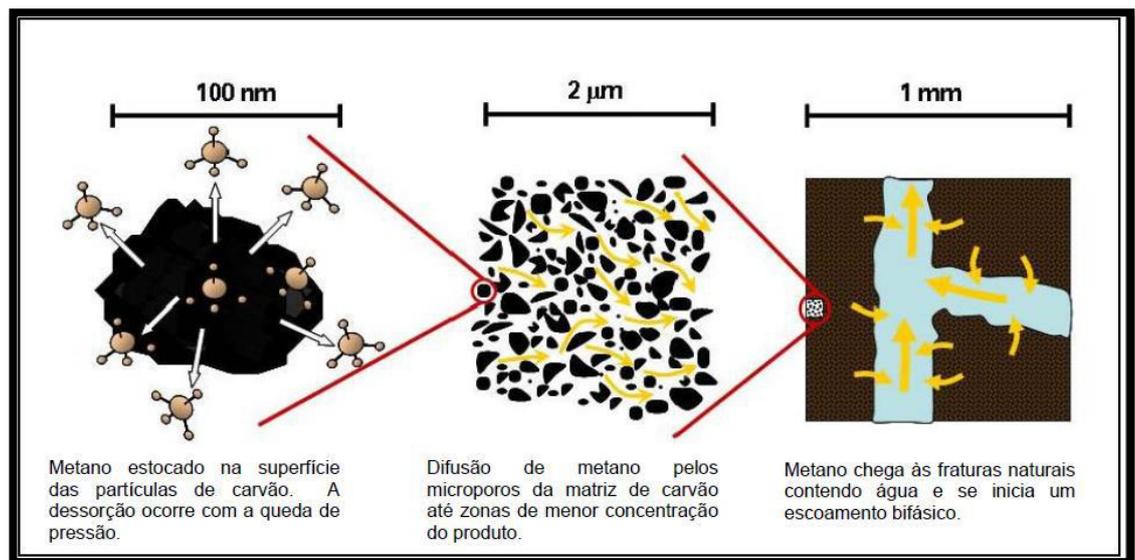


Figura 6. Movimentação do gás em camadas de carvão e folhelhos. Fonte: Adaptado de Loftin (2009) por Santos & Coradesqui (2013).

Dessa forma, de acordo com Virgens (2011) e através de um estudo interdisciplinar do MIT (2010), no início da produção, obtém-se quase que exclusivamente água, uma vez que a quantidade de gás livre no sistema é muito pequena. Com o avançar do tempo, o grau de saturação de gás na água aumenta e a taxa de recuperação de gás começa a atingir níveis comerciais. Este comportamento se opõe àquele de produção de gás de reservatórios convencionais, onde a vazão de gás é maior e a produção de água é menor exatamente nos primeiros estágios do processo (LOFTIN, 2009).

Capítulo 6: Histórico de exploração de gás de folhelho

Segundo Boyer et al. (2011) e Seller (2011), a produção de hidrocarbonetos a partir de depósitos de folhelho não é uma prática recente. Em 1821, décadas antes do primeiro poço de óleo ser perfurado, um poço de gás de folhelho foi perfurado na Fredônia, em Nova Iorque, nos Estados Unidos. Ainda de acordo com Seller (2011), nessa época a exploração de gás de folhelho passou a ser considerado um serviço para pequenas empresas, pois a margem de lucro era muito pequena, o que não gerava interesse nas grandes empresas pelo o fato da produção de gás de folhelho dar-se de forma bem lenta, pois o gás era produzido a partir de fraturas naturais da rocha.

Porém, foi somente em 1976 com a criação de um projeto de exploração de reservatórios não convencionais pelo o departamento de energia dos Estados Unidos que a busca por bacias produtoras de gás de folhelho começou. Nessa época, a bacia Appalachian era a única nos Estados Unidos, e no mundo, com exploração de gás de folhelho (Seller, 2011).

Com a criação desse projeto, outros plays foram encontrados como: *Barnett Shale* na *Bacia Fort Worth*, *Lewis Shale* na bacia de San Juan, *Antrim Shale* na bacia de Michigan, *New Albany Shale* na bacia de Illinois, *Marcellus Shales* na Bacia Appalachian, *Haynesville-Bisser Shale* localizado em Louisiana e leste do Texas (Figura 7). O *Barnett Shale* se tornou um dos maiores plays produtores de gás dos Estados Unidos, operado pela *Mitchell Energy & Development Corporation*, contribuindo com aproximadamente 7% de gás natural que é produzido por ano nos Estados Unidos (Boyer et al., 2011) (Figura 8). Essa formação começou a ser investigada em 1981, porém somente em 1995 com o avanço da tecnologia de fraturamento hidráulico, que o gás começou a ser produzido a taxas comerciais (Halliburton Energy Service, 2008 - White Paper).



Figura 7. Plays de gás de folhelho nos Estados Unidos. Fonte: Adaptado de EIA (Energy Information Administration) (2010) por Santos & Coradesqui (2013).

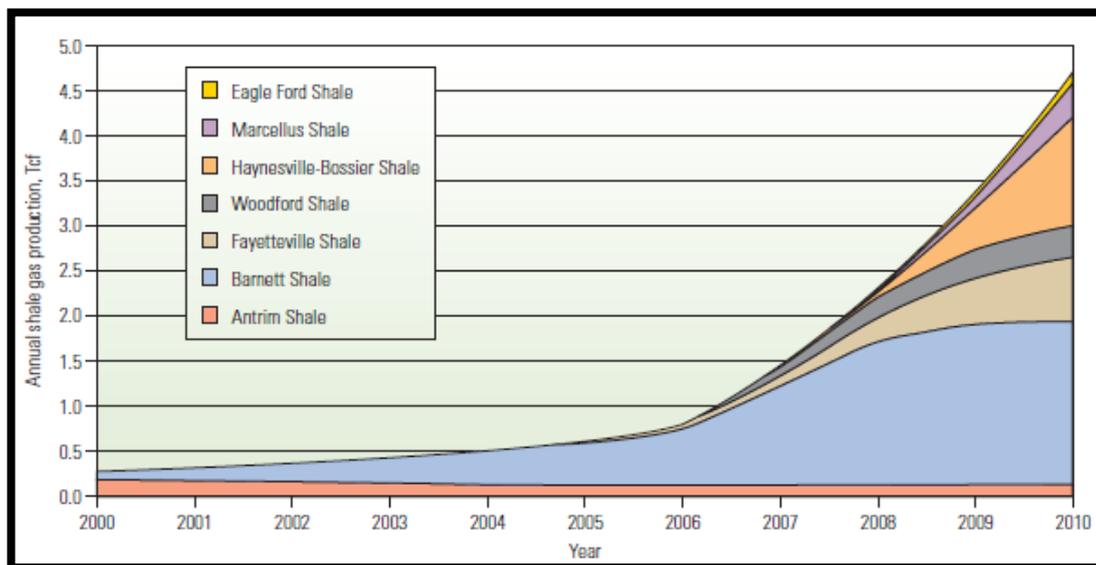


Figura 8. Rápido crescimento na produção de gás de folhelho nos Estados Unidos. O Barnett Shale como principal folhelho produtor de gás. Fonte: Boyer et al. (2011).

Segundo Wang & Krupnick (2013), em 2000 o gás de folhelho representava 1.6% da produção de gás natural nos Estados Unidos, porém essa percentagem aumentou para 4.1% em 2005 e, em 2010 o gás de folhelho representava 23.1% da produção de gás natural nos Estados Unidos (Boyer et al., 2011). Esse aumento na produção de gás nos Estados Unidos

gerou um grande impacto no mercado energético, acarretando o interesse de exploração de gás de folhelhos em outras áreas do mundo como China, México, Argentina, Índia, Austrália e Polônia, que estão considerando ou estão em processo de desenvolvimento das suas próprias fontes de gás de folhelhos (Figura 9).

Para Boyer et al. (2011), apesar do conhecimento das técnicas desenvolvidas, alguns fatores impedem o desenvolvimento do gás de folhelho na Europa, na Ásia e na América do Sul como a grande necessidade de água para perfuração, a grande infraestrutura necessária para exploração deste reservatório não convencional e também algumas leis de proteção ambiental em virtude do risco de contaminação do lençol freático através das misturas utilizadas na técnica de fraturamento. Além disso, as áreas altamente povoadas no Oeste Europeu dificulta a exploração. Assim, países que poderiam ter segurança energética são prejudicados.

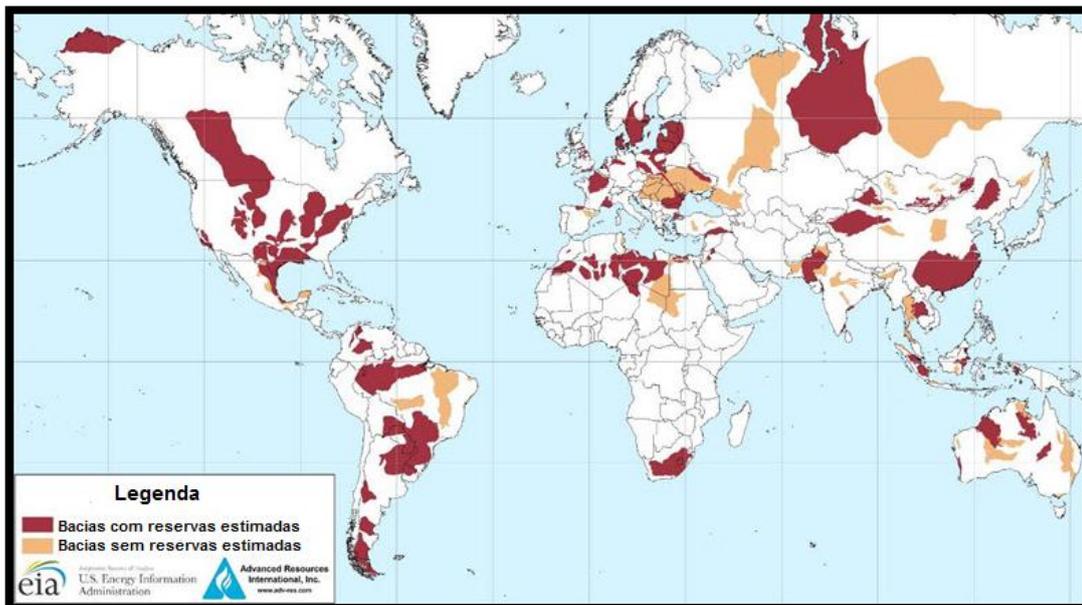


Figura 9. Localização das reservas de gás de folhelho no mundo. Em vermelho se localizam as bacias com reservas estimadas, enquanto as bacias que não possuem reservas estimadas estão em laranja. Fonte: EIA (2013).

No caso das explorações na Austrália, o site do governo Australiano (Primary Industries and Regions SA (PIRSA)), mostra que diversas companhias como Beach Energy e Santos & Stuart Petroleum começaram a fase de exploração recentemente no gás de folhelho no Permiano da Bacia de Cooper. Entretanto, bacias como Bacia de Georgina e Bacia

Canning possui folhelhos com potencial para reservatórios não convencionais como observado na figura a seguir.

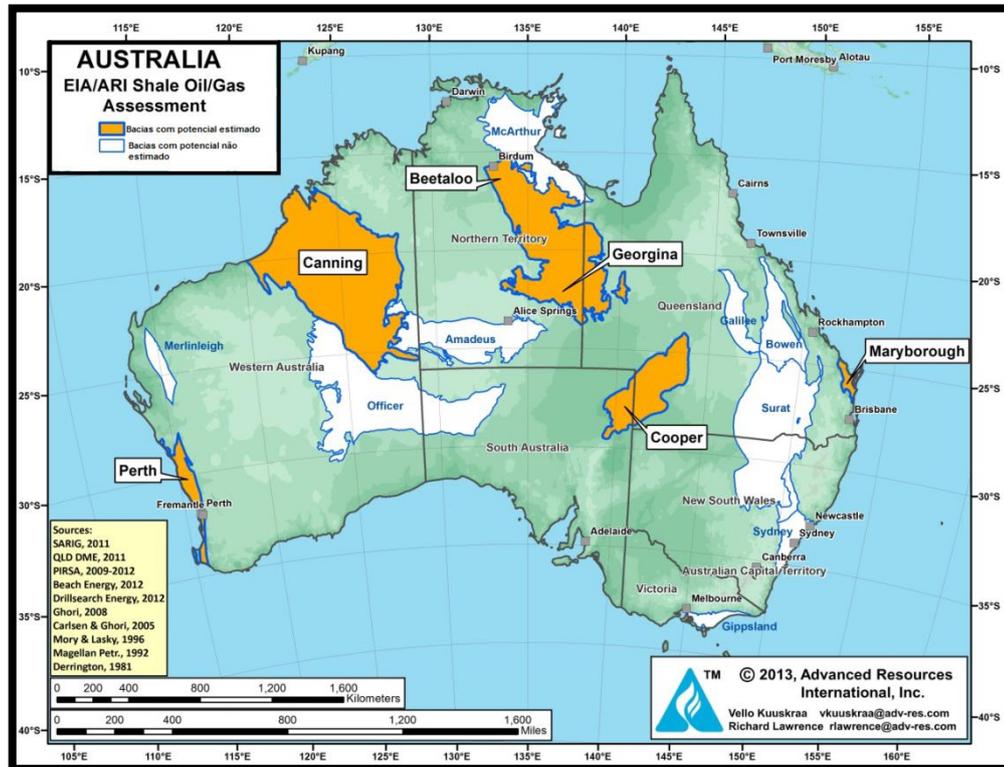


Figura 10. Bacias com potencial para reservatórios não convencionais do tipo gás de folhelho na Austrália. Em amarelo: Bacias com potencial avaliado e em branco: outras bacias sem o potencial avaliado. Fonte: ARI (2013).

Capítulo 7: Interesses na exploração de reservatórios não convencionais

7.1. Interesse econômico

De acordo com Sumbadze (2012), em termos econômicos, a produção de gás de folhelho pode trazer benefícios diretos e indiretos. Os benefícios diretos estão ligados aos impostos pagos pelas companhias, que podem ser revertidos em melhorias nas cidades, na educação e saúde. Além disso, a exploração desse combustível fóssil diminui e estabiliza o preço do gás natural (Stevens, 2012), o que favorece a sua utilização em automóveis nos EUA, por exemplo; cria oportunidades de empregos diretamente, ou seja, na própria companhia para todo o ciclo de exploração, produção, transporte e distribuição de gás natural, além da infraestrutura, e indiretamente, através do aumento do poder aquisitivo, que aumenta

a demanda por prestadores de serviços, e também empregos gerados pelo governo com os impostos pagos pela indústria. Nos Estados Unidos, em 2010 foram criados mais de 600 mil oportunidades de trabalho pela indústria de gás de folhelho, tanto direta quanto indiretamente. E, até 2035 serão 1.6 milhões de oportunidades de trabalho em todo Estados Unidos como é observado na figura 11 (IHS Global Insight, 2011).

Portanto, quando comparado com outros setores industriais, a indústria do gás de folhelho é considerada como tendo um dos maiores índices de multiplicadores de emprego. (IHS Global Insight, 2011).

Emprego (Número de Funcionários)						
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Direto	148,143	197,999	248,721	241,726	278,381	360,335
Indireto	193,710	283,190	369,882	368,431	418,265	547,107
Induzido	259,494	388,495	504,738	512,220	576,196	752,648
Total	601,348	869,684	1,123,341	1,122,377	1,272,841	1,660,090

Figura 11. Contribuição econômica da indústria do shale gas na geração de emprego nos EUA. Fonte: IHS Global Insight (2011).

7.2. Interesse geopolítico

Segundo Sumbadze (2012), a produção de gás de folhelho pode trazer diversos benefícios, pois é uma energia mais limpa em termos de emissões de CO₂ do que o carvão e o petróleo, que produz menos gases do efeito estufa. Porém, se houver vazamento de gás durante as operações o reservatório não convencional pode poluir mais do que o reservatório convencional (Stevens, 2012). Logo, o desenvolvimento da indústria de gás de folhelho pode ajudar países a atingirem suas metas de emissão de gás do efeito estufa (Stevens, 2012). Além disso, esse combustível fóssil pode satisfazer rapidamente a crescente demanda de energia devido à tecnologia adquirida para sua exploração e, principalmente, devido as grandes reservas espalhadas pelo mundo como visto na figura 9. Deste modo, a maior fonte de energia será o gás natural, com sua demanda crescendo 60% entre 2010 e 2040. Outro benefício é a redução da dependência energética de alguns países que não possuem reservas energéticas convencionais em grandes quantidades ou mesmo nem possuem, como a China e a maioria

dos países Europeus que dependem do gás natural da Rússia. De forma que, o desenvolvimento da produção de gás de folhelho pode significar a segurança energética desses países.

Capítulo 8: Aspectos tecnológicos na exploração de gás de folhelho

Como o reservatório gás de folhelho não permite um fluxo econômico de gás natural em poços convencionais verticais foi necessário o avanço da tecnologia para que se tornasse economicamente viável a sua exploração, ou seja, a taxas comerciais, através das técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulica (Rahm, 2011). Essas técnicas serão observadas neste capítulo em detalhe.

Segundo Rahm (2011), a técnica de fraturamento hidráulico existe há mais de 60 anos, porém era aplicada em poços verticais. De acordo com Virgens (2011), a figura 12 apresenta um esboço do posicionamento de um poço horizontal e um vertical comparando o volume de rocha reservatório que pode ser drenado utilizando a técnica de fraturamento em poços horizontais. Para Santos & Coradesqui (2013) e ALL Consulting (2008), o fraturamento a partir de poços verticais possuíam uma taxa de produção elevada, porém acompanhada de um rápido declínio devido a menor área de contato com o reservatório. Desta forma, os operadores perceberam que aumentar a área de contato com o reservatório evitaria a queda brusca da taxa de produção. Portanto, a solução encontrada foi aliar o fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais de longo alcance, o que têm permitido a expansão da capacidade de produção de gás natural em formações geológicas do tipo gás em folhelho. Como se pode observar na Figura 13, as taxas de produção de gás natural são significativamente mais elevadas para poços horizontais do que para os poços verticais como exemplificado no campo de Barnett (EIA, s.d.).

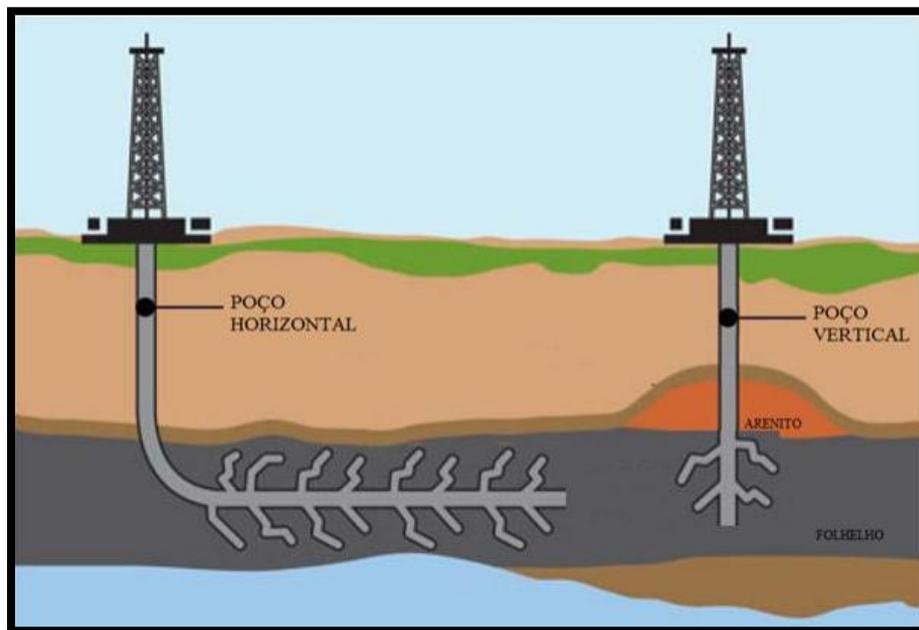


Figura 12. Esboço do posicionamento de um poço horizontal e um poço vertical. Fonte: Adaptado ALL Consulting (2008).

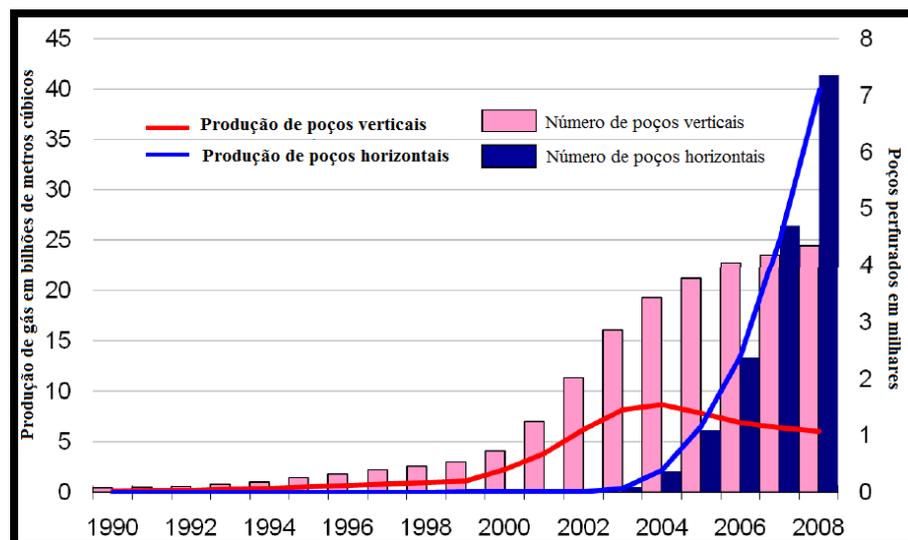


Figura 13. Comparação da produção e do número entre poços horizontais e verticais no campo de Barnett. Fonte: Adaptado de www.eia.doe.gov (s.d.) por Virgens (2011).

8.1. Perfuração direcional

Segundo Suárez (2012), o primeiro poço horizontal foi perfurado em 1930 no Texas (EUA). A perfuração direcional é utilizada para desviar o poço de obstáculos que impossibilitem o alcance do reservatório. Essa técnica, a princípio, era utilizada como uma operação reparadora de alguns problemas especiais da perfuração tais como desvios

motivados por uma ferramenta deixada no poço, poços tortuosos (Santos & Coradesqui, 2013).

Ainda de acordo com os mesmos autores, atualmente esses poços direcionais são perfurados com finalidades de atingir formações produtoras que estejam abaixo de locações inacessíveis, tais como rios, lagos, cidades; desviar a trajetória do poço de domos de sal e falhas; perfurar vários poços de um mesmo ponto a partir de um poço denominado de origem ou mãe, como ocorre na produção através de plataformas marítimas; desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais.

Na exploração de gás de folhelho, um tipo de perfuração direcional é utilizado, denominado de poço horizontal. Este poço possui um trecho reto que é perfurado na vertical até que começa a ser perfurado horizontalmente, aproximando-se de 90°, dentro da formação produtora (Santos & Coradesqui, 2013), como pode ser observado na figura 12.

A perfuração horizontal está em evidência atualmente por aumentar a área de contato do poço com o reservatório, o que acarreta no aumento da produtividade de hidrocarboneto (Suárez, 2012).

Para esta técnica é preciso um bom planejamento de poços a fim de se minimizar o custo da perfuração direcional, pois a seleção de ferramentas e métodos adequados pode resultar em maior eficiência operacional e melhores resultados econômicos (Santos & Coradesqui, 2013).

8.2.Fraturamento hidráulico

Para Suárez (2012), a utilização da técnica de fraturamento hidráulico foi responsável pelo sucesso da exploração de *Barnett Shale* a taxas comerciais, pois essa técnica aumentava efetivamente o contato entre o poço e a formação, estimulando o aumento da produção de fluidos.

O fraturamento hidráulico possui extrema importância na estimulação de poços nos EUA, visto que sem essa técnica o país perderia cerca de 45% da produção doméstica de gás natural e 17% da produção de óleo em até 5 anos de acordo com o artigo da Global Insight ("*Measuring the Economic and Energy Impacts of Proposals to Regulate Hydraulic Fracturing*", 2009). Estimativas da SPE (*Society of Petroleum Engineers*) afirmam que cerca

de 2,5 milhões de procedimentos de fraturamento hidráulico foram feitos no mundo todo, sendo cerca de 1 milhão só nos Estados Unidos.

Esta técnica é utilizada para aumentar a permeabilidade, através da criação de fraturas, em rochas com permeabilidade natural muito baixa em relação à transmissão de fluidos, para que esses poços passem a produzir volumes significativos de gás (Boyer et al., 2011; Suárez, 2012; Virgens, 2011; Sunjay, 2011; *The Royal Society and The Royal Academy of Engineering*, 2012).

8.2.1. Operação

Antes de iniciar a técnica de fraturamento é preciso realizar uma série de testes no poço com o objetivo de determinar se o poço resiste às pressões hidráulicas geradas pelo bombeio do fluido. Ao final desses testes uma solução de ácido clorídrico é bombeada a fim de limpar os resíduos deixados durante a cimentação do poço (Andrews et al., 2009; Santos & Coradesqui, 2013). É importante salientar que cada operação ocorre em etapas, sendo cuidadosamente controlada e monitorada. Se a técnica não for executada corretamente, pode ocasionar a perda do poço (Oliveira, 2012).

Após as etapas iniciais, o fluido de fraturamento é injetado. Este fluido varia de acordo com os diferentes reservatórios de petróleo existentes. O fluido é bombeado com pressão de até 8.000 psi, que é suficiente para fraturar o folhelho em até 914,4 metros em cada direção ao redor do poço. Sob pressão, as fraturas mais próximas do poço podem medir de 3,175 mm a 6,35 mm de largura. (Schlumberger, Inc., "*Shale gas: When Your Gas Reservoir is Unconventional, So is Our Solution*", s.d., apud Santos & Coradesqui, 2013; Andrews et al., 2009).

Os tipos de fluidos de fraturamento incluem: fluidos de base água, óleo ou ácido (Andrews et al., 2009; Santos & Coradesqui, 2013). Ainda segundo os mesmo autores, os fluidos base água são os mais utilizados, especialmente em formações de folhelho, devido principalmente ao seu baixo custo, alto desempenho e facilidade de manuseio. Assim, são injetadas sob pressão pelo poço durante um período de tempo: água, areia (propante) e soluções químicas, criando forças de tensão e fraturando-a na parte horizontal do poço, criando fissuras, como observado nas figuras 12 e 14. Já os fluidos de base óleo são utilizados em intervalos de formações susceptíveis a danos causados pela água, enquanto os fluidos de

base ácida possui ácido clorídrico para dissolver a matriz mineral das formações de carbonato e, dessa forma aumentar a porosidade (Santos & Coradesqui, 2013 e Andrews et al., 2009)

Para o estudo interdisciplinar do MIT (2010) e para outros autores como Andrews et al. (2009); Suárez (2012), Oliveira(2012) e Santos & Coradesqui (2013), a água possui importante função no fraturamento, pois exerce a pressão para iniciar as fraturas, e ao mesmo tempo transporta os grãos de areia para o interior das fraturas à medida que elas crescem. Quando a pressão do fluido é aliviada, os grãos de areia são responsáveis por manterem as fraturas abertas, criando canais de alta permeabilidade por onde ocorrerá o escoamento dos fluidos da formação, como pode ser observado na figura abaixo. Na ausência de propante, nesse caso areia, as fraturas podem ficar abertas durante um tempo, mas inevitavelmente elas irão se fechar e a produção do gás consequentemente irá diminuir (Santos & Coradesqui, 2013).

Durante o tratamento pode ocorrer na fase de limpeza ou na fase de produção o influxo para dentro do poço do material granular juntamente com o fluido, caracterizando o que na literatura técnica é comumente referido como "*proppant flowback*" (Andrews et al., 2009).

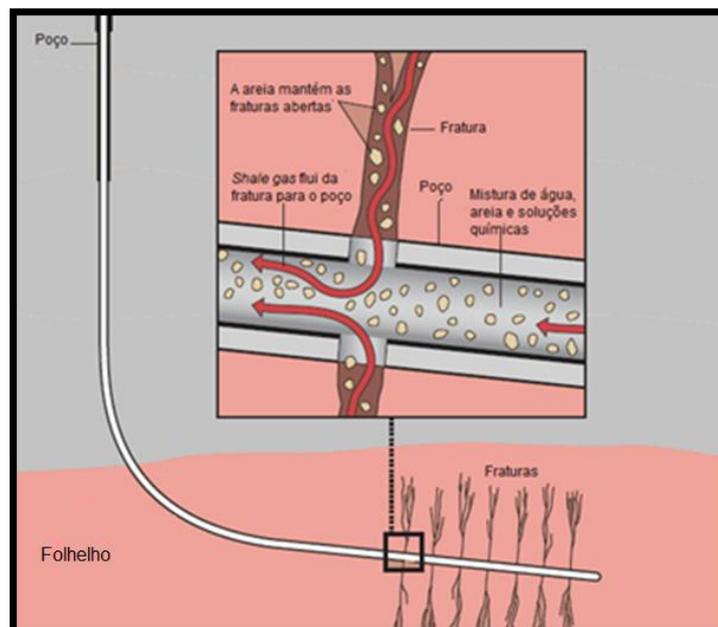


Figura 14. Ilustração do fraturamento hidráulico. Fonte: Adaptado de The Royal Society and The Royal Academy of Engineering (2012).

O gasto de água no fraturamento hidráulico na exploração de gás de folhelho pode chegar a valores entre 3 e 4 milhões de litros em poços com múltiplas fraturas (All Consulting, 2008). Na figura 15 são exemplificados volumes médios de água utilizada por

poço na perfuração e no fraturamento em algumas formações produtoras de gás de folhelho nos EUA.

Desenvolvimento de Reservatórios não Convencionais	Volume Médio de Água Potável para Perfuração	Volume Médio de Água Potável para Fraturamento	Volume Médio de Água Salgada para Fraturamento
Barnett	9.436.353 Litros	17.412.895 Litros	
Eagle Ford	473.176,5 Litros	18.927.060 Litros	
Haynesville	2.271.247 Litros	18.927.060 Litros	
Marcellus	321.760 Litros	21.198.307 Litros	Crescente
Niobrara	1.135.623,6 Litros	11.356.236 Litros	
Horn River (EnCana and Apache)	9.436.353 Litros	Insignificante	Acima de 45.424.944 Litros

Figura 15. Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em algumas formações produtoras de gás de folhelho nos EUA. Fonte: Modificado de King (2012) por Santos & Coradesqui (2013).

Capítulo 9: Riscos exploratórios

A exploração de gás de folhelho exige técnicas bem desenvolvidas como o Fraturamento hidráulico e a Perfuração horizontal vistas anteriormente. Todavia, o aumento da exploração de gás de folhelho gerou preocupação quanto às consequências ambientais ocasionadas por essa fonte, especialmente pela contaminação de aquíferos e lençóis freáticos.

Neste capítulo serão abordados todos os riscos envolvidos na exploração de gás de folhelho.

9.1. Riscos associados ao fraturamento hidráulico

Segundo Andrews et al. (2009), o principal risco associado ao fraturamento hidráulico é a contaminação do aquífero e do lençol freático através dos fluidos utilizados nesse processo. Como a técnica de fraturamento consiste em criar fraturas no folhelho, essas fraturas podem se propagar além da formação de interesse, chegando até o aquífero, permitindo que os componentes tóxicos presentes na água e nos fluidos de fraturamento possam contaminar reservas de água potável. A agência de proteção ambiental nos Estados

Unidos publicou um estudo no qual o fraturamento hidráulico contaminou o aquífero em Wyoming (Lechtenbohmer et al.,2011).

Para garantir a minimização dos impactos ambientais é necessário que tecnologias avançadas de monitoramento de fraturas sejam adotadas. O monitoramento sísmico é uma ferramenta de tempo real que pode ser utilizada com o intuito de garantir que o fraturamento hidráulico induza atividade microssísmica apenas dentro do reservatório de gás de folhelho (ALL Consulting, 2008). No entanto, essa ferramenta é muito pouco empregada durante essa etapa, cerca de apenas 3% dos fraturamentos realizados nos EUA utilizaram este método (Santos & Coradesqui, 2013).

Um estudo feito pelos autores Lechtenbohmer et al. (2011) para o Parlamento Europeu (“ Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health“), considera que outro risco gerado pelo fraturamento hidráulico é indução de terremotos de baixa magnitude, em torno de 1-3 na escala Richter. Ainda de acordo com esse estudo, a cidade de Cleburne, registrou 7 terremotos entre Junho e Julho de 2009, entretanto a mesma não sofria terremotos há 140 anos.

9.2.Riscos associados à perfuração

Segundo Santos & Coradesqui (2013), durante a perfuração pode ocorrer o risco de blowout. Este risco está relacionado à perfuração em zonas altamente pressurizadas de hidrocarboneto e, no caso do gás de folhelho, também está ligado à introdução de fluidos pressurizados durante o fraturamento. Desta forma, a fim de se minimizar os riscos é preciso conhecer o subsolo da área de interesse e de pessoas capazes de lidar com qualquer situação inesperada. É importante mencionar que esse risco não é exclusivo de exploração de reservatórios não convencionais, reservatórios convencionais também estão sujeitos.

O estudo realizado pelos autores Lechtenbohmer et al. (2011) aponta diversos acidentes causados pelo blowout ocasionados por comportamentos humanos incorretos, como uma explosão que ocorreu em junho de 2010 de um poço de gás em Marshall na West Virginia, nos EUA, que feriu 7 pessoas.

9.3. Riscos associados à exploração

De acordo com o estudo feito para o Parlamento Europeu pelos autores Lechtenbohmer et al. (2011), o equipamento de perfuração consome muito combustível o que acarreta maior liberação de gás carbônico na atmosfera. Além disso, o gás metano, que é o gás do efeito estufa, pode escapar durante o processo de produção e de transporte, sendo liberado também na atmosfera.

Um estudo foi realizado em 2009 na cidade de Dish, no Texas, com o intuito de estudar os impactos na qualidade do ar gerados pela exploração de gás, devido a reclamações sobre doenças e mortes de animais, que se tornaram frequentes. Como resultado, encontraram-se altas concentrações de componentes cancerígenos. E, como a cidade não possui nenhuma atividade industrial, a extração de gás natural de folhelho foi atribuída como a causa da poluição ambiental.

9.4. Riscos associados à cimentação do poço

A falha na cimentação ou no revestimento do poço pode ocasionar a contaminação de água potável nos aquíferos através do contato direto com o gás, os fluidos de fraturamento e a água de formação, que tem contem altas concentrações de produtos químicos dissolvidos (Santos & Coradesqui, 2013) Existe uma série de ferramentas que minimizam o risco de falhas na cimentação ou no revestimento.

Segundo os autores Lechtenbohmer et al. (2011) responsáveis pelo estudo sobre os impactos do gás de folhelho, o mais impressionante acidente documentado foi a explosão de uma casa que foi causada por operações de perfuração e subsequente invasão de metano no sistema de água da casa. O relatório do Departamento de Recursos Naturais dos Estados Unidos identificou a cimentação inadequada do revestimento do poço como a principal causa da contaminação da água potável que ocasionou esse incidente.

9.5. Riscos associado à água residual

Existe um grande risco de contaminação dos solos e de águas superficiais através da água residual do fraturamento, pois o fluido utilizado durante esse processo retorna a superfície juntamente com a água de formação (Santos & Coradesqui, 2013).

A água residual é composta pela água de formação, que pode possuir elevadas concentrações de sais, materiais radioativos e também pelo fluido do fraturamento, que contem areia, água e produtos químicos. Assim, se não descartada, armazenada e transportada corretamente o resíduo pode levar a contaminação dos solos e das águas superficiais (Santos & Coradesqui, 2013).

Capítulo 10: Resultados

10.1. Análise do potencial da Formação Murteree como reservatório não convencional

A Formação Murteree da bacia de Cooper, na Austrália, é interpretada como proveniente de ambiente lacustre, sendo formada por folhelhos ricos em matéria orgânica. Essa Formação possui como característica medidas de Reflectância da Vitritina de 0.95% e teor de Carbono Orgânico total (TOC) de 2.4% (Goldstein et al., 2012). Dessa forma, é classificada como um folhelho com potencial para geração de hidrocarbonetos (Allen & Allen., 1990). Entretanto, devido à bacia de Cooper ter sido formada através de um regime compressional (Apak et al., 1997), faz-se necessário o estudo da configuração estrutural dessa Formação, ou seja, mapear as falhas e fraturas, para poder avaliar o seu potencial como um reservatório não convencional. Para isto, como já mencionado utilizou-se de dados de sísmica de reflexão e da perfilagem de poços cedidos pela AAPG.

Na figura 16 observam-se os poços C-1, M-1 e P-5, que como já visto no capítulo da metodologia, no geral, continham perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD), além de Checkshot. Neste trabalho os picos da sísmica de reflexão são representados pela cor preta e os vales pela cor branca como pode ser visualizado na figura 17, que representa uma *crossline* em uma janela de interpretação do *Software Petrel*, conhecida como “*Interpretation Window*”.

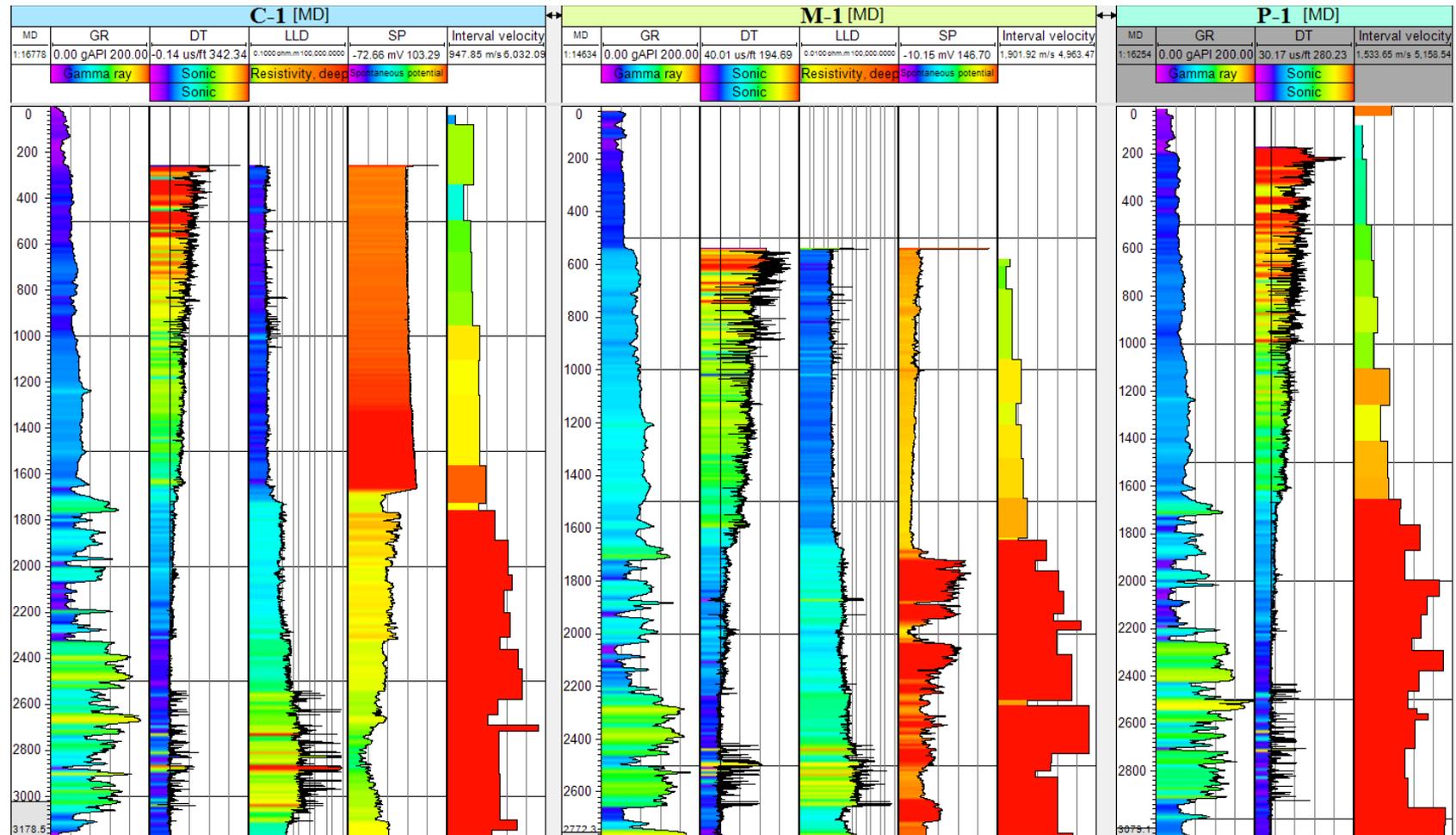


Figura 16. Dados da perfilagem dos poços C-1, M-1 e P-5, que, no geral, continham os perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD) e Checkshot, representado pela curva da velocidade intervalar.

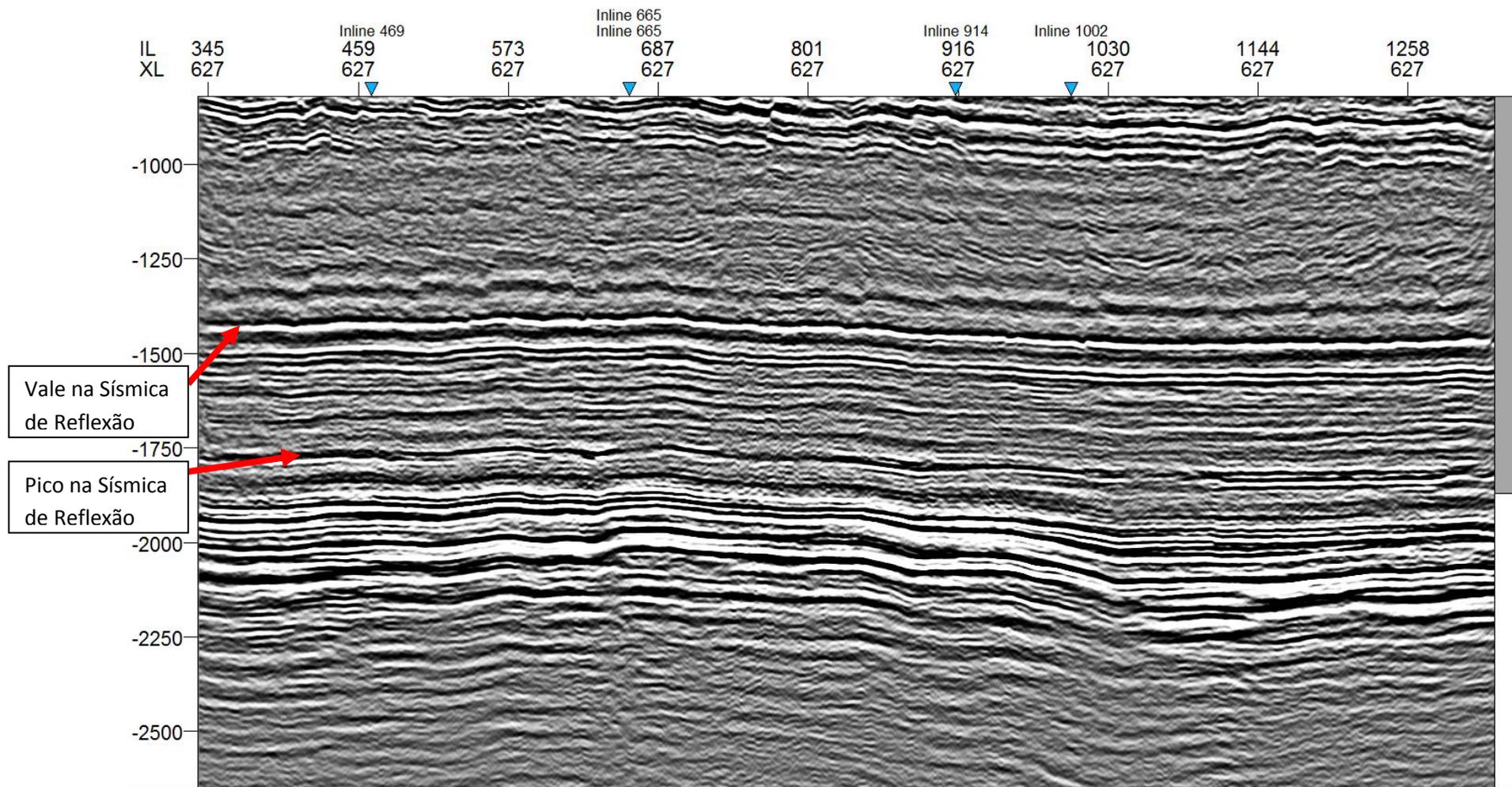


Figura 17. Janela de interpretação mostrando uma crossline representando a sísmica de reflexão, onde seus picos são diferenciados pela cor preta e os vales pela cor branca como pode ser observado na figura, segundo a convenção estabelecida pela SEG.

Após a etapa de importação dos dados de poços e da sísmica de reflexão, plotou-se numa janela de poço, conhecida como *Well Section Window* no *Software* Petrel, os Perfis de Sônico (DT), Raio Gama (GR) e os marcadores das formações, conhecido como *Well Tops*, dos poços C-1, M-1 e P-5. A análise dessas curvas tem como objetivo procurar spikes ao longo do perfil, que são pontos com valores anômalos. Entretanto, como não foram disponibilizados os perfis de cáliber, não foi possível uma análise detalhada a procura de spikes, pois não tinha como diferenciar os valores anômalos de valores reais dos perfis. Já os marcadores possuíam a finalidade de mostrar as formações presentes na sísmica, em suas respectivas profundidades nos poços (Figura 18). Ainda na figura 18, nota-se que o poço P-5 não possui o marcador estratigráfico da Formação Murteree. Assim, somente os poços C-1 e M-1 foram utilizados para avaliação do seu potencial como um reservatório não convencional.

Com os poços selecionados seguiu-se o fluxograma 1, proposto no capítulo de metodologia. Como primeira etapa, realizou-se o processo de calibração como observado nas figuras 19 e 20, com o objetivo de conciliar os tempos do checkshot e do sônico para qualquer profundidade no poço (Schlumberger, 2012). Nestas figuras encontram-se identificados os pontos referentes ao checkshot de cada poço, a junção inicial (*Knees*), que diz respeito ao início do ajuste entre a curva de drift, que é a diferença entre os tempos do checkshot e do sônico, e dos pontos do checkshot. A curva de drift está representada e identificada pela curva em vermelho. Neste trabalho as junções (*Knees*) da curva de drift e dos pontos de checkshot foram feitos com base nos tempos dos checkshots. Este processo também gera uma relação de tempo e profundidade como dado de saída. A velocidade intervalar, a velocidade média e o tempo duplo (TWT picked) observados nas figuras 19 e 20 foram utilizados como dado de entrada desse processo pelo checkshot.

Prosseguindo de acordo com o fluxograma, após o processo de calibração, realizou-se a amarração entre os dados de poços e da sísmica de reflexão como vistos na figura 21 e 22. Nestas figuras, visualiza-se os marcadores, os sismogramas sintéticos dos poços M-1 e C-1 e a sísmica de reflexão, o que possibilita a comparação entre as impedâncias acústicas, de modo a ajustá-las para que as suas respostas ficassem alinhadas, ou seja, corresponderem as mesmas profundidades e tempos, através do conhecido “*Stretch and Squeeze*”. Essa diferença entre o dado do sismograma sintético e da sísmica pode estar relacionada à invasão do filtrado da lama na formação de interesse, que faz com que o sônico não consiga ler os valores reais

de velocidade (Ewing, 2001). Para alinhar esses dados, com a ajuda dos marcadores, utilizaram-se deslocamentos, conhecidos como *bulk shift*, que foram aplicados em todo o sismograma sintético e também de âncoras para deslocamentos específicos. No poço C-1 o deslocamento geral utilizado no sintético correspondia a 5ms, enquanto no poço M-1 foi de -12ms. Já os deslocamentos realizados por meio de âncoras, que estão relacionados ao processo de “*Stretch and Squeeze*”, onde o dado é comprimido e/ou esticado ao longo do sismograma sintético para que possa ser ajustado em relação à sísmica, estão especificados por letras nas figura 21 e 22. A figura 21 é relativa ao poço M-1, onde notam-se as letras B e C, e a figura 22, referente ao poço C-1, as letras B e C.

As velocidades intervalares dos dados de entrada e saída são utilizadas como uma forma de controle de qualidade do processo de “*Stretch and Squeeze*”, pois uma grande diferença entre as curvas pode significar a alteração do dado real de velocidade. E, deste modo, é possível mascarar alguma informação importante.

Após este procedimento, foi estabelecida uma relação de tempo-profundidade confiável entre a sísmica e os poços, sendo possível utilizá-los em conjunto com o objetivo de auxiliar na interpretação da formação Murteree.

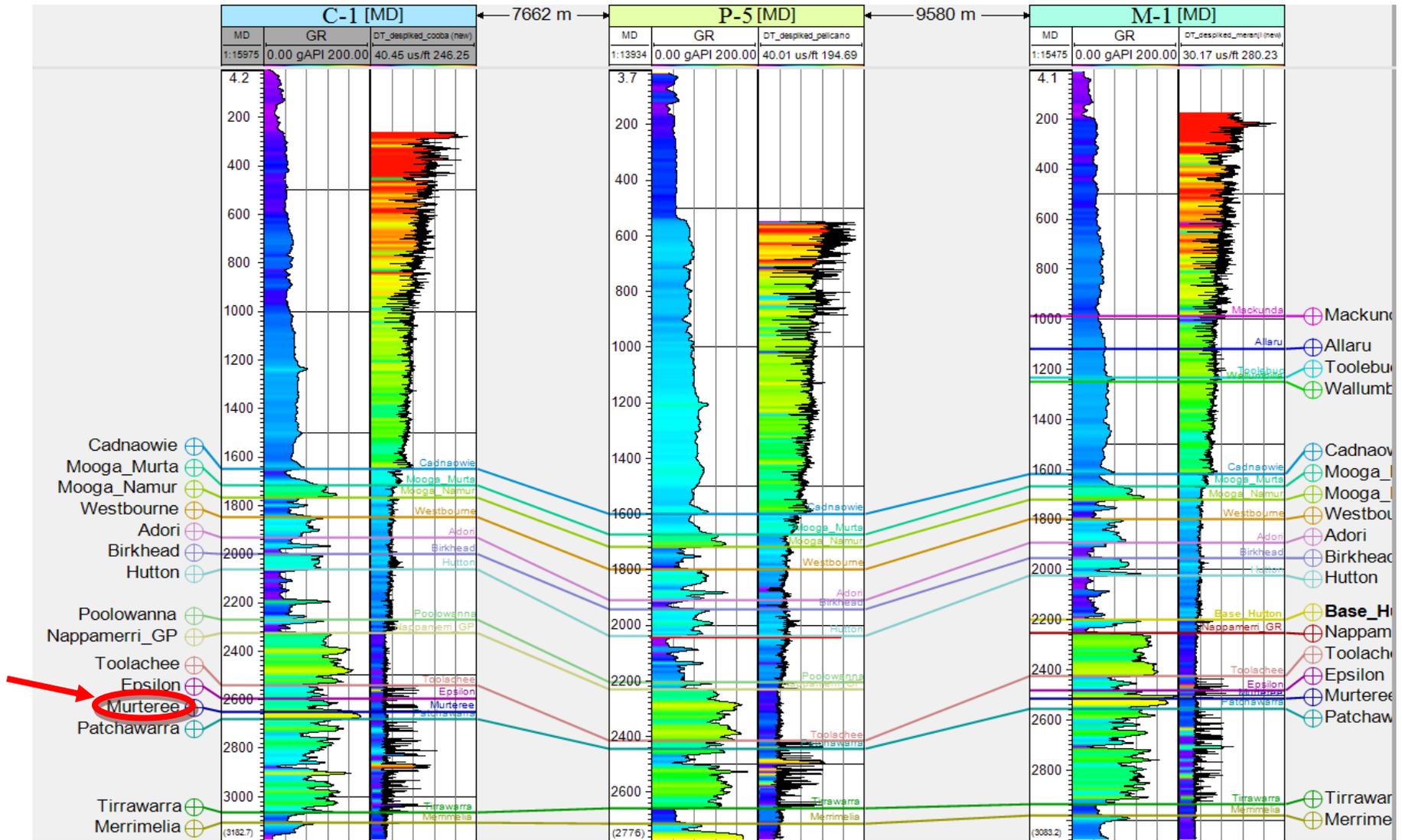


Figura 18. Curvas de sônico (DT) e raio gama (RG) dos três poços, C-1, P-5 e M-1.

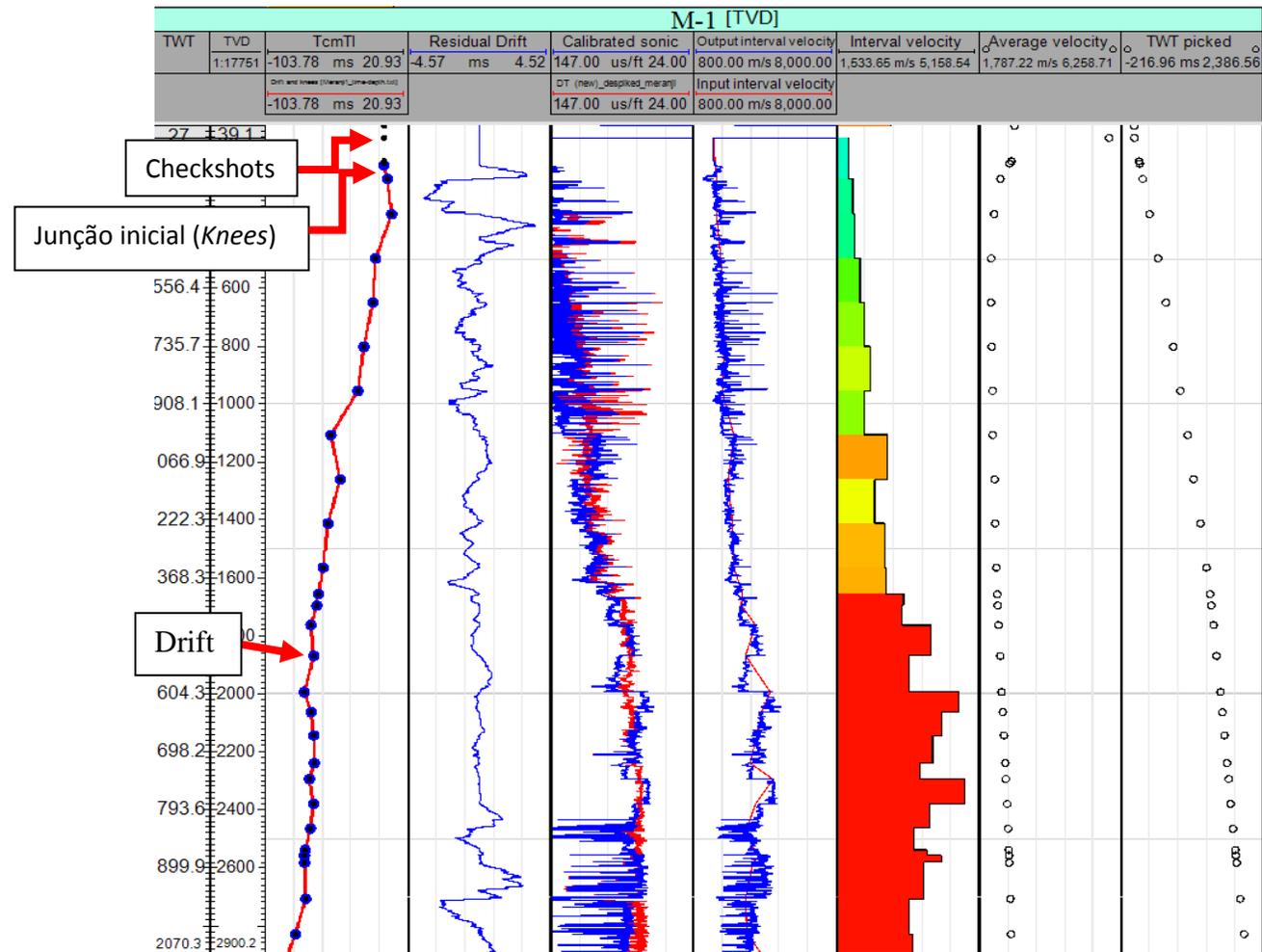


Figura 19. Calibração do perfil sônico baseado no checkshot do poço M-1. Este processo possui como dados de saída tanto no domínio do tempo (TWT) quanto profundidade (TVD), o checkshot, a curva drift, Junções (Knees), o drift residual, o sônico não calibrado e o calibrado, velocidade intervalar antes e depois da calibração, velocidade média e o tempo duplo (TWT picked). Nesta figura encontram-se identificados os pontos referentes ao checkshot, a junção inicial (Knees) do ajuste do tempo do checkshot com o tempo do sônico e a curva de drift (curva em vermelho). *TcmTi => Tc= Tempo do checkshot e Ti=Tempo a partir do sônico integrado.

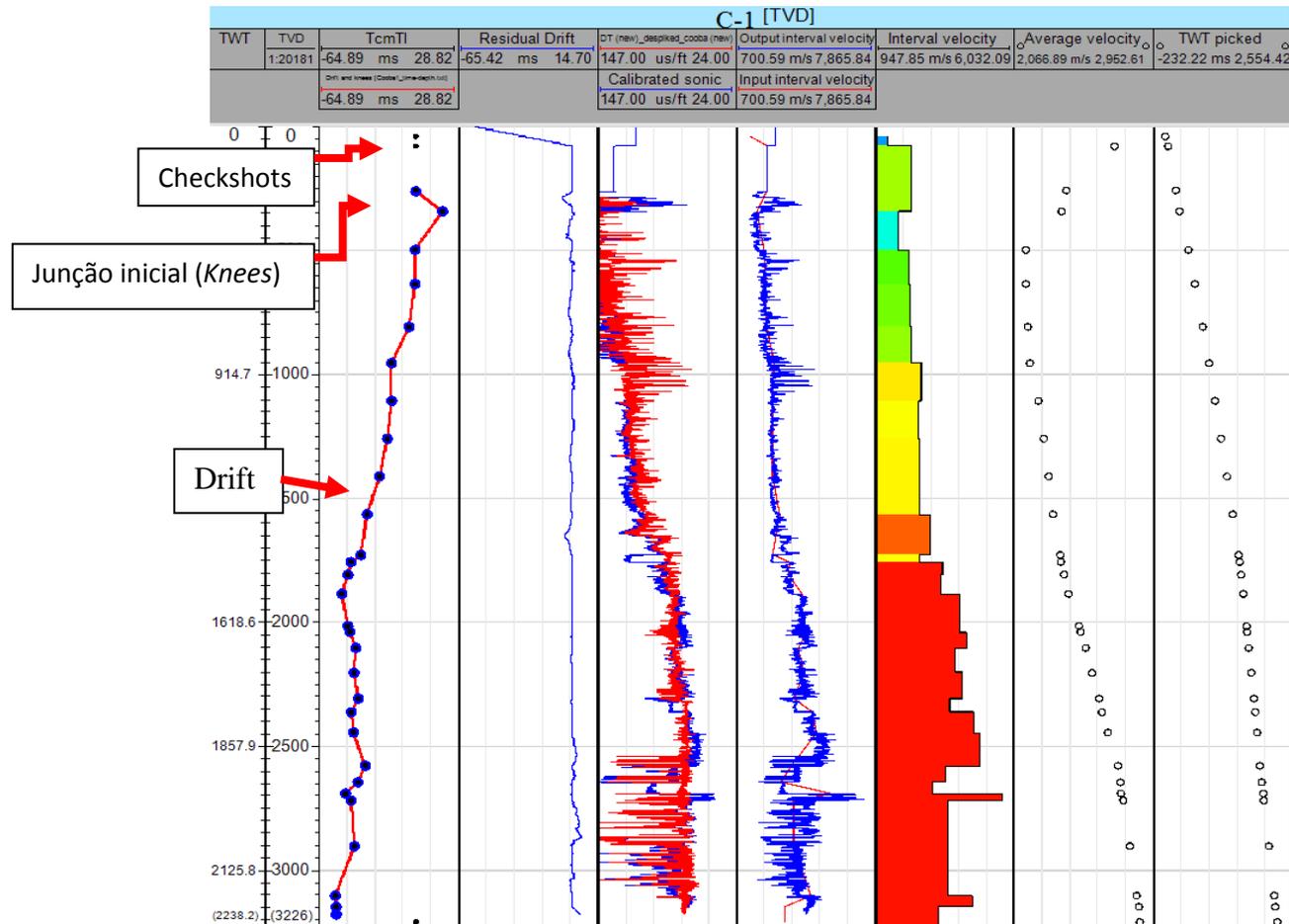


Figura 20. Calibração do perfil sônico baseado no checkshot do poço C-1. Este processo possui como dados de saída tanto no domínio do tempo (TWT) quanto profundidade (TVD), o checkshot, a curva drift, Junções (Knees), o drift residual, o sônico não calibrado e o calibrado, velocidade intervalar antes e depois da calibração, velocidade média e o tempo duplo (TWT picked). Nesta figura encontram-se identificados os pontos referentes ao checkshot, a junção inicial (Knees) do ajuste do tempo do checkshot com o tempo do sônico e a curva de drift (curva em vermelho). *TcmTi=> Tc= Tempo do checkshot e Ti=Tempo a partir do sônico integrado.

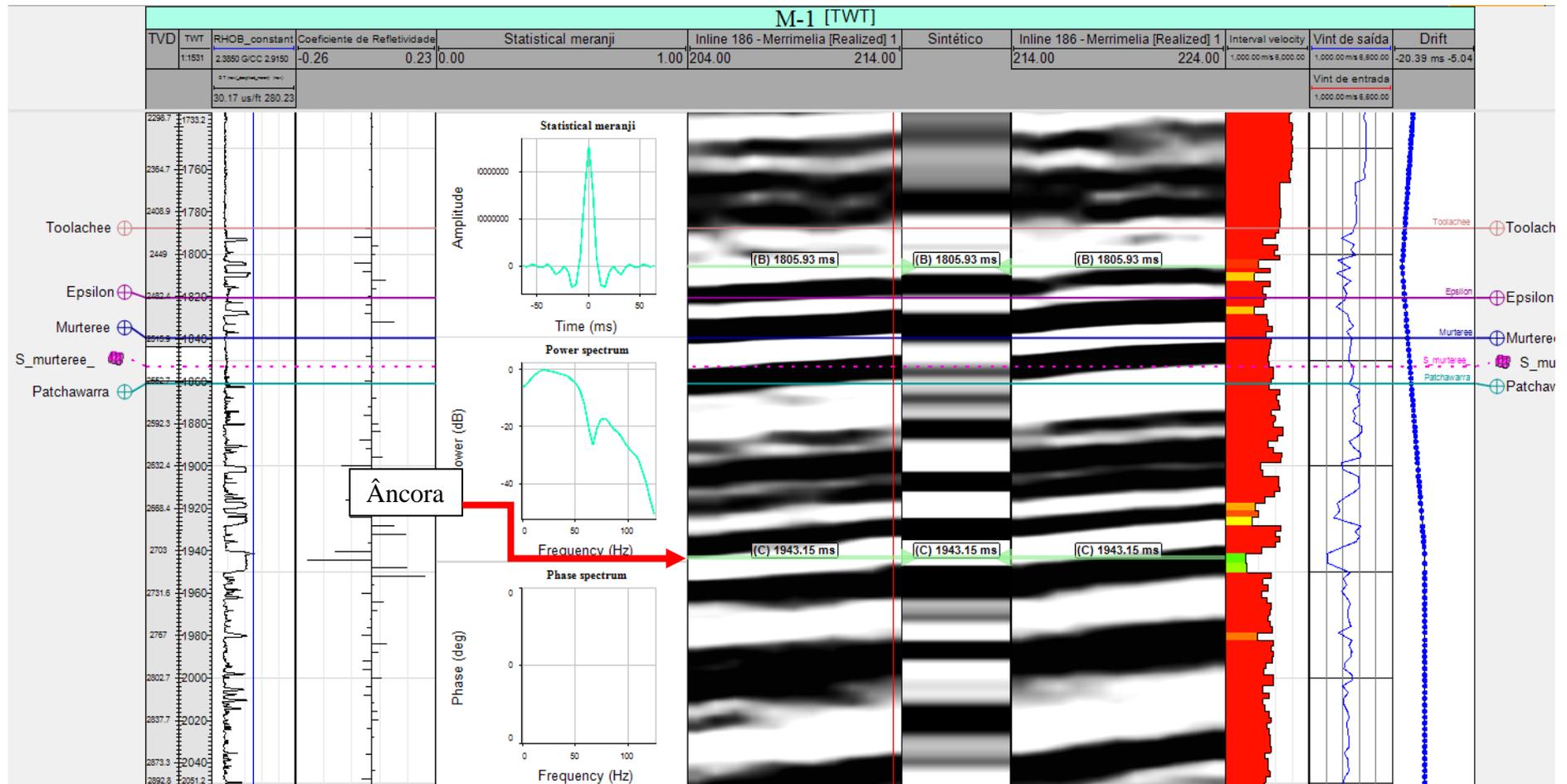


Figura 21. Sismograma Sintético para o poço M-1. Neste poço o deslocamento geral (bulk shift) do sismograma sintético foi de -12ms. Já as âncoras utilizadas para o ajuste dos tempos da sísmica e do sismograma sintético podem ser identificadas pela seta vermelha, especificada pela letra B e C. Além disso, observa-se neste estudo os dados de entrada para o cálculo do coeficiente de reflexão, a série de refletividade, as wavelets extraídas em cada poço, a sísmica, os sismogramas sintéticos, as velocidades intervalares, os dados de entrada e saída das velocidades intervalares, tanto no domínio do tempo (TWT) quanto em profundidade (TVD).

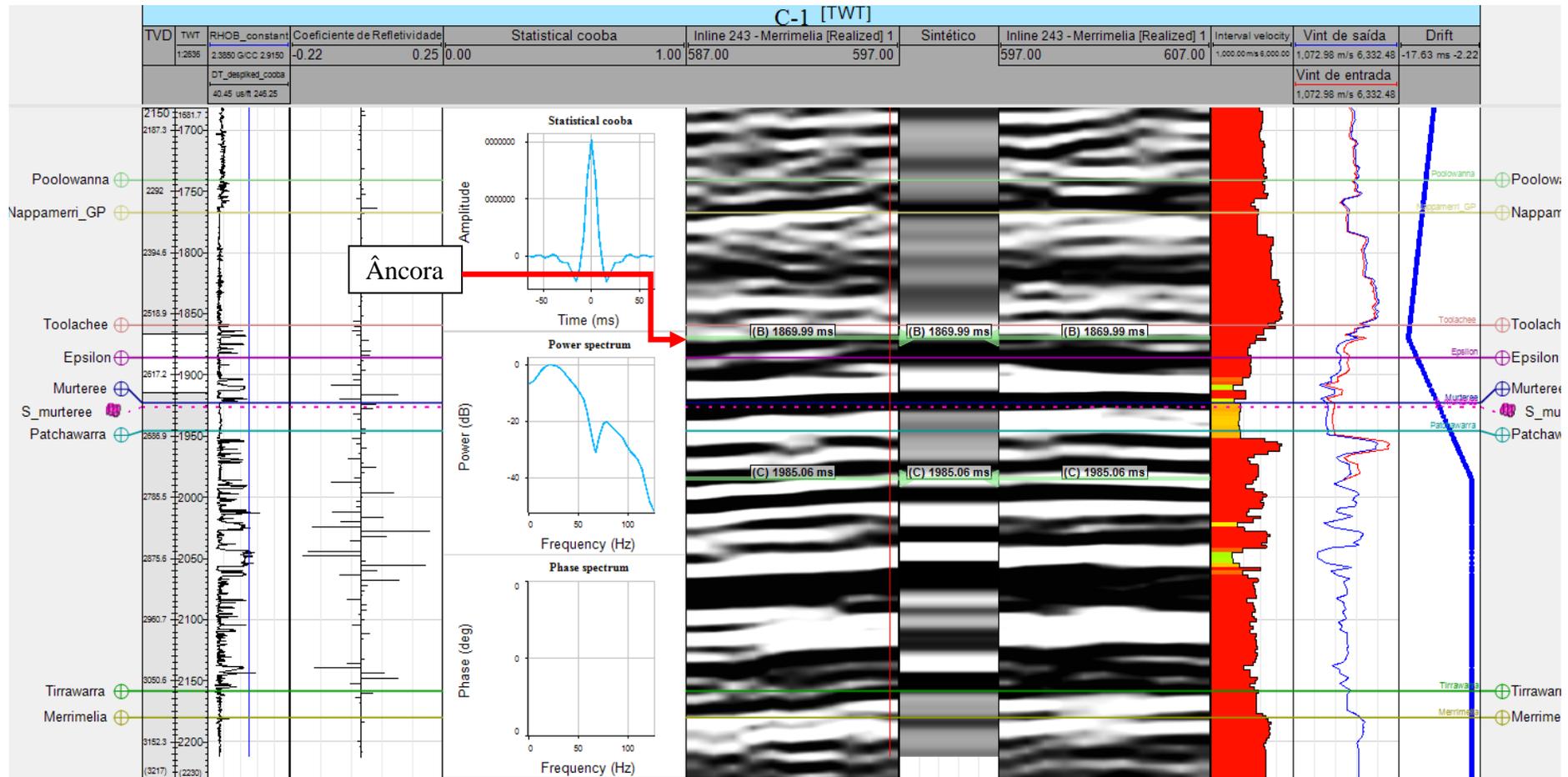


Figura 22. Sismograma Sintético para o poço C-1. Neste poço deslocamento geral (Bulk shift) do sismograma sintético foi de 5 ms. Já as âncoras utilizadas para o ajuste dos tempos da sísmica e do sismograma sintético podem ser identificadas pela seta vermelha, especificada pelas letras B e C. Além disso, observa-se neste estudo os dados de entrada para o cálculo do coeficiente de reflexão, a série de refletividade, as wavelets extraídas em cada poço, a sísmica, os sismogramas sintéticos, as velocidades intervalares, os dados de entrada e saída das velocidades intervalares, tanto no domínio do tempo (TWT) quanto em profundidade (TVD)

Posteriormente a amarração dos dados da sísmica de reflexão e dos poços, interpretou-se o horizonte da Formação Murteree baseado nos picos de maior amplitude com o auxílio dos seus marcadores e também do perfil de raio gama, pois como essa formação é interpretada como proveniente de origem lacustre, deve apresentar valores altos neste perfil como observado na figura 23. Com o horizonte mapeado gerou-se uma superfície para que pudessem ser aplicados atributos sísmicos de forma a melhor compreender essa formação como um reservatório não convencional e o seu potencial. Como configuração para gerar a sua superfície escolheu-se o método de interpolação convergente, a geometria e o grid foram obtidos através do dado do cubo sísmico. A figura 24 representa a superfície da Formação Murteree, onde a escala de cor está de acordo com o tempo de transição do sinal acústico. Ainda nesta figura observa-se uma linha em vermelho, representando a posição da crossline da figura 23 dentro da superfície.

Entretanto, antes da utilização dos atributos sísmicos, analisou-se o cubo sísmico e, com o intuito de agilizar os processos, compactou-se o cubo através de um procedimento conhecido como *'Insert Virtual Cropped Volume'*. Através desta ferramenta é possível selecionar somente uma parte do volume sísmico, normalmente relacionada a área de interesse. Ao reduzir o volume, o tempo de processamento da máquina para aplicação de atributos diminui, e, desse jeito, fica mais rápido de se trabalhar com o dado. Neste trabalho, a área de interesse foi delimitada entre -1200 a -2400 ms, baseado na Formação Murteree. Após essa compactação, seguiu-se o fluxograma proposto pelo *Software Petrel* mencionado no capítulo de metodologia, onde se aplicou os atributos sísmicos de suavização estrutural, variância, para então aplicar o *Ant Tracking* com o objetivo de mapear fraturas e falhas presentes no cubo sísmico. O atributo de suavização é utilizado para aumentar a continuidade dos refletores sísmicos e diminuir o ruído (Randen, 2002 apud Schlumberger, 2012). Já a variância é utilizada para isolar descontinuidades horizontais de amplitude no dado e o *Ant Tracking* possui como função mapear e extrair falhas. Desta forma, a combinação desses atributos tornaram as falhas e as fraturas mais evidentes na sísmica apresentadas nas figuras 25. A setinha em verde, observada nessa figura, aponta para o norte.

Além disso, ainda com o objetivo de visualizar, mapear e avaliar as fraturas e falhas na superfície da Formação Murteree, foi aplicado o atributo sísmico “*Extract value*” no horizonte selecionado como referência, no caso o horizonte da Formação Murteree, e selecionou-se o cubo sísmico compactado com *Ant Tracking* como dado de entrada. O *extract value* é um atributo que extrai o valor da amplitude relativo ao tempo do horizonte de interesse no cubo sísmico que foi dado como entrada. Dessa forma, utilizando este atributo foi possível mapear as falhas e fraturas na superfície extraídas do cubo sísmico com *Ant Tracking* e visualizá-las, e, assim, notou-se que falhas acompanhavam os limites da bacia e as fraturas tinham um padrão ortogonal e paralelo ao *trend* das falhas NE-SW como pode ser visualizado na Figura 26. Além disso, ainda nesta figura pode-se localizar a crossline utilizada na figura 23 para representar o mapeamento do horizonte da Formação Murteree. Na figura 27 é possível observar a continuidade das falhas mapeadas na superfície da Formação Murteree e na crossline, que representa a sísmica compactada através da ferramenta ‘*Insert Virtual Cropped Volume*’. Já na figura 28 é possível notar de forma mais nítida uma tendência no comportamento das fraturas, quer dizer, estas podem se encontrar paralelas ou ortogonais ao *trend* principal das falhas NE-SW, como visto em detalhe pelo círculo em vermelho.

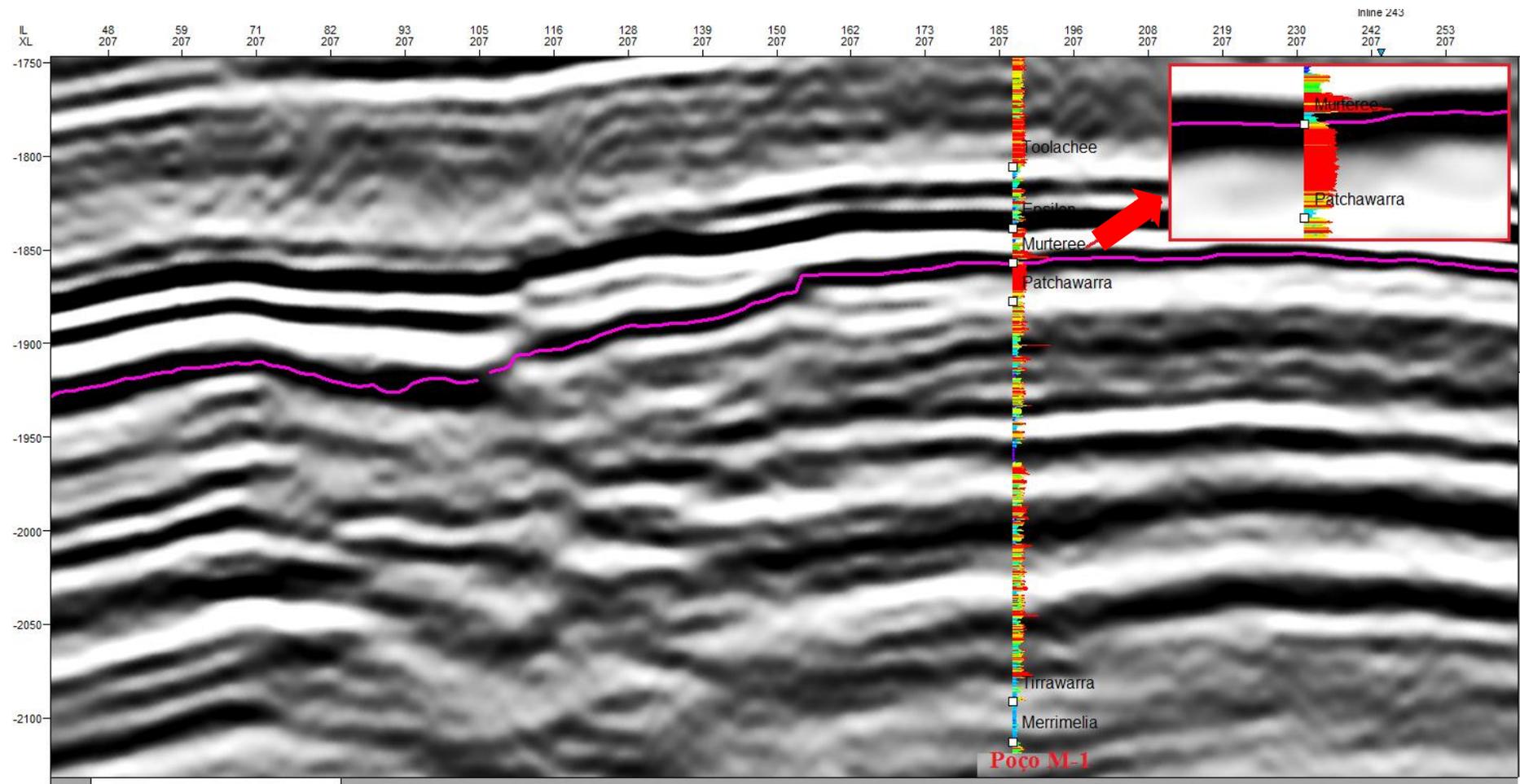


Figura 23. Interpretação da formação Murteree no poço M-1 com auxílio do perfil de Raio gama. Em destaque, em um quadrado vermelho, sua interpretação e o alto valor de Raio Gama.

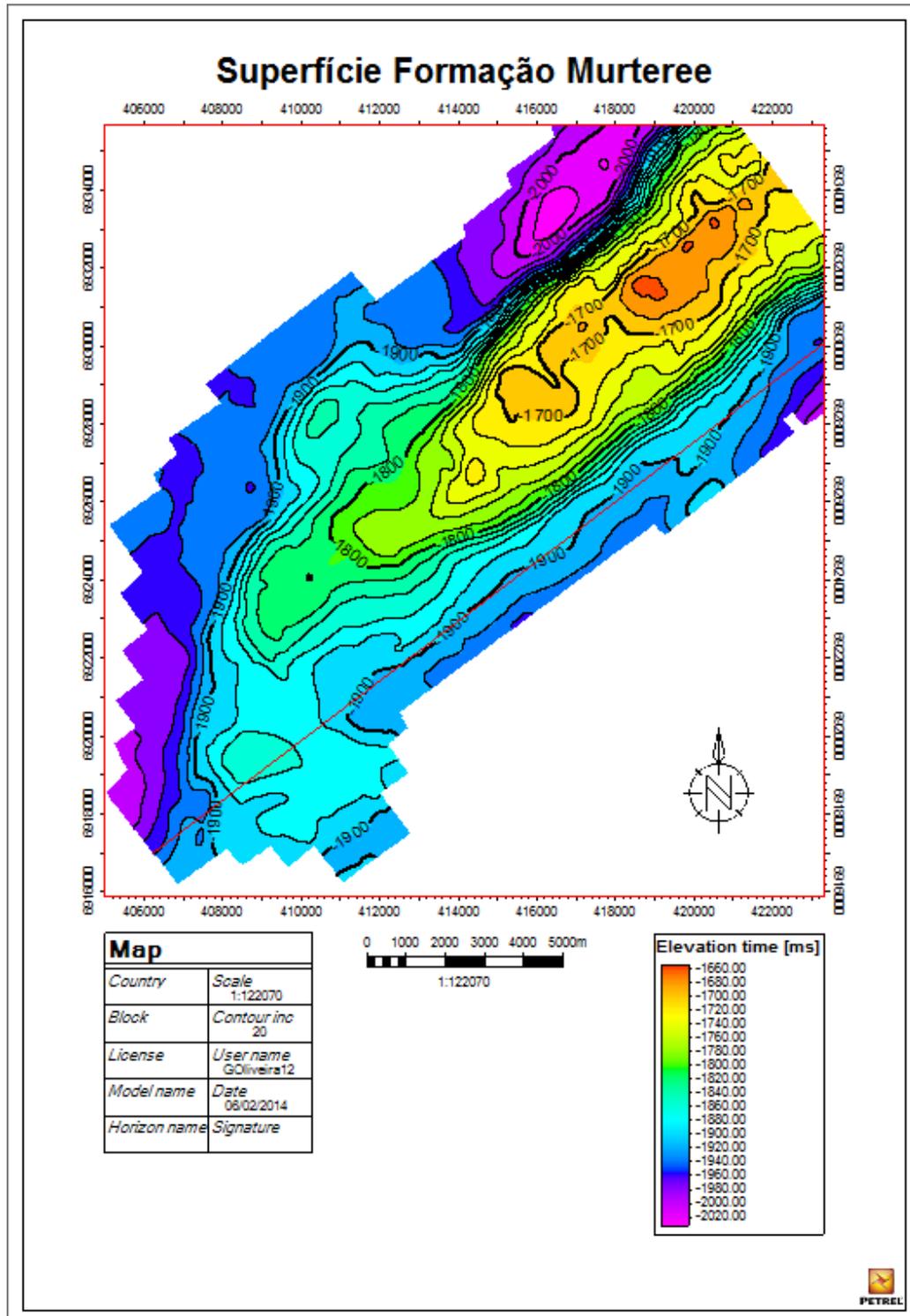


Figura 24. Superfície Formação Murteree obtida através da seleção da sua interpretação, baseada nos picos de maior amplitude, como dado de entrada no processo Make/edit Surface. A linha em vermelho representa a crossline da figura 23, onde mapeou-se o horizonte referente à formação Murteree.

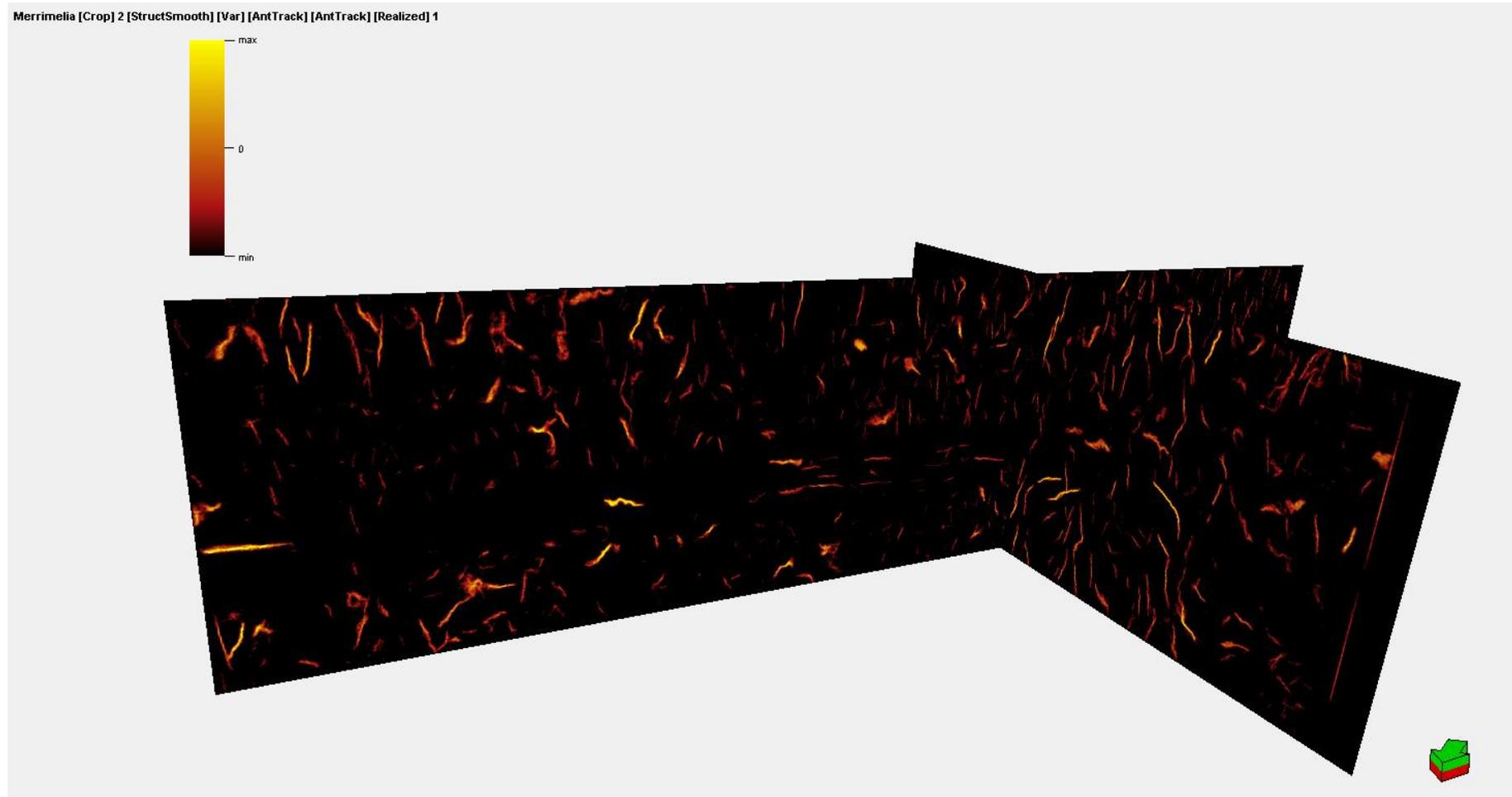


Figura 25. Cubo sísmico após o workflow proposto pelo Petrel, onde os atributos de suavização, variância e Ant Tracking foram aplicados com o objetivo evidenciar falhas.

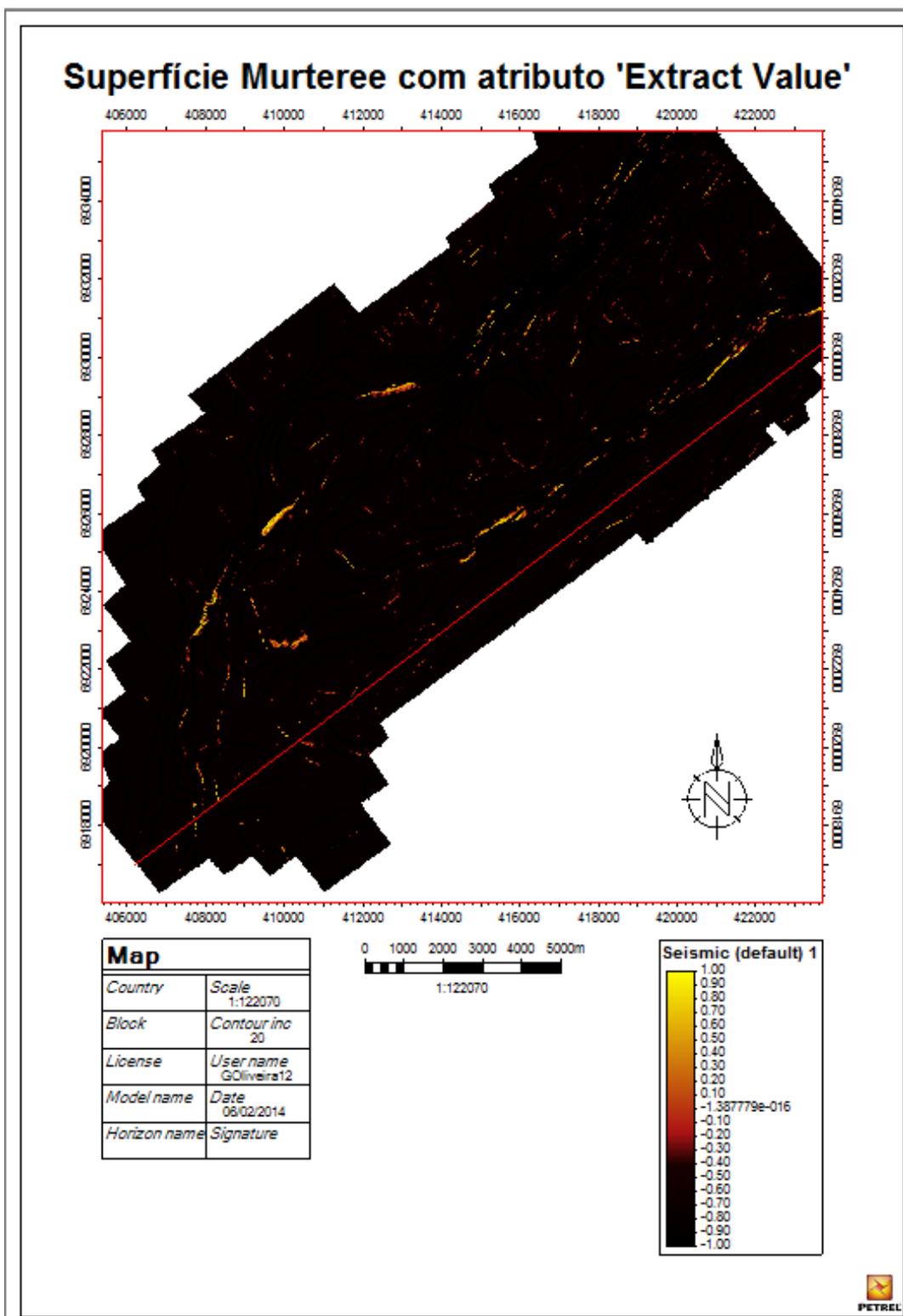


Figura 26. Superfície Murteree com aplicação do atributo 'extract value'. É possível observar as falhas limitando a bacia e o padrão ortogonal e paralelo das fraturas ao trend principal das falhas NE-SW. . A linha em vermelho representa a crossline da figura 23, utilizada para representar o mapeamento do horizonte referente à formação Murteree.

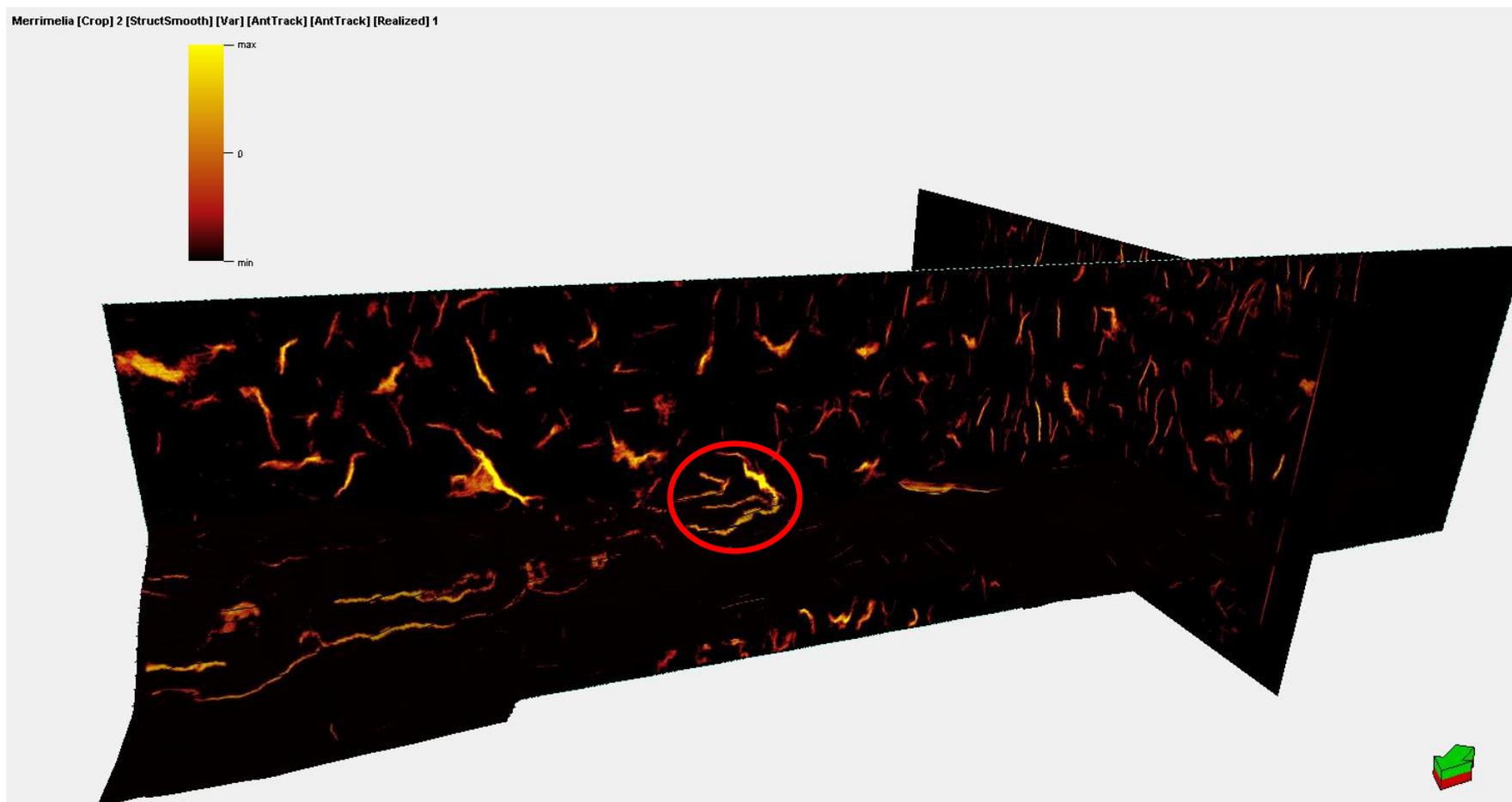


Figura 27. Fraturas e Falhas mapeadas na superfície da Formação Murteree e no cubo sísmico compactado. Em destaque, no círculo vermelho, observa-se a continuidade de uma falha no contato da crossline e da superfície do atributo extract value da Formação Murteree

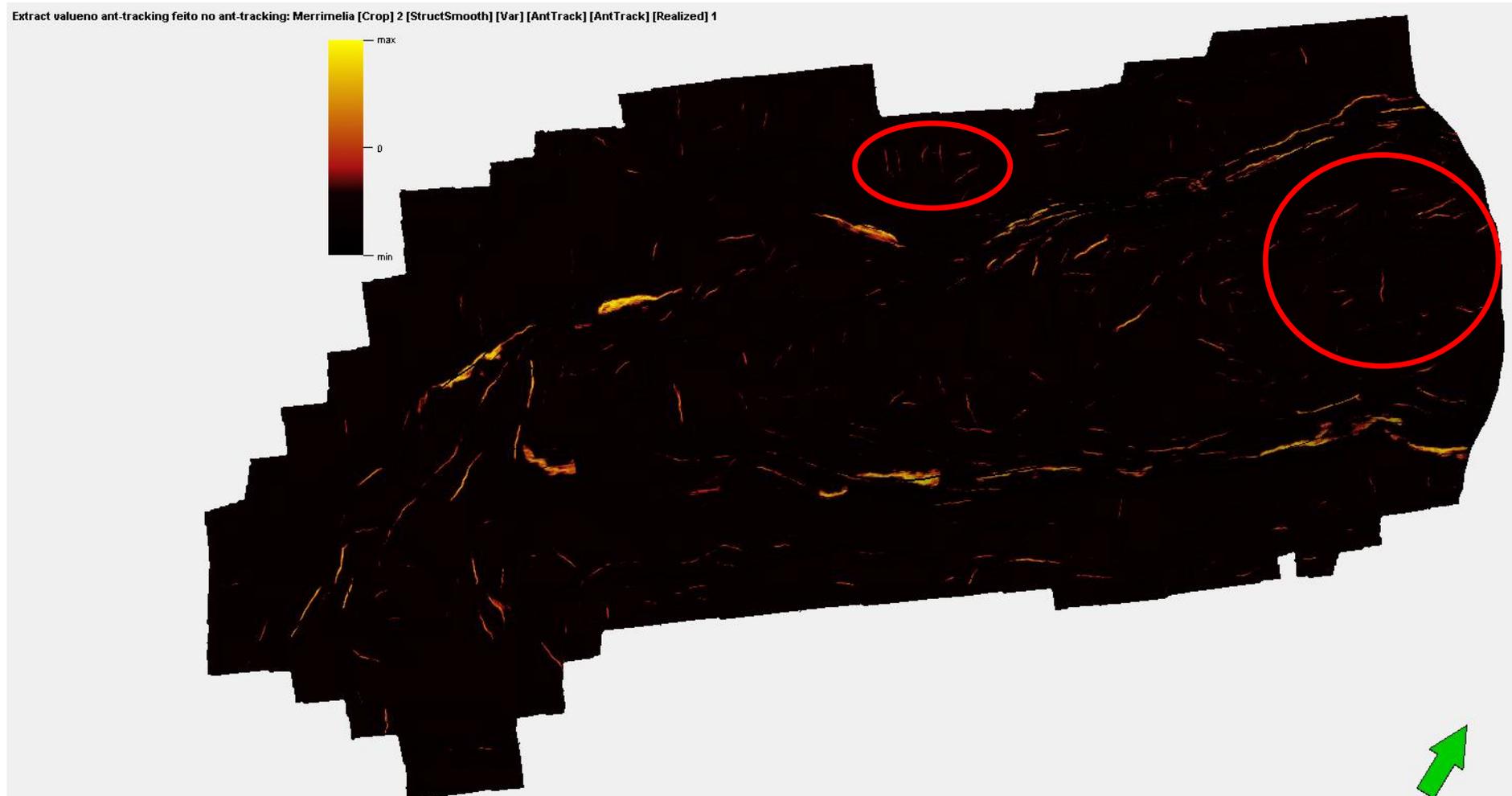


Figura 28. Fraturas e Falhas mapeadas na superfície do atributo extract value da Formação Murteree. Em destaque, no círculo vermelho, as fraturas paralelas e ortogonais ao trend NE-SW. É possível observar que as falhas acompanham o limite da bacia.

10.2. Relação entre Carbono Orgânico Total (COT) e Fragilidade

Como já visto anteriormente, a Formação Murteree da bacia de Cooper, na Austrália, possui como característica teor de Carbono Orgânico total (COT) de 2.4% (Goldstein et al., 2012) e porosidade total de 2% (Ahmad & Haghghi, 2012.). Um dos objetivos deste trabalho de acordo com os resultados estava associado ao estudo da relação entre o Teor de Carbono Orgânico Total (COT) e a fragilidade da Formação Murteree. Para isto, considerou-se do COT adquirido na literatura e para tal estimar o valor da fragilidade. Para Yang et al. (2013), esta propriedade é utilizada para avaliar e prever o comportamento do folhelho durante o fraturamento hidráulico e, pode ser aferida através do Módulo de Young e da razão de Poisson (Mullen et al. (2007); Li et al (2013), Saneifar et al. (2013)). Segundo Rickman et al. (2008), a fragilidade corresponde a capacidade da formação ser fraturada e de manter a fratura.

De acordo com Mullen et al. (2007), a equação para calcular o valor da fragilidade é dada por:

$$fragilidade = \frac{\left(\left(\left(Es - \frac{1}{8} - 1 \right) * 100 \right) + \left(\left(v - \frac{0.4}{0.15} - 0.4 \right) * 100 \right) \right)}{2} \quad (\text{equação 1}),$$

Onde Es= Módulo de Young Estático e μ é a razão de Poisson.

A razão de Poisson μ é dada pela seguinte equação:

$$v = \frac{2 * (DTs)^2 / (DTp)^2}{2 * (1 - (DTs)^2 / (DTp)^2)} \quad (\text{equação 2}),$$

Onde DTs é o valor do sônico cisalhante e DTp é o valor do sônico compressional na Formação Murteree.

Para calcular o Módulo de Young Estático dado por:

$$Es = Ed * (0.8 - porosidade\ total) \quad (\text{equação 3})$$

Onde Ed é o Módulo de Young Dinâmico.

Ainda segundo Mullen et al. (2007), a equação do Módulo de Young Dinâmico é dada por:

$$Ed = \rho \frac{(4-3*(DTs)^2/(DTp)^2)}{(DTs)^2*(1-(DTs)^2/(DTp)^2)} \quad (\text{equação 4});$$

Onde ρ é a densidade, DTs e DTp são os valores dos perfis sônico cisalhante e compressional, respectivamente, da Formação Murteree.

Desta forma, pode-se notar que todas as equações necessárias para gerar o valor da fragilidade na Formação Murteree, necessitam de dados que não foram disponibilizados no arquivo fornecido pela AAPG e, portanto, não adicionados ao projeto. Dentre os diversos dados necessários, o único dado disponível no projeto era o Perfil de Sônico (DTp). Assim, foi necessário o cálculo dos demais parâmetros como a velocidade compressional, a velocidade cisalhante, perfil sônico da componente cisalhante, os valores do Módulo de Young Dinâmico e Estático e a razão de Poisson.

A partir do Perfil sônico compressional obteve-se a Velocidade compressional por meio da relação inversa entre esses dois parâmetros dado pela seguinte equação:

$$DT = 1/V \quad (\text{equação 5});$$

Onde DT é corresponde ao Sônico e V é a velocidade.

No poço M-1 considerou-se o sônico compressional correspondente a 66,54 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e através da equação (5) obteve-se o valor de velocidade compressional aproximado de 4.200 m/s. Já no poço C-1, o sônico compressional equivalia a 70.8 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e a velocidade compressional obtida pela equação (5) foi 4300 m/s.

Com a velocidade compressional definida utilizou-se a calculadora do *Software* Petrel para poder calcular o valor correspondente da velocidade cisalhante na Formação Murteree, obtido através da relação entre a velocidade compressional e cisalhante proposta por Castagna et al. (1992) através da equação:

$$V_s = 0.862V_p - 1172 \text{ (equação 6);}$$

Onde ambas as velocidades estariam em m/s.

Com isso, após a obtenção da velocidade cisalhante, utilizou-se mais uma vez a relação inversa entre sônico e velocidade mostrado na equação (5) com o objetivo de gerar o sônico cisalhante como observado na Figura 29 junto aos marcadores e a superfície Murteree, pois tanto os valores do sônico compressional quanto do sônico cisalhante eram necessário no cálculo da razão de Poisson e do Módulo de Young Dinâmico. Dessa forma, através da equação (6) de Castagna et al. (1992), obteve-se o valor correspondente de 2500 m/s para velocidade cisalhante no poço M-1 e 2300 m/s para o poço C-1. E, utilizando a equação 5, obteve-se no poço C-1 o valor correspondente de 137,5 $\mu\text{s/ft}$ e 122,29 $\mu\text{s/ft}$ no poço M-1. A partir do cálculo do Módulo de Young Dinâmico obteve-se o Módulo de Young Estático através da equação (3).

Os valores de sônico compressional, sônico cisalhante, Módulo de Young Dinâmico e Estático e a razão de Poisson foram calculados para os poços C-1 e M-1. Assim, no poço C-1, obteve-se um valor de 70,80 $\mu\text{s/ft}$ no Perfil sônico compressional, 137,5 $\mu\text{s/ft}$ para o sônico cisalhante. Aplicando esses valores na equação (4), obteve-se um valor de 34,25 GPa para o Módulo de Young Dinâmico, o que gerou um Módulo de Young Estático de 26,715 GPa de acordo equação (3). A aplicação dos respectivos parâmetros na equação (2) gerou um valor de Coeficiente de Poisson correspondente a 0.315. Como produto final, obteve-se o valor da fragilidade nesse poço de 1236.25 GPa através da equação (1).

Já no poço M-1, obteve-se um valor de 66,54 $\mu\text{s/ft}$ no Perfil sônico compressional, 122,29 $\mu\text{s/ft}$ para o sônico cisalhante. Aplicando esses valores na equação (4), obteve-se um valor de 42,4 GPa para o Módulo de Young Dinâmico, o que gerou um Módulo de Young Estático de 33.07 GPa (equação 3). A aplicação dos respectivos parâmetros na equação (2) gerou um valor de Coeficiente de Poisson correspondente a 0.289. Como produto final, obteve-se o valor da fragilidade nesse poço de 1458,35 GPa através da equação (1).

A tabela 1 sintetiza os resultados obtidos através das equações mencionadas acima para obtenção dos valores de fragilidade correspondentes a Formação Murteree.

	Poço C-1	Poço M-1
Sônico Compressional (DTp)	70.8 $\mu\text{s}/\text{ft}$	66.54 $\mu\text{s}/\text{ft}$
Velocidade Compressional (Vp)	4300 m/s	4200 m/s
Velocidade Cisalhante (Vs)	2300 m/s	2500 m/s
Sônico Cisalhante (DTs)	137.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$	122.29 $\mu\text{s}/\text{ft}$
Módulo de Young Dinâmico (Ed)	34.25 GPa	42.4 GPa
Módulo de Young Estático (Es)	26.715 GPa	33.07 GPa
Razão de Poisson (ν)	0.315	0.289
Fraturabilidade	1236.25 GPa	1458.35 GPa

Tabela 1. Valores referentes às equações 1 a 6 para cálculo final do valor de fragilidade dos poços C-1 e M-1.

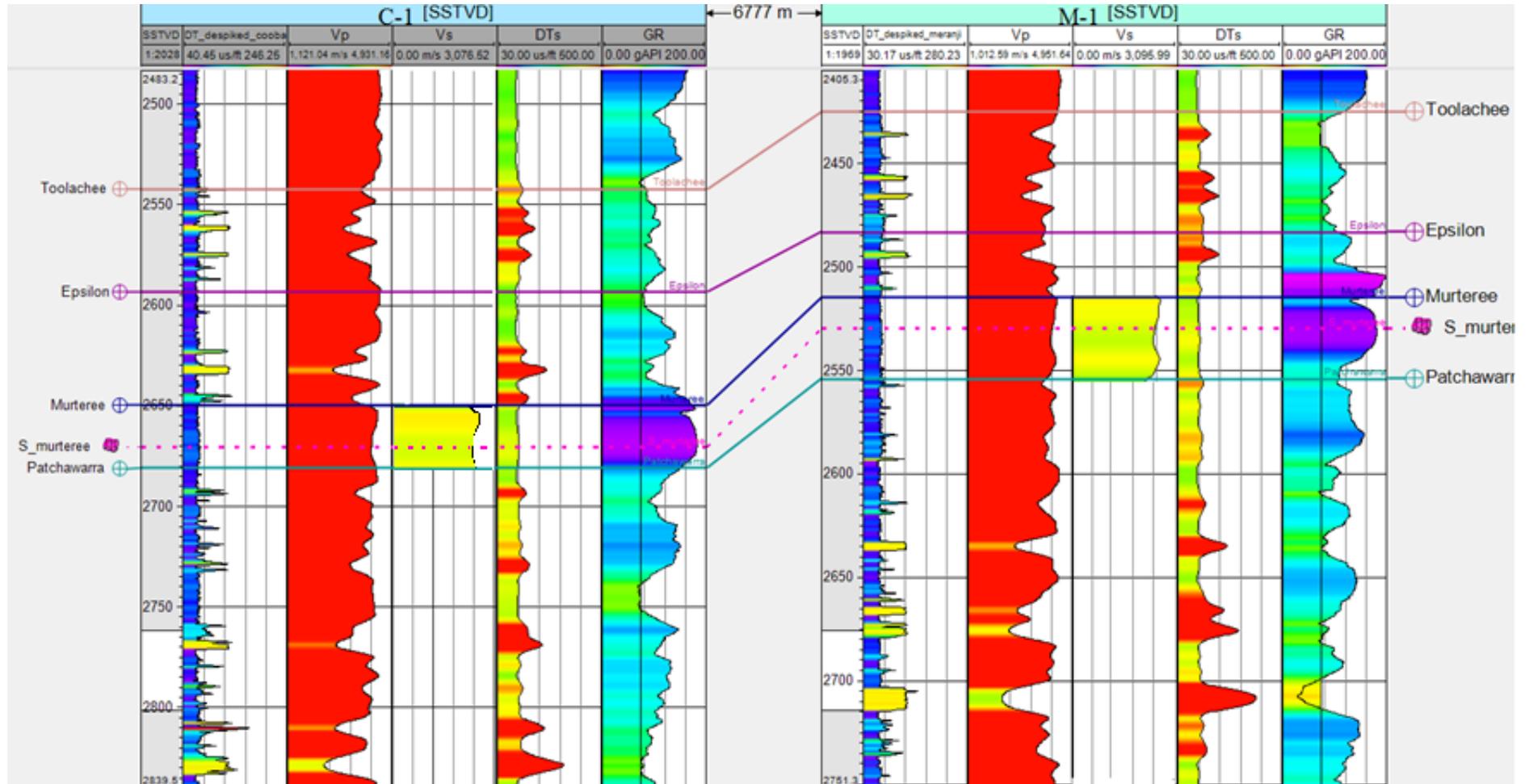


Figura 29: Observam-se os marcadores das superfícies, a superfície Murteree e o Perfil sônico compressivo que originou a velocidade compressional através equação (5). Após isto, utilizou-se a equação proposta por Castagna et al. (1992) para originar a velocidade cisalhante. Com essa velocidade, utilizou-se a equação (5) para se obter o valor do sônico cisalhante. Estes parâmetros foram necessários para os cálculos de Módulo de Young Dinâmico e Estático e razão de Poisson.

Capítulo 11: Discussão dos Resultados

De acordo com a literatura, a Formação Murteree apresenta um grande potencial para reservatório não convencional, por ser considerada um folhelho de qualidade para geração de hidrocarbonetos devido ao seu alto teor de carbono orgânico total (COT) de 2.4% (Goldstein et al., 2012) e por apresentar elevado valor de reflectância da vitrinite, em torno de 0.95% (Goldstein et al., 2012), o que a classifica como uma rocha madura. Além do que, segundo Gale et al. (2007), a presença de fraturas nessa formação, levadas em consideração durante o planejamento do fraturamento hidráulico, pode ser utilizada para aumentar a eficiência da exploração, devido as fraturas da Formação serem planos de fraqueza reativados durante o fraturamento hidráulico, ampliando a zona de estimulação. No caso se observou a presença de fraturas concentradas em uma área, o que possibilita o processo de fraturamento hidráulico aumentar a permeabilidade local.

Na superfície referente à Formação Murteree observa-se um padrão de fraturamento paralelo e ortogonal ao *trend* NE-SW das falhas, que acompanham o limite da bacia como observado na figura 29. Entretanto, conforme Gale et al. (2007), para utilizar as fraturas em prol do aumento da eficiência do fraturamento é preciso conhecer e caracterizá-las quanto à orientação, tamanho, propriedades dos selos, padrão de desenvolvimento, propriedades mecânicas como Módulo de Young, Razão de Poisson.

Para Guo et al. (2012), o sucesso das técnicas de fraturamento dependem das tensões dentro da rocha. Essas tensões se originam da fragilidade da rocha, que está relacionada com a sua litologia e mineralogia. Ainda de acordo com os mesmos autores, acredita-se que a presença de quartzo na rocha é responsável pela sua fragilidade, portanto, quanto maior o conteúdo em quartzo, mais facilmente a rocha se fratura. Isso é justificado pela estrutura cristalina (estrutura atômica interna) deste mineral que facilita o seu fraturamento do tipo conchoidal (Teixeira et al., 2009). Segundo Ahmad & Haghghi (2012), testemunhos analisados mostram que a Formação Murteree é composta em sua maioria por minerais de quartzo, cerca de 42,78%, o que classifica o folhelho dessa Formação como frágil, sendo propenso e ideal para operação de fraturamento (Ahmad & Haghghi, 2012).

A fragilidade é uma propriedade da rocha, que pode ser estimada através da razão de Poisson e do Módulo de Young, como visto no item 10.2, onde se obteve os valores para os poços C-1 e M-1 através da equação (1), que dependia destes parâmetros. Assim, obteve-se o valor 1236.25 GPa e 1458.35 GPa para os poços C-1 e M-1, respectivamente. De acordo com os autores Mullen et al. (2007); Fjar et al. (2011); Ahmad & Haghghi (2013); Yang et al. (2013); Descams et al. (2014); Saneifar et al. (2013); Li et al. (2013); Yagiz & Rostami (2012) esses parâmetros não podem ser utilizados como base para valores esperados de uma boa fragilidade. Entretanto, com relação aos resultados obtidos para os Módulos de Young Dinâmico e Estático e razão de Poisson, eles se mostraram compatíveis com a literatura.

Segundo Rickman et al. (2008), zonas com alto valor do Módulo de Young e baixa razão de Poisson são aquelas que são mais fraturadas quando tem melhor qualidade de reservatório, como alto teor de carbono orgânico total.

Capítulo 12: Conclusão

Dessa forma, através deste estudo pode-se considerar a Formação Murteree como um folhelho com potencial para reservatório não convencional considerando seus valores de carbono orgânico total (COT), reflectância da vitrinita, o padrão de fraturamento, a grande quantidade de minerais de quartzo, que como já visto anteriormente é responsável pelo alto valor de fragilidade. No entanto, para a sua exploração é necessário um estudo de detalhe sobre o comportamento das mesmas.

Entretanto, os valores de fragilidade obtidos neste trabalho não podem ser utilizados para classificar a Formação Murteree como frágil devido à falta de informação na literatura que pudesse ser utilizada como base para esta classificação.

Capítulo 13: Bibliografia

ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL (ARI). 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Disponível em: [http:// http://www.adv-res.com/](http://www.adv-res.com/)

AHMAD, M.; HAGHIGHI, M. 2012. *Mineralogy and Petrophysical Evaluation of Roseneath and Murteree Shale Formations, Cooper Basin, Australia Using QEMSCAN*

and CT-Scanning. Presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Perth, Australia, 22-24 October 2012.

ALEXANDER, E. 1998. *Cooper Basin Exploration Opportunity Blocks CO98-A To K*. Report book 98/00029. Department of Primary Industries and Resources South Australia. Disponível em: http://www.misa.net.au/data/assets/pdf_file/0011/27695/pedp_001.pdf

ALEXANDER, T.; BAIHLY, J.; BOYER, C.; CLARK, B.; WATERS, G.; JOCHEN, V.; CALVEZ, J. L.; LEWIS, R.; MILLER, C.K.; THAELER, J.; TOELLE, B.E. 2011. *Shale Gas Revolution*. Oilfield Review Autumn 2011: 23 no. 3. Copyright © Schlumberger.

ALLEN, P.A.; ALLEN, J.R. 1990. *Basin Analysis: Principles and Applications*. Second Edition in 2005 by Blackwell Science Ltd. Chapter 10. p. 405-532.

ANDREWS, A.; FOLGER, P.; HUMPHRIES, M.; COPELAND, C.; TIEMANN, M.; MELTZ, R.; BROUGHER, C. 2009. *Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues*. Congressional Research Service.

APAK, S.N.; STUART, W.J.; LEMON, N.M.; WOOD, G. 1997. *Structural Evolution of the Permian-Triassic Cooper Basin, Australia: Relation to Hydrocarbon Trap Styles I*. AAPG Bulletin, V. 81, No. 4 (April 1997), P. 533-555.

AYERS, W.B. JR.: PETE 612. 2005. *Unconventional Reservoirs Course Notes*, Texas A&M University.

BOYER, C.; CLARK, B.; JOCHEN, V.; LEWIS, R.; MILLER, C.K. 2011. *Shale Gas: A Global Resource*. Oilfield Review Autumn 2011: 23, no 3. Copyright © Schlumberger.

BJORLYKKE, K. 2010. *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*. Editora: Springer.

BRANDENBURG ENERGY INC. BY APEX ENERGY CONSULTANTS. 2011. *Geological Report on PEL112 and PEL444 South Australia*. July 27, 2011

CHAGAS, E.S.; RUSSO, S.L.; SIMON, V.H. 2010. *Geração de Perfil Sônico Sintético em Poços de Petróleo Através dos modelos de Regressão Não Lineares usando a Profundidade como variável Regressora*. Scientia Plena Vol. 6, No 12.

CHOPRA, S.; SHARMA, R.K.; KEAY, J.; MARFURT, K.J. 2012. *Shale Gas Reservoir Characterization Workflows*. SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting.

DESCAMPS, F.; TSHBANGU, J.P.; SILVA, N.; REGNARD, S. 2014. *Assessing Mechanical and Petrographic Properties of Fine-Grained Formations from Samples Collected in Deep Oil Wells*. PAPER SPE 167752 prepared for presentation at the SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 25-27 February 2014.

ENVIRONMENT AGENCY. 2013. *An Environmental Risk Assessment for shale gas exploratory operations in England*. © Environment Agency 2013.

EWING, T.E. 2001. Synthetic Seismograms: Preparation, Calibration, and Associated Issues. Search and Discovery Article #40019.

FREELAND, C.N. 2011. *The Strategic Importance of Shale Gas*. Issue Paper. Center for Strategic Leadership, U.S. Army War College. Volume 16-11, August 2011.

GALE, J.F.W.; REED, R.M.; HOLDER, J. 2007. *Natural dractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments*. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 603–622

GOLDSTEIN, B.; MENPES, S.; HILL, A.; WICKMAN, A.; ALEXANDER, E.; JAROSZ, M.; PEPICELLI, D.; MALAVAZOS, M.; STARISTKIK.; TAILANGIS, P.; CODA, J.; HILL, D.; WEBB, M. 2012. *Roadmap for unconventional gas projects in South Australia*. Energy Resources Division. Disponível em: http://www.petroleum.dmitre.sa.gov.au/SA_Unconventional_Gas_roadmap

GRAVESTOCK, D.I.; HIBBURT, J.E.; DREXEL, J.F. 1998. *The petroleum geology of South Australia. Volume 4: Cooper Basin*. South Australia. Department of Primary Industries and Resources. Petroleum Geology of South Australia Series. p. 47-69

GUARNONE, M.; ROSSI, F.; NEGRI, E.; GRASSI, C.; GENAZZI, D.; ZENNARO, R. 2012. *Na unconventional mindset for Shale gas surface facilities*. Journal of Natural Gas Science and Engineering 6 (2012); 14-23.

GUO, Z.Q.; CHAPMAN, M.; LI, X.Y. 2012. *Correlation os brittleness Index with Fractures and Microstructure in the Barnett Shale*. 74th Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012. Copenhagen, Denmark, 4-7 June 2012.

HALLIBURTON ENERGY SERVICES. 2008. *U.S. Shale Gas: An Unconventional Resource*. Unconventional Challenges. White Paper

HOLDITICH, S.A. 2006. *Tight Gas Sands*. Disponível em: http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf

HOLT, R.M.; FJAER, E.; NES, O.M.; ALASSI, H.T. 2011. *A Shaly look at Brittleness*. Paper ARMA 11-366 prepared for presentation at the 45th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, June 26-29, 2011.

IHS GLOBAL INSIGHT INC. *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*. Washington DC, EUA, 2011.

IHS GLOBAL INSIGHT INC. 2009. *Measuring the Economic and Energy Impacts of Proposals to Regulate Hydraulic Fracturing*.

JACOBY, H.D.; O’SULLIVAN, F.M.; PALTSEV, S. 2012. The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environment Policy. *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 1, No. 1. Copyright © 2012 by the IAEE. All rights reserved,

JARVIE, M.D.; HILL, R.J.; RUBLE, T.E.; POLLASTRO, R.M. 2006. *Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment*. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 475–499

J. DANIEL ARTHUR, P. E., ALL Consulting; BRIAN BOHM, P. G., ALL Consulting; BOBBI JO COUGHLIN, EIT, ALL Consulting; MARK LAYNE, P.E., ALL Consulting 2008. *Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs*.

J. DANIEL ARTHUR, P. E., ALL Consulting; BRUCE LANGHUS, P. G., ALL Consulting; DAVID ALLEMAN, ALL Consulting. 2008. *An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States*.

KING, G.E., 2010, *Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 133456, Florence, Italy, p. 19-22.

LECHTENBOHMER, S.; ALTMANN, M.; CAPITO, S.; MATRA, Z.; WINDRORF, W.; ZITTEL, W. 2011. *Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health*. Request by European Parliament’s Committee on Environment, Public Health and Food Safety.

LI, Q.; CHEN, M.; ZHOU, Y.; WANG, F.P.; ZHANG, R. 2013. *Rock Mechanical Properties of Shale Gas Reservoir and Their Influences on Hydraulic Fracture*. IPTC 16580 prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26-28 March 2013.

LIPSCHULTZ, M.S. 2012. *Historic Opportunities from the Shale Gas Revolution*. Global Head of Energy & Infrastructure. KRK Report.

LOFTIN, P. *Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.

MAGOON, L.B.; BEAUMONT, E.A. 1999. Petroleum system, in Beaumont, E.A. and Foster, N.H., eds., *Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology*. Chapter 3. p. 3.1-3.34.

MCCARTHY, K.; ROJAS, K.; NIEMANN, M.; PALMOWSKI, D.; PETERS, K.; STANKIEWICS, A. 2011. *Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation*. Oilfield Review Summer 2011:23, No. 2. Copyright: Schlumberger.

MEGREN (Ed.), ISBN: 978-953-51-0507-7, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/the-expansion-of-unconventional-production-of-natural-gas-tight-gas-gas-shale-and-col-bed-methane>-MILANI, E.J.; BRANDÃO, J.A.S.L. ZALÁN, P.V. GAMBOA, L.A.P. 2001. *Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas*.

MIT 2011. *The Future of Natural Gas*. Massachusetts Institute of Technology, <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/report-natural-gas.pdf>

MUGGLER, C.C.; CARDOSO, I.M.; RESENDE, M.; FONTES, M.P.F.; ABRAHÃO, W.A.P.; CARVALHO, A.F. 2005. *Conteúdos básicos de Geologia e Pedologia para as disciplinas de Sol 213, Sol 215 e Sol 220*. Universidade Federal de Viçosa. Centro de Ciências Agrárias – Departamento de solos.

MULLEN, M.; ROUNDTREE, R.; BARREE, B. 2007. *A composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to do when you don't have a Sonic log)*. PAPER SPE 108139 prepared for presentation at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium held in Denver, Colorado, USA, 16-18 April 2007.

NATURALGAS.ORG, *Unconventional Natural Gas Resources*, disponível em <http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp>.

OLIVEIRA, A. A. 2012. *Seleção de poços para operações de estimulação utilizando inteligência artificial*. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro

OJHA, K.; KARMAKAR, A.M.; PATHAK, A.K. 2011. *Coal Bed Methane in India: Difficulties and prospects*. *Internacional Journal of Chemical Engineering and Applications*, Vol. 2, No. 4.

PEDRON, F.A. 2007. *Mineralogia, Morfologia e Classificação de Saprolitos e Neossolos derivados de Rochas Vulcânicas no Rio Grande do Sul*. Tese de Doutorado da Universidade Federal de Santa Maria Centro de ciências rurais. Programa de Pós-Graduação em ciência do solo.

PLAVINK,S. 2007. *International Seminar in Tight Gas Sands*.Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/13171/evento-internacional-debater-tight-gas-sand>.

PEREIRA, L. A. G. R. 2009. Atributos Sísmicos na Caracterização de Reservatórios de Hidrocarbonetos. Dissertação de Mestrado da Universidade de Aveiro

RAHM, D. 2011. *Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas*. Department of Political Science, Texas State University, 601 University Drive, San Marcos, TX 78666, USA. Energy Policy 39 (2011) 2974–2981.

RICE, D. D., 1993.*Composition and Origins of Coalbed Gas*.AAPG Special Publication.

RICKMAN, R.; MULLEN, M.; PETRE, E.; GRIESER, B.; KUNDERT, D. 2008. A *Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale*. Paper SPE 1155258 presented at the SPE ATCE, Denver Colorado, USA, 21-24 September.

ROGERS, R.E. 2007. *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 3rd Edition. Chapter 1. Page: 1-76.

SANEIFAR, M.; ARANIBAR, A.; HEIDARI, Z. 2013. *Rock Classification in the Haynesville Shale-Gas Formation Based on Petrophysical and Elastic Properties Estimated from Well Logs*. Paper SPE 166328 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September- 2 October 2013.

SANJURJO, M.A. (2011). *Análisis estratigráfico integrado con atributos sísmicos en la formación Pachawarra, cuenca Cooper, Australia*. (Dissertação Mestrado). Universidade Simón Bolívar.

SANTOS, P. R.D. ; CORADESQUI, S. 2013. *Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville* – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. N.D. Available at: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=polarity%20standard>

SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES. 2012. Seismic Well Tie Manual. Copyright ©1998-2013 Schlumberger.

SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES. 2011. Interpreter's Guide to Seismic Attributes. – Fourth Edition. Copyright ©1998-2013 Schlumberger.

SELLEY, R.C. 2012. *UK Shale Gas: The story so far*. Marine and Petroleum Geology 31 (2012) p. 100-109

STEVENS, P. 2012. *The Shale Gas Revolution': Developments and Changes. Energy, Environment and Resources*. EERG BP 2012/4

SUÁREZ, A.A. 2012. *The Expansion of unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane)*, Advances in Natural Gas Technology, Dr. Hamid Al.

SUMBADZE, N. 2012. *New Gas Era: Shaping Energy Policy in the South Caucasus Region. Security, Democracy and Development in the Southern Caucasus and the Black Sea Region*. 11-13 October. Istanbul, Turkey

SUNJAY. 2011. *Shale Gas: An Unconventional Reservoir. Recovery (Energy, Environment, Economy)*. CSPG CSEG CWLS Convention

TEIXEIRA, W.; FAIRCHILD, T.R.; TOLEDO, M.C.; TAIOLI, F. 2009. *Decifrando a Terra*. Companhia Editora Nacional. 2º edição.

THE US ENVIRONMENTAL PROTECT AGENCY (EPA). 2004. *Evaluation of Impacts to Underground sources of Drinking water by Hidraulic fracturing of Coalbed Methane Reservoirs*. Chapter 3. Disponível em: <http://www.epa.gov/safewater/uic/cbmstudy.html>

THE ROYAL SOCIETY AND THE ROYAL ACADEMY OF ENGINERRING. 2012. *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*.

U.S. Energy information Administration. Disponível em: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm

VALEE, M. 2013. *Petrophysical Evaluation of Lacustrine Shales in the Cooper Basin, Australia*. Adapted from extended abstract prepared in conjunction with poster

presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013

VENGOSH, A.; WARNER, N.; JACKSON, R.; DARRAH, T. 2013. *The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States*. *Procedia Earth and Planetary Science* 7 (2013) p. 863 – 866.

VIRGENS, G. B., 2011, *Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, EUA: Um Exemplo de Reservatório Não Convencional*. Bacharel em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

YAGIZ, S.; ROSTAMI, J. 2012. *Indentation teste for the measurement of Rock Brittleness*. PAPER ARMA 12-270 prepared for presentation at the 46th Rock mechanics/ Geomechanics Symposium held in Chicago, I, USA, 24-27 June 2012.

YANG, Y. SONE, H.; HOWS, A.; ZOBACK, M.D. 2013. *Comparison of Brittleness Indices in Organic-Shale Formations*. ARMA 13-403. This paper was prepared for presentation at the 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26 June 2013.

WANG, Z.; KRUPNICK, A. 2013. *A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?* © Resources for the Future.