

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

UMBERTO MARZOLA PASCHOALIN

ESTUDO DA FORMAÇÃO PATCHAWARRA, NA BACIA DE COOPER, A PARTIR DA
ANÁLISE DE PERFIS DE POÇOS E SÍSMICA 3D

Niterói (RJ), Brasil
Março de 2016

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

UMBERTO MARZOLA PASCHOALIN

ESTUDO DA FORMAÇÃO PATCHAWARRA, NA BACIA DE COOPER, A PARTIR DA
ANÁLISE DE PERFIS DE POÇOS E SÍSMICA 3D

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

Orientadora: Prof. Dra. Eliane da Costa Alves

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

Niterói (RJ), Brasil
Março de 2016

P279

Paschoalin, Umberto Marzola

Estudo da Formação Patchawarra, na Bacia de Cooper, a partir da análise de perfis de poços e sísmica 3D / Umberto Marzola Paschoalin.– Niterói : [s.n.], 2016.

53 f.

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

1.Perfilagem geofísica. 2.Sísmica 3D. Formação Patchawarra.
I.Título.

CDD 622.1592

FACULDADE DE GEOFÍSICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
CURSO DE GEOFÍSICA

UMBERTO MARZOLA PASCHOALIN

ESTUDO DA FORMAÇÃO PATCHAWARRA A PARTIR DA ANÁLISE DE PERFIS DE
POÇOS E SÍSMICA 3D

Projeto final 2: Requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em 24 de março de 2016, examinado por:

Banca Examinadora:

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

Prof. Dr. Rogério de Araujo Santos – 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

RESUMO

Através da integração de dados de perfilagem geofísica e interpretação sísmica 3D com o propósito de qualificar a formação Patchawarra, localizado na bacia de Cooper no sudoeste de Queensland na Austrália. Visando a compreensão e o entendimento desta, o projeto final se baseia na literatura sobre a formação Patchawarra e técnicas necessárias para a 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 o propósito único acadêmico. Deste modo, a finalidade principal do trabalho é a instrução e aprendizado da forma de analisar dados sísmicos de reflexão e de perfis de poços em reservatórios convencionais. Através da correlação e interpretação desses dados, utilizando o software Petrel, foi possível gerar um mapa de amplitude RMS no topo da formação Patchawarra onde pode-se observar áreas de alta amplitude sísmica, que podem estar associadas a presença de hidrocarbonetos e que pode ser utilizados a favor da exploração.

Palavras-chave: Sísmica 3D, perfilagem geofísica, formação Patchawarra, Bacia de Cooper, Mapa de Amplitude RMS.

ABSTRACT

Through integration of well logs and 3D seismic interpretation this work seeks to qualify the Patchawarra reservoir, located in the Cooper Basin in southwest Queensland, Australia. Aiming at comprehending this reservoir, the final project is based on previous works of the Patchawarra formation and the known techniques used for its exploration. For this purpose, seismic reflection data and well log data of the Cooper basin in Australia were used. The data was supplied by AAPG to Universidade Federal Fluminense for academic purposes. Thus, the main purpose of this work is to provide knowledge on how to analyze well logs and seismic reflection data of conventional reservoirs. By interpreting and correlating the data in the Petrel software, it was possible to generate an RMS amplitude map on top of the Patchawarra formation, allowing high seismic amplitude areas, between 5300-5600, to be seen which in turn, can be associated with the presence of hydrocarbons and be used in favor of exploration.

Key words: Seismic 3D, Well Logging, Patchawarra Formation, Cooper Basin, RMS Amplitude Map.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Cooper. Fonte: Oilvoice (2013)

Figura 2. Elementos estruturais do 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, Tenapperasinclinais e os altos situados na parte interna à bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacoongee-Murteree (NM).Fonte: Apak et al. (1997)

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

Figura 5. Distribuição da porosidade e permeabilidade na formação Patchawarra. Fonte: Gravestock et. Al.(1995).

Figura 6. *Well log*. Representação do primeiro “log” feito em Pechelbronn, na França, em 1927. Fonte: Rider(2002)

Figura 7. Perfil calíper mostrando o diâmetro do poço: algumas respostas típicas. Calcáreo, dolomita, etc. igualmente aplicáveis. Fonte: Rider (2002)

Figura 8. Um dos vários modelos de geofones utilizados em levantamentos terrestres. Fonte. Triggia et. al. (2001).

Figura 9. Esquema exemplificando a amostragem horizontal. Fonte. Triggia et. Al. (2001)

Figura 10. Levantamento marítimo 3-D. O navio reboca duas baterias de canhões, que são disparados alternadamente, e vários cabos, cujo afastamento lateral pode chegar a centenas de metros. Fonte: Triggia et al. (2001)

Figura 11. Exemplo ilustrativo de um sismograma sintético. (A) Coluna sedimentar. (B) Impedâncias acústicas. (C) Função refletividade. (D) Reflexões individuais de cada interface. (E) Traço sísmico sintético final. Fonte: Triggia et al. (2001)

Figura 12. Mapa de amplitude de um refletor correspondente ao topo de um reservatório. As cores quentes (roxo, vermelho, amarelo) indicam presença de hidrocarboneto. Fonte: Triggia et al. (2001)

Figura 13. Perfis dos poços (Cooba-5, Meranji-1 e Pelican-5), contendo dados de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD) e Checkshot

Figura 14. Perfis dos poços Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5, carregados no software Petrel, exibindo os log de Raio Gama e correlacionados com os topos das formações.

Figura 15. Sismograma sintético ajustado à sísmica real.

Figura 16. Interpretação do topo da formação Patchawarra.

Figura 17. Mapa de superfície da formação Patchawarra.

Figura 18. Superfícies do topo e base da Formação Patchawarra.

Figura 19. Mapa de amplitude RMS do topo da formação Patchawarra, cores quentes (amarelo a vermelho) podem indicar presença de gás na formação, em destaque, o poço Pelican-5 que coincidentemente está alocado sobre uma região de alta amplitude sísmica.

Figura 20. Perfil de resistividade e sônico no poço Pelican-5.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais usos dos perfis geofísicos. Modificado de RIDER (2002).

Tabela 2 – Principais usos dos perfis de raio gama. Modificado de RIDER (2002).

Tabela 3 – Principais utilizações do perfil de densidade. Modificado de RIDER (2002).

Tabela 4 – Perfis contidos nos poços Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
2. Objetivo	1
3. Área de estudo	1
3.1. Bacia de Cooper.....	1
3.2. Evolução tectono-estratigráfica	3
3.2.1. Formação Patchawarra	9
4. Fundamentação Teórica	10
4.1. Rocha Reservatório	10
4.2. Propriedades Petrofísicas.....	11
4.2.1. Porosidade e Permeabilidade.....	11
4.2.2. Porosidade	11
4.2.3. Permeabilidade.....	12
4.2.4. Saturação de água	13
4.3. Perfilagem Geofísica	13
4.3.1. Perfil de Raio Gama	15
4.3.2. Perfil de densidade.....	17
4.3.3. Perfil Sônico	20
4.3.4. Perfil Cáliper.....	21
4.3.5. Perfis de Resistividade e Condutividade.....	22
4.4. Métodos sísmicos	24
4.4.1. Fontes e receptores sísmicos	25
4.4.2. Aquisição de dados sísmicos.....	26
4.4.3. Tipos de ondas sísmicas	27
4.4.4. Sismograma sintético	28
4.4.5. Processamento e Interpretação de dados sísmicos.....	29
4.4.6. Sísmica Tridimensional (3-D).....	30
4.4.7. Mapa de Amplitude.....	30
5. Base de dados e Metodologia.....	31
6. Análise dos dados	33
6.1 Importação dos dados	33
6.2 Correlação entre os poços	35
6.3 Amarração dos poços com a sísmica	36
6.4 Interpretação Sísmica.....	37
6.5 Geração da superfície da Formação Patchawarra	38
6.6 Mapa de amplitude da formação Patchawarra.....	39

6.7	Análise dos perfis de resistividade e sônico do poço Pelican-5.....	41
7.	Conclusão.....	42
8.	Referências Bibliográficas	42

1. Introdução

A Bacia de Cooper cobre uma área cerca de 130.000 km² a nordeste do Sul da Austrália e sudoeste de Queensland, entre as latitudes 139.30°E 29.30°S e 141°E 26.20°S (Apak et al., 1997). O presente trabalho constitui-se de utilizar técnicas processamento de dados geofísicos para caracterizar a Formação Patchawarra, área de estudo desse trabalho, seus reservatórios são de canais fluviais com histórico variado e com espessuras variando de 1800 a 3500 m abaixo da superfície atual e esta contém o mais significativo reservatório de gás-condensado da Bacia de Cooper, tendo produzido quase 45.1 x 10⁹ m³ de gás cru até o momento. Ao longo deste trabalho, iremos utilizar técnicas necessárias para compreender a formação Patchawarra como um reservatório do tipo convencional utilizando dados de sísmica 3D e perfis geofísicos de poços disponibilizados pela AAPG, seguindo um fluxo de trabalho para processamento dos dados no software Petrel, gerando como produto final um mapa de amplitude do topo do reservatório onde altos valores podem estar relacionados com a presença de hidrocarbonetos.

2. Objetivo

O objetivo desse trabalho é utilizar técnicas de interpretação sísmica 3D e perfilagem geofísica de poços para analisar a Formação Patchawarra, localizado na Bacia de Cooper na Austrália. Com o uso desses dados de sísmica 3D e os perfis geofísicos, será feita a amarração dos poços com a sísmica para o mapeamento do topo e base da formação Patchawarra. Foi gerado como produto final um mapa de amplitude RMS para destacar anomalias de amplitude que podem estar associadas com a presença de gás.

3. Área de estudo

3.1. Bacia de Cooper

A Bacia de Cooper é uma depressão estrutural com alinhamento preferencial nordeste, que cobre cerca de 130.000 km² a nordeste do Sul da Austrália e sudoeste

de Queensland, entre as latitudes 139.30°E 29.30°S e 141°E 26.20°S (Figura 1). Sua sequência atinge espessuras de 2.5 km (Apak et al., 1997).

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 à Bacia de Warburton e as rochas ígneas do Carbonífero (Battersby, 1976; Gatehouse, 1986) são recobertas pela sequência Jurássico-Cretáceo da Bacia Eromanga.

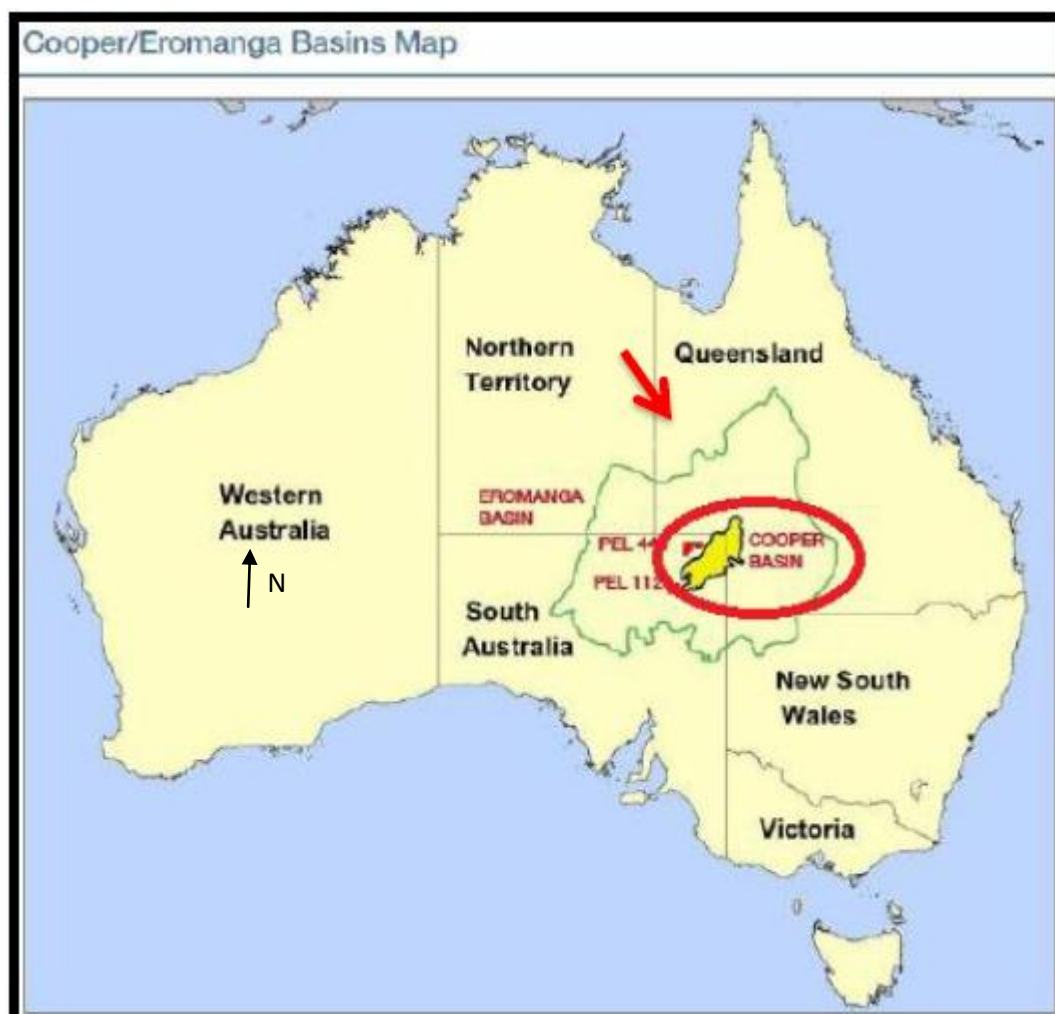


Figure 1. Mapa de localização da Bacia de Cooper. Fonte: Oilvoice (2013).

3.2. Evolução tectono-estratigráfica

Estudos feitos por Apak et al. (1997), sobre a história deposicional e estrutural da bacia de Cooper revelaram 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 Nappacoongee-Murteree (NM) (Figura 2).

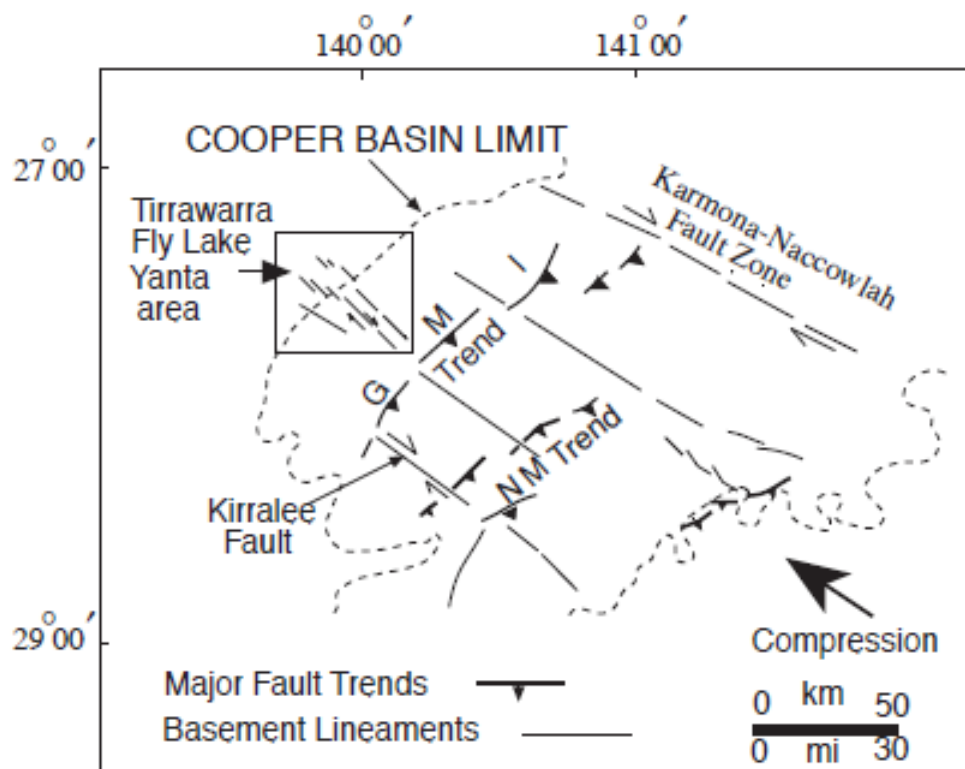


Figure 2. Elementos estruturais do Pré-Permiano. Fonte: Apak et al, (1997)

Segundo Apak et al. (1997), para se definir a evolução geológica da bacia Cooper, faz-se necessária uma compreensão prévia do arcabouço estrutural regional da bacia Warburton. Ao longo do desenvolvimento desta bacia subjacente 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 Orogênese Alice Spring (ASO),

que ocorreu entre o Devoniano e o Carbonífero médio. Acredita-se que essas 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), associados aos altos estruturais situados na parte interna da bacia, o Giggelpa-Merrimelia-Innaminka (GMI) e Nappacoonge-Murteree (NM), e a noroeste (NW), associado à estrutura Karmona-Naccowlah, que eram zonas efetivas de fraqueza dentro da 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).

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

A estrutura Karmona-Naccowlah com *trend* para Nordeste (NW) divide a bacia de Cooper em porções norte e sul. Na parte Sul, encontra-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-Innaminka (GMI) e o Nappacoonge-Murteree (NM), responsáveis pela separação de três grandes depocentros, o Parchawarra, Nappamerri e Tenappera, de configuração sinclinal (figura 3). Segundo Apak et al. (1997), a orientação das principais falhas e dobras da bacia de Cooper coincidem 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).

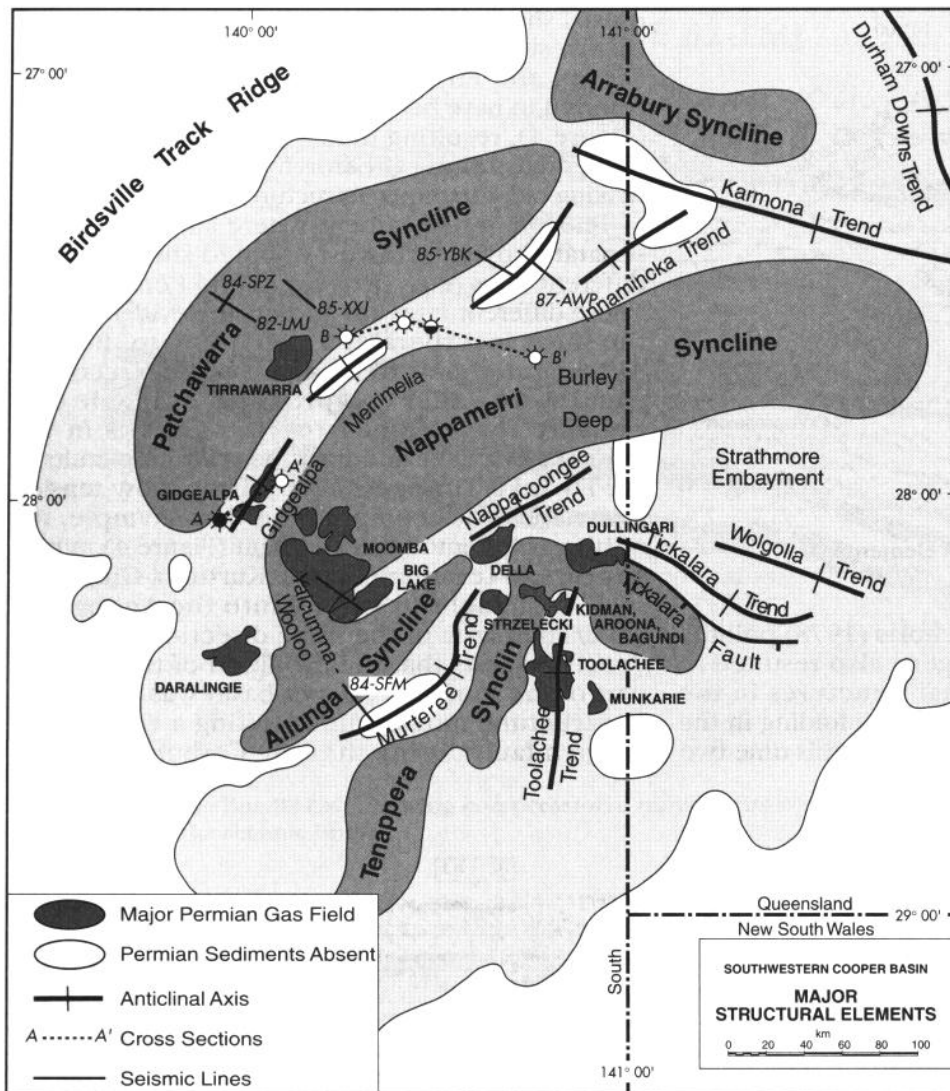


Figura 3. Principais elementos estruturais da bacia do Cooper. Localização das sinclinais de Patchawarra, Nappamerri, Tenappera sinclinais e os altos situados na parte interna à bacia, o Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka (GMI) e Nappacoongee-Murteree (NM).

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

Segundo Sanjurjo (2011), a Bacia de Cooper é composta por 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 70°S, diferentemente da localização atual, e a deposição de sedimentos continentais glaciais teve início na formação Merrimélia.

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, Daralingie 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 Daralingie. 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 Daralingie ficou exposta, sendo então erodida. Essa discordância ficou conhecida como Discordância Daralingie (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 Arraburry, 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, 1985apud 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).

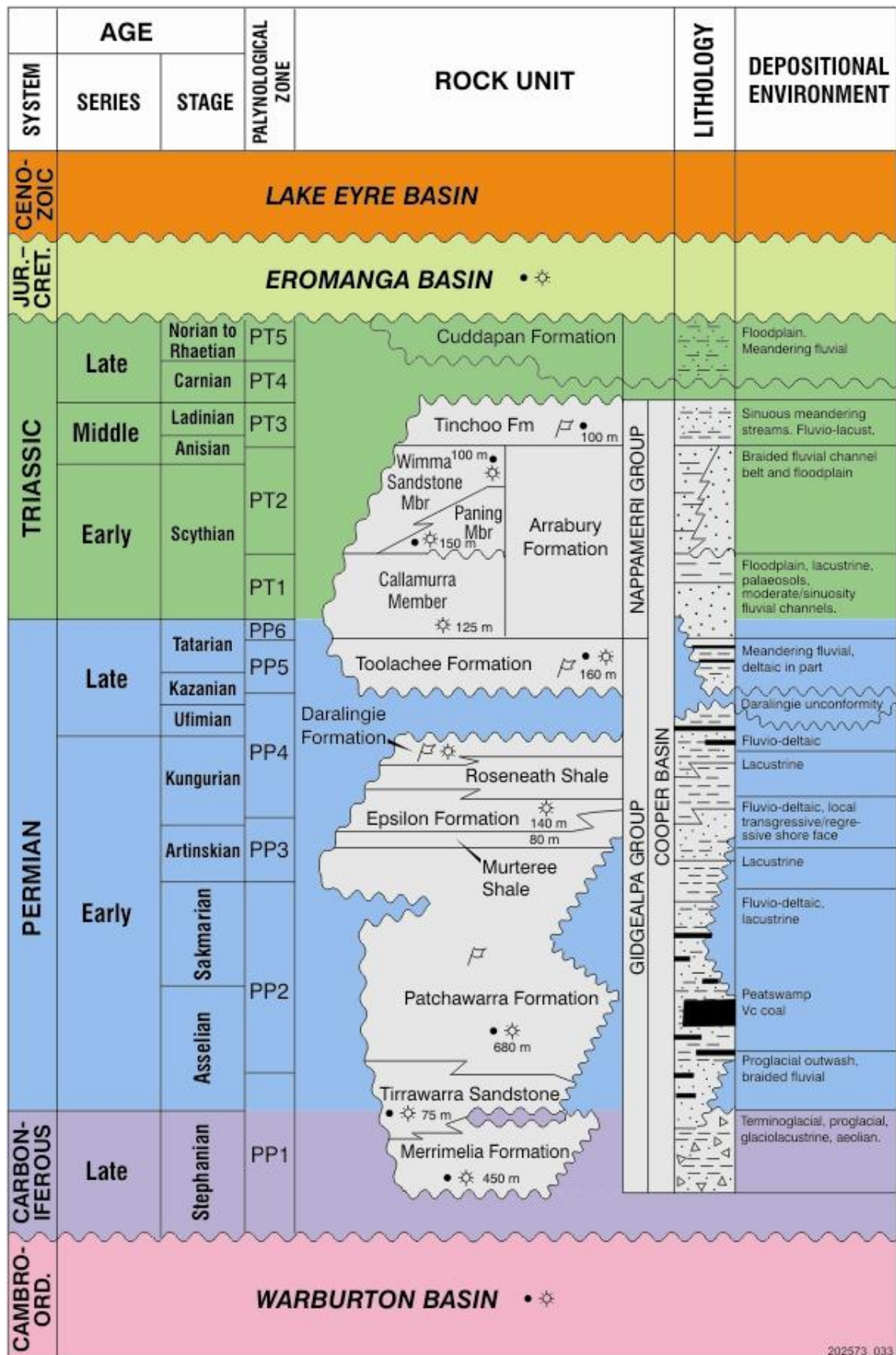


Figure 4. Carta Estratigráfica da Bacia de Cooper. Fonte: Goldstein et al. (2012).

3.2.1. Formação Patchawarra

A formação Patchawarra, área de estudo desse trabalho, contém o mais significativo reservatório de gás-condensado da Bacia de Cooper e tem produzido quase $45.1 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás cru até o momento. Ela é a de maior espessura do Grupo Gidgealpa. Os reservatórios são de canais fluviais com histórico variado, com espessuras variando de 1800 a 3500 m abaixo da superfície atual. Como mostrado na figura 5, sua porosidade e permeabilidade variam lateralmente, mas raramente excedem 15% e 100 mD respectivamente. Um plot da porosidade versus profundidade evidencia que mesmo em profundidades rasas, a porosidade mínima pode ser inferior aos valores de corte (<7%). Entretanto, valores máximos para porosidade indicam que "sweetspots" podem persistir a profundidades que chegam aos 3200 m ou mais (Battersby, 1976).

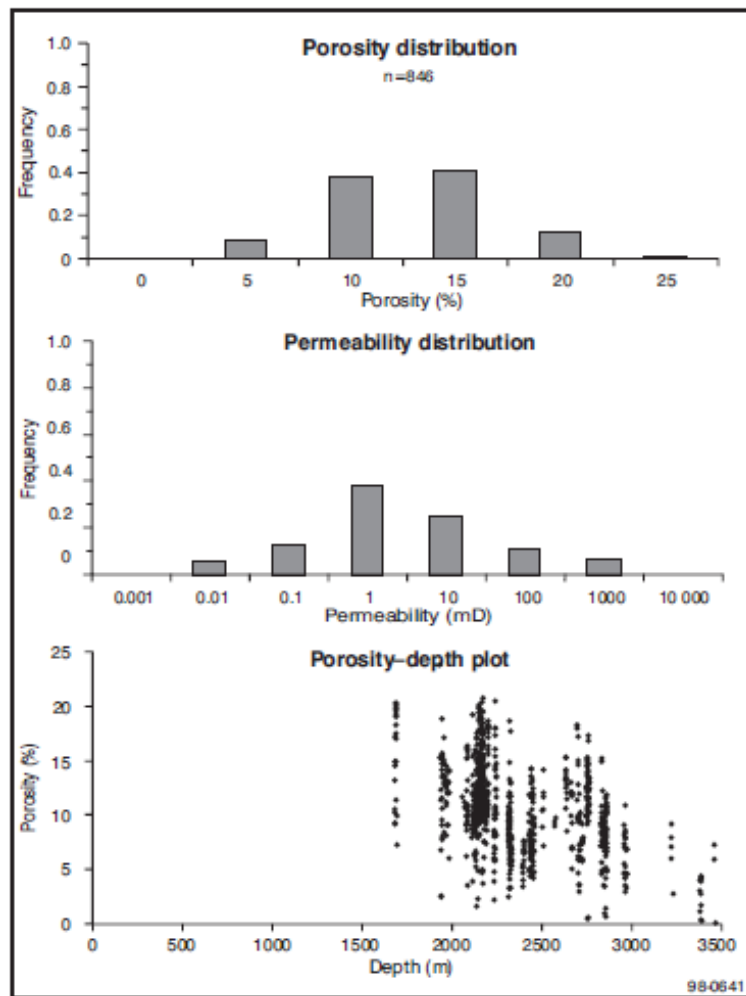


Figure 5. Distribuição da porosidade e permeabilidade na formação Patchawarra. Fonte: Gravestock et al. (2012)

Os reservatórios areníticos da Fm. Patchawarra são em resumo, de espessura variável, mas raramente superiores a 14 metros. Ela contém finas e numerosas fácies de pântanos, porém não contribuem significativamente como net pay. Fácies de canais empilhados e pontas de barra são os principais reservatórios e possuem maior porosidade nas partes rasas da bacia (Battersby, 1976).

4. Fundamentação Teórica

4.1. Rocha Reservatório

Uma rocha reservatório deve ter porosidade adequada para haver acumulação de petróleo. Seus poros devem ser suficientemente interligados para

permitir que os fluidos contidos possam fluir através da rocha até a entrada do poço (Allen & Allen, 1990).

Podem-se constituir rochas reservatório os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas como folhelhos e carbonatos também podem vir a ser reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados (Triggia et al., 2001).

A porosidade de uma rocha é definida por:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t}$$

E o volume total da rocha é dado pela soma:

$$V_t = V_p + V_s$$

Onde φ é a porosidade; V_t é o volume total da rocha; V_p é o volume poroso; e V_s é o volume de sólidos.

4.2 Propriedades Petrofísicas

4.2.1. Porosidade e Permeabilidade

A natureza das rochas reservatório determina a quantidades de fluido aprisionado dentro dos espaços vazios e a capacidade do fluido fluir através da rocha. A medida do espaço vazio é definida como porosidade e a de fluir por esses espaços vazios é definido como permeabilidade (Tiab & Donaldson, 2004).

4.2.2. Porosidade

Grãos de areia e partículas de materiais carbonatados que compõem reservatórios de calcário ou arenitos nunca se encaixam perfeitamente devido ao elevado grau de irregularidade na sua forma. Os espaços vazios criados ao longo de camadas, entre grãos, chamado espaço poroso, está ocupado por fluidos (líquidos e/ou gases). A porosidade de uma rocha reservatório é definida como a fração do volume total do reservatório que não é ocupada pela estrutura sólida do mesmo (Tiab & Donaldson, 2004).

Matematicamente isto pode ser expresso como:

$$\varphi = \frac{Vb - Vgr}{Vb} = \frac{Vp}{Vb}$$

Onde:

Φ = porosidade.

Vb = volume total da rocha reservatório.

Vgr = volume dos grãos.

Vp = volume dos poros.

4.2.3. Permeabilidade

Além de ser porosa, uma rocha reservatório deve ter a capacidade para permitir que os fluidos contidos possam fluir através de seus poros interconectados. A capacidade de a rocha permitir essa fluidez é denominada permeabilidade. A permeabilidade da rocha depende da sua porosidade efetiva, que é afetada pelo tamanho dos grãos, forma, distribuição, grau de consolidação e cimentação. O tipo de argila ou material de cimentação entre os grãos também afetam a permeabilidade (Tiab & Donaldson, 2004).

Matematicamente a permeabilidade pode ser expressa como:

$$u = \frac{q}{Ac} = \frac{k dp}{\mu dl}$$

Onde:

u = velocidade do fluido, cm/s.

q = vazão cm^3/s .

k = permeabilidade, Darcy ($0.986923\mu\text{m}^2$).

Ac = área da secção, cm^2 .

μ = viscosidade do fluido, centipoises(cP).

l = comprimento da amostra de rocha, cm.

$\frac{dp}{dl}$ = gradiente de pressão na direção do fluxo atm/cm.

A unidade de um Darcy representa relativamente alta permeabilidade. Para rochas reservatório de petróleo a unidade milidarcy é amplamente utilizada.

4.2.4. Saturação de água

O espaço poroso ocupado por volume de fluido é expresso em termos de saturação (%); ou seja, um reservatório estará constituído por suas saturações de água (S_w) e de hidrocarbonetos (S_h). Deve-se esclarecer que a saturação de água é integrada pela saturação de água irreduzível S_{wi} (aquela que não fluirá quando a jazida entrar em produção) e pela saturação de água móvel S_{mo} (Contreras; Castro, 2012).

4.3. Perfilagem Geofísica

O registro contínuo de um parâmetro geofísico ao longo de um poço produz um perfil geofísico. O valor da medição é continuamente traçado em função da profundidade do poço (figura 6). O nome mais apropriado para este registro é well log geofísico, convenientemente chamado de *well log* ou *log* (Rider 2002).

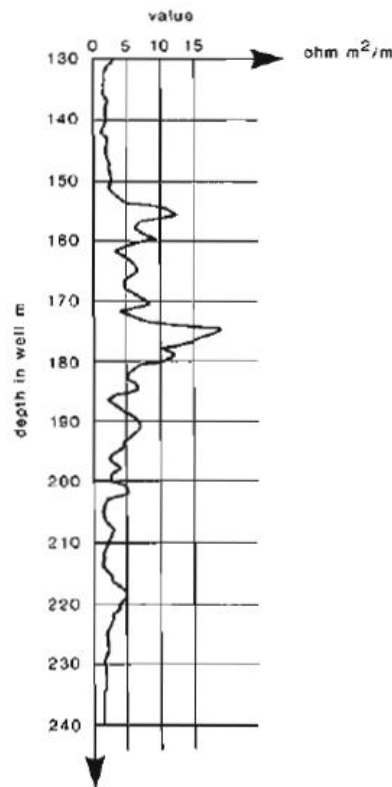


Figure 6. Well log. Representação do primeiro “log” feito em Pechelbronn, na França, em 1927 .Fonte: Rider (2002)

Existem diferentes *well logs* geofísicos, esses registros podem ser obtidos de medidas de fenômenos espontâneos como os perfis de raio gama, onde a ferramenta simplesmente detecta níveis de radiação, ou induzidos como o perfil sônico, em que a ferramenta emite som para atingir um receptor a uma distância fixa ao longo da ferramenta.

A perfuração geofísica se faz necessária, pois a amostragem geológica durante a perfuração deixa um registro muito impreciso das formações encontradas, amostras de formações inteiras podem ser trazidas para a superfície, mas é um processo lento e muito caro. As informações obtidas nos logs são precisas, porém ambíguas, no entanto, com experiência, calibração e computadores os registros ajudam preencher lacunas entre as amostras podendo quase substituí-las.

Existem vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações (tabela 1), todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida de hidrocarbonetos. Alguns dos principais tipos de perfis existentes são: Raios Gama (**GR**), Neutrônico (**NPHI**), Resistividade (**ILD**), Sônico

(DT) e Densidade (RHOB). Para um melhor aproveitamento dos perfis geofísicos obtidos, é necessário que eles sejam utilizados em conjunto para caracterização da rocha e que sejam controlados pelo perfil de Caliper.

Tabela 1. Principais usos dos perfis geofísicos. Modificado de RIDER(2002)

	Geologia Geral			Sísmica		Geologia do Reservatório		Geoquímica		Petrofísica				
	Litologia	Fácies Depositionais	Correlação estratigráfica	Veloc. Intervalar	Impd. Acústica	Idnt. Fraturas	altas pressões Idnt	Idnt rocha fonte	Maturidade	Porosidade	Volume de Folhelho	Permeabilidade	Idnt. de gás	Saturação de Hidrocarbonetos
Resistividade	-	-	-				*	*	*			-	-	+
Raio Gama	-	-	-					*			+			
Sônico	*		-	*	*	*	*	*		+			-	
Densidade	*	-			*	*		*		+			-	
Neutrão	*	-						-		+			-	
- usos qualitativos * uso semi-quantitativos/quantitativos + usos quantitativos														

4.3.1. Perfil de Raio Gama

O perfil de raio gama é o registro da radioatividade de uma formação. A radiação é emanada naturalmente dos elementos tório, urânio e potássio. O perfil simples de raio gama fornece a radioatividade dos três elementos combinados, enquanto o registro dos raios gama espectral mostra contribuição individual de cada elemento. O significado geológico de radioatividade está na distribuição destes três elementos. A maioria das rochas são radioativas em algum grau, sendo as ígneas e metamórficas mais do que as sedimentares, no entanto entre estas, os folhelhos têm de longe a radiação mais forte. É por esta razão que o perfil simples de raio gama tem sido chamado de “log de shale”, embora seja insuficiente igualar a emissão de raios gama com a ocorrência de folhelho (Rider, 2002).

Segundo Rider (2002), o log de raio gama é principalmente utilizado quantitativamente para derivar o volume de argila. Qualitativamente, na sua forma mais simples, pode ser utilizado para correlacionar, sugerindo fácies e sequências e, é claro, identificar litologias (tabela 2). Quantitativamente, o raio gama espectral pode ser usado, adicionalmente, para derivar um volume mineral radioativo e um volume de argila mais preciso. Qualitativamente ele pode indicar os tipos de argila minerais dominantes, dar indicações de ambiente deposicional, indicar fraturas e a localizar rochas geradoras.

Tabela 2. Principais usos dos perfis de raio gama. Modificado de RIDER,(2002)

	Discipline	Used for	Knowing
Quantitative	Petrophysics	Shale Volume (Vsh)	Gamma ray (max)
			Gamma ray (min)
Qualitative	Geology	Shale (Shaliness)	Gamma ray (max)
			Gamma ray (min)
			Lithology
		Mineral identification	Mineral radioactivity
	Sedimentology	Facies	Clay/grain size relationship
	Sequence Stratigraphy	Parasequence& condensed	Clay/grain size & organic matter radioactivity relationships
Stratigraphy	Correlation	-	
	unconformity identification	-	

O perfil de raio gama pode muitas vezes ser utilizado quantitativamente, e, embora o valor de raios gama para folhelho varie enormemente, as medições em folhelhos puros tendem a ser constante, assim, se considerar valor médio máximo do registro de raios gama sendo 100% folhelho e o valor mais baixo para indicar a não presença do mesmo, uma escala variando de 0-100% de argilosidade pode ser construída. Se a escala for considerada linear, qualquer valor do log de raio gama (GR) pode fornecer o volume de argila através do simples cálculo:

$$IGR = \frac{GR(Log) - GR(min)}{GR(max) - GR(min)}$$

Onde:

IGR = índice de raios gama

GRlog = raio gama lido na formação

GRmin = raios gama mínimo (arenito “limpo” ou carbonato)

GRmax = raios gama máximo (folhelho)

Geralmente, os valores obtidos não são muito precisos e tende a dar-se um limite máximo para o volume de argila (V_{sh}). Além disso, não há base científica para supor que a relação entre os valores de raios gama e volume de argila deva ser linear. Assim, uma modificação da relação linear utilizada acima tem sido proposta. A relação muda levando em consideração a idade das rochas, não consolidadas (anteriores ao terciário) e consolidadas (terciário) segundo as equações abaixo respectivamente.

$$V_{sh} = 0.33(2^{2*IGR} - 1)$$

e

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7*IGR} - 1)$$

4.3.2. Perfil de densidade

O perfil de densidade é um registro contínuo da densidade de uma formação. Esta é a densidade global de uma rocha que inclui a matriz sólida e os fluidos contidos nos poros. Quantitativamente o log de densidade é usado para calcular a porosidade e indiretamente a densidade de hidrocarboneto. Pode também ser usado para calcular a impedância acústica. Qualitativamente, ele é um indicador litológico, pode ser usado para identificar certos minerais e ajuda avaliar o teor de matéria orgânica da rocha fonte (mesmo quantitativamente).

Tabela 3: Principais utilizações do perfil de densidade. Modificado de RIDER (2002)

	Discipline	Used for	Knowing
Quantitative	Petrophysics	Porosity	Matrix density
			Fluid density
	Seismic	Acoustic impedance	(Use raw log)
Qualitative and semi-quantitative	Geology	General lithology	Combined with neutron*
		Shale textural changes	Average trends
		Mineral identification	Mineral densities
	Reservoir geology	Overpressure identification	Average trends
		Fracture recognition	Sonic porosities
	Geochemistry	Source rock evaluation	Density - O. M. calibration

Quantitativamente, o perfil de densidade é usado para calcular a porosidade, para isso, deve-se saber a densidade individual de todos os materiais envolvidos na medição. A ferramenta faz leituras da densidade global, ou seja, a densidade dos grãos que formam a rocha e dos fluidos presentes nos poros. A ferramenta de densidade consiste de uma fonte radioativa de raios gama, geralmente se utiliza Cobalto-60 ou cério-137 (SERRA, 1984), montada em um mandril com patins metálicos, os quais são pressionados contra a parede do poço. A fonte é a responsável pela emissão de raios gama de alta energia, que interagem com os elétrons dos átomos da formação. Estes raios gama, ou fótons, colidem com a matéria e sofrem três tipos de interação, dependendo da energia incidente: produção de pares elétron-positron, espalhamento Compton e efeito fotoelétrico (Serra, 1984). O espalhamento Compton é o tipo principal de reação para medidas de densidade. Ela inicia quando um fóton incidente colide com um elétron mais externo de um átomo, e sua energia ($h\nu$) se divide em energia cinética do elétron ejetado desse átomo e um fóton espalhado numa direção, fazendo um ângulo q com a direção incidente original. Essa colisão simplificada elástica (espalhamento inelástico) entre o raio gama e um elétron individual permite que o fóton prossiga desviado por esse choque, mas reduzido em energia (Serra, 1984).

O número de colisões é função direta do número de elétrons na formação; e este, por sua vez corresponde à densidade eletrônica (ρ_e) que pode ser relacionada à densidade volumétrica (ρ_b) da formação pela relação abaixo:

$$\rho_e = 2\rho_b \frac{\sum Z_i}{M}$$

Sendo:

ρ_e = Densidade eletrônica

ρ_b = Densidade volumétrica

M = Peso molecular

$\sum Z_i$ = Somatório dos números atômicos de todos os átomos que constituem as moléculas do composto.

A densidade volumétrica de uma formação pode ser convertida a porosidade através da seguinte relação:

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Onde:

φ = Porosidade

ρ_b = densidade volumétrica da formação

ρ_{ma} = densidade da matriz

ρ_f = densidade do fluido

Nota-se que a porosidade calculada a partir do log de densidade é a porosidade total; ou seja, a contribuição da porosidade referente à água ligada a argila está incluída. A porosidade efetiva é aquela referente aos poros interconectados; ou seja, é a porosidade total subtraída da porosidade da água presente na argila (Rider, 2002). Por conseguinte pode ser definida como:

$$\varphi_{eff} = \varphi_{total} - (\varphi_{sh} * V_{sh})$$

e

$$\varphi_{sh} = \frac{(\rho_{ma} - \rho_{sh})}{(\rho_{ma} - \rho_f)}$$

Onde,

Φ_{eff} = porosidade efetiva,

Φ_{total} = porosidade total,

ϕ_{sh} = porosidade total lida no folhelho,

V_{sh} = volume de argila,

ρ_{ma} = densidade da matriz,

ρ_{sh} = densidade do folhelho,

ρ_{f} = densidade do fluido.

4.3.3. Perfil Sônico

O perfil sônico fornece o tempo de transito de uma onda sonora em uma formação. Geologicamente esta capacidade varia com a litologia, textura e porosidade da rocha. Sua unidade de medida é $\mu\text{s}/\text{ft}$. Quantitativamente, este perfil é utilizado para avaliar a porosidade em formações saturada com fluidos. Pode ajudar na interpretação sísmica onde conhecendo os intervalos de velocidade faz-se a calibração da secção. O crossplot entre o perfil sônico e de densidade gera um registro de impedância acústica, primeiro passo para construir um sismograma sintético.

A partir da relação de dependência entre o intervalo de tempo de trânsito registrado no perfil e a litologia/porosidade pode-se inferir quantitativamente a porosidade através da equação de Wyllie:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\text{log}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}}$$

Onde:

Φ = porosidade

Δt_{log} = intervalo de tempo de trânsito da formação

Δt_{ma} = intervalo de tempo de trânsito da matriz

Δt_{f} = intervalo de tempo de trânsito do fluido

4.3.4. Perfil Cáliper

Perfil cáliper mede as variações do diâmetro do poço. As medições são feitas por dois braços articulados pressionados contra a parede do poço onde registram essas variações sem função da profundidade. Esse perfil é extremamente importante, pois serve como um controle de qualidade geral para os outros logs dando ideia do contato dos sensores das ferramentas com a formação, sua unidade de medida é expressa em polegadas (in).

Através deste perfil podem-se detectar zonas onde ocorrem arrombamentos e formação de reboco. As zonas de formação de cavernas ou arrombamentos são identificadas quando o diâmetro do poço é maior que o *bit size* (figura 7). Sua formação é ocasionada pelo desabamento de litologias devido à circulação da lama de perfuração. Já as zonas de reboco são identificadas pelo diâmetro do poço menor que o *bit size*, isso ocorre por causa do acúmulo de lama na parede do poço. Este perfil é um indicador litológico e um indicador de permeabilidade, uma vez que o acúmulo de filtrado na parede do poço é ocorrente em camadas porosas como arenitos e os arrombamentos são característicos de camadas inconsolidadas, ocorrendo tipicamente em folhelhos.

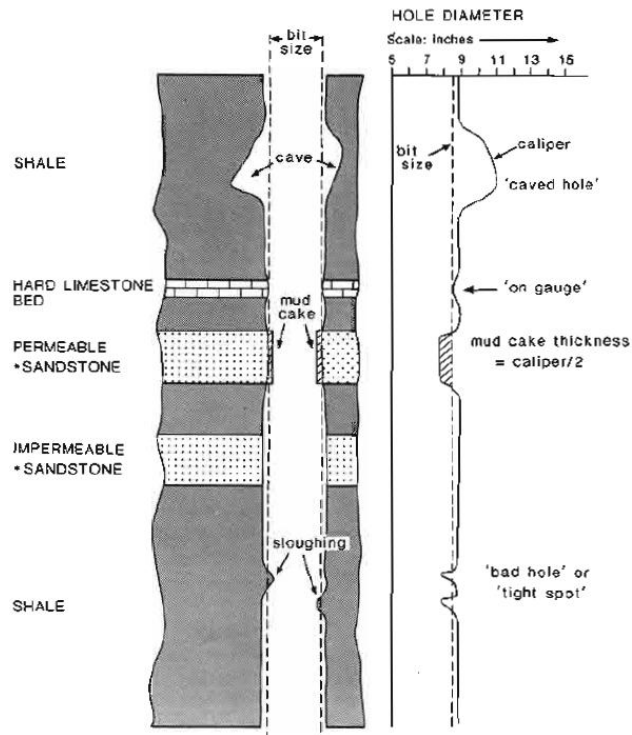


Figure 7. Perfil cáliper mostrando o diâmetro do poço: algumas respostas típicas. Calcário, dolomita, etc. igualmente aplicáveis. Fonte: Rider, (2002)

4.3.5. Perfis de Resistividade e Condutividade

O perfil de resistividade mede a resistividade de uma formação, que é a resistência a passagem de uma corrente elétrica. O perfil de condutividade mede a capacidade de uma formação em conduzir uma corrente elétrica. A maioria dos materiais rochosos são essencialmente isolantes, enquanto os fluidos contidos nos seus poros são condutores. Os hidrocarbonetos são a exceção quanto a condutividade desses fluidos, e, pelo contrário, eles são infinitamente resistivos.

Os logs de resistividade foram desenvolvidos para encontrar hidrocarbonetos. Este ainda é o seu principal uso quantitativo: Registros de resistividade fornecem os números básicos para cálculos petrofísicos. A unidade de resistividade é expressa em ohm.m.

A medição da resistividade é realizada através da ferramenta de indução, que é responsável pela medição da condutividade (inverso da resistividade). A sonda de indução é constituída por duas bobinas, uma bobina transmissora onde é aplicada uma corrente constante de alta frequência e uma bobina receptora. A corrente

aplicada à bobina transmissora gera um campo eletromagnético ao redor da ferramenta, o que por sua vez induz correntes na formação. As correntes induzidas criam um campo eletromagnético secundário que induz uma corrente alternada na bobina receptora.

Através desse perfil, pode-se calcular o fator de resistividade da formação utilizando a equação abaixo:

$$Fr = \frac{R_o}{R_w}$$

Onde,

Fr = Fator de resistividade da formação

Rw = Resistividade da água que satura uma rocha

Ro = Resistividade da Rocha com poros preenchidos somente por água

Segundo Tiab (1996), o fator de formação é essencialmente constante para areias limpas e calcárias. Para areias sujas ou argilosas, Fr diminui enquanto a resistividade da água que satura a rocha, Rw, aumenta; e apesar de Ro aumentar, isso não acontece proporcionalmente pois a argila age como um condutor.

A saturação da água pode ser determinada a partir dos dados fornecidos por este perfil. Com esta variável pode-se determinar também a saturação de hidrocarbonetos do reservatório. Para estes cálculos deve-se ter o conhecimento prévio da resistividade da água, da porosidade e do expoente de cimentação. Esses parâmetros relacionam-se através da equação de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{1/n}$$

Onde,

Sw = Saturação de água

A = Coeficiente de tortuosidade

Rw = Resistividade da água que satura uma rocha

φ = Porosidade

m = Coeficiente de cimentação

R_t = Resistividade da rocha com poros preenchidos por água e hidrocarbonetos

N = Expoente de saturação

Segundo Triggia et. al (2001) os valores mais comuns para a e m são: $0,62 < a < 0,81$ e $2 < m < 2,15$ para rochas terrígenas ou $a = 1$ e $m = 2$ para rochas carbonáticas. O valor usual de n é 2, porém medidas de laboratório podem apresentar maior acuracidade. Os parâmetros a , m e n podem ser obtidos em laboratório, da experiência da área ou dos próprios perfis.

Uma formação pode ser saturada por água, óleo e/ou gás, obedecendo a seguinte relação:

$$S_g + S_o + S_w = 1$$

Onde,

S_g = Saturação com gás

S_o = saturação com óleo

S_w = Saturação com água

Assim, a saturação de hidrocarbonetos (S_h) obedece as seguintes relações:

$$S_h = S_g + S_o$$

e

$$S_h = 1 - S_w$$

4.4. Métodos sísmicos

O método sísmico de refração registra somente ondas refratadas com ângulo crítico (headwaves) e tem grande aplicação na área de sismologia, sendo muito utilizado para desvendar as estruturas do interior da terra. Na área do petróleo sua aplicação é bastante restrita, mas foi muito utilizado na década de 1950 como apoio aos estudos obtidos pelos métodos potenciais (Triggia et al., 2001).

O método sísmico de reflexão é o mais utilizado atualmente pela indústria do petróleo, pois fornece as feições geológicas em subsuperfície em alta definição, a um custo relativamente baixo. Mais de 90% dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão. Os produtos finais, entre outros, são imagens das estruturas e camadas geológicas em subsuperfície que podem ser apresentadas sob

diversas formas, para posteriormente serem disponibilizadas para o trabalho dos intérpretes (Triggia et al., 2001).

Nos levantamentos sísmicos utiliza-se de fontes artificiais ou naturais para geração de ondas elásticas que se propagam pelo interior da terra, onde sofrem reflexão e refração nas diferentes interfaces que separam rochas com diferentes propriedades petrofísicas, e retornam à superfície, onde são captadas por equipamentos de registro (Triggia et al., 2001).

4.4.1. Fontes e receptores sísmicos

As fontes mais utilizadas em levantamentos sísmicos terrestres são a dinamite e o vibroseis, já no levantamento marítimo são utilizados canhões de ar comprimido. Essas fontes emitem um pulso característico conhecido como assinatura da fonte que se propaga em todas as direções. Estes pulsos elásticos são de duração ou comprimento muito pequeno, da ordem de 200 milissegundos, e sofrem reflexão e refração ao atingirem camadas geológicas, em profundidade, com características diferentes, retornando a superfície com informações valiosas para a pesquisa de petróleo (Triggia et al., 2001).

Basicamente, os registros das reflexões desses pulsos são feitos por dois tipos de equipamentos: eletromagnéticos (geofones) para registro em terra, e de pressão (hidrofones) para levantamentos feitos na água. O primeiro é composto por uma bobina suspensa dentro de um campo magnético gerado por um potente ímã, este é cravado firmemente à superfície da terra (figura 8). Quando uma onda sísmica atinge o geofone, o movimento relativo entre a bobina e o ímã gera uma corrente elétrica induzida que é proporcional a vários fatores, dentre eles a amplitude da onda incidente.

Os hidrofones utilizam cristais piezoelétricos, estes geram correntes elétricas proporcionais à variação de pressão produzida pelas ondas acústicas na água. Estas oscilações elétricas são transmitidas até o sismógrafo, onde são digitalizadas, multiplexadas e registradas após severo depuramento e amplificação eletrônicos.



Figure 8. Um dos vários modelos de geofones utilizados em levantamentos terrestres. Fonte: Triggia et. Al. (2001)

4.4.2. Aquisição de dados sísmicos

Segundo Triggia et al. (2001), a aquisição dos dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões através dos sensores (canais) dispostos ao longo de uma linha reta. O espaçamento entre os canais são equidistantes e geralmente variam entre 20 e 50 metros, o canal mais afastado muitas vezes encontra-se a vários quilômetros de distância. Todo esse conjunto fonte/receptores tem seu posicionamento dinâmico definido por levantamentos topográficos em terra e por radio posicionamento e satélites no mar.

A **profundidade máxima de investigação** é definida pelo tempo de registro. No momento da detonação, $t=0$, a gravação é iniciada no sismógrafo até o tempo de registro estabelecido. Normalmente utiliza-se o tempo de registro de 4,0 segundos para levantamentos terrestres. Considerando a velocidade média de 3.000m/s para ondas sísmicas nas rochas, em 4,0 segundos a profundidade máxima de investigação será de 6.000 metros (sendo dois segundos para o percurso de ida e dois segundos para o de volta) (TRIGGIA et al., 2001).

A **amostragem horizontal** é definida de acordo com os detalhes necessários para atingir os objetivos do levantamento. Para levantamentos de reconhecimentos regionais, a distância horizontal entre pontos amostrados em subsuperfície é na ordem de 100m. Em levantamentos mais detalhados, são comumente utilizados

espaçamentos menores que 10 metros. Para atingir esse detalhamento, a distância entre canais os receptores deve ser de 20 metros, conforme esquematizado na figura 9.

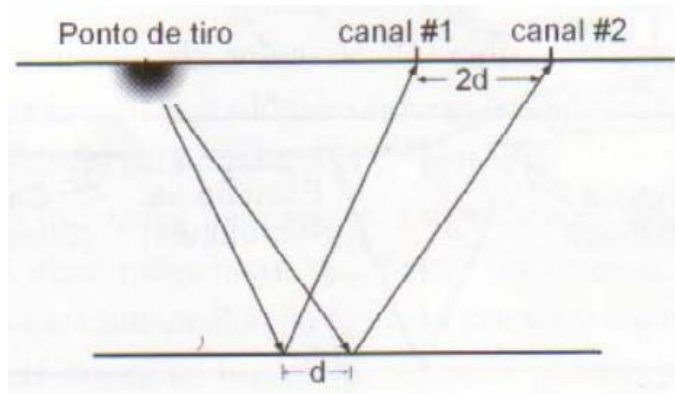


Figure 9. Esquema exemplificando a amostragem horizontal. Fonte. Triggia et. Al. (2001)

A amostragem lateral, utilizada em levantamentos tridimensionais é definida em função da distância entre os cabos, figura 10.

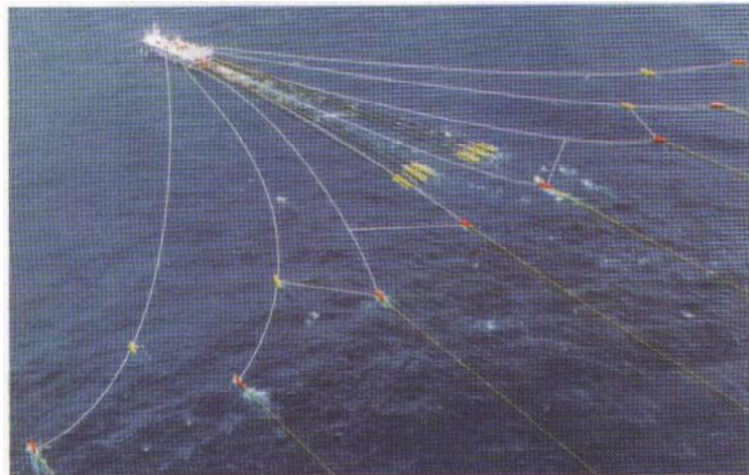


Figura 10. Levantamento marítimo 3-D. O navio reboca duas baterias de canhões, que são disparados alternadamente, e vários cabos, cujo afastamento lateral pode chegar a centenas de metros. Fonte: Triggia et al.(2001)

4.4.3. Tipos de ondas sísmicas

Existem basicamente dois tipos de ondas elásticas, as ondas P e S. As ondas P são ondas compressivas, as quais se deslocam na mesma direção da propagação da energia. As ondas S, ou de cisalhamento, se deslocam perpendicularmente à direção de propagação da energia. É muito comum, na prospecção sísmica,

caracterizar uma determinada rocha através da razão das velocidades desses dois tipos de ondas. Essa razão também pode ser utilizada no cálculo da razão de Poisson, de grande importância nas áreas de engenharia e geofísica. A velocidade de propagação das ondas sísmicas é função da densidade e das constantes elásticas do meio e essa propriedade depende da constituição mineralógica da rocha, grau de cimentação, estágio de compactação, porosidade, conteúdo e saturação de fluidos, além de outros fatores como temperatura e presença de microfraturas (TRIGGIA et al., 2001).

4.4.4. Sismograma sintético

A sísmica de reflexão responde somente ao contraste de impedância das rochas e com isso é possível simular a resposta sísmica de um pacote sedimentar, ou traço sísmico (sismograma sintético) conhecendo-se as velocidades e densidades das rochas que o compõe e a assinatura da fonte. Através do produto das velocidades e densidades, obtém-se um perfil em profundidade das impedâncias acústicas. A quantidade de energia que é refletida em cada interface é dada pelo coeficiente de reflexão que, para incidência normal, é calculada pela seguinte relação:

$$R = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} \text{ e } T = 1 - R, \text{ equação (1)}$$

Onde:

R = coeficiente de reflexão;

T = coeficiente de transmissão;

I_2 = impedância da camada inferior; e

I_1 = impedância da camada superior.

Tendo o conhecimento da coluna sedimentar (figura 11A) obtida a partir da perfuração de um poço, obtêm-se as impedâncias acústicas (figura 11B), das quais se calcula a função refletividade (figura 11C), utilizando a equação 1 em cada uma das interfaces. Nesta função, cada coeficiente vai refletir para a superfície a mesma assinatura da fonte gerada no ponto de tiro, mantendo as mesmas relações de amplitude e polaridade. A figura 11D ilustra o mecanismo de formação do traço

sísmico. A resposta sísmica final será a somatória das reflexões individuais de cada interface (figura 11E). Para levantamentos convencionais, a resolução sísmica vertical é da ordem de 10-15 metros.

A principal importância do sismograma sintético é correlacionar os dados de poços com os eventos que aparecem nas seções sísmicas.

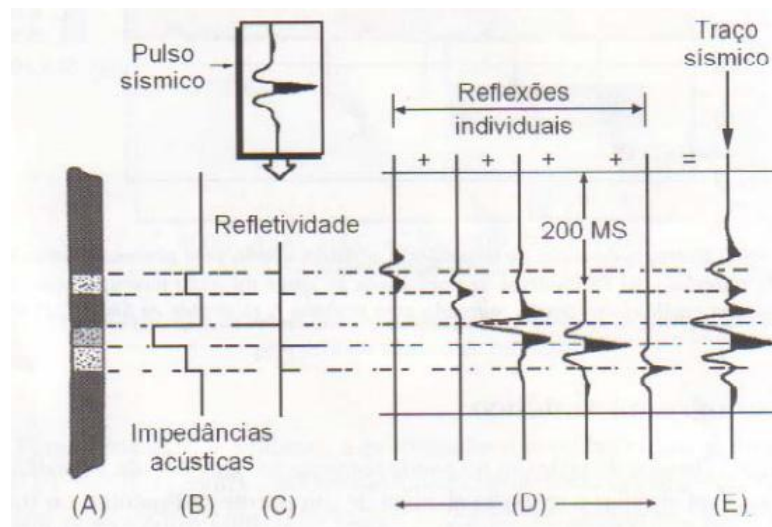


Figure 11. Exemplo ilustrativo de um sismograma sintético. (A) Coluna sedimentar. (B) Impedâncias acústicas. (C) Função refletividade. (D) Reflexões individuais de cada interface. (E) Traço sísmico sintético final. Fonte: TRIGGIA et al.(2001)

4.4.5. Processamento e Interpretação de dados sísmicos

O processamento de dados sísmicos para indústria do petróleo tem o objetivo de produzir imagens da subsuperfície com a máxima fidelidade possível, atenuando várias distorções “ópticas” presentes no método. Essas imagens são interpretadas por geólogos e geofísicos em busca de situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos ou para caracterizar reservatórios já em produção, melhorando o gerenciamento do mesmo.

As seções sísmicas finais são interpretadas a fim de gerar mapas estruturais onde curvas de contorno representam isócronas de um determinado refletor. Cada refletor mapeado vai corresponder a determinado evento geológico reconhecido através de amarração com poços, utilizando sismograma sintético.

Uma série de outras feições geológicas podem ser reconhecidas através de padrões típicos relacionados a domos de sal, intrusivas, evolução estratigráficas, até a detecção direta de hidrocarbonetos através da análise de anomalias de amplitude.

As situações geológicas interpretadas nas seções sísmicas são de suma importância para a eventual perfuração de um poço pioneiro.

4.4.6. Sísmica Tridimensional (3-D)

A grande maioria dos dados sísmicos adquiridos é 3-D, devido à imensa vantagem em termos de interpretabilidade. Hoje é incomum para grandes empresas petrolíferas perfurar poços exploratórios sem antes fazer pesquisas utilizando sísmica 3-D, aquisitando, processando e interpretando. (Bacon, 2014).

A sísmica 3-D consiste em levantar os dados sísmicos em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual à distância entre canais e receptores.

4.4.7. Mapa de Amplitude

Segundo Triggia et al. (2001), a amplitude de um refletor depende do coeficiente de reflexão e este depende dos contrastes de impedância dos meios envolvidos. Se fosse gerado um mapa de amplitude do topo de um reservatório constituído de arenito poroso, saturando com água, subjacente a uma rocha selante com características petrofísicas constantes, o mesmo teria valores constantes. Porém, se devido a circunstâncias geológicas quaisquer, a água contida no reservatório for deslocada por hidrocarbonetos, o arenito com óleo e/ou água assumirá valores menores de impedância, alterando o contraste com a rocha selante, modificando a amplitude do refletor. Essas alterações detectadas pelos mapas de amplitude se tornaram ferramentas valiosas na prospecção do petróleo, especificamente na detecção direta da presença de hidrocarbonetos. A figura 12 exemplifica um mapa de amplitude.

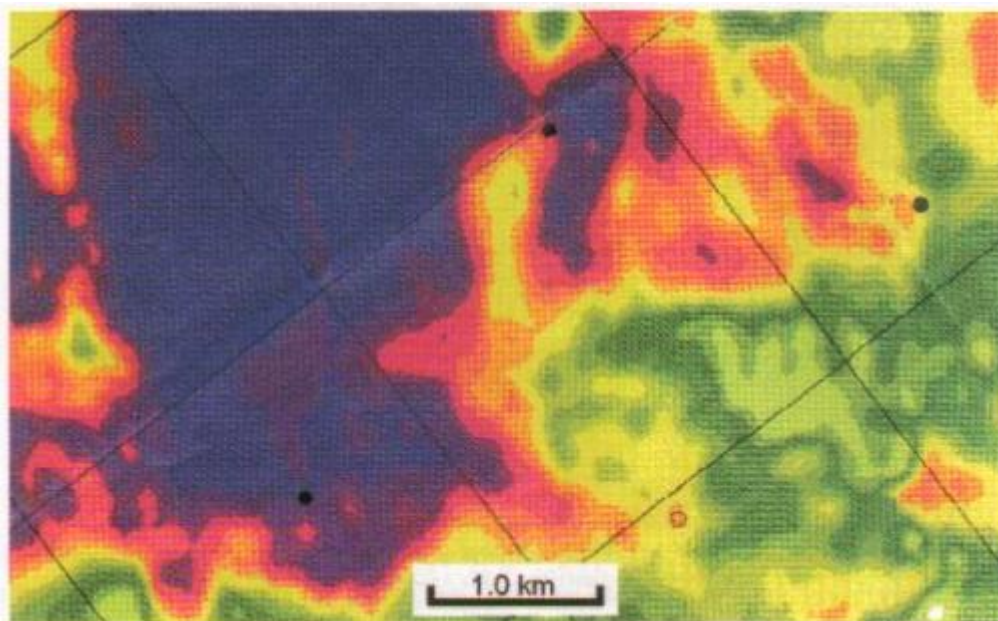


Figure 12. Mapa de amplitude de um refletor correspondente ao topo de um reservatório. As cores quentes(roxo, vermelho, amarelo) indicam a presença de hidrocarboneto.Fonte: Triggia et al.(2001)

5. Base de dados e Metodologia

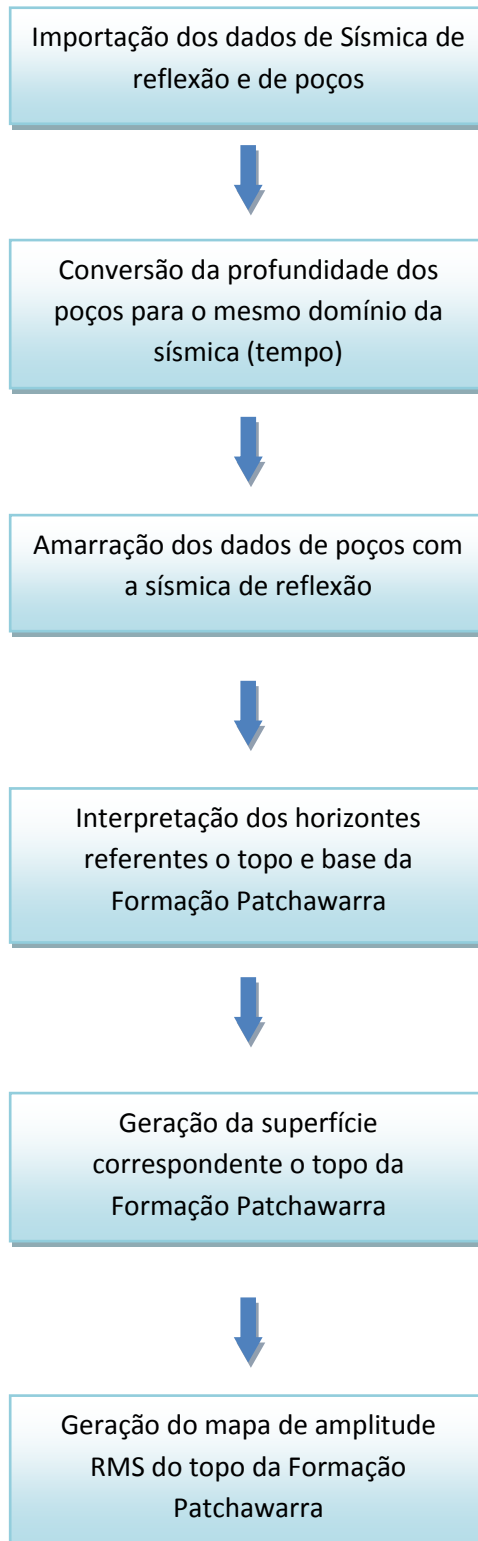
Os dados utilizados neste trabalho, referentes à Bacia de Cooper,são perfis geofísicos de três poços (Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5) com dados de densidade, raio gama, sônico, resistividade e potencial espontâneo, além dos Checkshots e Tops das formações (Tabela 4). Também foi disponibilizada uma sísmica 3D. Esses dados foram disponibilizados pela AAPG, com o propósito único de uso acadêmico. Segundo as normas da AAPG, para o uso dos dados, não é permitido localizá-los no mapa da Bacia de Cooper.

Tabela 4 - Perfis contidos nos poços Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5.

Informação	Cooba-1	Meranji-1	Pelican-5
Raio Gama	X	X	X
Densidade	X		X
Sônico	X	X	X
Resistividade	X		X
Potencial Espontâneo	X	X	X
CheckShot	X	X	X
Tops	X	X	X

A metodologia utilizada para obtenção do resultado final proposto neste trabalho resume-se nas seguintes etapas esquematizadas no fluxograma abaixo:

Fluxograma da Metodologia:



6. Análise dos dados

6.1 Importação dos dados

Foram importados no software Petrel, dados de sísmica 3D e de três poços (Cooba-5, Meranji-1 e Pelican-5), que, no geral, continham perfis de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD), além dos Checkshot (figura 13).

O checkshot é obtido através do envio de uma wavelet sísmica, indo para baixo a partir da superfície perto de um poço e, em seguida, mede-se o tempo necessário para que wavelet viaje a uma profundidade conhecida, onde um geofone é posicionado no poço. Este receptor é posicionado em diversos níveis diferentes de profundidade, e o tempo de percurso vertical para cada nível é medida. Cada medição do tempo de percurso fonte-receptor é um checkshot, e a compilação de todas as medições do tempo de trânsito é referido como um levantamento checkshot (Schlumberger Oilfield Glossary, s.d.).

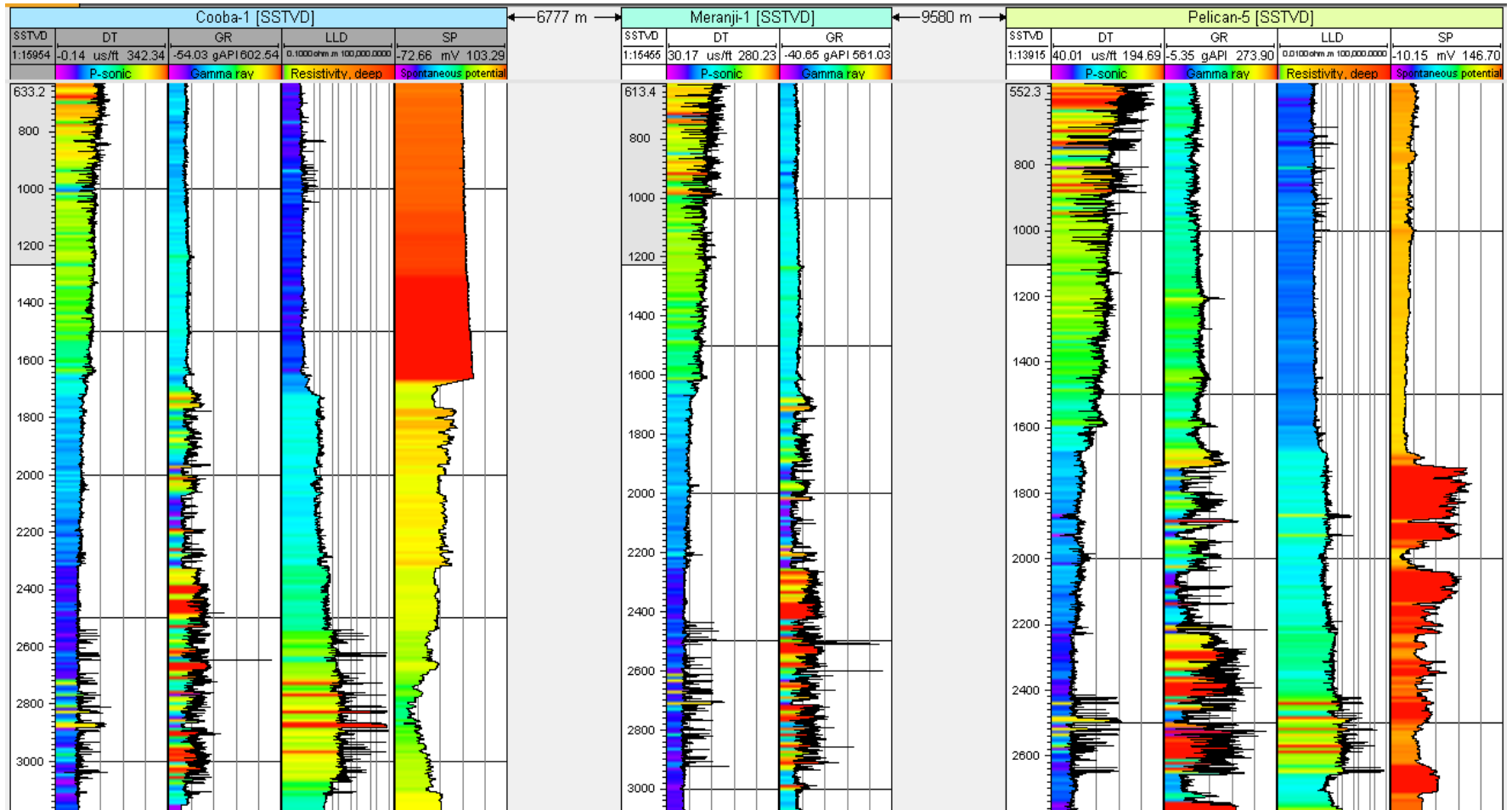


Figura 13. Perfis dos poços (Cooba-5, Meranji-1 e Pelican-5), contendo dados de Raio Gama (GR), Sônico (DT), Potencial Espontâneo (SP), Resistividade (LLD) e Checkshot

6.2 Correlação entre os poços

Utilizando os relatórios dos poços, os topos das formações foram adicionados aos perfis (figura 14) a partir da construção de uma planilha com informações das profundidades dos topos de todas as formações através da ferramenta *Well correlation* do software Petrel. Para um melhor ajuste dos topos fez-se uma calibração manual utilizando como base os perfis de raio gama, pois estes possuíam maior contraste entre cada formação.

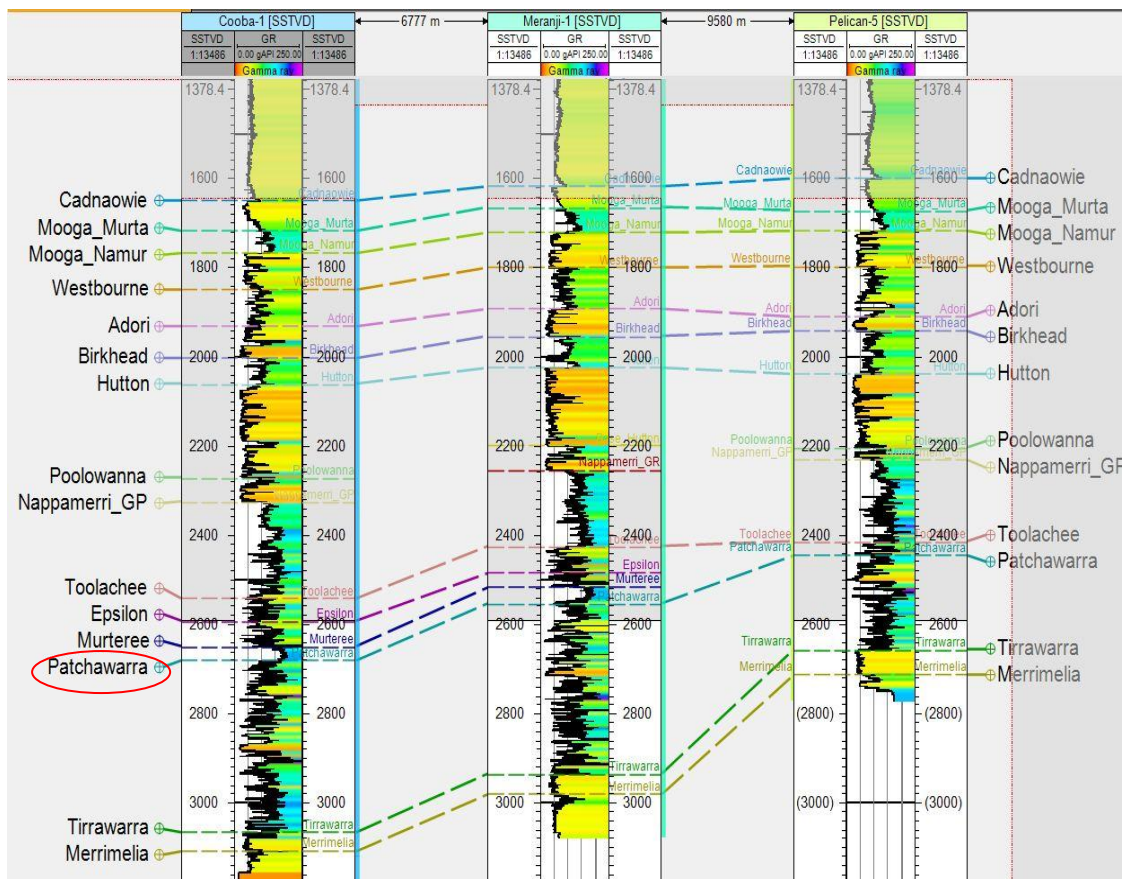


Figure 14. Perfis dos poços Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5, carregados no software Petrel, exibindo o log de Raio Gama e correlacionados com os topos das formações.

Analisando dados da figura 14, pode-se observar que o topo da formação Patchawarra, formação em estudo, está em profundidades diferentes nos três poços, sendo aproximadamente 2680, 2550 e 2440 metros de profundidade para os poços Cooba-1, Meranji-1 e Pelican-5 respectivamente, mas puderam ser bem

correlacionados devido a baixa argiliosidade da Formação Tirrawarra e a alta argiliosidade da formação Murteree contrastando com.

6.3 Amarração dos poços com a sísmica

Utilizando os checkshots, foi possível converter a profundidade os poços para o mesmo domínio da sísmica (tempo) e um ajuste mais apurado fez-se gerando um sismograma sintético, técnica aplicada para esta amarração envolve a extração do pulso sísmico (wavelet) e o cálculo da refletividade a partir do perfil sônico e do perfil de densidade. A partir destes dados são obtidos traços sintéticos pelo modelo convolucional, os quais são comparados com os traços reais extraídos nas localizações dos poços (figura 15) (Schlumberger Oilfield Glossary, s.d.)

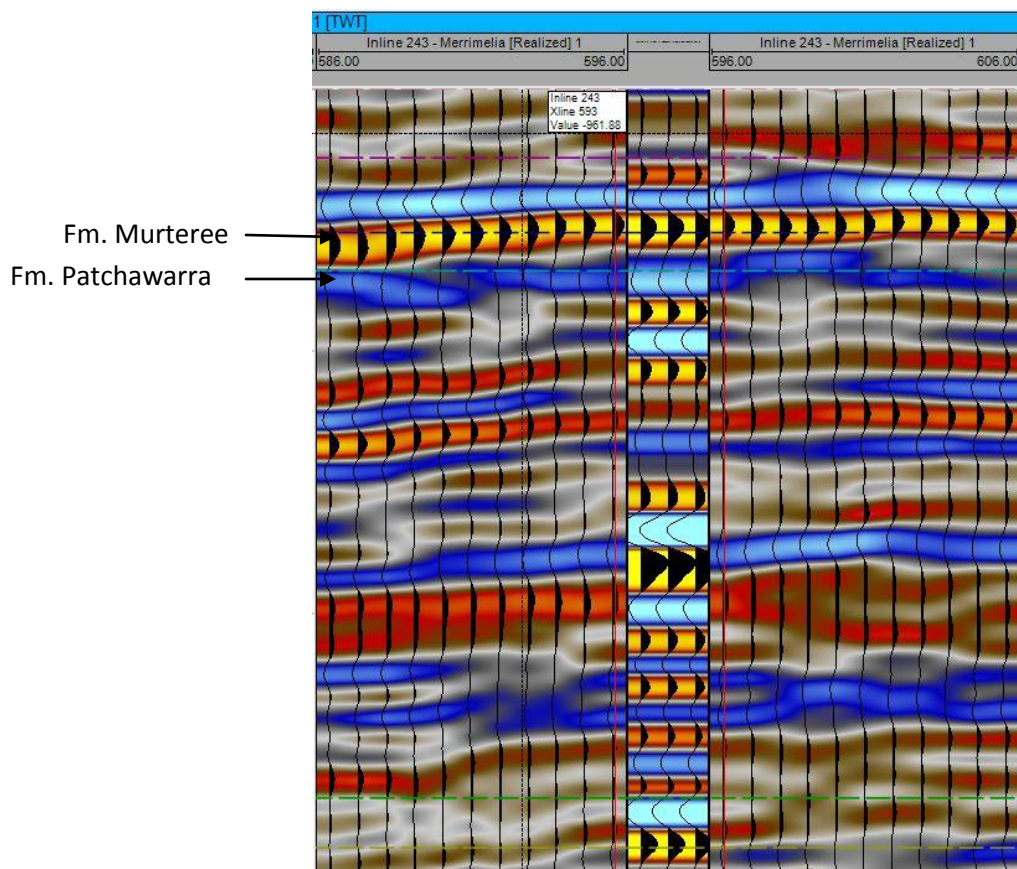


Figure 15. Sismograma sintético ajustado à sísmica real.

A conversão da profundidade dos poços, passando para o domínio do tempo, utilizando os checkshots apresentou boa qualidade, precisando fazer um ajuste manual de apenas -16ms com auxílio do sismograma sintético. Observa-se ainda na figura 15 que os refletores das formações Patchawarra e Murteree aparecem bem definidos, o que permitiu uma boa amarração.

6.4 Interpretação Sísmica

Com a amarração dos poços com a sísmica foi possível identificar o refletor referente ao topo da formação Patchawarra na sísmica, utilizado como base para a interpretação sísmica para o topo de formação (figura 16).

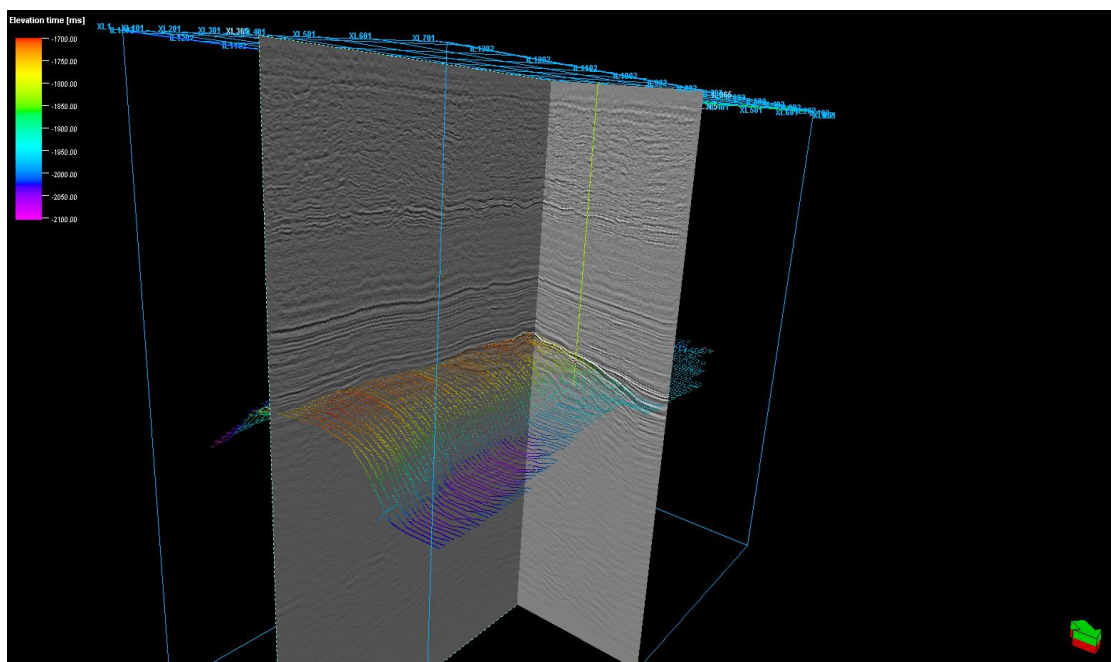


Figura 16. Interpretação do topo da formação Patchawarra.

Observa-se nesta interpretação (figura 16) que o topo da formação atinge profundidades, no domínio do tempo, que vão de aproximadamente 1700 até 2050ms.

6.5 Geração da superfície da Formação Patchawarra

A interpretação das linhas do topo da formação Patchawarra foi feita ao logo de toda a sísmica. Para gerar a superfície dessa formação (figura 17) e posteriormente a extração do atributo sísmico Amplitude RMS, foi feita a interpolação dos horizontes interpretados utilizando a ferramenta *Make surface* do software Petrel onde os inputs utilizados foram os horizontes interpretados.

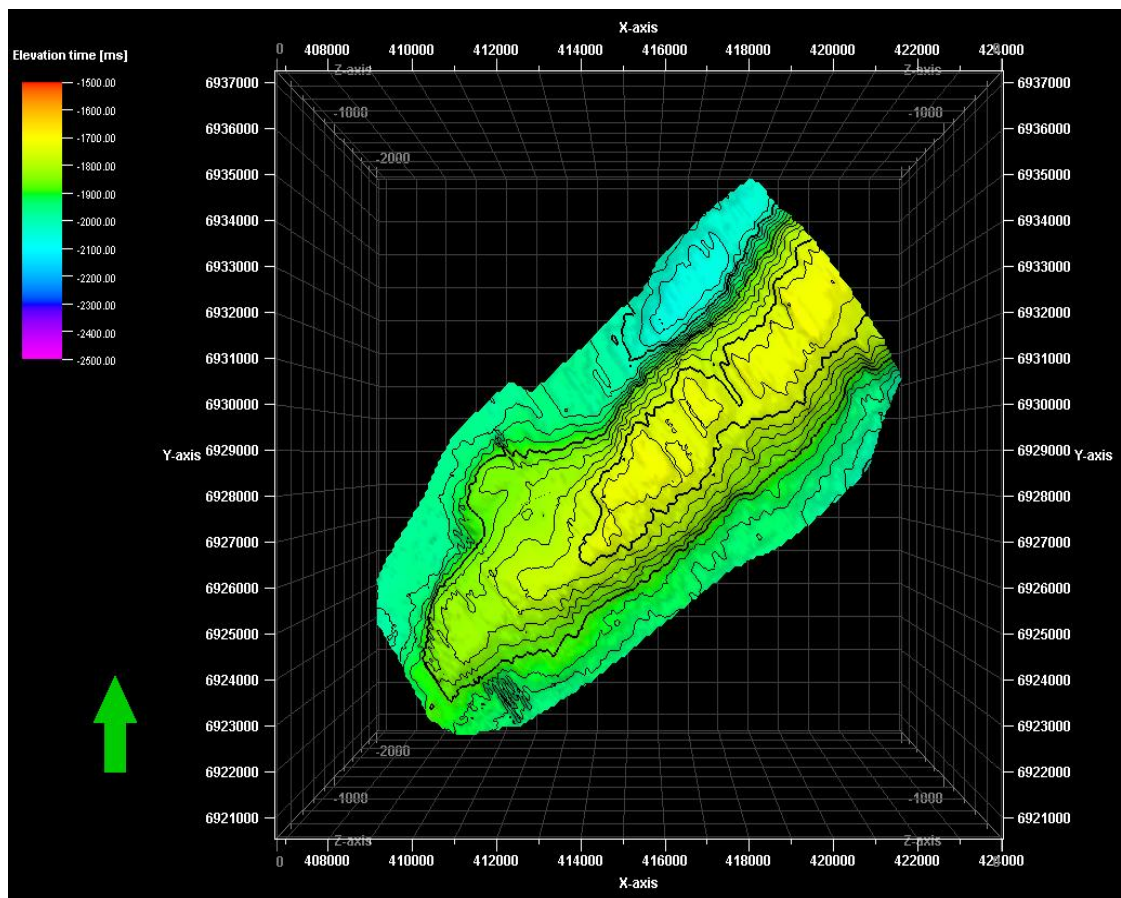


Figura 17. Mapa de superfície da formação Patchawarra

A base da formação Patchawarra já havia sido interpretada anteriormente por um grupo de alunos de da Universidade Federal Fluminense que participou da competição da AAPG (American Association of Petroleum Geologists), no ano de 2013, assim essa interpretação foi carregada nesse projeto para gerar a superfície que delimita a base da Formação Patchawarra (figura 18).

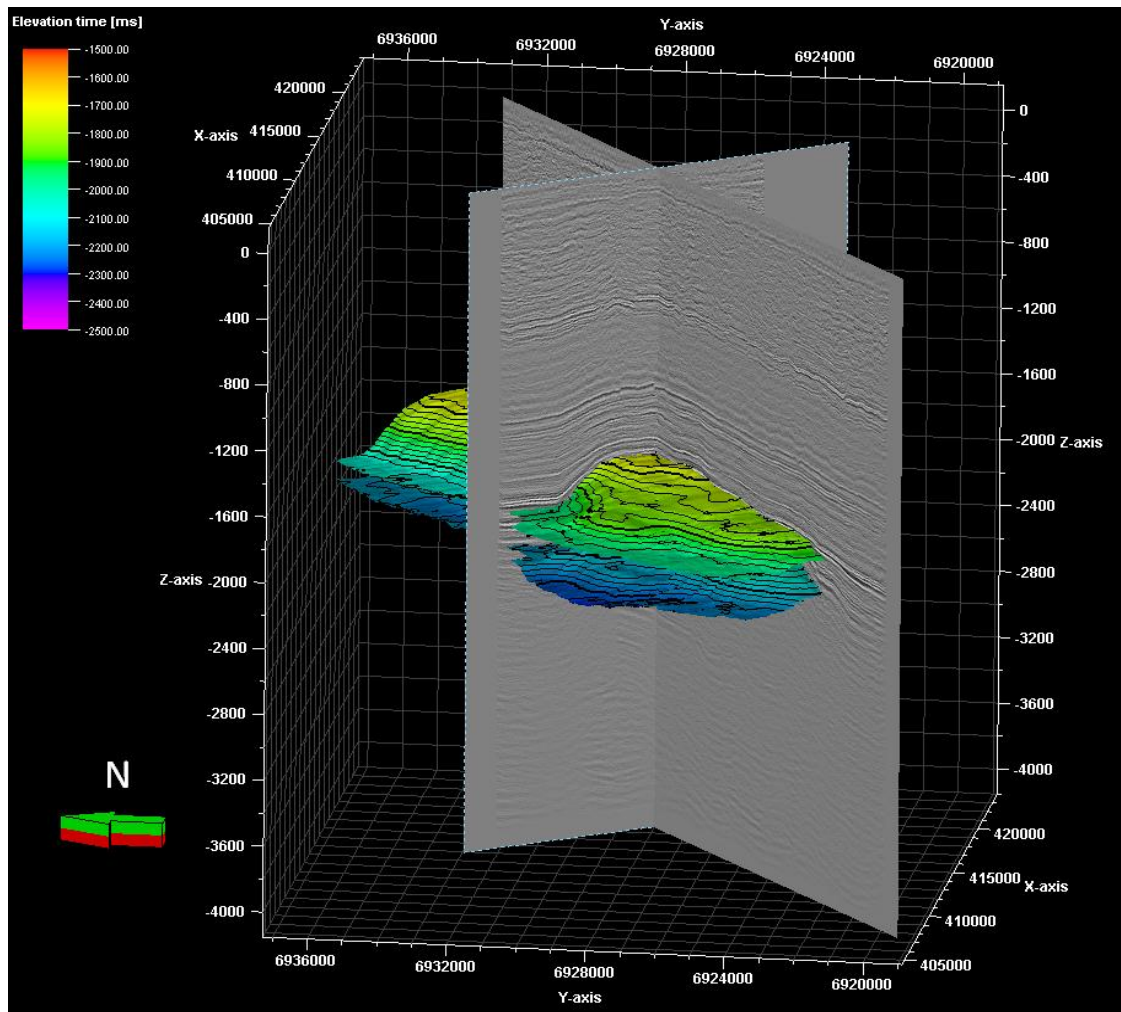


Figure 18. Superfícies do topo e base da Formação Patchawarra.

6.6 Mapa de amplitude da formação Patchawarra

Com a finalidade de mapear áreas de alta amplitude sísmica, que podem estar relacionadas com a presença de gás, foi extraído o atributo sísmico, amplitude RMS do topo da formação (figura 18). A amplitude de um refletor depende do coeficiente de reflexão e este depende dos contrastes de impedância dos meios envolvidos.

Pode-se observar no mapa de amplitude RMS gerado (figura 18) altos valores de amplitude (5300-5600), podendo ser indicativos da presença de hidrocarbonetos.

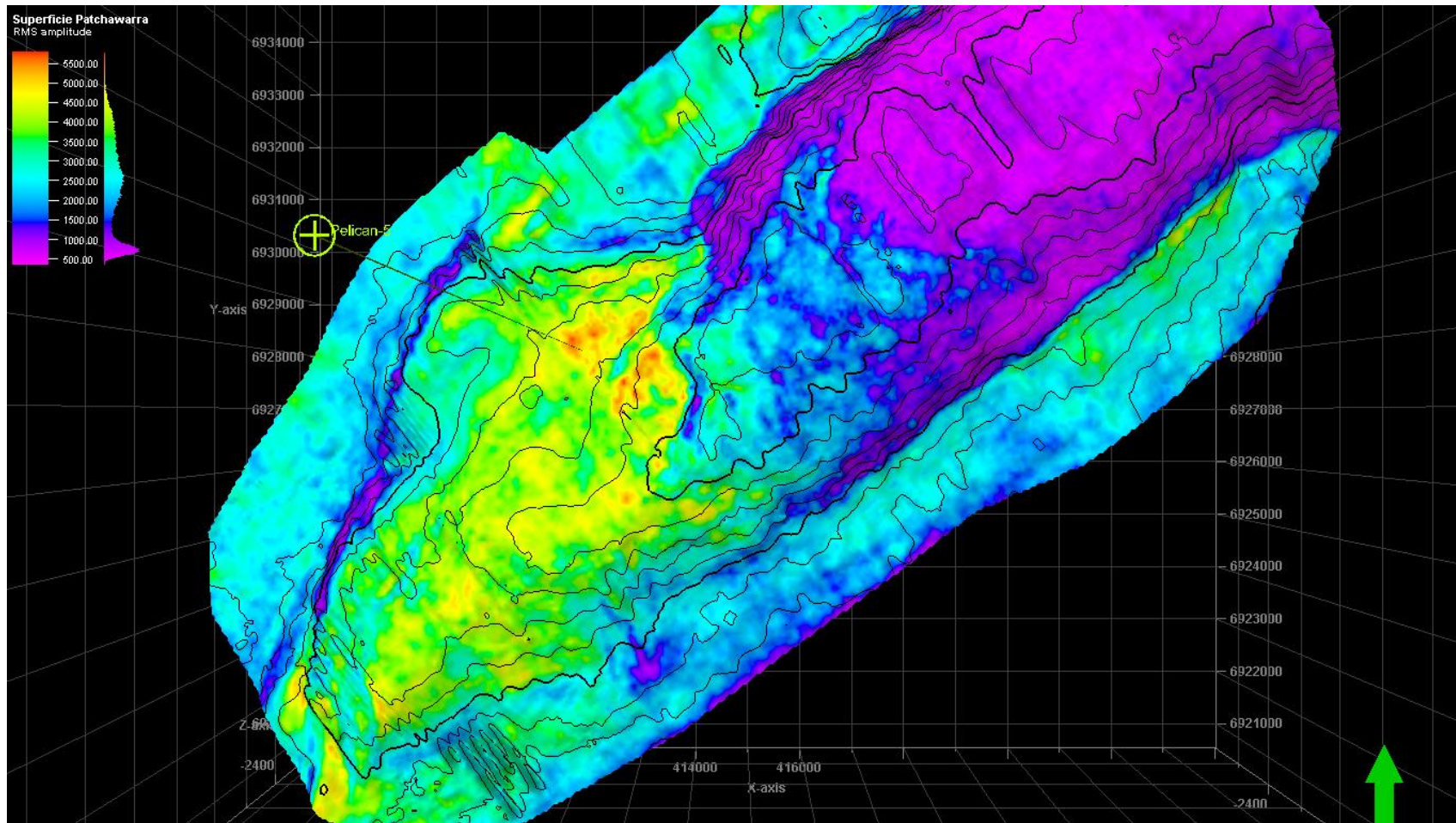


Figura 19. Mapa de amplitude RMS do topo da formação Patchawarra, cores quentes (amarelo a vermelho) podem indicar presença de gás na formação, em destaque o poço Pelican-5 que coincidentemente está alocado sobre uma região de alta amplitude sísmica.

6.7 Análise dos perfis de resistividade e sônico do poço Pelican-5

Coincidentemente, uma das áreas com altos valores de amplitude apresentadas no mapa de amplitude RMS (figura 18), coincide com a posição do poço Pelican-5. Uma análise dos perfis de resistividade e sônico (figura 19) na formação pode trazer maiores indícios da presença de hidrocarbonetos, pois estes são altamente resistivos e o perfil sônico apresenta valores de baixa velocidade em áreas ricas em gás por possuírem baixa densidade. Sendo assim, a combinação entre altos valores de resistividade e baixa velocidade pode ser mais um indicativo da presença de gás em uma formação.

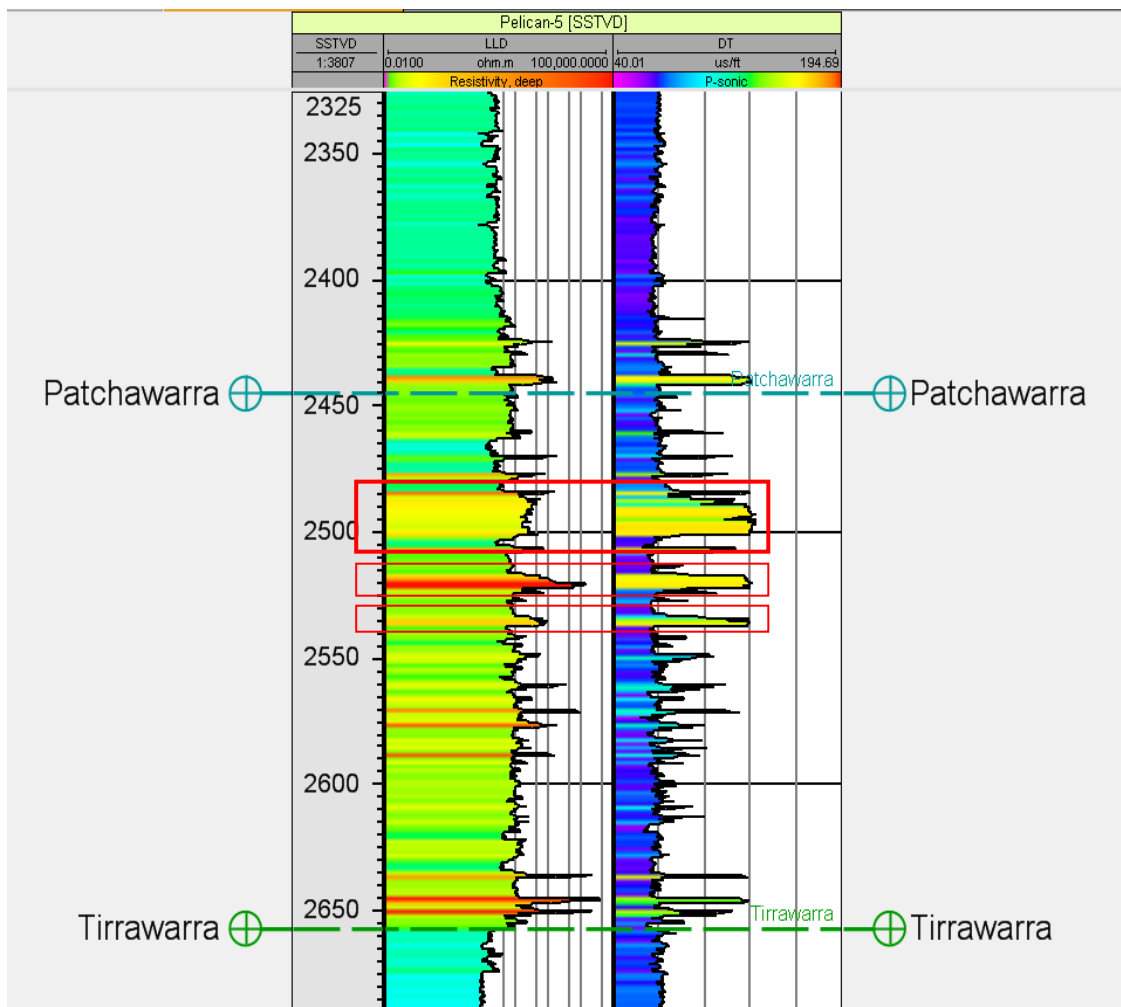


Figura 20. Perfil de resistividade e sônico no poço Pelican-5

As áreas indicadas em vermelho na figura 18 são zonas com altos valores de densidade e vagarosidade na Formação Patchawarra, apresentando valores de vagarosidade na ordem de 135,0 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e resistividades de 1334,0 ohm.m, indicando regiões com potencial acúmulo de gás.

7. Conclusão

Estudos feitos por Battersby (1976) indicam a formação Patchawarra como um reservatório do tipo convencional, de porosidade variada, com valores significativos de gás condensado, formado por canais fluviais de espessura variada.

Dentre os estudos feitos para a realização desse projeto foi possível compreender um fluxo de trabalho integrando dados de sísmica 3D e perfis de poços, no software Petrel, para mapear um possível reservatório e extrair o atributo sísmico Amplitude RMS do topo da formação Patchawarra, onde os altos valores observados (5300-5600) podem indicar a presença de hidrocarbonetos e assim possuir potencial exploratório. A análise do perfil sônico e de resistividade no poço Pelican-5 (figura 20), o qual coincide com a anomalia de amplitude ilustrada na figura 19, trouxe mais um indicativo da presença de gás, com valores de vagarosidade na ordem de 135,0 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e resistividades de 1334,0 ohm.m.

8. Referências Bibliográficas

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

ALEXANDER, E. M., 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. Chapter 6 – p. 69-75.

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*1. AAPG Bulletin, V. 81, No. 4 (April 1997), P. 533-555.

BACON, M.; SIMM, R.; REDSHAW, T. 2007. *3-D Seismic Interpretation*. Chapter 2. p. 17-30.

CHANG, H.K, 1999. *Conceitos Básicos de Geologia do Petróleo*. Unicamp (1999).

CONTRERAS, S.A.C; CASTRO, J.C., 2012. *Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela*.

GRAVESTOCK, D.I.; JENSEN-SCHMIDT, B., 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. Chapter 5 – p. 47-50.

RIDER, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition.

Silva, C. A. M.; Rocha, P. L. F.; Oliveira, J. K. de. Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, RJ). SBGF 2009.

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

TIABI, D.; DONALDSON, E. C. 2004. *Petrophysics Theory and practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Second Edition. Chapter 3 – p.100-102.

TRIGGIA et al., 2001. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro. Interciência, Petrobras (2001). Cap.2 – p.15-22.