

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

MATHEUS DO VALLE FRANCIS

ESTIMATIVA E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DOS
RESERVATÓRIOS DO CAMPO DE MAUI NA BACIA DE TARANAKI,
NOVA ZELÂNDIA

NITERÓI - RJ
2017

MATHEUS DO VALLE FRANCIS

ESTIMATIVA E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DOS
RESERVATÓRIOS DO CAMPO DE MAUI NA BACIA DE TARANAKI,
NOVA ZELÂNDIA

Monografia apresentada ao Curso de
Geofísica da Universidade Federal Flumi-
nense, como parte das exigências para
obtenção do título de Geofísico.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2017

ESTIMATIVA E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DOS
RESERVATÓRIOS DO CAMPO DE MAUI NA BACIA DE TARANAKI,
NOVA ZELÂNDIA

MATHEUS DO VALLE FRANCIS

Monografia apresentada ao Curso de
Geofísica da Universidade Federal Flumi-
nense, como parte das exigências para
obtenção do título de Geofísico.

Aprovada em __/__/__

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (LAGEMAR/GISIS/UFF)

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire - (LAGEMAR/GISIS/UFF)

Prof^a. Dr. Eliane da Costa Alves - (LAGEMAR/UFF)

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a minha família, em especial aos meus pais, Anna Lucia e Luiz Paulo e ao meu irmão Thales, por toda dedicação, amor, apoio e incentivo durante toda a minha vida.

A todo o corpo docente da Universidade Federal Fluminense e professores do Lagemar, pelo aprendizado ao longo desses anos de graduação.

Ao meu orientador, Prof. Wagner Moreira Lupinacci por ter aceitado o convite para me orientar, e por toda paciência e conselhos ao longo desses meses de preparação da monografia. Agradeço também aos professores Antônio Fernando Menezes Freire e Eliane da Costa Alves, que aceitaram fazer parte da banca e pelo tempo cedido para leitura e correção deste trabalho.

Por último, agradeço ao governo da Nova Zelândia por ter cedido os dados disponíveis dos poços do Campo de Maui, na Bacia de Taranaki e também ao grupo *Lloyd's Register* pelo fornecimento e suporte do *Software Interactive Petrophysics*, possibilitando a confecção deste trabalho e meu enriquecimento intelectual.

Sumário

Resumo	xi
Abstract	xii
1 Introdução	1
2 Área de estudo	3
2.1 Localização da Bacia de Taranaki	3
2.2 Embasamento e estrutura da Bacia de Taranaki	5
2.3 Evolução tectono-sedimentar	7
2.4 Sistema petrolífero	11
2.5 Características do Campo de Maui	13
3 Perfis geofísicos	15
3.1 Ambiente de perfilagem	15
3.2 Perfil de raios gama	16
3.3 Perfil sônico (DT)	18
3.4 Perfil de densidade (RHOB)	20
3.5 Perfil neutrônico	21
3.6 Perfil de resistividade	23
4 Metodologia	26
5 Resultados e Discussões	34
5.1 Identificação das zonas de reservatórios	34

5.2	Estimativa do volume de argila	42
5.3	Análise das estimativas das porosidades	43
5.4	Análise dos parâmetros de Sw	45
5.5	Análise das saturações obtidas	53
5.6	Criação dos perfis litológicos dos poços Maui-5 e Maui-6	56
5.7	<i>Cálculo do net-pay</i>	62
5.8	Correlação de poços	67
6	Conclusões	69
	Apêndice A - Perfis compostos dos poços	74
A.1	Poço Maui-7	74
A.2	Poço MB-P(8)	78
A.3	Poço Maui-2	83

Lista de Figuras

- 1 Mapa de localização das bacias sedimentares da Nova Zelândia. Modificado de Stroger *et al.* (2012). 4
- 2 Porção oeste da ilha norte da Nova Zelândia, abrangendo os principais campos de hidrocarbonetos da Bacia de Taranaki. Os campos de Maui, Maari e Pohokura estão indicados pelas setas vermelhas. Áreas marrons e verdes representam acumulações de óleo e gás, respectivamente. Na parte superior direita é mostrada a região do Campo de Maui com mais detalhe, incluindo a localização dos poços estudados neste trabalho. 5
- 3 Distribuição das rochas do embasamento pre-cenozóicas na Nova Zelândia. Seção esquematizada A-B ilustrando as principais falhas que limitam a Bacia de Taranaki. Fonte: Muir *et al.* (2000). 7
- 4 Evolução geográfica da região da Nova Zelândia a partir do Cretáceo Inferior até o presente. A - Região de subducção da margem ativa do supercontinente Gondwana. B- Separação do Gondwana e formação da Bacia de Taranaki acompanhada pela separação do Mar da Tasmânia. C - Estágio avançado de espalhamento oceânico, acompanhado por intensa subsidência durante o estágio de margem passiva. D - Região da Nova Zelândia quase totalmente submersa, seguida pela instalação do limite das Placas Pacífica e Australiana. E - Região soerguida em resposta à tectônica convergente e intensa sedimentação Neógena até os dias atuais. Modificado de New Zealand Petroleum Basins (2014). 9
- 5 Carta estratigráfica da Bacia de Taranaki, mostrando intervalos com óleo e gás. Fonte: (New Zealand Petroleum Basins, 2014). 11
- 6 Carta de eventos dos sistemas petrolíferos da Bacia de Taranaki. Traps e expulsão de hidrocarbonetos estão indicadas por processos estruturais ao longo da evolução da Bacia. Fonte: (New Zealand Petroleum Basins, 2014). 13

7	Corte transversal do Campo de Maui mostrando a distribuição das acumulações de hidrocarbonetos. Óleo é representado pela cor verde e o gás pela cor vermelha. C-Shale, C Sands, D Sands, F-Shale, F Sands, são respectivamente, as Formações Turi, Mangahewa, Kaimiro, Shale Farewell e Farewell. Fonte: Funnell <i>et al.</i> (2001).	14
8	Classificação das zonas de invasão em um ambiente de perfilagem. Modificado de Glover (2014)	16
9	Gráfico do índice de raio gama <i>versus</i> volume de argila obtidos pelos métodos linear, Clavier, Larionov para rochas recentes, Larionov para rochas antigas, Steiber e curvado. O método de Larionov considera rochas recentes desde o Holoceno até o Paleoceno.	18
10	A- Diagrama esquemático ilustrando o princípio da medição sônica no poço. B - Ilustração de uma técnica mais avançada, realizada pelo dispositivo <i>Borehole Compensated</i> (BHC). Fonte: Al-Chalabi (2014).	19
11	Principais ferramentas resistividades e suas respectivas zonas de investigação. Fonte: modificado de Rider (1996).	24
12	Fluxograma adotado no trabalho.	26
13	Processo de <i>curve splicing</i> aplicado nas curvas de raios gama (Maui-5). As curvas mais recentes foram emendadas (curva roxa na zona 1 e curva preta na zona 2).	27
14	Fluxograma para o cálculo da porosidade utilizando os perfis de densidade e nêutron.	29
15	Método de <i>Pickett Plott</i> utilizado na determinação da resistividade da água (R_w). O valor de R_w é a projeção no eixo R_t do ponto, onde a $S_w = 100\%$ e $\phi_a = 100\%$. Fonte: modificado de Ellis e Singer (2008).	31
16	Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-7.	35
17	Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço MB-P(8).	37
18	Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-2.	39
19	Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-5.	40
20	Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-6.	41

21	Estimativas de argilosidade calculadas pelos métodos linear (preto), de Larionov (azul) e de Clavier (vermelho).	42
22	Análise das porosidades estimadas: ϕ_{linear} (azul), $\phi_{clavier}$ (preto) e $\phi_{larionov}$ (vermelho). Asteriscos preto e vermelho indicando um intervalo com baixo valor de ϕ_{linear} em relação as outras porosidades.	44
23	Análise das porosidades estimadas: $\phi_{clavier}$ (preto) e $\phi_{larionov}$ (vermelho). Asterisco preto indica um intervalo em que há um aumento em $\phi_{larionov}$ e uma diminuição em $\phi_{clavier}$	46
24	<i>Pickett Plot</i> usado na determinação do R_w no Poço Maui-7. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.	46
25	<i>Pickett Plot</i> usado na determinação do R_w no Poço MB-P(8). A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.	47
26	<i>Pickett Plot</i> usado na determinação do R_w no Poço Maui-2. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.	47
27	<i>Pickett Plot</i> usado na determinação do R_w no Poço Maui-5. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.	49
28	<i>Pickett Plot</i> usado na determinação do R_w no Poço Maui-6. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.	49
29	<i>Crossplot</i> entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação do R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-6. Os pontos relativos a Formação Turi estão representados pela cor azul.	51
30	A) <i>Crossplot</i> entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação do R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-7. B) <i>Crossplot</i> entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço MB-P(8).	51

31	A) <i>Crossplot</i> entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-2. B) <i>Crossplot</i> entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-5.	52
32	Análise do comportamento dos perfis de saturação de água estimados usando os perfis de volume de argila obtidos com os modelos empíricos de Larionov (curva preta) e Clavier (curva vermelha). Os pontos 1 e 2 mostram intervalos específicos nos quais $S_{wClavier} = 1$ e $S_{wLarionov} < 1$.	54
33	Análise do comportamento dos perfis de saturação de água estimados usando os perfis de volume de argila obtidos com os modelos empíricos de Larionov (curva preta) e Clavier (curva vermelha). O ponto 1 indica um intervalo no qual há muita discrepância entre os valores de $S_{wLarionov}$ e $S_{wClavier}$	55
34	Análise do comportamento dos perfis de saturação de água estimados usando os perfis de volume de argila obtidos com os modelos empíricos de Larionov (curva preta) e Clavier (curva vermelha). Percebe-se uma superestimação da saturação de óleo e gás em regiões de não reservatório pela $S_{wSimandoux}$	56
35	Construção do perfil litológico no Poço Maui-5 (nas profundidades 2725 m até 2999 m).	58
36	Construção do perfil litológico no Poço Maui-5 (nas profundidades 2999 m até 3229 m).	59
37	Construção do perfil litológico no Poço Maui-6 (nas profundidades 2732 m até 2943 m).	60
38	Construção do perfil litológico no Poço Maui-6 (nas profundidades 2943 m até 3227 m).	61
39	Exemplo do processo de <i>cutoff e summation</i> utilizado para calcular o <i>net-pay</i> nos primeiros reservatórios do Poço MB-P(8). As linhas verticais em verde indicam os limites (<i>cutoffs</i>) para os valores de ϕ , S_w e V_{clay} . Os intervalos com <i>net-pay</i> e <i>net-reservoir</i> estão representados pelos blocos vermelhos e verdes, respectivamente.	62
40	<i>Cutoff e summation</i> no Poço Maui-7. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} das zonas produtivas são, respectivamente, 15.1%, 18.9% e 4.6%.	63

41	<i>Cutoff e summation</i> no Poço MB-P(8). As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} das zonas produtivas são, respectivamente, 17.2%, 17.3% e 5.7%.	64
42	<i>Cutoff e summation</i> no Poço Maui-2. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} da zona produtiva são, respectivamente, 16.3%, 13.6% e 7.3%.	65
44	<i>Cutoff e summation</i> no Poço Maui-6. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} das zonas produtivas são, respectivamente, 14.5%, 29.6% e 6.0%.	65
43	<i>Cutoff e summation</i> no Poço Maui-5. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} da zona produtiva são, respectivamente, 18.4%, 30.7% e 0.8%.	66
45	Correlação dos cinco poços indicando a continuidade lateral das Formações Turi, Shale Mangahewa, Mangahewa, Lower Turi, Kaimiro, Shale Farewell e Farewell.	68

Lista de Tabelas

1	Valores típicos para arenitos limpos e carbonatos. Modificado de Kearey <i>et al.</i> (2009)	24
2	Tabela comparativa entre os valores de resistividade da água calculada pela equação de Archie e pelo método <i>Pickett Plot</i>	50
3	Tabela com os valores utilizados para o cálculo da saturação de água nos cinco poços. Unidades: R_w , R_{clay} e R_{mf} - ohm.m.	53
4	Tabela com os resultados de <i>net-pay</i> calculado para os cinco poços . .	67

ESTIMATIVA E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DOS RESERVATÓRIOS DO CAMPO DE MAUI NA BACIA DE TARANAKI, NOVA ZELÂNDIA

Resumo

A estimativa e a análise das propriedades petrofísicas de reservatórios são essenciais para a avaliação do potencial econômico de um campo petrolífero. Este estudo foi realizado em reservatórios siliciclásticos de origem Eocênica/Paleocênica das Formações Mangahewa, Kaimiro e Farewell, no Campo de Maui, Bacia de Taranaki, Nova Zelândia. Foram selecionados cinco poços (Maui-2, Maui-5, Maui-6, Maui-7 e MB-P(8)) tendo os seguintes dados de perfis utilizados: raios gama, nêutron, densidade, sônico e resistividade. A metodologia consistiu na identificação das zonas de reservatórios, estimativa de porosidade e saturação de água, cálculo do *net-pay* e correlação dos poços. A porosidade foi calculada utilizando equações mais robustas, seguindo um fluxo no qual a densidade da matriz estimada é utilizada como controle de qualidade dos resultados. No cálculo da saturação de água, os parâmetros de resistividade da água e da argila foram obtidos manualmente através de *crossplots*. O modelo empírico de Larionov se mostrou o mais coerente para o cálculo do volume de argila, através da análise das curvas de porosidade e saturação de água. A equação de Simandoux superestimou a saturação de óleo nas zonas de reservatórios e de não-reservatórios, tornando a equação de Archie a mais apropriada para ser utilizada no cálculo do *net-pay*. A comparação dos resultados deste trabalho com o relatório dos perfis compostos, como controle de qualidade, mostrou maior coerência no Poço Maui-2 e algumas discrepâncias ocorreram nas interpretações das zonas no Poço Maui-7 e MB-P(8) e no valor do *net-pay*.

Palavras chave: perfis geofísicos, Bacia de Taranaki, *net-pay*, Campo de Maui, volume de argila.

Abstract

Petrophysical properties estimation and analysis of reservoirs rocks are essential for the evaluation of the economic potential of an oil field. This study was carried out in siliciclastic reservoirs of Eocene/Paleocene age of the Mangahewa, Kaimiro and Farewell Formations, in the Maui Field, Taranaki Basin, New Zealand. Five wells (Maui-2, Maui-5, Maui-6, Maui-7 and MB-P (8)) were selected with gamma, neutron, density, sonic and resistivity logs. The methodology consisted in the reservoir zones identification, porosity and water saturation estimation, net-pay calculation and well correlation. The porosity was calculated using more complex equations and followed a flowchart in which the estimated matrix density was used as quality control of the results. In the calculation of water saturation, the water and clay resistivities parameters were manually obtained from crossplots. The Larionov empirical model was the most consistent in the clay volume calculation from the analysis of porosity and water saturation curves. The Simandoux equation overestimated the oil saturation in the reservoir and non-reservoir zones, making the Archie equation the most appropriate for the net-pay calculation. A comparison of the results with the composite log report, as quality control, showed greater coherence in the well Maui-2 and some discrepancies occurred in the net-pay and zone interpretations of the wells Maui-7 and MB-P (8).

Keywords: well logs, Taranaki Basin, net-pay, Maui Field, clay volume.

1 *Introdução*

Um dos objetivos da interpretação de perfis na exploração é avaliar e caracterizar os hidrocarbonetos presentes nas formações geológicas, para determinar se o recurso é economicamente viável para que se proceda a completação e a produção do poço. Com a interpretação de perfis é possível estimar parâmetros de porosidade, argilosidade, saturação de fluidos e extensão vertical de uma zona produtiva de hidrocarbonetos, ou *net pay*.

A maioria das ferramentas utilizadas para avaliação de formação são baseadas em medidas elétricas, nucleares ou acústicas. Nenhuma das ferramentas mede diretamente as propriedades petrofísicas intrínsecas das rochas. Tais informações só podem ser derivadas, usando uma série de suposições, a partir de propriedades físicas das formações, como a densidade eletrônica, taxa de absorção de nêutrons, vagariedade, resistividade, entre outras. Assim, a análise dos perfis, em conjunto com os dados de laboratório, é necessária para calibrar os dados (ELLIS; SINGER, 2008).

A área para a avaliação dos perfis geofísicos escolhida foi o Campo de Maui, localizado na Bacia de Taranaki, Nova Zelândia. O campo é o principal produtor de hidrocarbonetos desde 1979 e o único a possuir óleo e gás em seus reservatórios nesta bacia (New Zealand Petroleum Basins, 2014). O campo possui três reservatórios de idade eocênica/paleocênica, denominados de arenitos C, D e F formados em um planície costeira estreita ao longo de uma linha de praia oscilante de tendência nordeste (KING; THRASHER, 1996).

Para o desenvolvimento desta pesquisa foram utilizados cinco poços do Campo de Maui. O objetivo principal foi identificar o topo e a base dos arenitos C, D e F do Campo de Maui. Também foram criadas as zonas de análise usando os perfis de raio gama, caliper, densidade, nêutron e resistividade, visando identificar o gás nos arenitos C e D e o óleo em todos os três reservatórios. Em seguida, as propriedades desses reservatórios como porosidade, volume de argila e saturação foram estimadas, bem como o *net-pay*. Por último, foi feita uma análise do perfil de raios gama para

correlacionar os poços e compreender melhor o sistema deposicional da bacia.

2 Área de estudo

2.1 Localização da Bacia de Taranaki

A Bacia de Taranaki está localizada ao longo da costa oeste da ilha norte da Nova Zelândia, cobrindo uma área de 330.000km². Ela é atualmente a única bacia produtora de hidrocarbonetos na Nova Zelândia, possuindo mais de 400 poços de exploração e produção, *onshore* e *offshore*. Ainda é considerada uma bacia subexplorada se comparada à outras bacias riftes de mesma extensão, existindo assim, um potencial considerável para novas descobertas. Esta bacia é, principalmente, uma feição submersa situada sob a plataforma continental, mas também engloba a Península Taranaki (Figura 1). A área terrestre da Nova Zelândia se encaixa no limite ativo das placas Pacífica e Australiana e está acima do nível do mar, sobretudo, devido à deformação e soerguimento nos últimos 20 milhões de anos. A ilha norte faz parte da placa Australiana e a sul pertence, quase totalmente, à Placa do Pacífico. É considerada uma bacia rifte do Cretáceo, formada durante a quebra do continente Gondwana (Figura 4). Ela se desenvolveu, mais tarde, em uma bacia de retroarco, devido a subducção da placa do pacífico sob a placa australiana na ilha-norte em um sistema de subducção denominado Hikurangi (KROEGER *et al.*, 2013).

A complexa história tectônica e sedimentar da Nova Zelândia levou a uma variedade de *plays* bem-sucedidos na Bacia de Taranaki. Dos 20 campos de hidrocarbonetos em produção atualmente, o Campo de Maui ainda contém a maioria das reservas provadas, apesar de ser considerado um campo maduro. Dois outros campos que se destacam são Maari e Pohokura (Figura 2), contendo cerca de 56% das reservas de óleo e condensado, com Pohokura também representando 38% das reservas de gás (New Zealand Petroleum Basins, 2014).

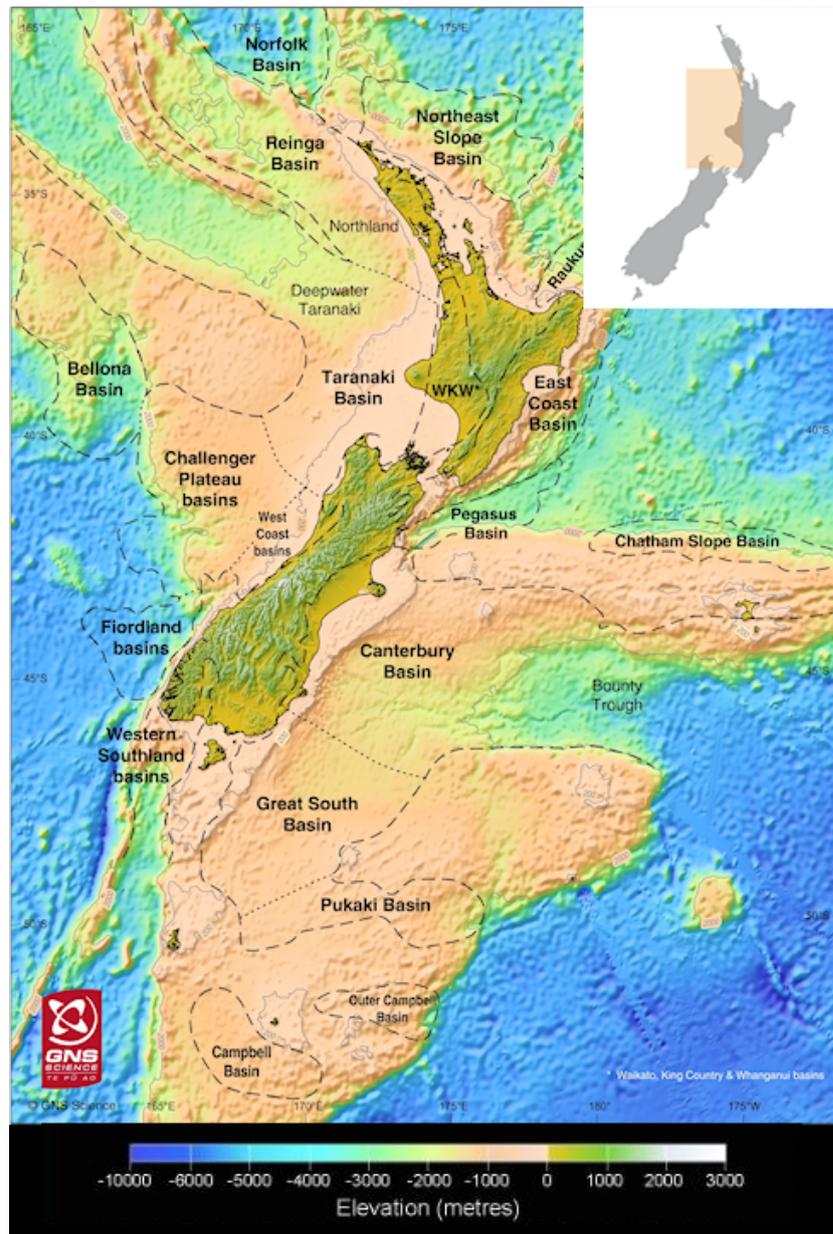


Figura 1: Mapa de localização das bacias sedimentares da Nova Zelândia. Modificado de Stroger *et al.* (2012).

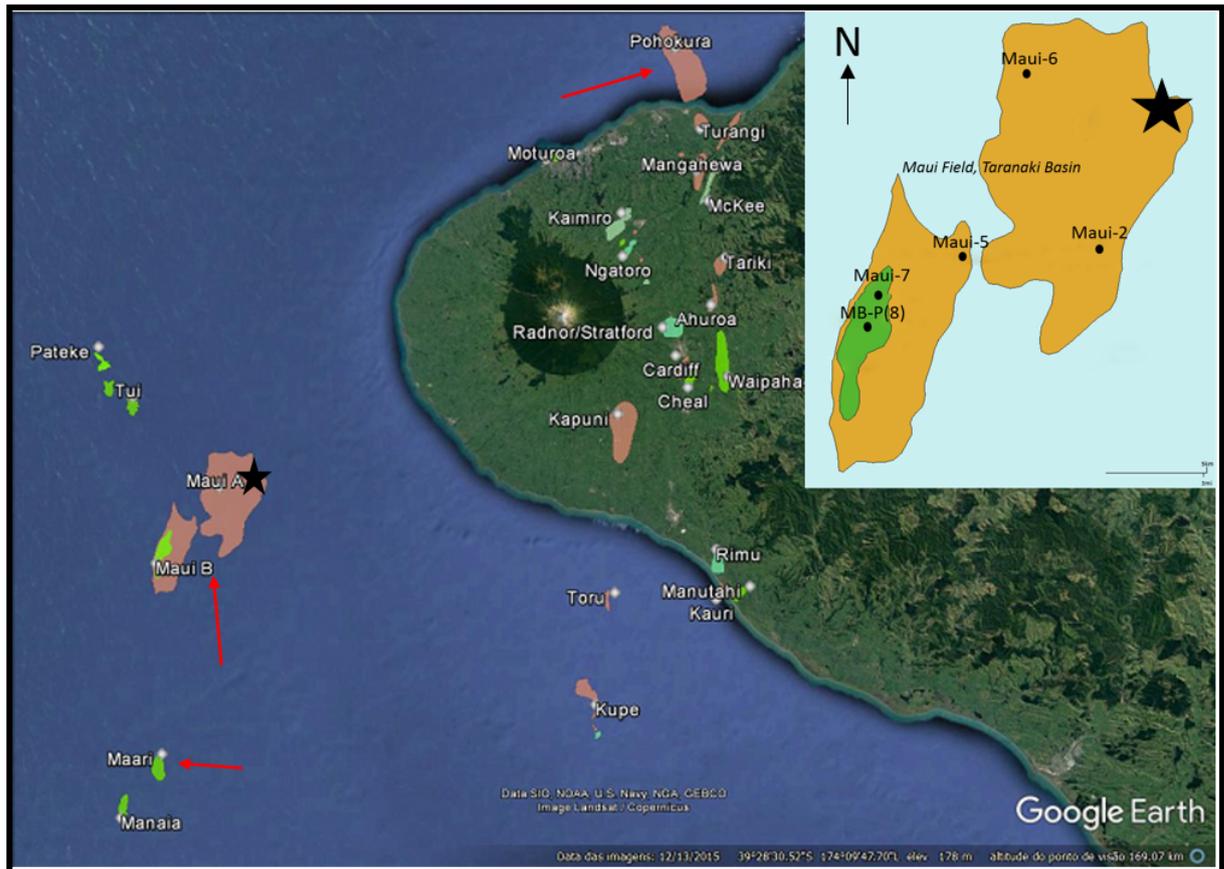


Figura 2: Porção oeste da ilha norte da Nova Zelândia, abrangendo os principais campos de hidrocarbonetos da Bacia de Taranaki. Os campos de Maui, Maari e Pohokura estão indicados pelas setas vermelhas. Áreas marrons e verdes representam acumulações de óleo e gás, respectivamente. Na parte superior direita é mostrada a região do Campo de Maui com mais detalhe, incluindo a localização dos poços estudados neste trabalho.

2.2 Embasamento e estrutura da Bacia de Taranaki

A região da Nova Zelândia compreendia parte da margem ativa do supercontinente Gondwana e era um sítio de subducção e acreção a partir do Devoniano até o Cretáceo médio. Seguido à orogenia Rangitata, a qual forneceu uma cunha acrecionária à margem do Gondwana, uma peneplanização generalizada tomou conta da região durante o Cretáceo Médio ao Superior (KNOX, 1982). Segundo Muir *et al.* (2000), a direção das falhas do embasamento entre NE e NNE, geradas durante a acreção ao longo da margem do Gondwana, influenciou fortemente o desenvolvimento da Bacia de Taranaki. Muir *et al.* (2000) também classificaram o embasamento da Nova Zelândia em três províncias (Figura 3):

- Província Oeste: é um fragmento continental do Gondwana e é formado principalmente por rochas metassedimentares paleozoicas intrudidas por granitoides cretácicos, carboníferos e devonianos.
- Província Leste: consiste de rochas de arco vulcânico, sequências sedimentares derivadas de arcos e complexos acrecionários de idade permiana e mesozóica.
- Zona Tectônica Mediana: é um estreito cinturão de rochas plutônicas do Paleozoico Superior e Mesozoico com unidades vulcânicas e sedimentares menores. Recentemente, essa zona foi reconhecida como sendo o remanescente de um arco magmático da margem continental ativa do Gondwana, entre o Jurássico e o Cretáceo.

De acordo com Kroeger *et al.* (2013), a heterogeneidade considerável entre essas províncias reflete a amalgamação entre o cráton com terrenos acrescidos e plutões. As principais falhas delimitadoras da Bacia de Taranaki, Zona de Falha Cape Egmont e a Falha Taranaki, correspondem aos limites da Zona Tectônica Mediana (Figura 3). A Zona de Falha de Cape Egmont representa o limite mais ocidental da deformação ativa associada com a presença do sistema de subducção abaixo da ilha norte (MUIR *et al.*, 2000).

Knox (1982) propôs a divisão da bacia em três unidades estruturais, consequentes dos eventos tectônicos regionais que atuaram em tempos distintos: Norte, Sul e Oeste. A unidade Sul é caracterizada, principalmente, por falhamento reverso e inversão tectônica. A norte, por falhamento normal e extensão, formada por uma área de contínua subsidência. A unidade Oeste deixou de ser perturbada a partir do Eoceno Superior, tornando-se quiescente até então. Essas três unidades são separadas por lineamentos tectônicos, mencionados como Falhas de Contorno Taranaki, Zona de Falha Cape Egmont e lineamento Cook-Turi.

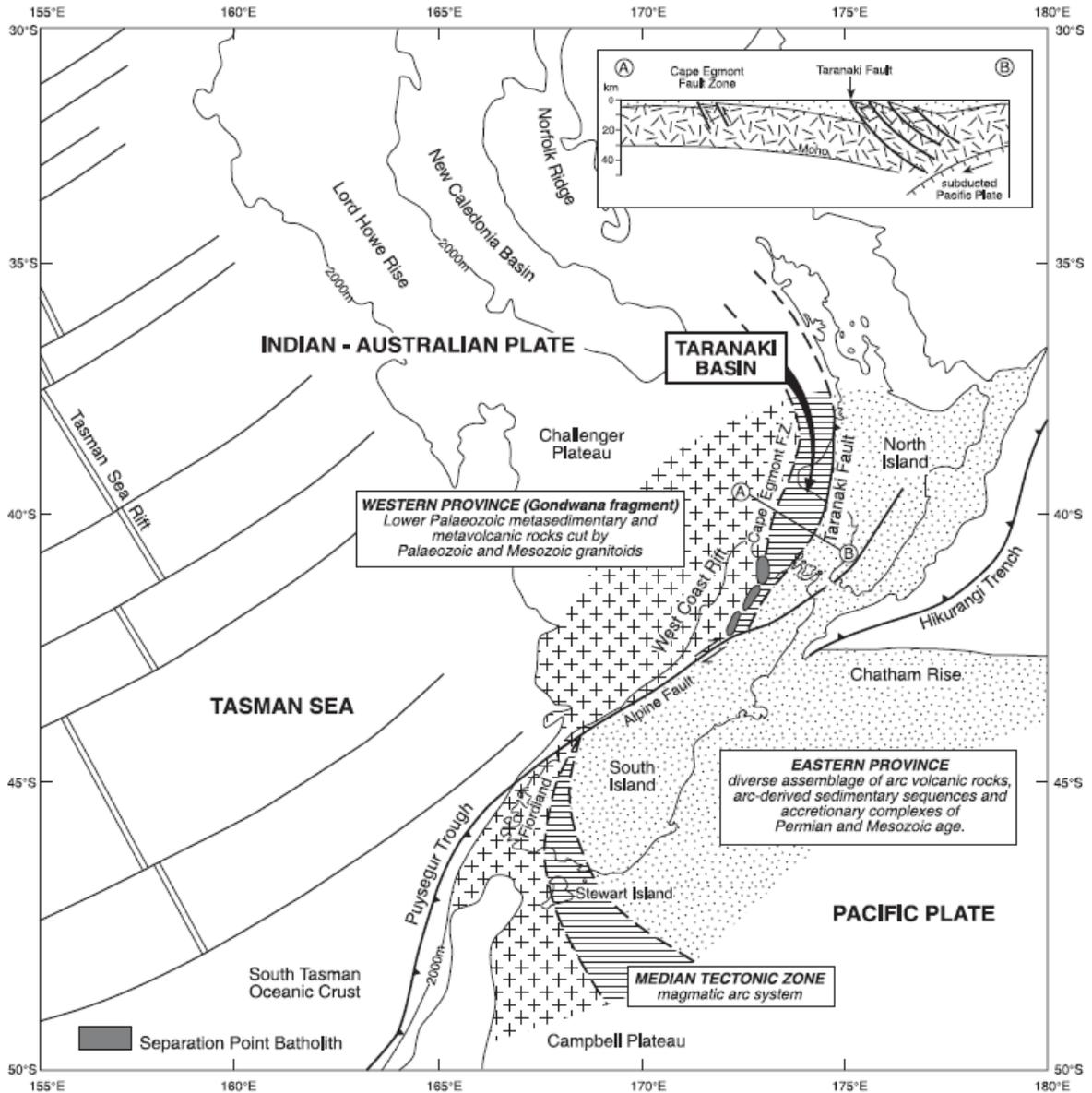


Figura 3: Distribuição das rochas do embasamento pre-cenozóicas na Nova Zelândia. Seção esquematizada A-B ilustrando as principais falhas que limitam a Bacia de Taranaki. Fonte: Muir *et al.* (2000).

2.3 Evolução tectono-sedimentar

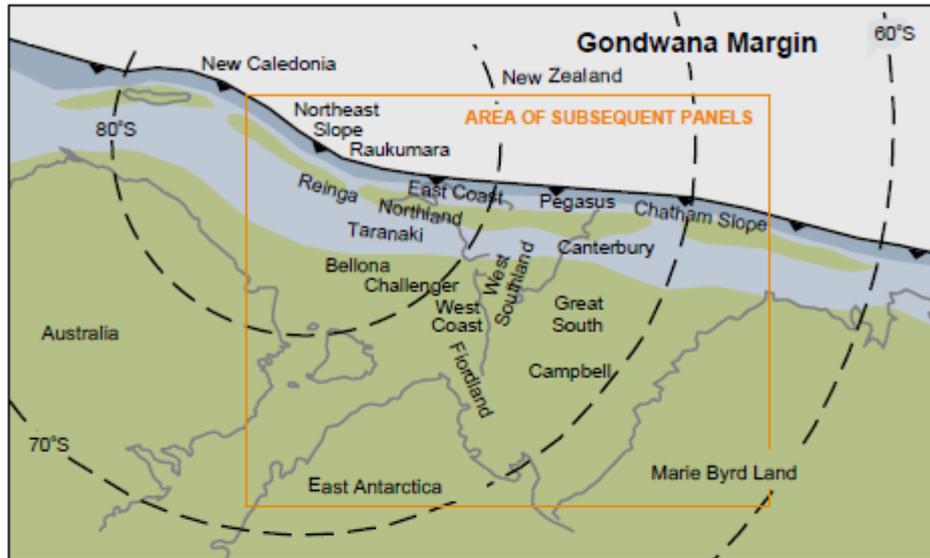
O rompimento do Gondwana na região da Austrália e Nova Zelândia (95Ma-90Ma) marcou o início de uma tectônica extensional responsável pela criação de bacias rift como a Bacia de Taranaki. Durante o Jurássico Superior iniciou a separação da Austrália com a Antártida, gerando a Bacia de Gippsland (Figura 4), a qual é análoga a Bacia de Taranaki. Não há evidências de tectônica extensional na Nova Zelândia

nesta fase e ainda não existe registro sedimentar na Bacia de Taranaki relacionado a esta época (URUSKI *et al.*, 2003).

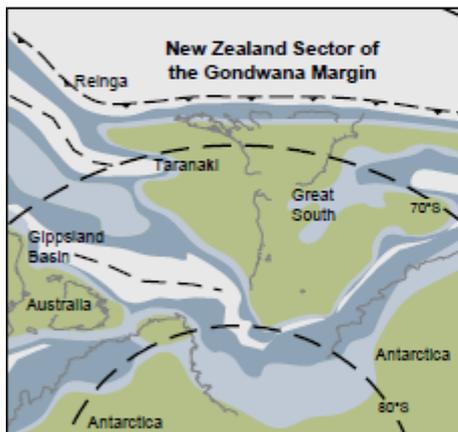
Segundo Norvick *et al.* (2001), uma mudança na tectônica regional e, portanto, a culminância de uma extensão crustal, por volta de 80Ma, resultou na separação da Austrália com o continente da Nova Zelândia e na formação do Mar da Tasmânia (Figura 4). Na Bacia de Taranaki, os sedimentos sin-rifte representados pelas Formações Rakopi e North Cape (figura 5) foram depositados em uma série de sub-bacias e hemigrabens controlados por falhas de direção norte e nordeste (KING; THRASHER, 1996). A Formação Rakopi é dominada por deposição não-marinha consistindo de *coal measure* terrestre, formado predominantemente por arenitos intercalados por siltito e lamito. Já a Formação North Cape possui componentes deposicionais marinha-rasas, parálicas e terrestres representadas por siltitos e arenitos costeiros (KING; THRASHER, 1996).

Esse cenário durou até o final do Cretáceo, quando a bacia subsidiou em um regime tectônico de margem passiva até o Eoceno, sofrendo transgressão marinha (BAUR *et al.*, 2014). A região se tornou um largo embaiamento aberto ao mar à noroeste na fase pos-rifte/drifte. As Formações Farewell, Kaimiro e Mangahewa (Figura 5) foram depositadas numa estreita planície costeira ao longo da linha de praia, no limite sul do embaiamento. A Formação Farewell foi depositada em ambientes parálicos e costeiros enquanto que na Formação Kaimiro por ambiente fluvial-estuarino. No Eoceno Médio/Superior, a Formação Mangahewa foi formada em ambientes de baixa linha de costa e marinho epicontinental. Segundo King e Thrasher (1996), a sucessiva subsidência no Eoceno Superior resultou na expansão do embaiamento, caracterizando um *onlap* costeiro, e intermitente transgressão dos depósitos marinhos rasos da Formação Turi (Figura 5).

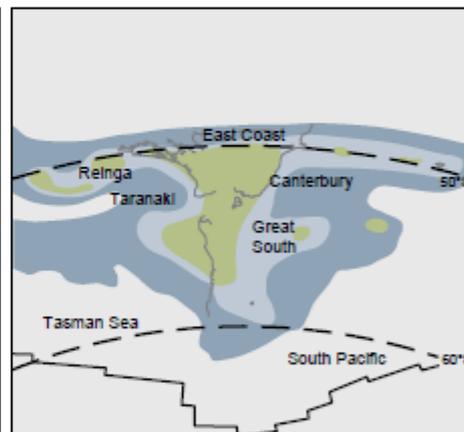
(A) Cretáceo Inferior - Aptiano - 120 Ma



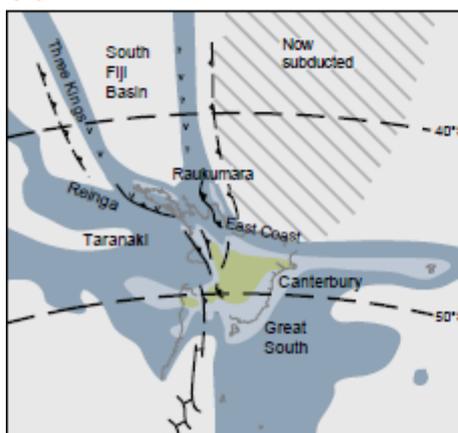
(B) Cretáceo Superior - Santoniano - 85 Ma



(C) Paleoceno Superior - 57 Ma



(D) Mioceno Inferior - 22 Ma



(E) Contexto Atual - 0 Ma

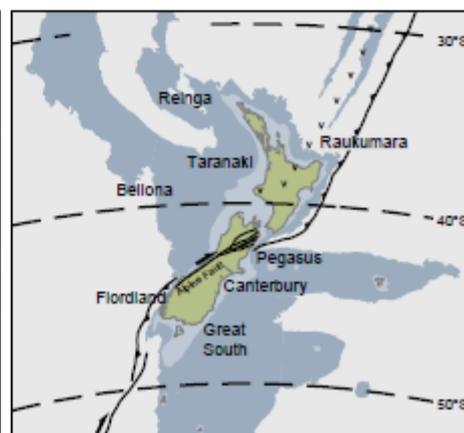


Figura 4: Evolução geográfica da região da Nova Zelândia a partir do Cretáceo Inferior até o presente. A - Região de subducção da margem ativa do supercontinente Gondwana. B- Separação do Gondwana e formação da Bacia de Taranaki acompanhada pela separação do Mar da Tasmânia. C - Estágio avançado de espalhamento oceânico, acompanhado por intensa subsidência durante o estágio de margem passiva. D - Região da Nova Zelândia quase totalmente submersa, seguida pela instalação do limite das Placas Pacífica e Australiana. E - Região soerguida em resposta à tectônica convergente e intensa sedimentação Neógena até os dias atuais. Modificado de New Zealand Petroleum Basins (2014).

No Oligoceno, a base no registro sedimentar é marcada por uma paraconformidade, separando sedimentos continentais e marinho rasos eocenos dos carbonatos e lamas distais provenientes do Oligoceno. A diferença nos ambientes deposicionais sugere uma rápida subsidência de plataforma e inundação marinha em um curto período de tempo (10Ma), onde a deposição de carbonatos do grupo Ngatoro prevaleceu em algumas regiões (KROEGER *et al.*, 2013; KING; THRASHER, 1996). A partir daí, a Bacia de Taranaki transita de um regime distensivo de margem passiva para uma tectônica contracional associada à convergência das Placas do Pacífico e Australiana. Segundo King (2000), o desenvolvimento deste proto-limite de placas se deu há 45 Ma, evidenciado pelo espalhamento da Bacia Esmerald e subducção do Norfolk Ridge. Empurrão ao longo do sistema de falha de Taranaki transformou a Bacia de Taranaki em uma bacia retro-arc/foreland??, e que experimentou subsidência e deposição no Oligoceno Superior/Mioceno (HOLT; STERN, 1994). Na porção leste proximal da bacia, a Formação Taimana representa o primeiro influxo terrígeno associado ao overthrusting?? da Falha Taranaki e soerguimento da hinterland?? da bacia. Após isso, a regressão se iniciou forte, quando a taxa de suprimento dos sedimentos ultrapassou a subsidência nos depocentros nas porções sul e sudeste da bacia, depositando sequências de turbiditos, dominados por arenitos da Formação Moki (Figura 5).

No Mioceno Inferior/Médio, a área onde a Placa do Pacífico atingiu a profundidade suficiente para gerar magma começou a propagar mais ao sul, como indicado no vulcanismo de 18Ma ao norte da bacia (BERGMANN *et al.*, 1992). Kroeger *et al.* (2013) consideraram que durante esse tempo, a porção nordeste da bacia se tornou efetivamente uma bacia intra-arco. A partir daí, encurtamento e extensão ocorreram contemporaneamente, porém, em diferentes localidades. Para Giba *et al.* (2010), o início da extensão e afinamento crustal estava associado a rotação horária da ilha norte e é atribuída ao retrocesso da placa subductora do pacífico e/ou a colisão continental na extremidade sul da margem Hikurangi. Vulcanismo associado a essa tectônica data de 16Ma e se estende até hoje no Monte Taranaki.

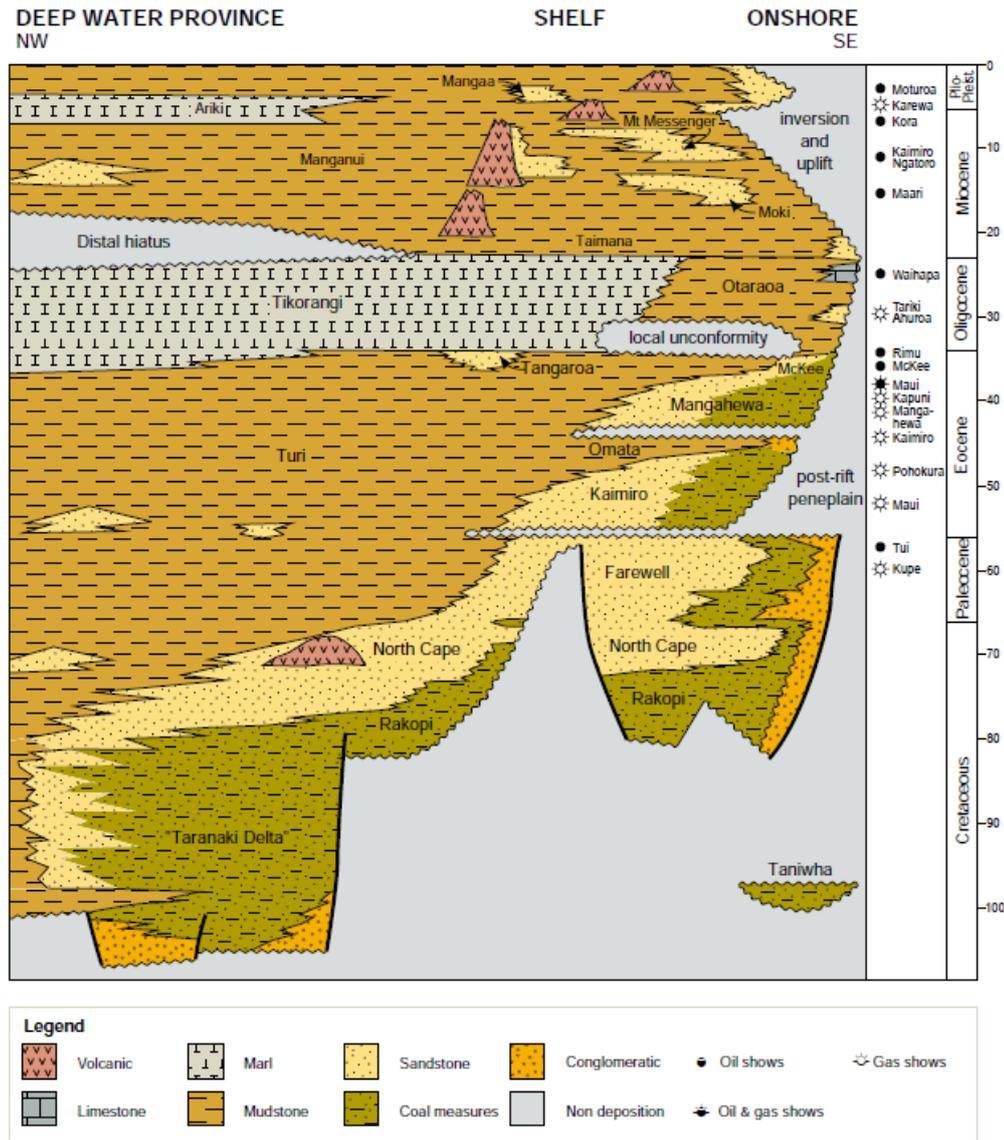


Figura 5: Carta estratigráfica da Bacia de Taranaki, mostrando intervalos com óleo e gás. Fonte: (New Zealand Petroleum Basins, 2014).

2.4 Sistema petrolífero

A acumulação de petróleo é criticamente dependente de fatores geológicos chave, tais como, deposição e preservação de rochas geradoras, maturação, geração e expulsão dos hidrocarbonetos, seguido por migração em reservatórios de rochas porosas e permeáveis em trapas estruturais ou estratigráficas, limitadas por selos.

A maioria das acumulações de óleo e gás conhecidas da Bacia de Taranaki são geoquimicamente caracterizadas como lamitos carbonosos escuros do Cretáceo Superior e Paleógeno, como os lamitos carbonosos da Formação Taniwha e os carvões

da Formação Rakopi (Figura 6). São fácies oriundas da fase sin-rifte, formadas por planícies aluviais e costeiras sob influência marinha. A formação de carvão é principalmente derivada de *gymnospermas*, resultando em um conteúdo de vitrinita rico em hidrogênio, com quantidades variáveis de liptinita. Os carvões e lamitos carbonosos possuem valores de COT residual entre 2 a 75% e índice de hidrogênio entre 200 a 400 mg HC/g COT residual, indicando querogênio propenso a gás e óleo e querogênio propenso a óleo New Zealand Petroleum Basins (2014).

A profundidade de soterramento necessária para gerar e expelir óleo e gás é variável, principalmente devido à diferenças no histórico do fluxo de calor e nas propriedades das rochas geradoras. Na Bacia de Taranaki, as geradoras atuais de hidrocarbonetos estão essencialmente confinadas à áreas onde houve significativa deposição Neógena. Nesse período, a taxa de convergência entre a Placa do Pacífico e Australiana foi acelerada, gerando um rápido soerguimento com erosão dos vulcões do norte e as cadeias de montanhas elevadas dos Alpes do Sul. O suprimento de vastas quantidades de sedimentos resultou em um preenchimento progressivo de depocentros marinhos, aumentando a maturidade das rochas cretáceas e paleógenas subjacentes a níveis suficientes para geração de hidrocarbonetos. A migração a partir da rocha geradora não é bem compreendida. Onde há deformação expressiva, as falhas são consideradas como vias de migração, selos para armadilhas, ou vias de vazamentos que comprometem a integridade dos selos superiores. Na Bacia de Taranaki, o momento responsável por tais eventos se deu no Mioceno Superior/Plioceno.

As melhores rochas reservatórios da Bacia de Taranaki vêm de sistemas de linhas de praia transgressivos, vistos nos campos de Kupe, Maui e Pohokura. Calcários do Oligoceno/Mioceno Inferior altamente fraturados são as rochas reservatórios do Campo Waihapa. Hidrocarbonetos são também armazenados em arenitos turbidíticos de água profunda nos Campos de Maari, Kaimiro e Ngatoro. Rochas selantes na Bacia de Taranaki são, em sua maioria, lamitos marinhos depositados durante o estágio de margem passiva transgressiva e também na fase convergente marinha regressiva. A Figura 6 resume o histórico dos sistemas petrolíferos, também conhecida como carta de eventos, na qual podem ser visualizados os componentes essenciais destes sistemas.

A maioria das acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Taranaki estão associadas a trapas estruturais formadas no Neógeno por movimento reverso das zonas de falhas Taranaki, Manaia e Cape Egmont. Na bacia, em geral, as trapas incluem fechamentos quaquaversais, fechamento em três direções e por falha em outra, fechamento

por falhas, empurrões e cavalgamentos.

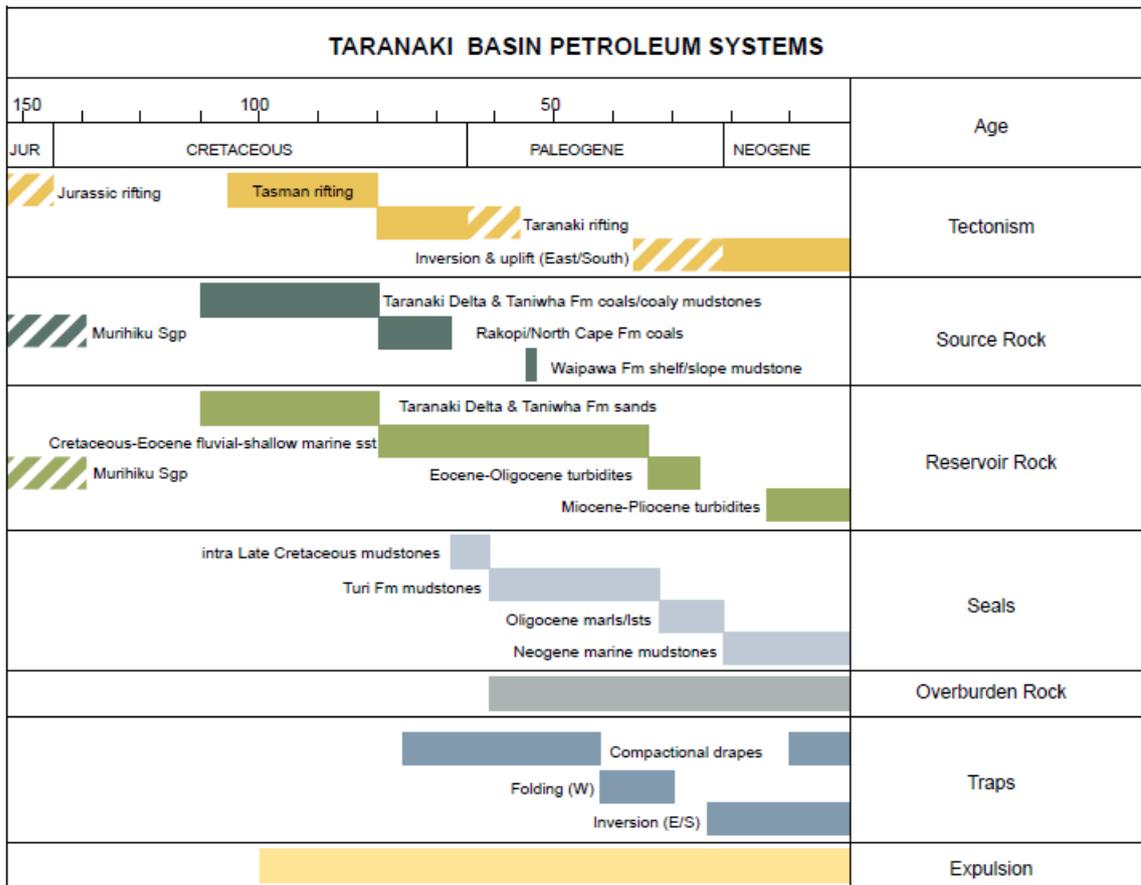


Figura 6: Carta de eventos dos sistemas petrolíferos da Bacia de Taranaki. Trapas e expulsão de hidrocarbonetos estão indicadas por processos estruturais ao longo da evolução da Bacia. Fonte: (New Zealand Petroleum Basins, 2014).

2.5 Características do Campo de Maui

O Campo de óleo e gás condensado de Maui está localizado a 30km da costa oeste da ilha norte da Nova Zelândia, contendo aproximadamente 150km² de extensão. Este campo possui uma estrutura composta, compreendendo duas amplas armadilhas anticlinais, referidos como Maui-A e Maui-B, (Figura 7) formados pela compressão miocênica, estruturalmente realçada por falhas normais Plio-plestocênicas (FUNNELL *et al.*, 2001). O campo é limitado pela Falha Whitiki a oeste e pela Cape Egmont a leste, as quais sofreram reversão no movimento e foram criticamente importantes para a formação desse *play*. A estrutura de Maui é interpretada como uma estrutura de inversão formada por dobra associada à falha de empurrão durante reativação compressional da Falha Whitiki. Segundo dados da New Zealand Petro-

leum Basins (2014), as reservas recuperáveis deste campo são estimadas em 3.8 TCF gás e 200MMbbl óleo e gás condensado.

De acordo com Funnell *et al.* (2001) a geração dos hidrocarbonetos é incerta no Campo de Maui. Existem várias possíveis rotas de migração de óleo e gás vindas de potenciais áreas geradoras. Análises geoquímicas de estudos prévios como Killops *et al.* (1994) indicam os *coaly measures* da Formação Rakopi (Cretáceo Superior) como sendo as rochas geradoras mais prováveis, com grande presença da flora *gymons-perma* nos sedimentos.

Os hidrocarbonetos são armazenados em reservatórios arenosos depositados em ambiente costeiro-transicional de idade paleocênica/eocênica nomeados de arenitos F, D e C. Toda a sucessão representa deposição ao longo da planície costeira e da faixa de praia, que deslocaram em respostas as mudanças do nível do mar no regime de subsidência tectônica de margem passiva (KING; THRASHER, 1996).

Os arenitos F, D e C (Figura 7) são representados pelas Formações Farewell, Kaimiro e Mangahewa, respectivamente. Os selos são compostos por siltitos ou folhelhos das Formações Turi, Lower Turi, Shale Mangahewa e Shale Farewell. As trapas estão associadas à reversão de falhas em resposta à compressão Neógena (FUNNELL *et al.*, 2001).

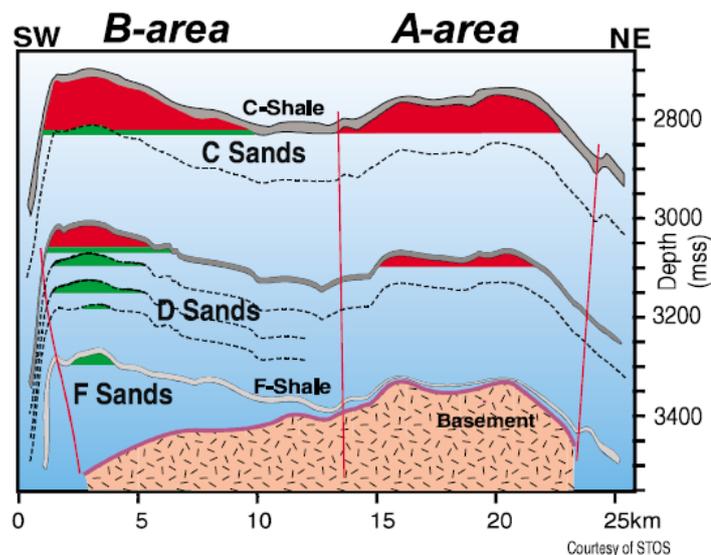


Figura 7: Corte transversal do Campo de Maui mostrando a distribuição das acumulações de hidrocarbonetos. Óleo é representado pela cor verde e o gás pela cor vermelha. C-Shale, C Sands, D Sands, F-Shale, F Sands, são respectivamente, as Formações Turi, Mangahewa, Kaimiro, Shale Farewell e Farewell. Fonte: Funnell *et al.* (2001).

3 *Perfis geofísicos*

Este capítulo contém uma breve descrição dos princípios de funcionamentos dos perfis geofísicos, as propriedades das rochas que podem ser estimadas e os fatores que influenciam suas leituras.

3.1 Ambiente de perfilagem

Neste capítulo serão utilizados alguns termos específicos na descrição das ferramentas geofísicas no que diz respeito ao ambiente de perfilagem. Durante a invasão, ou seja, no escoamento da lama de perfuração para o interior de uma rocha porosa e permeável, há o acúmulo de partículas sólidas de lama na parte interna da parede do poço, formando o que se chama de *mud cake*. A parte líquida que penetra na formação, conhecida como lama filtrada, expulsa os fluidos dos reservatórios para o interior da formação. A zona na qual a lama filtrada substitui completamente os fluidos do reservatório é denominada de zona lavada e a zona adjacente a esta onde a substituição é incompleta, é denominada de zona de transição. A zona não invadida, e portanto, a mais afastada é denominada de zona virgem.

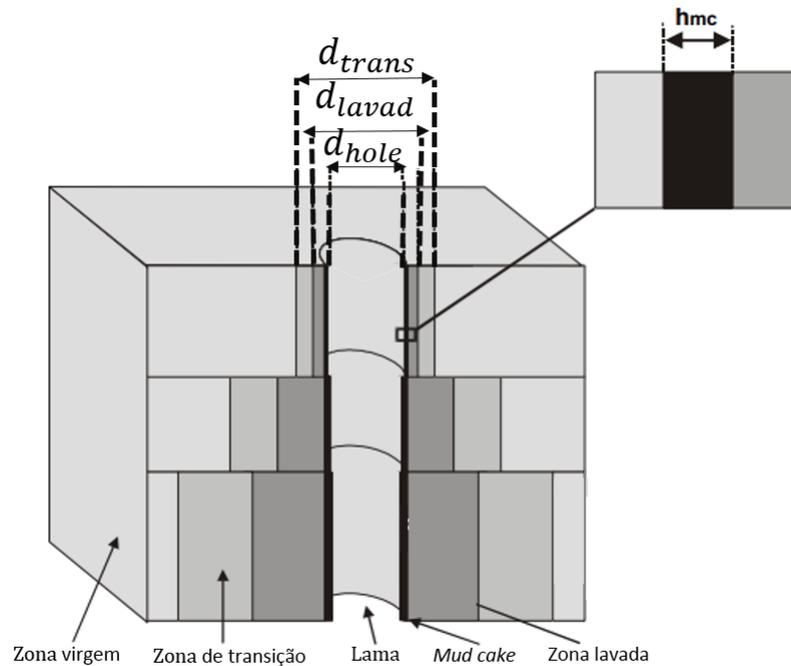


Figura 8: Classificação das zonas de invasão em um ambiente de perfuração. Modificado de Glover (2014)

3.2 Perfil de raios gama

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das rochas, proveniente de três elementos naturais instáveis: potássio, urânio e tório. O perfil de raio gama simples fornece a radioatividade total combinada desses três elementos, enquanto que o raio gama espectral mostra a radioatividade individual de cada componente. As principais ferramentas desses perfis consistem basicamente de um cintilômetro e um fotomultiplicador. Este último coleta e armazena na forma de pulsos elétricos, os *flashes* produzidos pela passagem dos raios gama através do cristal do cintilômetro. A amplitude desse pulso de saída pode ser relacionada à energia total depositada no cristal (ELLIS; SINGER, 2008).

Uma das características dos raios gama é a absorção progressiva de sua energia, durante sua passagem através de um material - fenômeno conhecido como efeito Compton. Na perfuração de poços, quando as radiações são observadas pela ferramenta, elas já teriam atravessado a formação e a lama de perfuração sofrendo tal efeito. Estima-se que, em condições normais, a profundidade média de investigação da ferramenta seja de 20cm no eixo vertical e 10cm radial (RIDER, 1996). Normalmente, esse perfil é medido em graus API (*American Petroleum Institute*), que consiste

em uma normalização para as medições dos níveis radioativos de unidades contendo elementos radioativos.

A característica básica do perfil de raios gama é a resposta associada à presença de argila na formação. As argilas possuem a facilidade em reter minerais radioativos em sua estrutura, gerando uma alta leitura do perfil de raios gama de acordo com a sua concentração. Assim, o perfil de raios gama é usado quantitativamente para determinar o volume de argila na formação e qualitativamente para identificar fácies, zonas de reservatórios e sequências sedimentares.

Para se obter o volume de argila é necessário calcular o índice de raios gama (IGR), que é dado pela equação 3.1:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}}, \quad (3.1)$$

no qual $GR_{mín}$ é a média do valor mínimo lido pelo perfil de raios gama, considerando-se como 0% argila; $GR_{máx}$ a média do valor máximo lido pelo perfil, considerando como 100% argila; GR_{lido} o valor lido pelo perfil na profundidade de investigação. Em alguns casos, utiliza-se o modelo linear para a estimativa do volume de argila, ou seja, (V_{clay}) é igual ao índice de raio gama (IGR). Existem outros modelos empíricos para a estimativa de V_{clay} a partir do IGR , tais como, os modelos empíricos de Larionov, Clavier, Stieber e o curvado. A Figura 9 mostra a relação entre o índice de raio gama e o volume de argila por tais métodos.

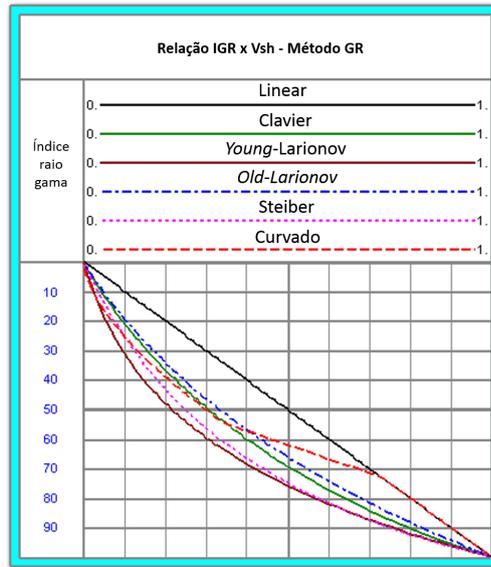


Figura 9: Gráfico do índice de raio gama *versus* volume de argila obtidos pelos métodos linear, Clavier, Larionov para rochas recentes, Larionov para rochas antigas, Steiber e curvado. O método de Larionov considera rochas recentes desde o Holoceno até o Paleoceno.

Embora o perfil de raios gama seja um bom indicador de argila, a radioatividade proveniente de outras litologias também devem ser consideradas, a fim de evitar erros de interpretação. Como exemplo disto, pode-se citar os arenitos marinhos contendo glauconita ou arcósia, os carbonatos argilosos e evaporitos ricos em potássio. A leitura deste perfil também é afetada pelas grandes irregularidades no diâmetro do poço, pois há um acréscimo no volume da lama de perfuração entre a formação e o detector, o que causa mais espalhamento por efeito Compton. Outro efeito que deve ser levado em consideração é causado pelo uso de lama radioativa, composta por cloreto de potássio (KCl), onde é detectado um aumento no valor absoluto de radioatividade do poço quando se utiliza este tipo de lama. (RIDER, 1996).

3.3 Perfil sônico (DT)

O perfil sônico (DT) mede o intervalo de tempo de trânsito, ou vagarosidade, das ondas compressivas no material, ajudando a determinar parâmetros petrofísicos e litológicos das rochas. A técnica consiste em um conjunto de transmissores e receptores acústicos capazes de emitir e registrar os tempos de chegada da onda na formação.

Como ilustrado na Figura 10-A, o transdutor *E* transmite uma série de pulsos contí-

nuos. O sinal é então recebido pelos dois receptores R_1 e R_2 . A premissa básica é que o sinal chega aos receptores numa trajetória de raio, refratada pela formação em volta do poço. O caminho percorrido na formação (entre os pontos A e B) é igual a L , distância entre os receptores. A vagarosidade no intervalo $A-B$ é dado por $\Delta t/L$, no qual Δt é a diferença entre os tempos de chegada em R_1 e R_2 .

A Figura 10-B mostra uma técnica mais avançada capaz de eliminar efeitos indesejáveis do poço e da ferramenta. Os dois transmissores, E_1 e E_2 , pulsam alternativamente. Receptores R_1 e R_3 recebem o sinal de E_2 enquanto os receptores R_2 e R_4 recebem o sinal de E_1 . A vagarosidade é calculada por:

$$\frac{(T_1 - T_3) + (T_4 - T_2)}{2L}. \quad (3.2)$$

Ferramentas ainda mais modernas utilizadas na perfilagem sônica, registram não só as ondas compressoriais, mas também as ondas cisalhantes, *Stoneley* e *Rayleigh*, permitindo uma melhor avaliação da formação.

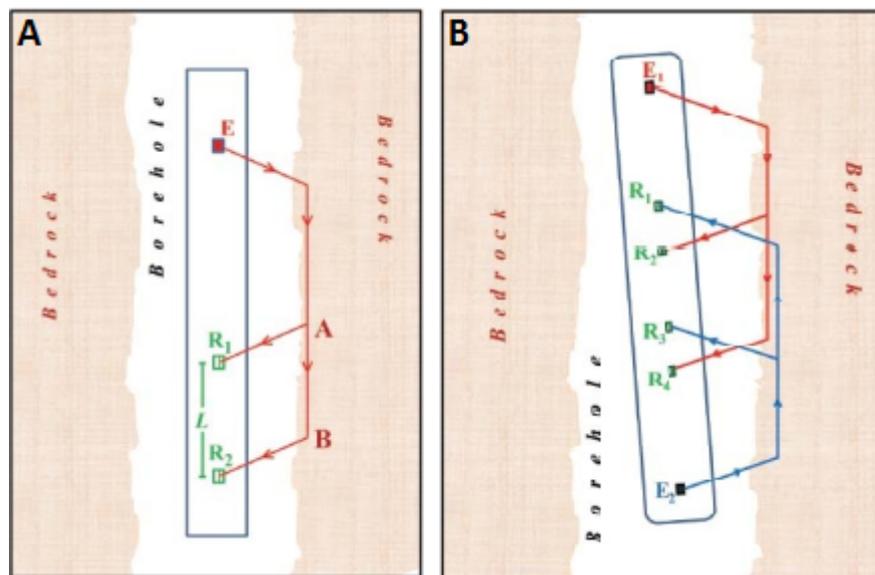


Figura 10: A- Diagrama esquemático ilustrando o princípio da medição sônica no poço. B - Ilustração de uma técnica mais avançada, realizada pelo dispositivo *Borehole Compensated* (BHC). Fonte: Al-Chalabi (2014).

Os transdutores sônicos são tipicamente piezoelétricos e transformam um sinal elétrico em vibração ultrasônica com frequências que variam de 10 à 40kHz. Receptores convertem a pressão da onda em sinais eletromagnéticos amplificados. A penetração da onda compressional na formação não depende da separação dos receptores, mas sim do comprimento de onda do sinal. Valores típicos de penetração variam de 2,5cm à 25cm em relação a parede do poço (RIDER, 1996).

O perfil DT pode ser utilizado para estimar a porosidade. Qualitativamente, este

perfil também pode auxiliar na identificação de litologias, compactação e sobrepressão.

Wyllie *et al.* (1956) propuseram uma equação empírica que relaciona o intervalo de tempo de trânsito com a porosidade da formação:

$$\phi_{sônica} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (3.3)$$

de modo que Δt é o intervalo de transito medido, $\phi_{sônica}$ a porosidade calculada da formação, Δt_f o intervalo de tempo do fluido, Δt_{ma} o intervalo de tempo da matriz.

Para formações mal consolidadas, a equação de Wyllie superestima a porosidade. Algumas companhias desenvolveram alguns coeficientes de correção para corrigir isto, baseados em *crossplot* da porosidade sônica com as porosidades estimadas pelos perfis nêutron e/ou densidade. Entretanto, segundo Sarmiento (1961), o melhor é evitar o uso do perfil sônico para o cálculo de porosidade em formações inconsolidadas.

Outro problema é o erro de leitura associado com a presença de gás na zona de investigação. Mesmo em pouca quantidade, o gás é responsável por diminuir muito a velocidade compressional, o que gera uma porosidade aparente maior. Neste caso, para estimar a porosidade real, deve-se multiplicar os valores da $\phi_{sônico}$ por valor escalar que varia de 0,7 à 0,8. Na presença de argila, também ocorre uma diminuição da velocidade compressional devido à maior quantidade de água intersticial, quando comparado com as rochas sem presença de argila. Para calcular a porosidade nesse caso, os valores devem ser corrigidos usando o volume de argila calculado a partir de outros perfis.

3.4 Perfil de densidade (RHOB)

O perfil de densidade mede a densidade eletrônica da formação, no qual é proporcional a densidade da formação. A densidade de formação é composta pelas densidades da matriz sólida da rocha e do fluido presente nos poros. Enquanto o perfil de raios gama registra a emissão radioativa natural das rochas do poço, o perfil de densidade registra a atenuação dos raios gama gerados pelo bombardeio de uma fonte radioativa controlada. Essa atenuação, causada pelo espalhamento Compton, é uma função do número de elétrons contido na formação, que possui uma relação muito próxima com a densidade do material (ELLIS; SINGER, 2008). Assim, a atenuação por espalhamento Compton é maior para formações mais densas e vice-versa. Segundo

Rider (1996), a profundidade de investigação da ferramenta de densidade é rasa, em torno de 10-13(cm).

Quantitativamente, o perfil de densidade é utilizado para calcular a porosidade da formação e, qualitativamente, para identificar litologias, avaliar conteúdo de matéria orgânica e identificar zonas de sobrepressão.

Para a obtenção da porosidade a partir do perfil de densidade é preciso conhecer os valores da densidade da matriz sólida (ρ_{ma}) e da densidade do fluido nos poros (ρ_f). A equação é dada por:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (3.4)$$

no qual ϕ_{den} é a porosidade calculada a partir do perfil de densidade e ρ_b a densidade medida pelo perfil.

A profundidade rasa de investigação torna o perfil densidade bastante suscetível às condições do poço, tornando estritamente necessário o uso do perfil caliper em conjunto na avaliação. Nas áreas de desmoronamento do poço, a densidade medida pelo perfil será aproximadamente a densidade da lama de perfuração. A presença de gás na zona lavada também é um fator que gera erros de leitura, pois diminui a densidade absoluta e, conseqüentemente, aumenta a porosidade calculada.

3.5 Perfil neutrônico

O perfil neutrônico registra o comportamento da formação ao bombardeamento de nêutrons de alta energia. Algumas interações podem ocorrer entre os nêutrons e os átomos do núcleo da rocha como, por exemplo, a colisão elástica, responsável por diminuir a velocidade das partículas. A mecânica das colisões elásticas prediz que a máxima energia perdida por interação, ocorre quando o núcleo do material possui uma massa atômica igual a do nêutron incidente. Assim, a diminuição da velocidade neutrônica é mais afetada por átomos de hidrogênio, por possuírem uma massa muito próxima do nêutron (núcleo contendo um próton).

A ferramenta neutrônica consiste de uma fonte rápida de nêutron, composta principalmente por plutônio-berílio (PuBe) e de dois detectores, que realizam processos de contagem de energia. Os valores medidos pela ferramenta são dados pela razão da contagem do detector mais próximo em relação ao detector mais distante, eliminando assim, efeitos do poço. Isso é possível, pois a leitura do detector distante, que

contém ambos efeitos do poço e da formação, é corrigida pela leitura do detector mais próximo, que contém somente informações do poço. A profundidade de investigação da ferramenta é geralmente pequena e aumenta em rochas pouco porosas (RIDER, 1996).

No contexto geológico, os átomos de hidrogênio previamente mencionados, estão associados ao conteúdo de água (H_2O) presente, tanto no espaço poroso quanto em substâncias cristalizadas. Então, o perfil neutrônico é utilizado para calcular a porosidade da formação e, qualitativamente, para discriminar zonas de gás, óleo e água, identificar evaporitos, minerais hidratados, rochas vulcânicas e outras litologias Rider (1996).

A porosidade efetiva (ϕ_e) calculada a partir do perfil neutrônico, é:

$$\phi_n = \phi_e S_{xo} \phi_{nw} + \phi_e (1 - S_{xo}) \phi_{nh} + V_{sh} \phi_{nsh} + (1 - V_{sh} - \phi_e) \sum V_i \phi_{ni}, \quad (3.5)$$

no qual ϕ_{nh} é a leitura do perfil em 100% saturada com hidrocarboneto, ϕ_{nsh} a leitura em uma zona 100% folhelho, ϕ_{nw} a leitura em 100% água, ϕ_n a leitura do perfil, S_{xo} a saturação da água na zona lavada, V_i o volume da i-ésima componente da matriz da rocha, ϕ_{ni} a leitura em 100% do i-ésimo componente da matriz da rocha, V_{sh} o volume de argila.

A maioria dos perfis neutrônicos são plotados em uma escala padronizada, que representa unidades de porosidade de nêutrons. Normalmente, os perfis neutrônicos são calibrados para calcários. Com isto, sob condições ideais e possuindo porosidade 0%, a leitura da porosidade será zero.

A porosidade efetiva e a porosidade lida pela ferramenta sem presença de argila, são iguais somente na presença de água nos poros da rocha. Já o óleo e gás possuem um índice menor de hidrogênio e sua presença está associada com uma redução na porosidade neutrônica. Um efeito contrário ocorre na presença de argila, devido a presença da água intersticial contida em sua molécula.

A combinação dos perfis neutrônico e densidade permite uma melhor interpretação qualitativa da litologia e diferenciação do fluido presente. Analisando a superposição dos dois perfis sob uma mesma escala de unidade de porosidade, observa-se valores idênticos de porosidade para calcário limpo preenchido por água. Já no arenito limpo, os valores são um pouco discrepantes, devido a diferença nos valores de densidade utilizados em ambos os perfis (RIDER, 1996).

Na presença de argila, a leitura do perfil nêutron é alta em comparação a leitura do perfil densidade. Com isto, no folhelho há uma grande separação nas medidas destes perfis causada pelo alto índice de hidrogênio. Um efeito contrário ocorre na presença de gás, pois o perfil neutrônico subestima a porosidade (baixo índice de hidrogênio) enquanto o perfil de densidade superestima a porosidade (baixa densidade aparente da formação).

A estimativa para a porosidade nêutron-densidade $\phi_{n,d}$ é obtida pela seguinte relação (MUSTAFA, 2012):

$$\phi_{n,d} = \sqrt{\frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2}}, \quad (3.6)$$

no qual ϕ_n é a porosidade neutronica e ϕ_d a porosidade de densidade.

3.6 Perfil de resistividade

O perfil de resistividade mede a resistividade dos materiais à passagem de uma corrente elétrica. A ferramenta mais simples de medição de resistividade consiste de dois eletrodos que mede a queda no potencial elétrico, relativa à passagem de uma corrente elétrica. Ferramentas modernas são mais complexas, pois emitem correntes focadas e direcionadas a locais específicos da formação, estando menos sujeitas às condições do poço. As ferramentas *laterologs* têm uma maior profundidade de investigação da formação, fornecendo a resistividade da zona virgem (R_t) (Figura 11). Em profundidades um pouco mais rasas, resistividades da zona invadida (R_i) são medidas por *laterolog* rasos e pelo perfil esférico focado (SFL). Em regiões bem rasas, o perfil micro-esférico focado (MSFL) é o mais utilizado na determinação da resistividade (R_{xo}) da zona lavada. Essas ferramentas só podem ser utilizadas em lama à base de água.

As ferramentas de indução são bastante utilizadas quando a lama de perfuração é a base de óleo. O fundamento básico dessas ferramentas consiste em uma bobina emissora e outra receptora, separadas por uma seção eletricamente isolada. Uma corrente senoidal é aplicada a bobina transmissora, criando um campo magnético em volta da ferramenta e, posteriormente, induzindo correntes de *focault* na formação. Essa corrente, por sua vez, cria seu próprio campo magnético, induzindo uma corrente alternada na bobina receptora. A corrente recebida está fora de fase com as demais, permitindo a extração de informações provenientes somente das rochas e dos fluidos.

A profundidade média de investigação pelas ferramentas modernas de indução é de 80cm, variando dependendo do tipo de formação e da condutividade da lama (RIDER, 1996).

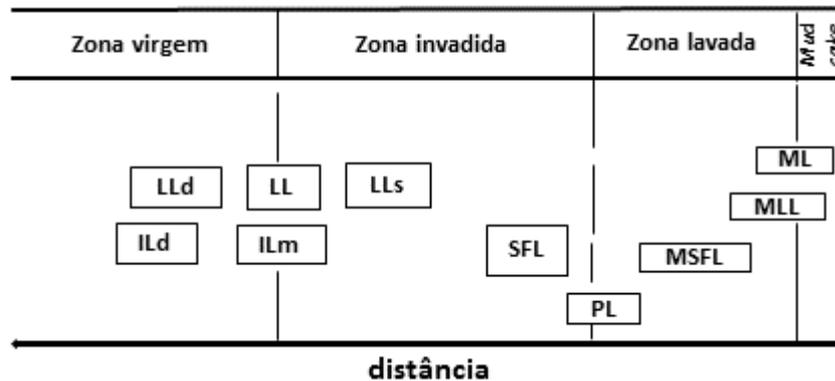


Figura 11: Principais ferramentas resistivas e suas respectivas zonas de investigação. Fonte: modificado de Rider (1996).

O perfil de resistividade é usado para a identificação do tipo do fluido armazenado na formação, pois quando a formação investigada é porosa e contém água salgada, a resistividade total será baixa, ao passo que na presença de gás ou óleo, a resistividade será maior. Quantitativamente, o perfil auxilia na determinação da saturação de água e, posteriormente, na estimativa dos volumes de óleo e gás.

Uma forma comum para obter a saturação de água é o uso da fórmula de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (3.7)$$

no qual S_w é a saturação da água, R_w a resistividade da água, R_t a resistividade profunda da formação, a o fator de compactação, m o fator de cimentação, n o expoente de saturação e ϕ a porosidade da formação. Os valores de m e n normalmente utilizados para arenitos e carbonatos são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1: Valores típicos para arenitos limpos e carbonatos. Modificado de Kearey *et al.* (2009)

Tipos de Rochas	a	m	n
Arenitos Limpos	0,6 - 1,0	2,0	2,0
Carbonáticas	1,0	1,8 - 2,6	1,5 - 2,2

O método de Archie para estimativa de saturação possui uma boa aplicabilidade em arenitos e carbonatos limpos. A presença de argila torna a aplicação deste método

inadequada, pois há um aumento na quantidade de íons localizados na superfície dos grãos de argila, o que influencia nos valores estimados de saturação. Outra alternativa é utilizar a equação de Simandoux:

$$\left(\frac{\phi}{a R_w (1 - V_{clay})} \right) S_w^n + \frac{V_{clay}}{R_{clay}} S_w = \frac{1}{R_t}, \quad (3.8)$$

no qual V_{clay} é o volume de argila e R_{clay} a resistividade da argila.

Vale ressaltar que os valores de resistividade R_t devem ser corrigidos para efeitos de invasão, tanto nos perfis de indução quanto nos perfis de eletrodos, a fim de obter valores mais precisos da resistividade de formação.

4 Metodologia

A metodologia para o desenvolvimento deste trabalho consistiu em seleção, carregamento e controle dos dados de poços, carregamento do perfil litológico interpretado, identificação das zonas de reservatórios, comparação do cálculo do volume de argila com diferentes métodos, cálculo do gradiente de temperatura, estimativa das porosidades total e efetiva e saturação, criação do perfil litológico para os poços que não existiam, cálculo do *net-pay* e correlação dos poços. A Figura 12 sintetiza o fluxograma utilizado na metodologia.

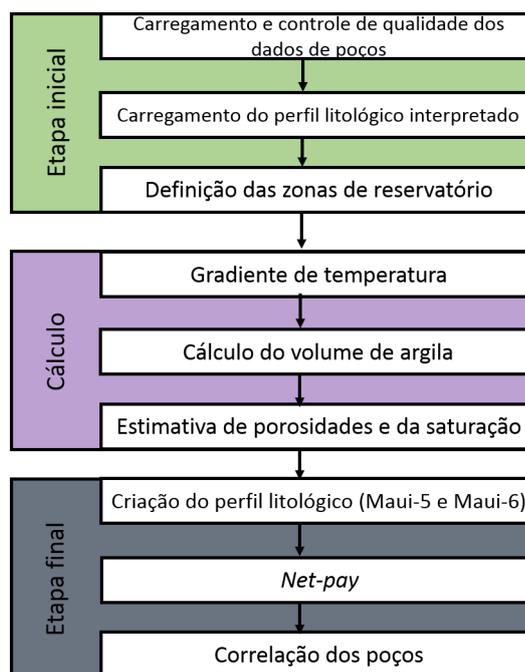


Figura 12: Fluxograma adotado no trabalho.

a) Seleção, carregamento e controle dos dados de poços

Os perfis dos poços foram obtidos gratuitamente através dos sites da GNS Science - Petroleum Basin Explorer e New Zealand Petroleum & Minerals - Exploration Database. Os poços selecionados foram Maui-2, Maui-5, Maui-6, Maui-7 e MB-P(8), por conterem todos os perfis necessários para a aplicação da metodologia proposta.

Três poços foram descartados (Maui-1, Maui-3 e Maui-4), devido a falta dos perfis *caliper*, nêutron e/ou resistividade. Os poços Maui-5 e Maui-6 não possuem os perfis litológicos, tornando-se necessário uma interpretação mais cuidadosa nas etapas a seguir. Estes dois poços ainda passaram pelo processo de *curve splicing*, pois cada perfil apresentava diferentes curvas relacionadas ao mesmo perfil, característico de corridas distintas. Neste processo foi feita a emenda das curvas das corridas mais recentes e com menos valores espúrios, gerando uma curva final. A Figura 13 mostra os perfis de raios gama antes e após a emenda das curvas para o poço Maui-5.

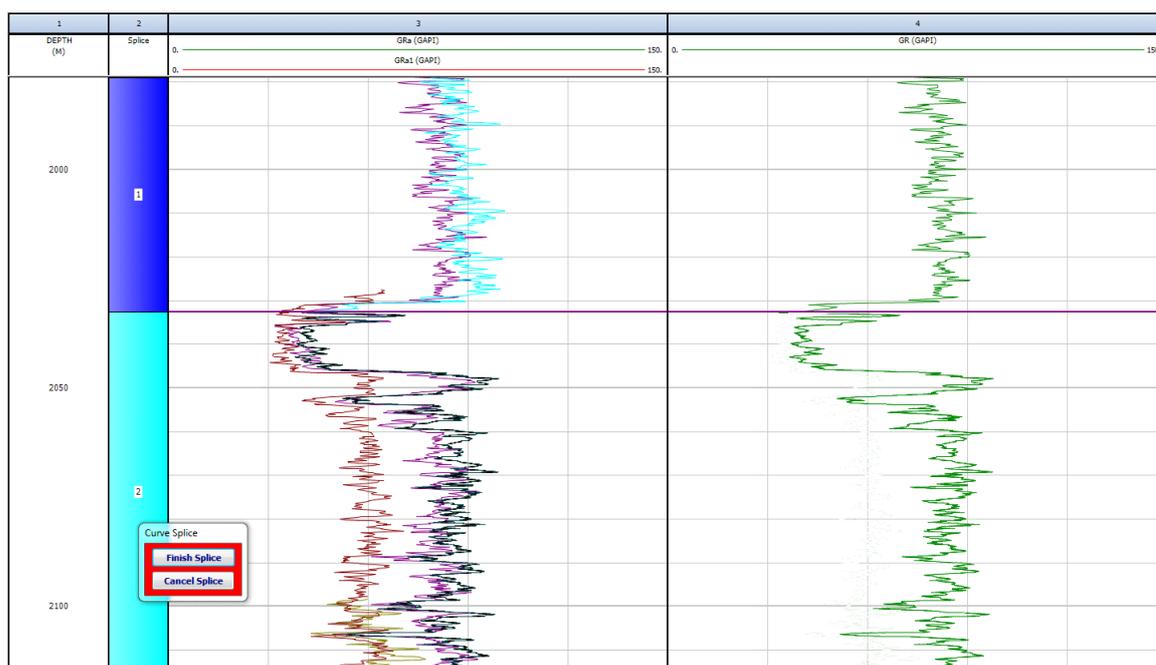


Figura 13: Processo de *curve splicing* aplicado nas curvas de raios gama (Maui-5). As curvas mais recentes foram emendadas (curva roxa na zona 1 e curva preta na zona 2).

b) Carregamento do perfil litológico interpretado

Os carregamentos e interpretações qualitativas dos poços foram realizados com base no perfil litológico interpretado, presente no perfil composto (Apêndice A) dos poços Maui-2, Maui-7 e MB-P(8). Já os perfis litológicos dos poços Maui-5 e Maui-6 foram criados após os cálculos dos volumes de argila, silte e areia, que serviram como auxílio para a definição das litologias. Os perfis litológicos dos outros poços também auxiliaram nesta análise.

c) Identificação das zonas dos reservatórios

Para a identificação das zonas de reservatórios foi analisado o comportamento

das curvas dos perfis de raios gama, densidade, nêutron e resistividade rasa e profunda. Essas zonas de interesse possuíam, predominantemente, baixos valores no perfil de raios gama e outros intervalos com valores um pouco mais altos, sugerindo arenitos limpos intercalados com arenitos mais argilosos. O perfil de resistividade também auxiliou na identificação dos topos dos reservatório, de modo que este se mostrou sensível em resposta à presença de óleo e gás. Utilizou-se o *crossover* entre as curvas de densidade e nêutron na identificação dos contatos gás-óleo, óleo-água e gás-água. Vale ressaltar que todos esses perfis foram interpretados de maneira conjunta, a fim de se evitar equívocos nos resultados.

d) Volume de argila

O volume de argila foi calculado pelo perfil de raios gama utilizando os métodos linear, de Larionov e de Clavier. Os resultados obtidos foram analisados e discutidos, a fim de se escolher o método mais adequado para os cálculos posteriores de porosidade, saturação e *net-pay*. O cálculo do volume de argila pelo método linear é usando a equação 3.1. Já o método de Larionov utiliza a seguinte equação:

$$V_{clayLarionov} = 0.08336 (2^{3.7 IGR} - 1), \quad (4.1)$$

no qual *IGR* é o índice de raios gama. E para o método de Clavier utiliza-se a seguinte equação:

$$V_{clayClavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}. \quad (4.2)$$

f) Gradiente de temperatura

O gradiente de temperatura da região estudada foi estabelecido calculando a média dos gradientes registrados na sonda nos cinco poços. O gradiente de temperatura obtido foi de 23.2 °C/km com uma variância de 2.3 °C/km. Este valor encontrado difere-se do valor estipulado por Funnell *et al.* (2001), que é de 33.3 °C/km.

g) Estimativa de porosidades e saturação de água

Para o cálculo das porosidades utilizou o método nêutron-densidade, tendo como entrada os perfis de nêutron, densidade, resistividade, temperatura de formação e volume de argila. A metodologia utilizada pelo *software* é ilustrada no fluxograma da Figura 14.

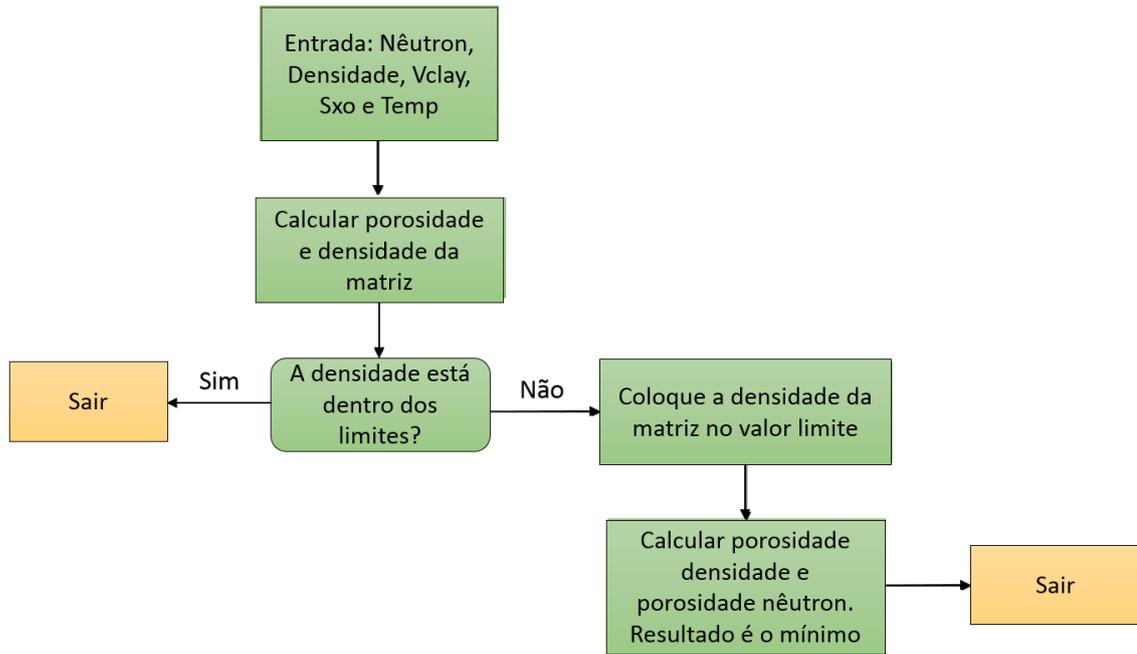


Figura 14: Fluxograma para o cálculo da porosidade utilizando os perfis de densidade e nêutron.

O *software* Interactive Petrophysics efetua o cálculo da porosidade total através da equação 3.6. A partir disto, tem-se uma relação linear entre porosidade e densidade, no qual $\rho = 1$ para $\phi = 100\%$ e $\rho = \rho_{ma}$ (densidade da matriz) para $\phi = 0\%$. Se o novo valor de ρ_{ma} estiver dentro dos limites inferior e superior, o programa aceitará o resultado de porosidade na profundidade medida. Caso contrário, o valor de ρ_{ma} será setado para o limite superior ou inferior pré-definido e é utilizado para o cálculo das porosidades obtidas do perfil densidade e do perfil nêutron. Neste caso, a saída será o menor valor entre as duas porosidades.

As fórmulas para obter as porosidades a partir dos perfis nêutron e densidade usadas neste trabalho são mais robustas que as equações 3.5 e 3.4, pois nelas incluem algumas correções. A porosidade a partir do perfil densidade é obtida usando a equação:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{clay}(\rho_{ma} - \rho_{clay})}{\rho_{ma} - \rho_{fl} S_{xo} - \rho_{HyApp}(1 - S_{xo})}, \quad (4.3)$$

no qual ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_b a leitura na ferramenta, ρ_{clay} a densidade lida pelo perfil em uma região 100% de argila, ρ_{fl} a densidade do filtrado, ρ_{HyApp} a densidade aparente do hidrocarboneto, V_{clay} o volume de argila e S_{xo} a saturação de água na zona lavada. A densidade do filtrado é obtida pelas equações:

$$\rho_{mf} = 1.0 + 7.Salinidade 10^{-7} - (Temp - 80)^2 10^{-6}, \quad (4.4)$$

e:

$$Salinidade = A \log\left(\frac{3.562 - \log(R_{mf}75 - 0.0123)}{0.955}\right), \quad (4.5)$$

no qual $Temp$ é a temperatura de formação, $R_{mf}75$ a resistividade do filtrado convertida para 75 °F. Para lama base óleo, o valor de R_{mf} é substituído por R_w (o cálculo deste parâmetro é mostrado no final desta seção). A densidade aparente do hidrocarboneto é obtida por:

$$\rho_{HyApp} = 2 \rho_{Hden} \frac{(10 - 2.5 \rho_{Hden})}{(16 - 2.5 \rho_{Hden})}, \quad (4.6)$$

no qual ρ_{Hden} é o valor de entrada para a densidade do hidrocarboneto. O parâmetro S_{xo} é obtido da mesma forma que a saturação da água usando os parâmetros relacionados a zona de invasão:

$$\frac{1}{R_{xo}} = \frac{\phi^m S_{xo}^n}{a R_{mf}} + \frac{V_{clay} S_{xo}}{R_{xo_{clay}}}, \quad (4.7)$$

no qual R_{mf} é a resistividade do filtrado, R_{xo} a leitura da resistividade pelo microlaterolog e $R_{xo_{clay}}$ a leitura da resistividade pelo microlaterolog em uma região 100% argila.

A porosidade a partir do perfil nêutron é obtida usando a equação:

$$\phi_n = \phi_{neu} - V_{clay} Neu_{clay} + Exfact, \quad (4.8)$$

no qual ϕ_{neu} é a leitura pela ferramenta nêutron, V_{clay} o volume da argila, Neu_{clay} o valor lido pelo perfil nêutron com 100% argila, $Exfact$ é o fator de escavação, que é obtido pelas equações:

$$Exfact = \left(\frac{\rho_{ma}}{2.65}\right)^2 (2 S_{wx} \phi_x^2 + 0.04 \phi_x) (1 - S_{wx}), \quad (4.9)$$

$$S_{wx} = \frac{\phi_{neu} + V_{clay} Neu_{clay}}{\phi_x}, \quad (4.10)$$

e:

$$\phi_x = \phi_{neu} + V_{clay} Neu_{clay}. \quad (4.11)$$

Com isso, porosidade efetiva do método nêutron-densidade é computada pela seguinte relação:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} \cdot \phi_{clay}, \quad (4.12)$$

no qual ϕ_t é a porosidade total e o ϕ_{clay} é o valor da porosidade total em uma região

100% com argila.

A saturação de água foi calculada pelos modelos de Archie e Simandoux (equações 3.7 e 3.8, respectivamente). A equação de Archie que utiliza a porosidade total não se mostrou satisfatória em nenhum dos casos neste trabalho, sendo descartada e substituída pela equação de Archie usando a porosidade efetiva. Os *inputs* para o cálculo da saturação foram as resistividades da água, da lama filtrada e da argila. Desses parâmetros citados, somente a resistividade da lama filtrada foi retirada diretamente das informações do poço. Para a definição da resistividade da água, empregou-se os métodos conhecidos como *Pickett Plott*, e Archie.

A técnica de *Pickett Plot* considera uma zona saturada em água, onde é gerado um gráfico *log-log* de resistividade *versus* porosidade (Figura 15). Neste *crossplot*, os pontos de saturação de água constante definem uma linha reta nos menores valores plotados no gráfico, a qual representa a linha de 100% saturado com água. Neste caso, como $S_w=1$, a interseção entre a linha de água e a linha de 100% porosidade ($\phi = 1$), fornecer o valor de R_w , lido na posição correspondente no eixo da resistividade (R_t). A inclinação negativa da linha de saturação de água corresponde ao expoente de cimentação (m) e o espalhamento entre as linhas de S_w fornece o expoente de saturação (n) (ELLIS; SINGER, 2008).

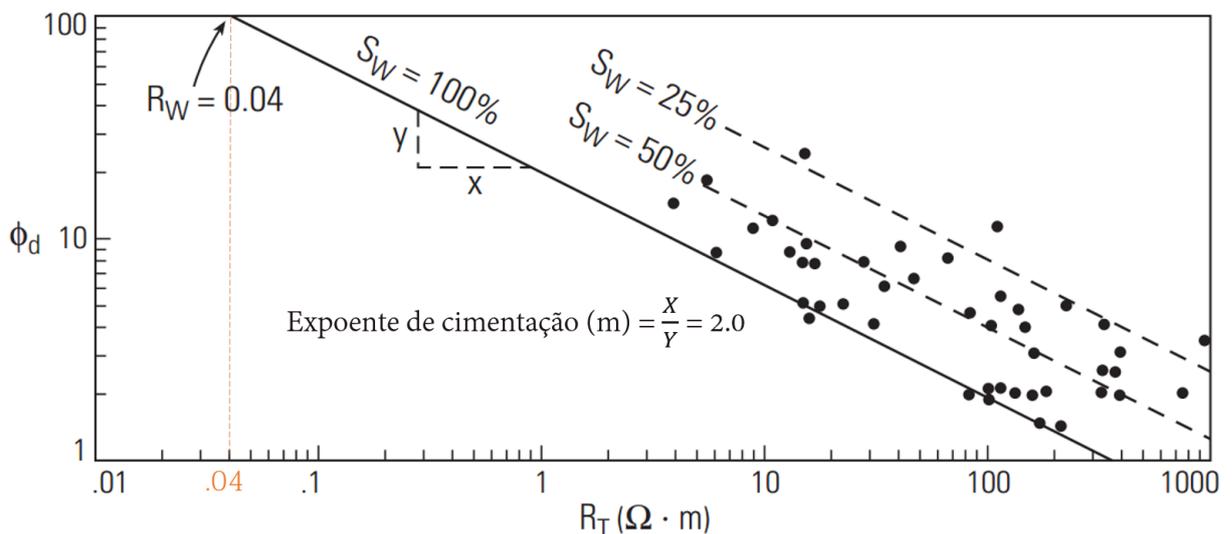


Figura 15: Método de *Pickett Plott* utilizado na determinação da resistividade da água (R_w). O valor de R_w é a projeção no eixo R_t do ponto, onde a $S_w = 100\%$ e $\phi_d = 100\%$. Fonte: modificado de Ellis e Singer (2008).

Pela lei de Archie (equação 3.7), a resistividade da água pode ser determinada, considerando $a=1$, $m=2$ e $n=2$ como valores padrões para arenito, com a seguinte

relação:

$$R_w = \phi^2 R_t, \quad (4.13)$$

no qual ϕ e R_t são, respectivamente, os valores da porosidade e da resistividade, em uma zona 100% saturada com água e sem conteúdo de argila.

Os valores de resistividade da argila foram estimados diretamente pelo perfil de resistividade, em uma região de folhelho. Graficamente, pôde-se estimar este valor através de um *crossplot* entre V_{clay} e R_t , no limite superior de resistividade profunda em uma região com grande densidade de pontos próximos ao volume de argila igual a um.

Os resultados entre os métodos de Archie e Simandoux foram comparados e discutidos para decidir qual deles seria usado para o cálculo do *net-pay*.

h) Perfil litológico dos poços Maui-5 e Maui-6

O cálculo da porosidade e saturação permite a criação de um perfil litológico, contendo a porcentagem dos volumes de areia, silte e argila. Este procedimento foi útil na determinação de intervalos de arenito, siltito e argilito para a construção do perfil litológico interpretado para os poços Maui-5 e Maui-6. Os volumes de silte (V_{silt}) e de areia (V_{sand}) são obtidos pelas equações:

$$V_{silt} = 1 - \frac{\phi_e}{\phi_{max}} - V_{clay}, \quad (4.14)$$

e:

$$V_{sand} = 1 - \phi_e - V_{silt} - V_{clay}, \quad (4.15)$$

no qual ϕ_e é a porosidade efetiva e ϕ_{max} a porosidade máxima. A ϕ_{max} é o máximo valor esperado de porosidade para o arenito com 0% silte, considerando que um arenito sujo seja composto por areia limpa com certa porosidade (ϕ_{max}), silte com porosidade nula e argila.

i) Cálculo de *net-pay*

A análise conjunta dos perfis de resistividade, porosidade, saturação e volume de argila permitiu a caracterização das zonas saturadas com gás, óleo e água. Essas zonas foram comparadas aos indícios de óleo e gás nos perfis compostos disponíveis e, posteriormente, importados para o cálculo do *net-pay*. O módulo *Cutoff and Summation* calcula o *net pay* e *net reservoir* nas zonas pré-definidas.

j) Correlação de poços

Por último, realizou-se a correlação entre os poços para identificação da continuidade lateral das rochas reservatório, servindo de base para a compreensão da distribuição das litologias na área de estudo.

5 *Resultados e Discussões*

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões obtidos usando a metodologia mostrada no capítulo 4 nos poços Maui-2, Maui-5, Maui-6, Maui-7 e MB-P(8) no Campo de Maui, Bacia de Taranaki, Nova Zelândia.

5.1 Identificação das zonas de reservatórios

As Figuras 16, 17, 18, 19 e 20 ilustram a interpretação qualitativa dos poços estudados. Nesta figuras, para facilitar a interpretação e visualização, os *tracks* foram organizados da seguinte forma: (1) profundidade, (2) formações, (3) perfil litológico interpretado, (4) zonas de gás, óleo e água, (5) perfis de raios gama (GR) e caliper (CALI); perfil sônico (DT), (6) perfis densidade (RHOB) e nêutron (NPHI) e (7) perfil resistividade profunda (LLD). Nos poços Maui-5 e Maui-6 seguiu-se a mesma organização, porém os perfis compostos não estavam disponíveis, com isto não existiam os perfis litológicos interpretados, sendo construídos somente em uma etapa posterior.

a) Poço Maui-7

No Poço Maui-7 (Figura 16) foi identificado três ocorrências de gás (profundidades 2714 m, 2766 m e 3010 m), devido aos altos valores no perfil de resistividade (acima de 200 ohm.m). Uma incerteza surgiu durante a interpretação do primeiro e do terceiro reservatório. Observou-se uma redução nos perfis sônico e resistividade e uma menor separação no *crossover* entre os perfis nêutron e densidade na zona de gás, o que sugere a presença de óleo subjacente. Porém, concluiu-se que este efeito fora produzido pela influência da argilosidade, visto que tais perfis possuem valores altos abaixo dessa zona, o que justificasse ainda a presença de gás. Nas demais zonas saturadas com água e com alto teor de argila, apresentavam resistividades em torno de 17 ohm.m, enquanto nos arenitos limpos a resistividade é aproximadamente de 1 ohm.m.

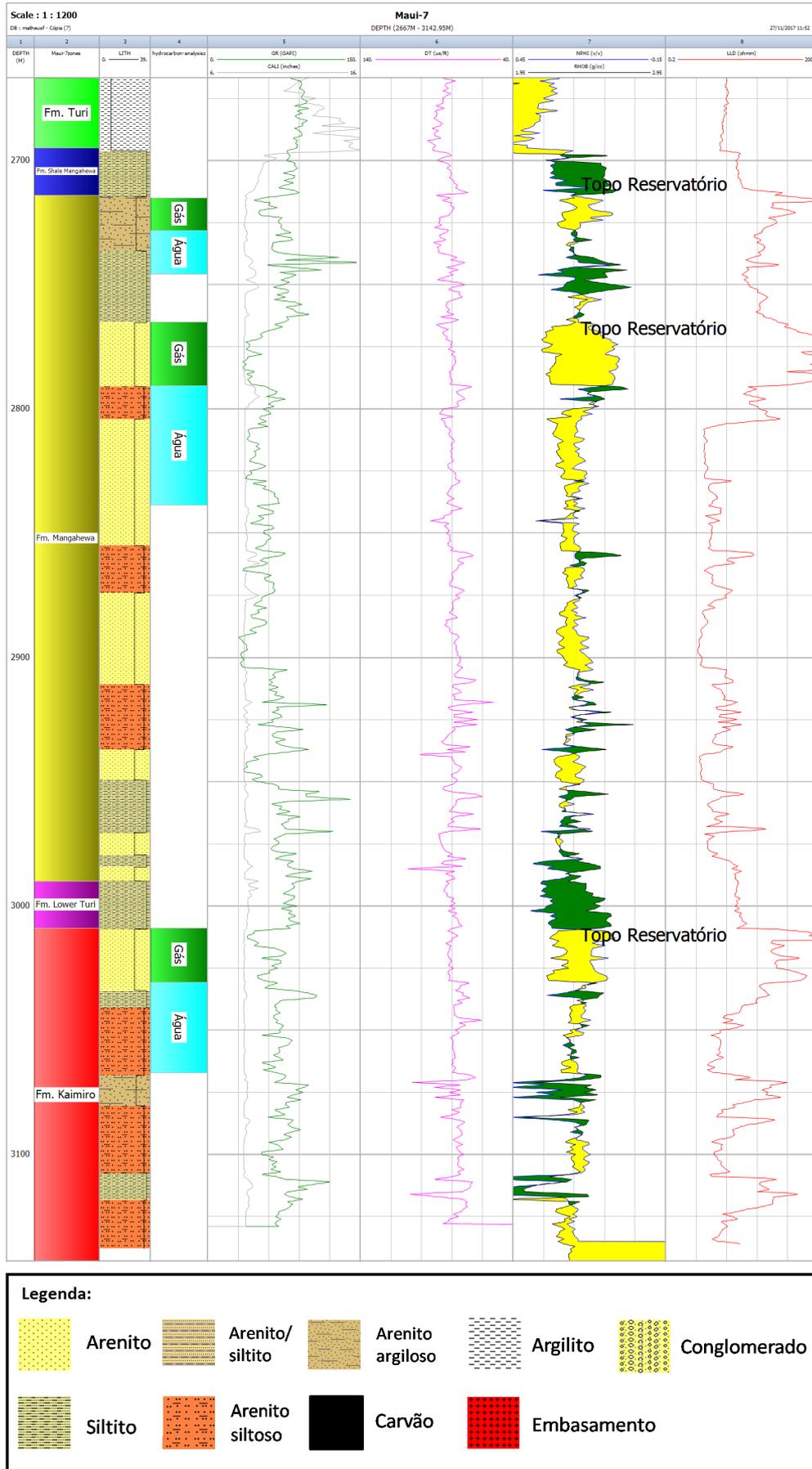


Figura 16: Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-7.

b) Poço MB-P(8)

No Poço MB-P(8) foi identificado dois reservatórios de gás e um reservatório de óleo na Formação Mangahewa. A análise conjunta dos perfis não mostrou evidências de óleo no primeiro reservatório (Figura 17). Observou-se uma diminuição dos perfis sônico e resistividade e uma separação dos perfis nêutron e densidade que acredita estar associado com a presença de argila. Também constatou-se que os valores do perfil densidade não aumentaram suficientemente para justificar uma transição entre gás e óleo. O aumento ocorreu somente quando o perfil de resistividade apresentava valores em torno de 10 ohm.m, que são valores típicos para zonas saturadas com água.

No terceiro reservatório da Formação Mangahewa, os perfis sônico (DT), nêutron, densidade e resistividade não se mostraram coerentes para uma possível distinção entre as zonas de gás, óleo e água (Figura 17). O *spike* no perfil DT (90 ms/ft) na profundidade de 2967 m foi descartado da interpretação, pois ele indicava um arenito extremamente denso e compacto. Em 2972 m, a ferramenta de resistividade indicaria uma mudança de gás para água (200 ohm.m para 2 ohm.m). Entretanto, não houve evidências desta mudança pelos perfis de densidade e nêutron, já que a separação entre eles manteve-se relativamente constante. A pouca variação dos perfis DT, nêutron e densidade mostrou maior confiabilidade na interpretação de um contato óleo e água, descartando, então, a presença de gás.

Na Formação Kaimiro constatou a ocorrência de três reservatórios (um de gás e dois de óleo). O último reservatório possuía menor conteúdo de argilosidade, tornando mais fácil a identificação do óleo e do contato óleo-água, pelo perfil de resistividade. De modo contrário, os dois primeiros reservatórios apresentaram respostas mais súteis deste perfil. Foi possível notar que a separação dos perfis nêutron e densidade é maior no primeiro reservatório. Isso permitiu classificar o primeiro reservatório de gás e o segundo de óleo, onde as resistividades possuem valores em torno de 95 ohm.m e 65 ohm.m, respectivamente.

O reservatório da Formação Farewell apresentou resistividades típicas das três zonas (Figura 17). Porém, neste intervalo a separação entre os perfis de nêutron e densidade não se alterou e, com isso, somente foi interpretado zonas com óleo e água.

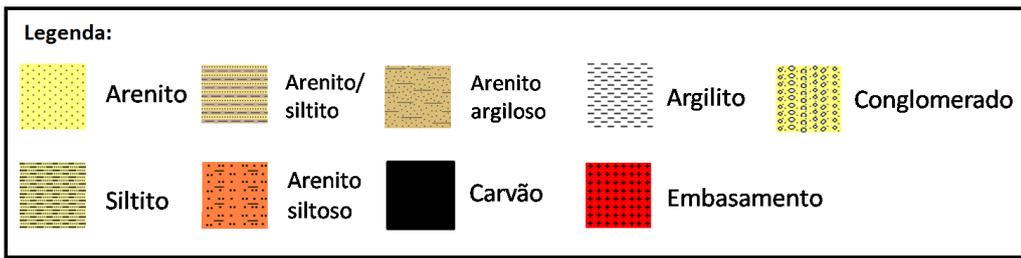
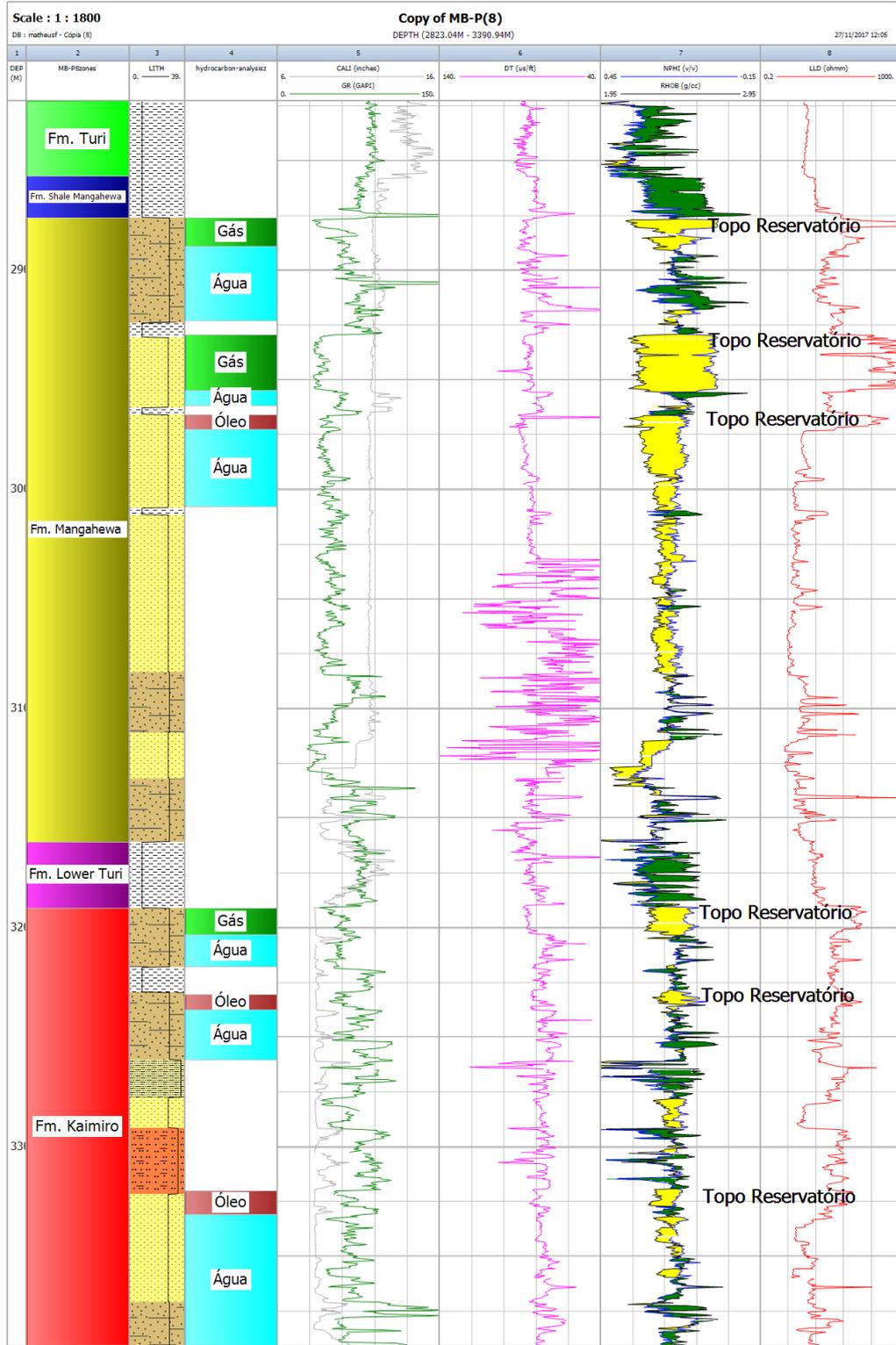


Figura 17: Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço MB-P(8).

c) Poço Maui-2

No Poço Maui-2 foi identificada presença de gás no topo da Formação Mangahewa (profundidade de 2785 m), devido o grande *crossover* entre os perfis nêutron densidade e pelos altos valores do perfil resistividade (Figura 18). O *crossover* foi maior em relação as zonas de gás nos poços analisados anteriormente. Tal fato pode ser explicado pelo baixo teor de argila, observado no perfil de raios gama. Neste caso, a densidade e o teor de hidrogênio são menores. Não houve evidência de óleo no reservatório, devido ao mesmo critério discutido no poço MB-P(8). No perfil de resistividade, valores típicos de óleo foram identificados na Formação Farewell (profundidade de 3186 m). No entanto, a ausência dos perfis nêutron e densidade no intervalo analisado, tornou-se os dados insuficientes para a classificação das zonas (Figura 18).

d) Poço Maui-5

Conforme mencionado no capítulo anterior, os poços Maui-5 e Maui-6 não disponibilizavam do perfil composto e, portanto, o perfil litológico destes foram construídos. Vale ressaltar que com base na interpretação dos outros poços foi possível reconhecer adequadamente as profundidades das formações nestes poços, por intermédio de algumas características similares, tais quais: valores baixos de densidade na Formação Turi, abrupto aumento nos perfis densidade e sônico e diminuição no perfil nêutron na passagem para a Formação Shale Mangahewa; abrupta diminuição no perfil raios gama nos topos das Formações Mangahewa, Kaimiro e Farewell (Maui-6); alto *crossover* entre os perfis nêutron e densidade (cor verde) indicando as rochas selantes.

No Poço Maui-5 (Figura 19) foi constatado um reservatório de óleo no topo da Formação Mangahewa (profundidade de 2808 m). A separação entre os perfis nêutron e densidade sugere a presença de gás, porém, os valores em torno de 24 ohm.m de resistividade descartaram esta possibilidade. O contato de óleo e água é bem marcado pela queda abrupta no perfil de resistividade.

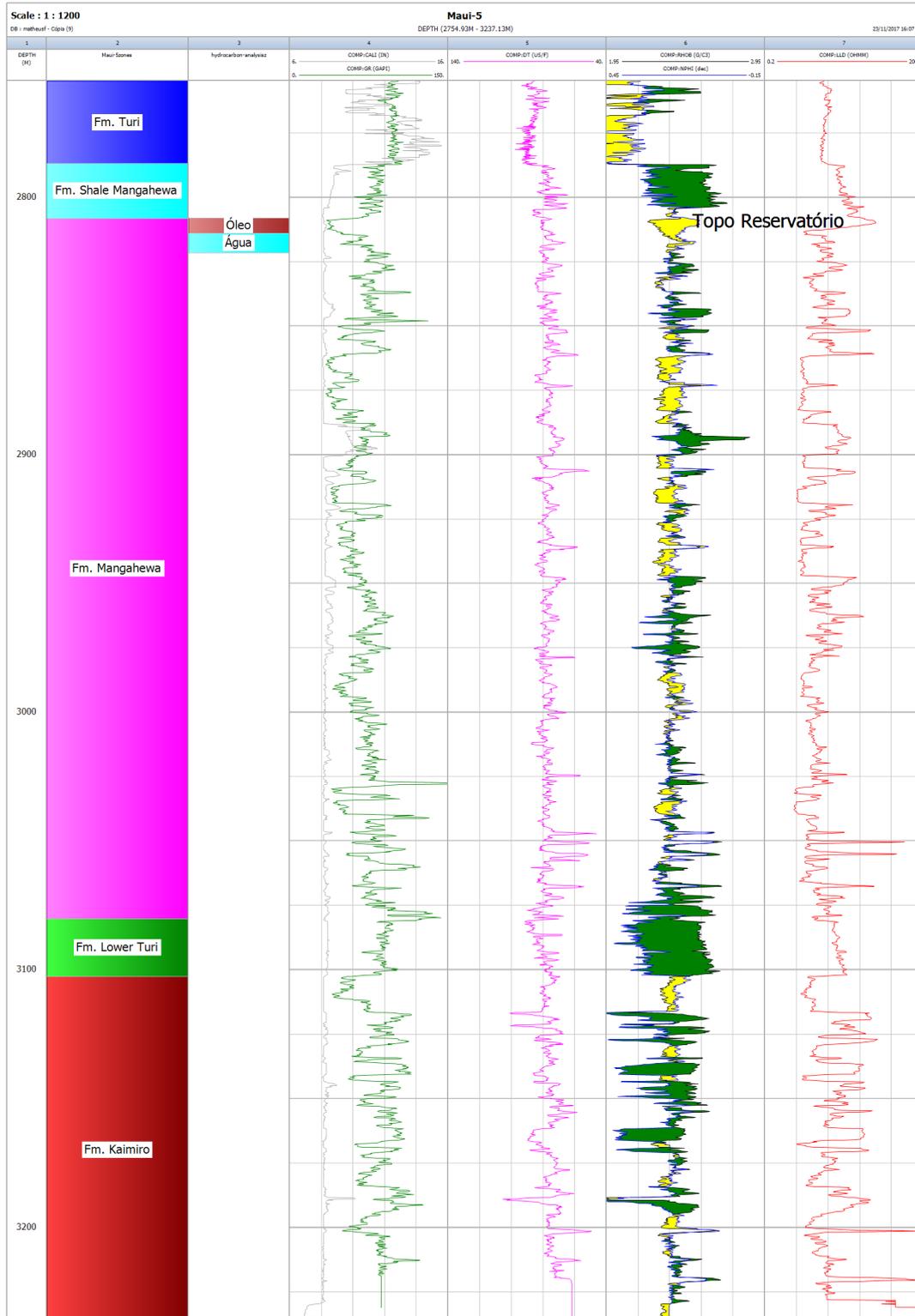


Figura 19: Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-5.

e) Poço Maui-6

No topo da Formação Mangahewa no Poço Maui-6, os valores em torno de 26 ohm.m no perfil de resistividade constataram uma camada delgada de óleo (profun-

didade de 2791 m) com apenas três metros de espessura (Figura 20). O contato óleo-água foi marcado na diminuição do perfil resistividade e pelo *crossover* dos perfis nêutron e densidade. Arenitos limpos são identificados ao longo da Formação Mangahewa, porém não há indícios de óleo e gás nesses intervalos.

No topo da Formação Kaimiro foi identificado um reservatório de óleo e gás (Figura 20). Não há mudanças significativas no perfil sônico entre estas zonas. O perfil resistividade nas zonas de gás e óleo possui valores em torno de 250 ohm.m e 66 ohm.m, respectivamente. O contato gás-óleo foi marcado na diminuição do *crossover* nos perfis nêutron e densidade, enquanto que o contato óleo-água foi marcado quando ocorre uma diminuição no perfil sônico e um aumento nos perfis de raios gama e densidade.

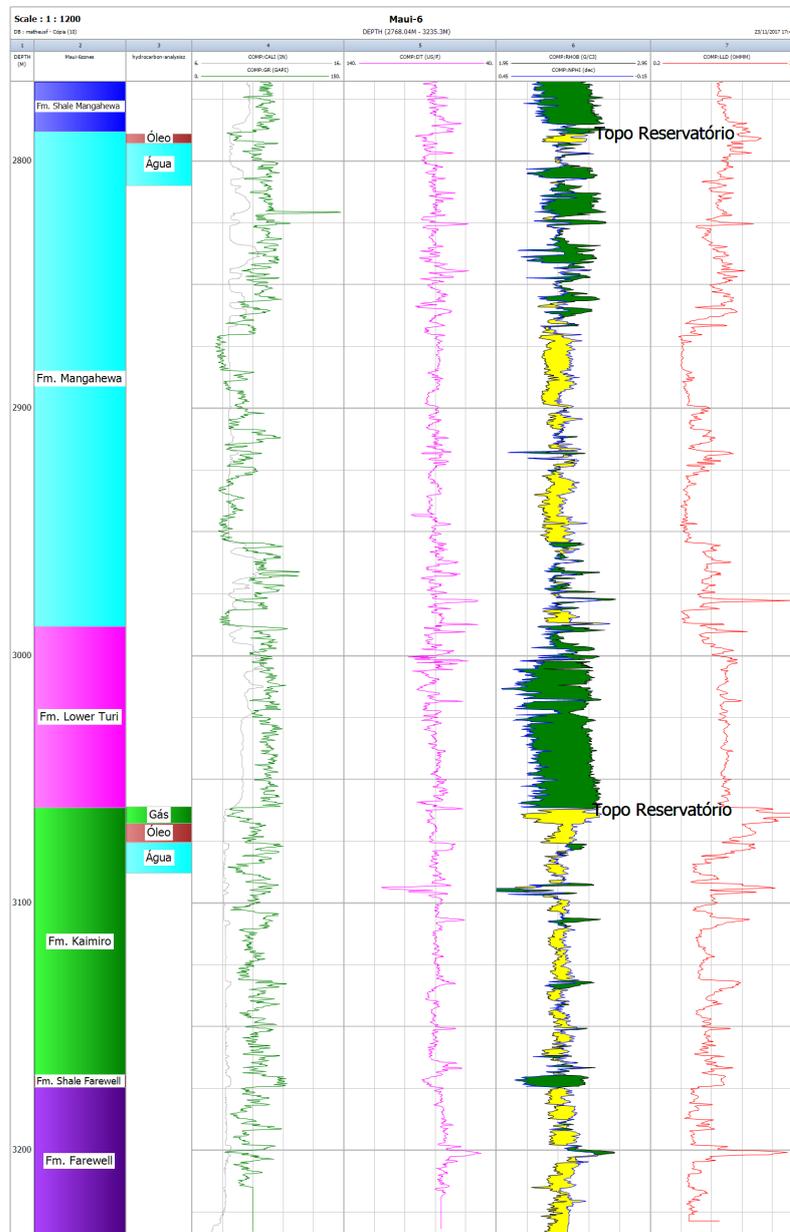


Figura 20: Interpretação das zonas de óleo e gás no Poço Maui-6.

5.2 Estimativa do volume de argila

A Figura 21 apresenta os perfil de raios gama (GR) e as estimativas de argilosidade calculadas a partir dos métodos linear, de Larionov e de Clavier (equações 3.1, 4.1 e 4.2, respectivamente) do Poço Maui-7. As linhas verticais verdes e vermelhas no *track* do perfil de raios gama representam, respectivamente, os GR_{max} e GR_{min} da equação (3.1). GR_{max} é a média dos valores máximos do perfil de raios gama no intervalo do folhelho, enquanto GR_{min} é a média dos valores mínimos do perfil de raios gama no arenito limpo.

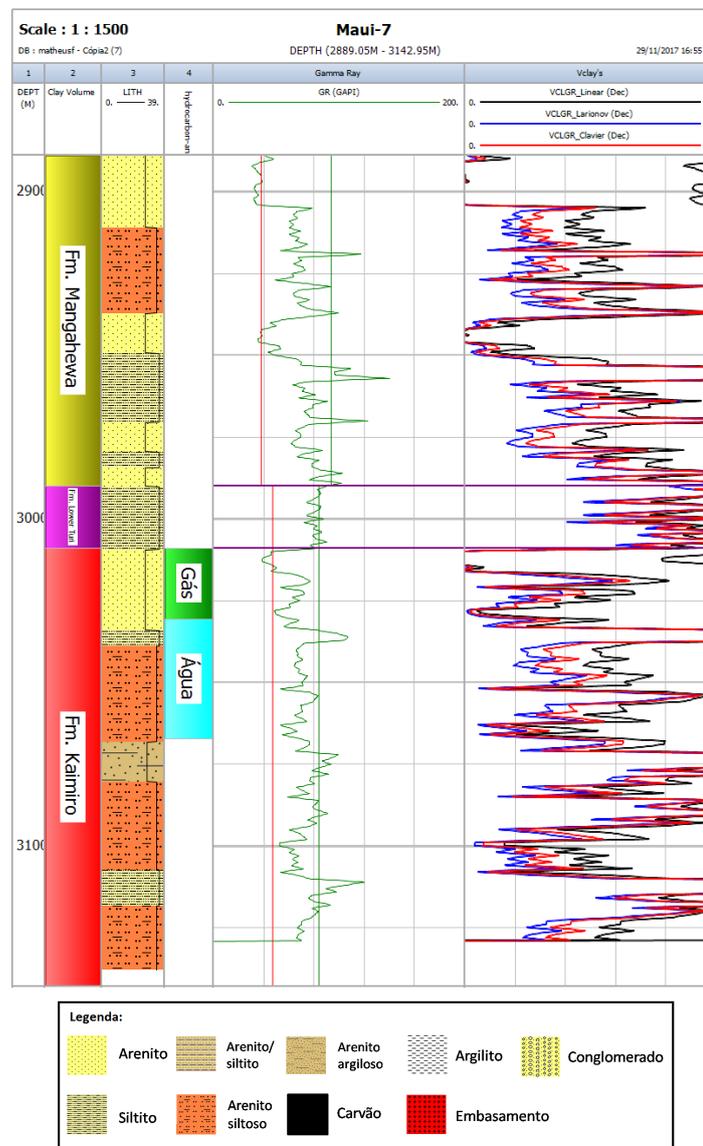


Figura 21: Estimativas de argilosidade calculadas pelos métodos linear (preto), de Larionov (azul) e de Clavier (vermelho).

A avaliação da argilosidade mostra que as curvas obtidas com os diferentes modelos empíricos, apesar de apresentarem valores distintos, possuem uma mesma tendência. A observação conjunta dos volumes de argila estimados permite verificar que estas curvas refletem a tendência apresentada pelo perfil de raios gama. Tal comportamento é esperado, já que as estimativas de argilosidade por meio dos modelos empíricos utilizados dependem unicamente dos registros do perfil de raios gama. Normalmente, o intérprete adota o menor valor de argilosidade estimado, que de acordo com a análise gráfica, corresponde ao modelo de Larionov para rochas recentes. Além disso, neste trabalho também foi considerada a idade do sedimento como critério parcial para a escolha do modelo empírico. Desta forma, os arenitos estudados, que são de idade eocênica/paleocênica, corroboram com a escolha do método de Larionov.

5.3 Análise das estimativas das porosidades

Os valores das porosidades totais foram calculadas utilizando os três perfis de volume de argila obtidos na seção anterior: $V_{clayLinear}$, $V_{clayLarionov}$ e $V_{clayClavier}$. As análises dos perfis ϕ_{linear} , $\phi_{larionov}$ e $\phi_{clavier}$ foram realizadas em conjunto com os perfis de raios gama, caliper e resistividade. As diferenças analisadas no comportamento dos perfis de porosidades para o Poço Maui-7 são ilustradas na Figura 22.

Na profundidade de 2734.4 m os perfis ϕ_{linear} , $\phi_{clavier}$ e $\phi_{larionov}$ estimaram 2.1%, 16.2% e 17.8%, respectivamente. É importante notar que esta região (asterisco preto) é composta por um arenito argiloso e que possui um baixo valor relativo de densidade (boa porosidade). Abaixo desta camada, encontra-se um siltito com maior valor de densidade e esta litologia na área de estudo possui baixos valores de porosidade. Neste caso, o perfil ϕ_{linear} estimou, de forma incoerente, a porosidade no arenito argiloso como sendo menor que no siltito.

Outra equívoco na porosidade estimada pelo modelo linear ocorreu na profundidade de 2806.6 m (asterisco vermelho). Não foi identificada uma razão plausível para um baixo valor na porosidade, visto que no perfil densidade os valores não sofreram grandes mudanças. A partir da profundidade 2808 m, a ϕ_{linear} aumentou em 20%, quando os valores do perfil de raios gama aumentou 19 °API. Essa grande sensibilidade da porosidade apenas pelo teor de argila, tornou o modelo linear pouco confiável.

A Figura 23 é usada para analisar apenas as $\phi_{larionov}$ e $\phi_{clavier}$. Na profundidade de 3038 m a $\phi_{larionov}$ é 6% e a $\phi_{clavier}$ é 1.5%. Neste intervalo, percebe-se a mudança

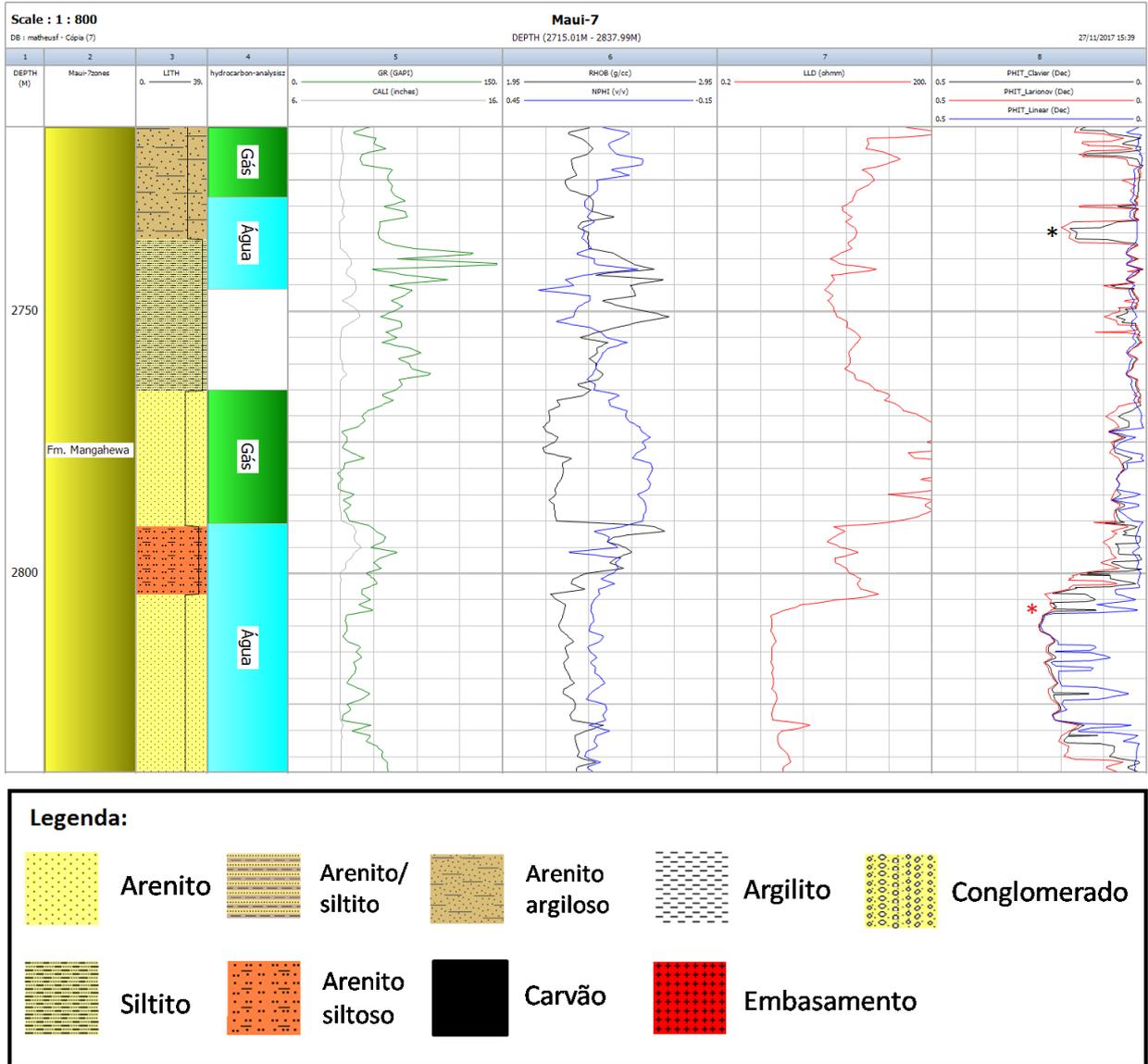


Figura 22: Análise das porosidades estimadas: ϕ_{linear} (azul), $\phi_{clavier}$ (preto) e $\phi_{larionov}$ (vermelho). Asteriscos preto e vermelho indicando um intervalo com baixo valor de ϕ_{linear} em relação as outras porosidades.

de siltito para arenito argiloso com uma mudança de 0.2 g/cc de densidade. Neste caso, é esperado um aumento na porosidade o que acontece somente com a $\phi_{larionov}$ (asterísco preto).

De modo geral, o volume de argila pelo modelo linear se mostrou o menos satisfatório. A análise dos modelos empíricos através da porosidade total estimada mostrou uma maior confiabilidade no modelo de Larionov. Entretanto, em zonas de gás ou óleo, não houve um critério plausível que justificasse a escolha entre Larionov ou Clavier. Uma outra discussão é realizada na seção 5.5 com a estimativa da saturação.

5.4 Análise dos parâmetros de Sw

Para estimar a saturação de água usando os modelos de Archie e Larionov é necessário ajustar os valores das resistividades da água e da argila.

5.4.1 Resistividade da água (R_w)

Com o auxílio das Figuras 24, 25, 26, 27 e 28 determinou-se a resistividade da água (R_w). Observa-se na Figura 24, que a inclinação das linhas de saturação de água mostra-se coerente para arenitos, no qual $a=1$, $m=2$ e $n=2$. A tendência dos pontos em vermelhos (próximos a linha de saturação de água igual a 100%, relativos à Formação Farewell, permitiu determinar com mais facilidade a inclinação da linha. A densidade de pontos da Formação Mangahewa (em verde-musgo) não se mostrou suficientes para justificar um R_w menor que 0.042 ohm.m. Portanto, R_w foi determinado na interseção dos pontos da Formação Mangahewa com a Formação Kaimiro.

No Poço MB-P(8) (25), a linha de saturação de água igual a 100% foi determinada pelas Formações Mangahewa e Farewell, pontos verde-musgo e amarelos, respectivamente. A inclinação da linha para $a=1$, $m=2$ e $n=2$ enquadrou-se adequadamente à tendência dos pontos nestas formações.

Na Figura 26, os pontos da Formação Mangahewa se comportaram com bastante linearidade, visto que foi possível demarcar com exatidão a linha de saturação de água com 100%. Ainda foi possível posicionar a inclinação dessa linha para o padrão de arenito. Observa-se que a resistividade da água (R_w), obtida pela tendência dos pontos da Formação Kaimiro (verde escuro) é um pouco maior do que da Formação Mangahewa. Essa diferença é também observada calculando a saturação de água pelo método de Archie. Por se tratar de um *crossplot* que utiliza a porosidade efetiva,

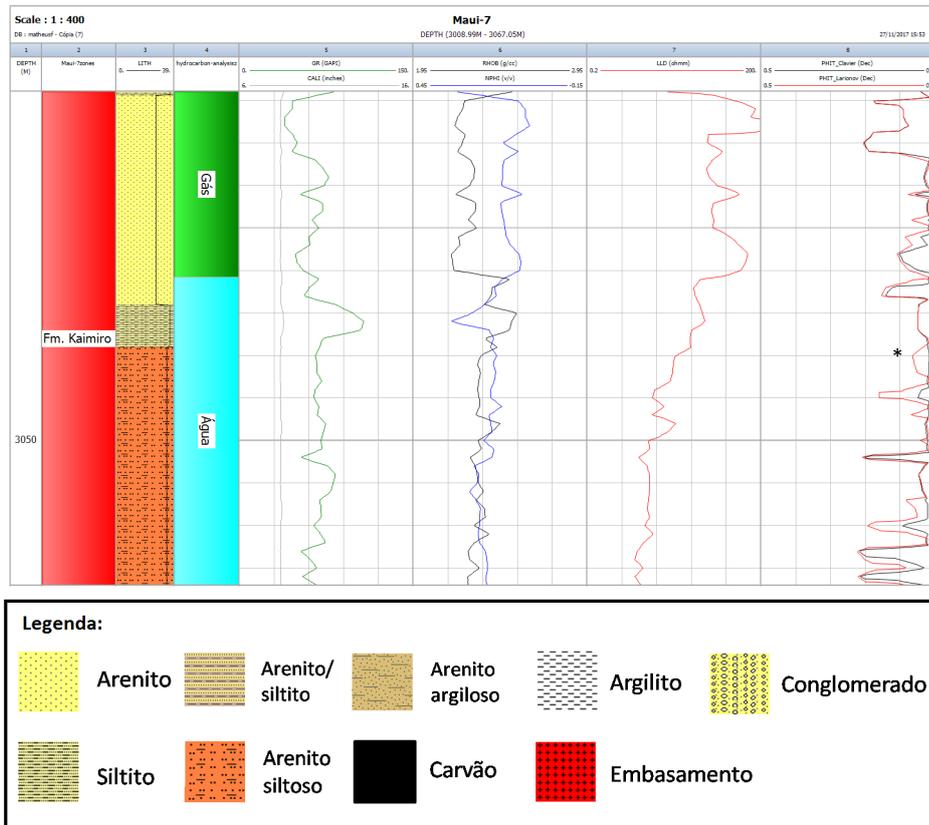


Figura 23: Análise das porosidades estimadas: $\phi_{clavier}$ (preto) e $\phi_{larionov}$ (vermelho). Asterísco preto indica um intervalo em que há um aumento em $\phi_{larionov}$ e uma diminuição em $\phi_{clavier}$.

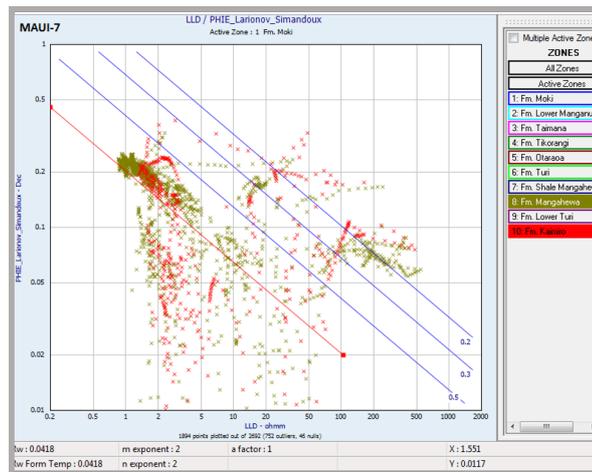


Figura 24: Pickett Plot usado na determinação do R_w no Poço Maui-7. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.

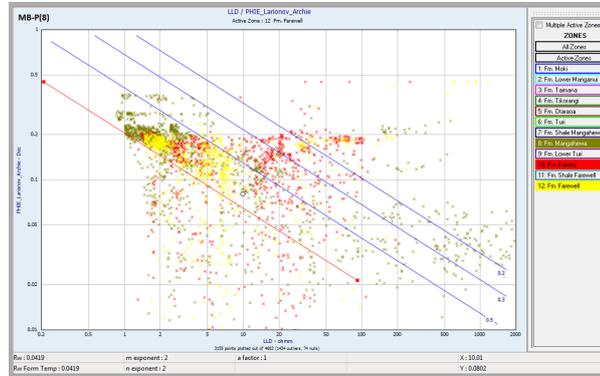


Figura 25: *Pickett Plot* usado na determinação do R_w no Poço MB-P(8). A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.

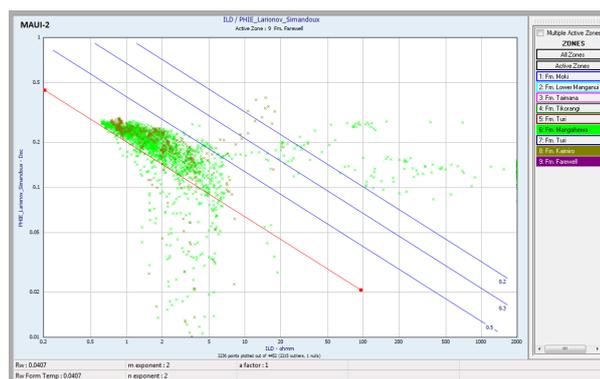


Figura 26: *Pickett Plot* usado na determinação do R_w no Poço Maui-2. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.

descarta-se a ideia da argilosidade como agente discriminante de tais resistividades. Com isso, afirma-se com um certo grau de incerteza que esta mudança esteja relacionada a alguma propriedade intrínseca da água conata, entre seus respectivos reservatórios. Ainda que não afete tanto os resultados finais, será priorizado, neste trabalho, um R_w com maior densidade de pontos e com inclinação mais próxima para arenitos.

No Poço Maui-5 (Figura 27), a linha de saturação de água igual a 100% foi ajustada em uma região um pouco acima da esperada, onde a quantidade de pontos da Formação Mangahewa (cor rosa) era mais densa. Logo abaixo da região mencionada, a linha de tendência sugere uma maior inclinação da linha de saturação de água igual a 100% (valores de a , m e n), o que resultaria em uma diferença considerável no resultado do R_w e da saturação de água. Nessa região, a densidade de pontos ainda não foi suficiente para ser anexada a linha de saturação.

Na Figura 28 foi priorizada a região com uma maior densidade de pontos da Formação Mangahewa (rosa). A região logo abaixo desta, teve também inclinação diferente das observadas anteriormente. Observa-se uma pequena diferença entre a linha de saturação de água igual a 100% entre as Formações Mangahewa e Farewell. Tal fato deve ser explicado pela influência maior da argila na Formação Farewell, pois tratava-se de um *crossplot* utilizando a porosidade total.

Em termos de resultado, não observou diferenças significativas na escolha do tipo de porosidade (total ou efetiva). Com exceção do Poço Maui-2, todos os outros poços continham grandes intervalos de arenito limpo. Com isso, os pontos medidos nas zonas saturadas com água construíram uma linha com 100% saturação de água que fornecesse um R_w mais coerente. No caso do Poço Maui-2, os valores de R_w eram altos, devido à influência da argilosidade. Com a utilização da porosidade efetiva a linha de 100% saturação de água foi deslocada para baixo ($\phi_e < \phi_t$), corrigindo o valor de R_w obtido neste poço.

Entre todos os *Pickett Plots* anteriormente mostrados, observou-se que a Formação Mangahewa foi importante na determinação do R_w , por possuir uma maior densidade de pontos em arenitos limpos saturados com água. Não foi identificado o motivo pelo qual a densidade de pontos da Formação Mangahewa, se situava abaixo da tendência de pontos das Formações Kaimiro e Farewell no *crossplot* de alguns poços. Nesta circunstância, o R_w na Formação Mangahewa seria menor que nas demais. Em condições normais, este efeito teria sido oposto: R_w diminuiria com o aumento da profundidade, visto que ele é sensível a temperatura de formação.

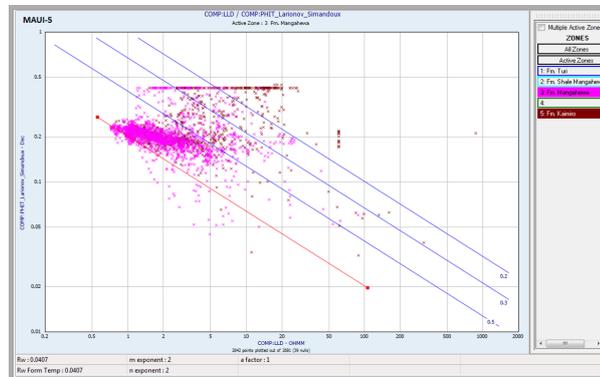


Figura 27: *Pickett Plot* usado na determinação do R_w no Poço Maui-5. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.

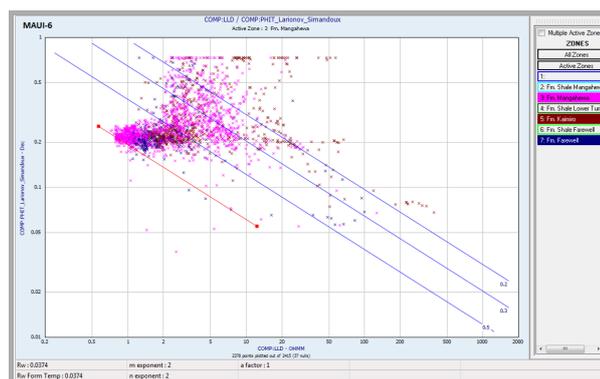


Figura 28: *Pickett Plot* usado na determinação do R_w no Poço Maui-6. A linha vermelha é a linha de saturação de água igual a 100%. Os valores de a , m e n são 1, 2 e 2, respectivamente.

Os valores de R_w na temperatura de formação, calculados através dos métodos de *Pickett Plot* e Archie estão listados na tabela 2. A porosidade (ϕ) estimada utilizou o volume de argila obtido com o método de Larionov.

Tabela 2: Tabela comparativa entre os valores de resistividade da água calculada pela equação de Archie e pelo método *Pickett Plot*.

Poço	R_w (ohm.m) - Archie	R_w (ohm.m) - <i>Pickett Plot</i>
Maui-7	0.044	0.042
MB-P(8)	0.056	0.042
Maui-2	0.045	0.049
Maui-5	0.042	0.041
Maui-6	0.038	0.039

De modo geral, com exceção do Poço Maui-6, os valores de R_w obtidos pela equação de Archie mostram-se pouco maiores que pelo método *Pickett Plot*. No entanto, é notada uma evidente coerência entre os dois métodos, quando compara-se os valores nos cinco poços: o Poço Maui-6 obteve o menor valor de R_w , enquanto que o Poço Maui-2 possui um dos maiores valores, em ambos os métodos. Somente no Poço MB-P(8), tais métodos tiveram razoável discrepância. A causa está em um valor muito alto de porosidade (ϕ) escolhido para a equação de Archie, visto que no *Pickett Plot*, R_w é analisado estatisticamente. Por este fato, os valores de R_w obtidos pelo *Pickett Plot* foram utilizados para a estimativa da saturação.

5.4.2 Resistividade da argila (R_{clay})

A resistividade da argila (R_{clay}) foi obtida analisando o perfil de resistividade em uma zona 100% de folhelho e pelos *crossplots* dos perfis resistividade *versus* volume de argila. Vale ressaltar que o critério para se obter a resistividade da argila nesse *crossplot* era situar a linha vermelha (Figura 29) no limite superior da densidade de pontos, cujos valores de V_{clay} eram próximos a um. Isto significa que quanto mais próximo de uma região onde V_{clay} é 100%, maior será a chance de $R_t = R_{clay}$ no perfil de resistividade. No *crossplot* da Figura 29, observou-se uma discrepância no R_{clay} entre a Formação Turi para as demais. A resistividade da argila se mostrou coerente entre as Formações Shale Mangahewa, Lower Turi e Shale Farewell ($R_{clay} > 5.0$ ohm.m), enquanto que na Formação Turi R_{clay} não passou de 3.5 ohm.m. Este padrão se mostrou similar na maioria dos *crossplots* visto nos demais poços (Figuras

30 e 31).

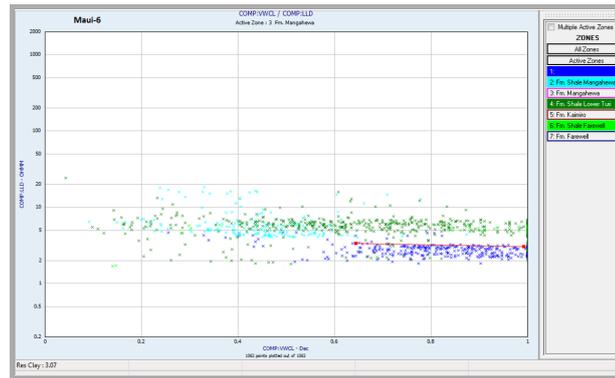


Figura 29: *Crossplot* entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação do R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-6. Os pontos relativos a Formação Turi estão representados pela cor azul.

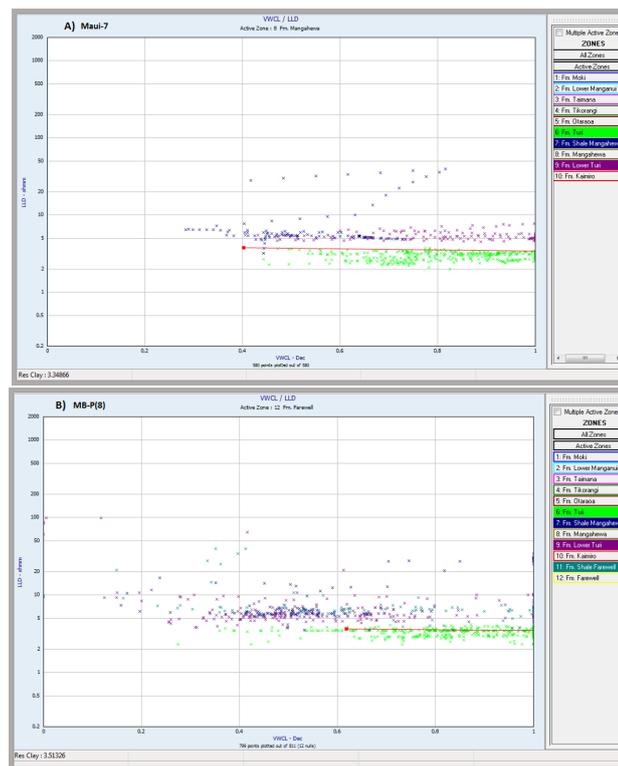


Figura 30: A) *Crossplot* entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação do R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-7. B) *Crossplot* entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço MB-P(8).

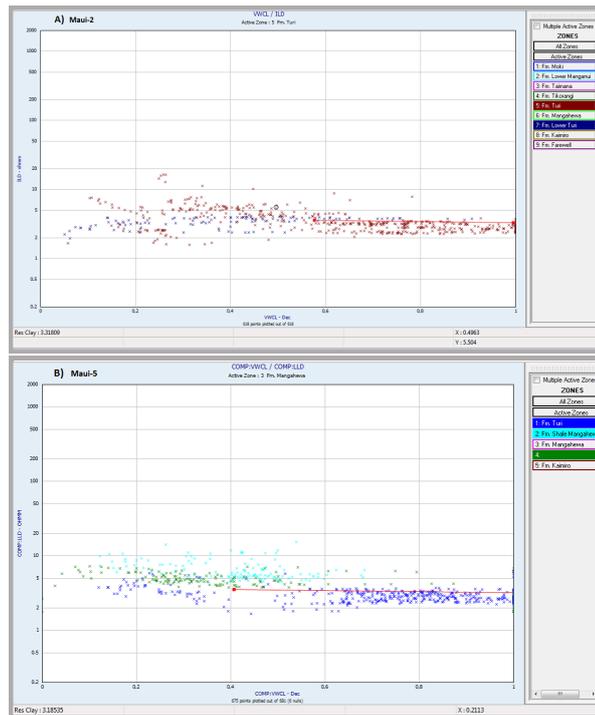


Figura 31: A) *Crossplot* entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-2. B) *Crossplot* entre os perfis de resistividade e V_{clay} usados para determinação de R_{clay} (linha vermelha) no Poço Maui-5.

Uma questão surgiu na escolha da formação utilizada para determinar o R_{clay} . Mas com a análise dos perfis litológicos dos poços, percebeu-se que a Formação Turi era composta essencialmente por argilito, enquanto que nas outras formações, as rochas selantes eram compostas por intercalações de siltitos e argilitos. Isso permitiu que a Formação Turi fosse usada para a determinação da resistividade da argila. Sugere-se com certo grau de incerteza, que as altas resistividades nas demais rochas selantes estão associadas com a presença do silte.

A tabela 3 mostra os valores dos parâmetros obtidos pela análise desta seção, necessários para o cálculo da saturação da água.

Tabela 3: Tabela com os valores utilizados para o cálculo da saturação de água nos cinco poços. Unidades: R_w , R_{clay} e R_{mf} - ohm.m.

Poço	R_w	R_{clay}	R_{mf}	a	m	n
Maui-7	0.042	3.34	0.13	1	2	2
MB-P(8)	0.042	3.51	0.12	1	2	2
Maui-2	0.049	3.07	1.58	1	2	2
Maui-5	0.041	3.19	0.13	1	2	2
Maui-6	0.039	3.07	0.18	1	2	2

5.5 Análise das saturações obtidas

As Figuras 32 e 33 mostram a comparação entre a saturação de água calculada usando os volumes de argila estimados pelos métodos de Larionov e Clavier ($S_{wLarionov}$ e $S_{wClavier}$) no Poço Maui-7. Os perfis das formações, litológico interpretado, das zonas, GR, caliper, resistividade, nêutron e densidade também são mostrados nestas figuras. Não importou a escolha do tipo de equação utilizada (Archie ou Simandoux) nesta análise. A comparação foi realizada usando o método de Archie. Na Figura 32, nota-se que no primeiro reservatório de gás, $S_{wClavier} = 1$ para regiões com resistividades em torno de 60 ohm.m (ponto 1). A mesma situação ocorre no segundo reservatório: $S_{wClavier} < 1$ a partir de 58.2 ohm.m, enquanto que $S_{wLarionov} < 1$ a partir de 79.3 ohm.m (ponto 2).

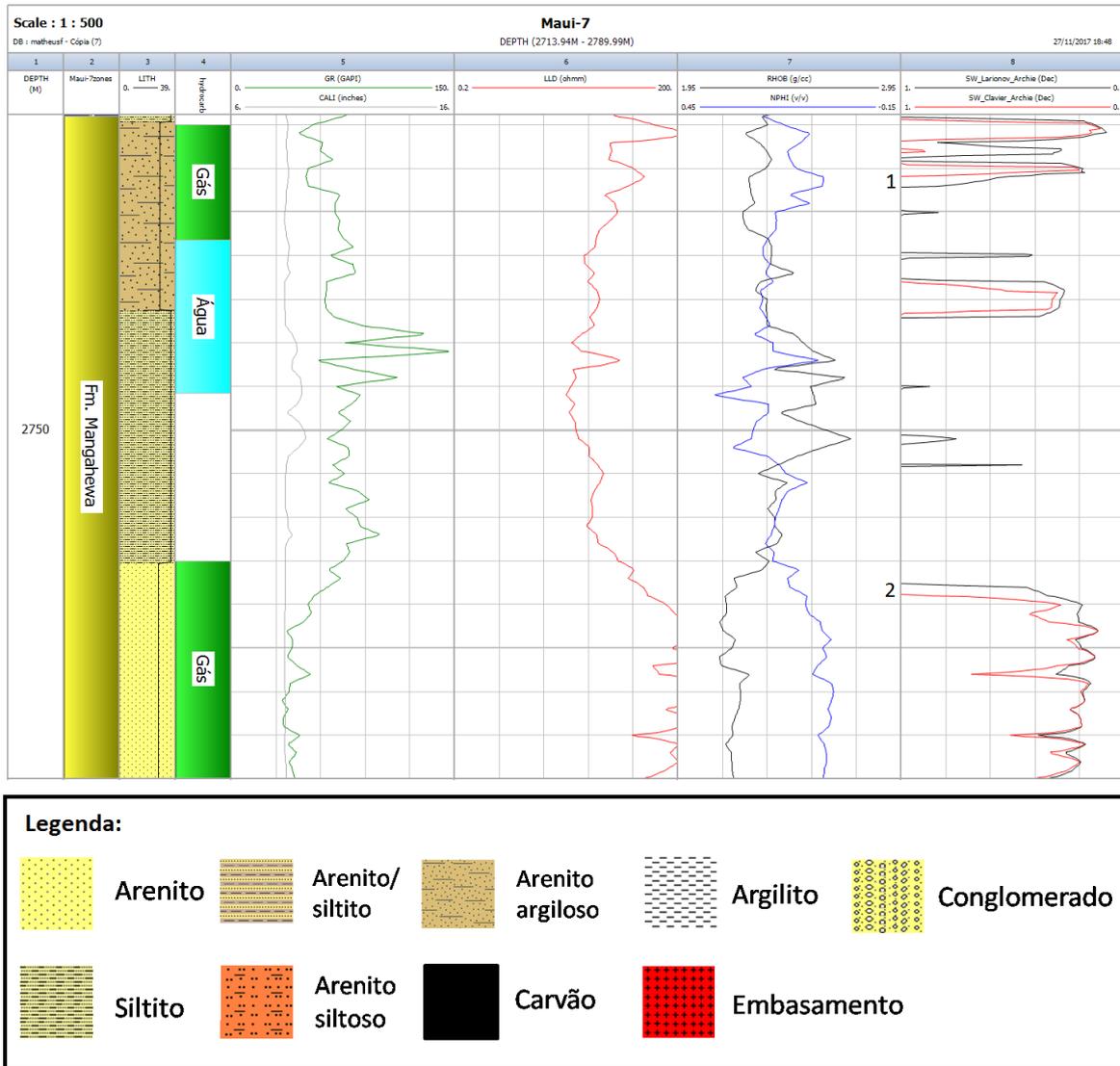


Figura 32: Análise do comportamento dos perfis de saturação de água estimados usando os perfis de volume de argila obtidos com os modelos empíricos de Larionov (curva preta) e Clavier (curva vermelha). Os pontos 1 e 2 mostram intervalos específicos nos quais $S_{wClavier} = 1$ e $S_{wLarionov} < 1$

Na Figura 33, no terceiro reservatório de gás (ponto 1) do poço Maui-7, há uma leve diminuição no perfil de densidade (RHOB) a partir da profundidade 3025 m e no perfil de nêutron a partir da profundidade de 3027 m. Em ambas as situações, o perfil de resistividade aumentou em aproximadamente 40 ohm.m. A partir da profundidade de 3025 m, somente a $S_{wLarionov}$ constatou a presença de gás ($S_{wLarionov} < 1$), enquanto que $S_{wClavier} = 1$ até a profundidade 3027 m. Isto ocorreu porque o volume de argila estimado pelo método de Clavier é maior do que pelo método de Larionov.

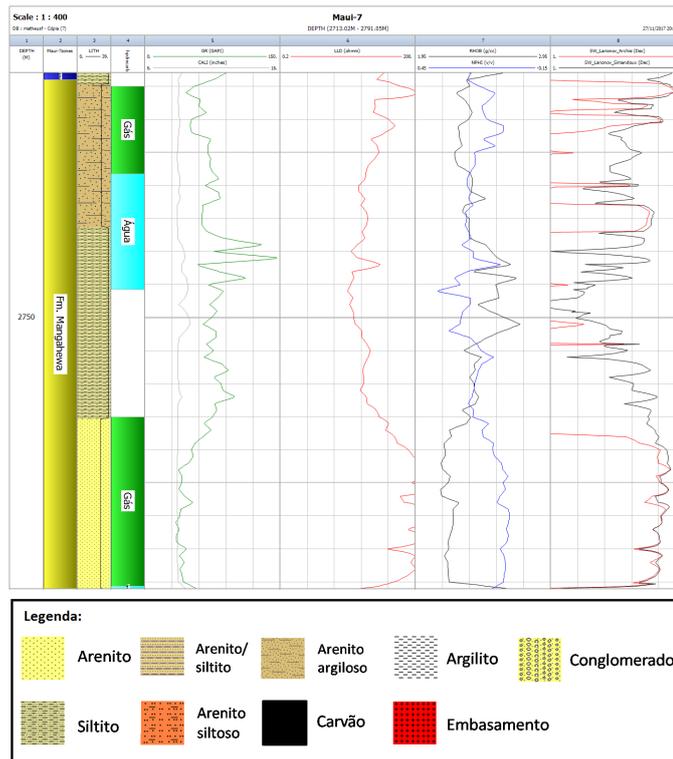


Figura 34: Análise do comportamento dos perfis de saturação de água estimados usando os perfis de volume de argila obtidos com os modelos empíricos de Lario-nov (curva preta) e Clavier (curva vermelha). Percebe-se uma superestimação da saturação de óleo e gás em regiões de não reservatório pela $S_{wSimandoux}$.

A equação de Archie se mostrou mais coerente nas estimativas de saturação e também no reconhecimento da base do reservatório de gás. Tal fato, pode ser observado na diminuição da $S_{wArchie}$ justamente onde houve o *crossover* dos perfis nêutron e densidade, em ambos os reservatórios (Figura 34). Devido a estes critérios, o cálculo do *net-pay* foi realizado usando a $S_{wArchie}$.

5.6 Criação dos perfis litológicos dos poços Maui-5 e Maui-6

Após escolher o modelo de $V_{clayLarionov}$ como sendo o mais adequado na determinação das porosidades total e efetiva, foi realizada a criação de um perfil litológico para os poços Maui-5 e Maui-6 utilizando as estimativas dos V_{sand} , V_{silt} e V_{clay} como suporte para esta interpretação.

As estimativas de V_{sand} , V_{silt} e V_{clay} foram analisadas primeiramente nos poços que

continham os perfis litológicos interpretados (Maui-7, MB-P(8) e Maui-2). Com isso, determinou-se as litologias dos poços seguindo os seguintes critérios:

- $V_{matriz} = V_{sand} + V_{silt} + V_{clay} = 1$
- Arenito: $V_{sand} \geq 0.5$ e $V_{silt} \leq 0.3$ e $V_{clay} \leq 0.3$
- Arenito silto: $0.45 \leq V_{sand} \leq 0.55$ e $0.4 \leq V_{silt} \leq 0.55$
- Arenito argiloso: $0.45 \leq V_{sand} \leq 0.55$ e $0.4 < V_{clay} \leq 0.55$
- Siltito: $V_{sand} \leq 0.45$ e $V_{silt} \geq 0.4$ e $V_{clay} \leq 0.4$
- Argilito: $V_{sand} \leq 0.45$ e $V_{silt} \leq 0.4$ e $V_{clay} \geq 0.4$

Esta relação foi uma tentativa de minimizar ao máximo as incoerências entre o pseudo-modelo litológico e o perfil litológico interpretado (Apêndice A). Segundo o manual do Software IP, em geral, as equações 4.14 e 4.15 não fornecem V_{silt} e V_{sand} com precisão. Elas servem mais para se ter uma representação qualitativa desses volumes nos poços. Os resultados das criações dos pseudo-perfis litológicos são ilustrados nas Figuras 35, 36, 37 e 38.

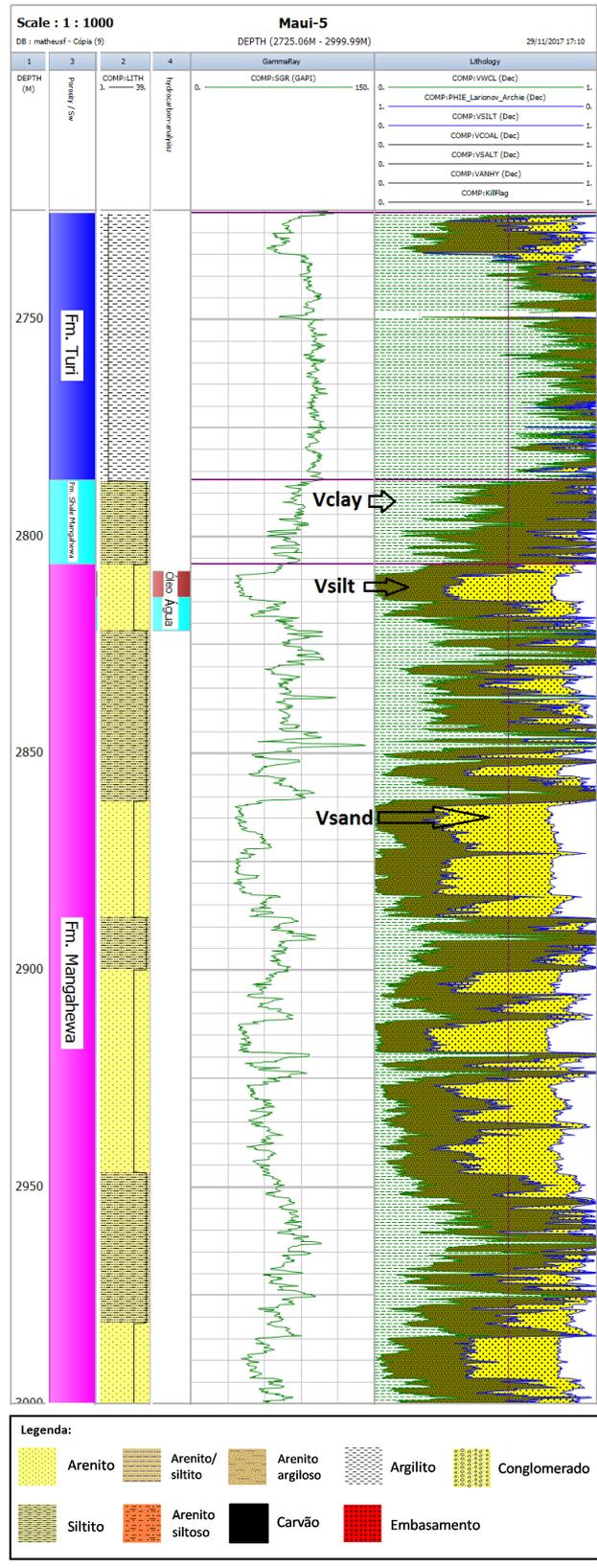


Figura 35: Construção do perfil litológico no Poço Maui-5 (nas profundidades 2725 m até 2999 m).

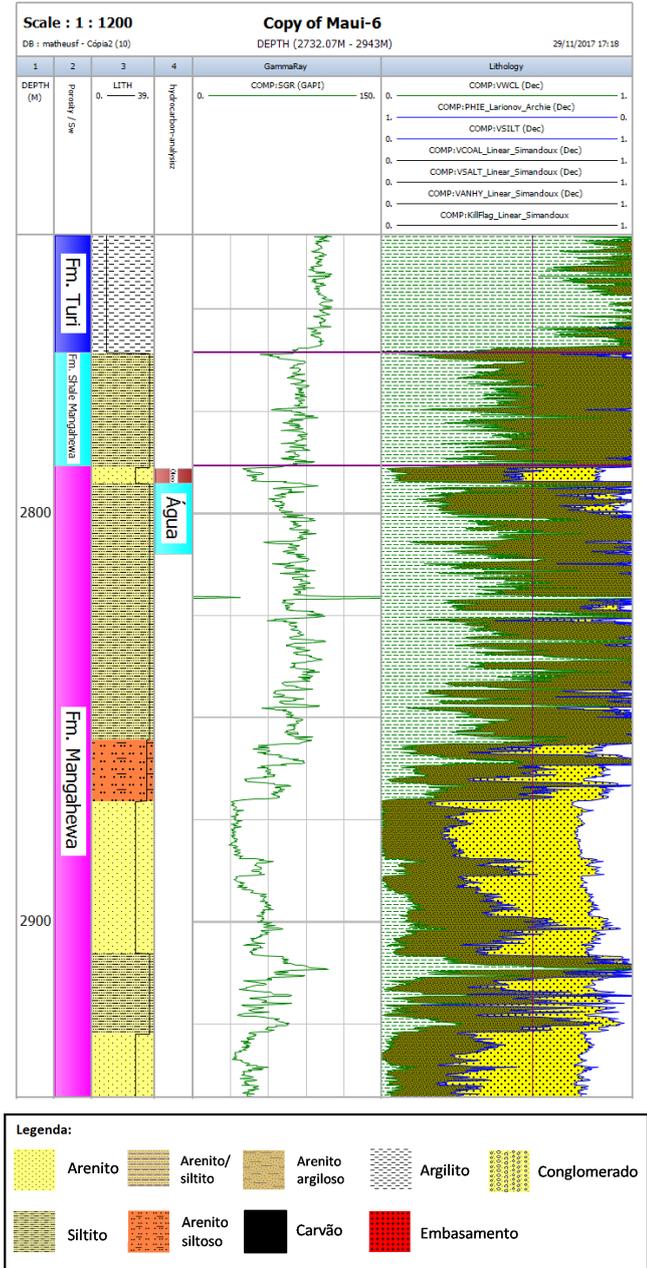


Figura 37: Construção do perfil litológico no Poço Maui-6 (nas profundidades 2732 m até 2943 m).

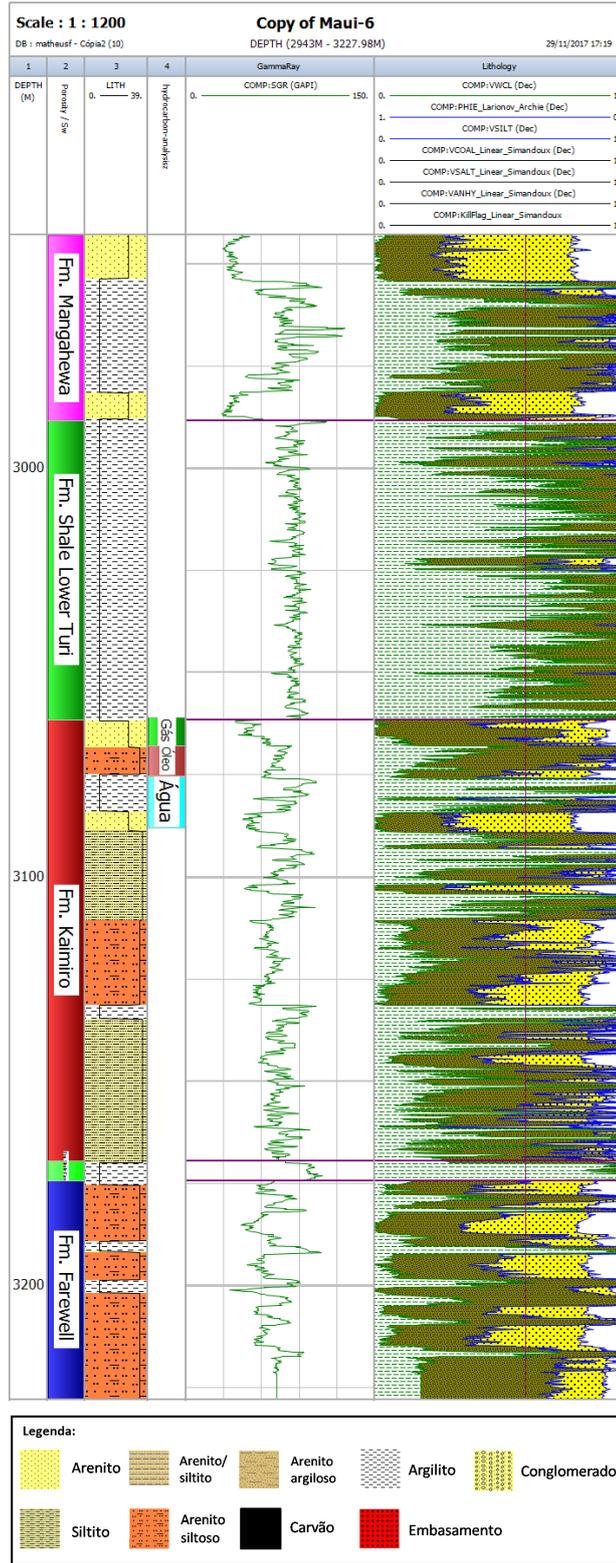


Figura 38: Construção do perfil litológico no Poço Maui-6 (nas profundidades 2943 m até 3227 m).

5.7 Cálculo do net-pay

O cálculo do *net-pay* foi realizado utilizando os seguintes critérios: zonas de gás e óleo com porosidade maior que 10%, saturação de água menor que 50% e volume de argila menor que 25%. Com isso, diversas zonas menos produtivas foram descartadas nas zonas de reservatório, como pode ser visto no Poço MB-P(8) (Figura 39). Observa-se que ambos os reservatórios de gás, continham porosidades menores que 10% em sua maior parte. Já o reservatório de óleo foi considerado mais produtivo. A seguir, são ilustrados os resultados dos *net-pays* nos cinco poços (Figuras 40, 41, 42, 43e 44).

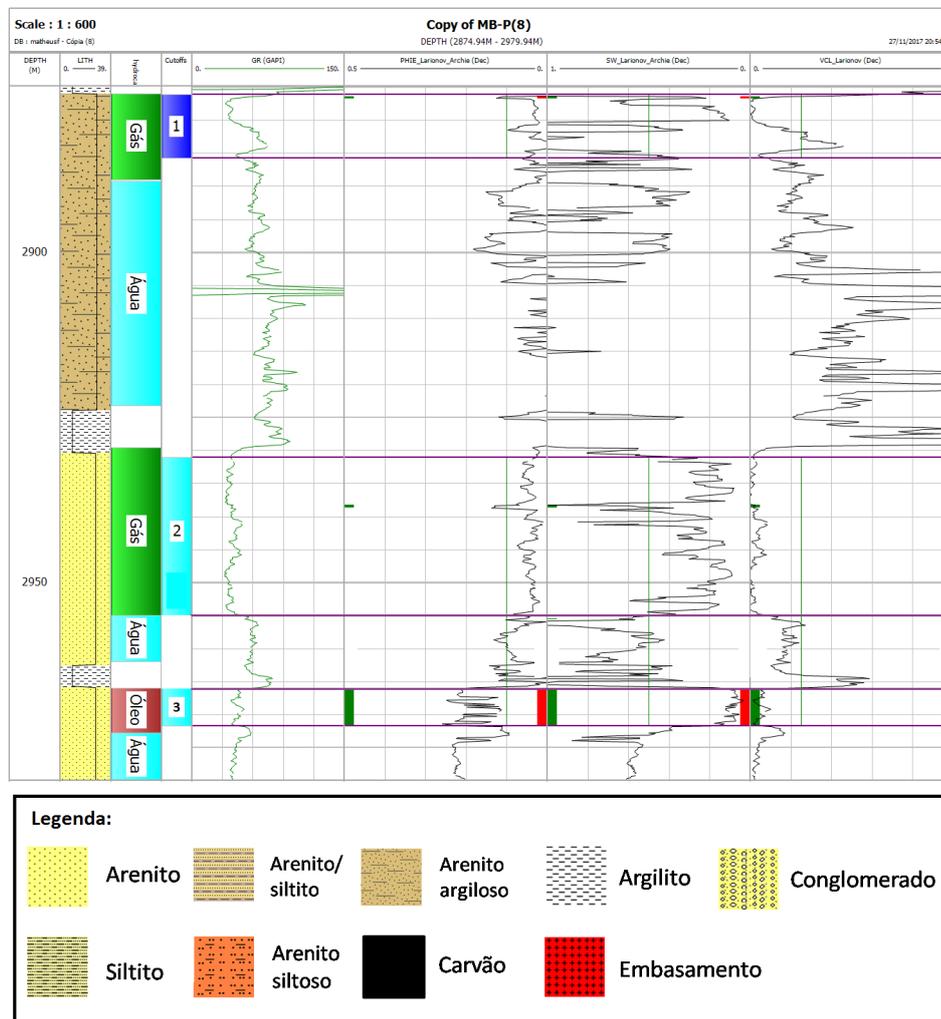


Figura 39: Exemplo do processo de *cutoff* e *summation* utilizado para calcular o *net-pay* nos primeiros reservatórios do Poço MB-P(8). As linhas verticais em verde indicam os limites (*cutoffs*) para os valores de ϕ , S_w e V_{clay} . Os intervalos com *net-pay* e *net-reservoir* estão representados pelos blocos vermelhos e verdes, respectivamente.

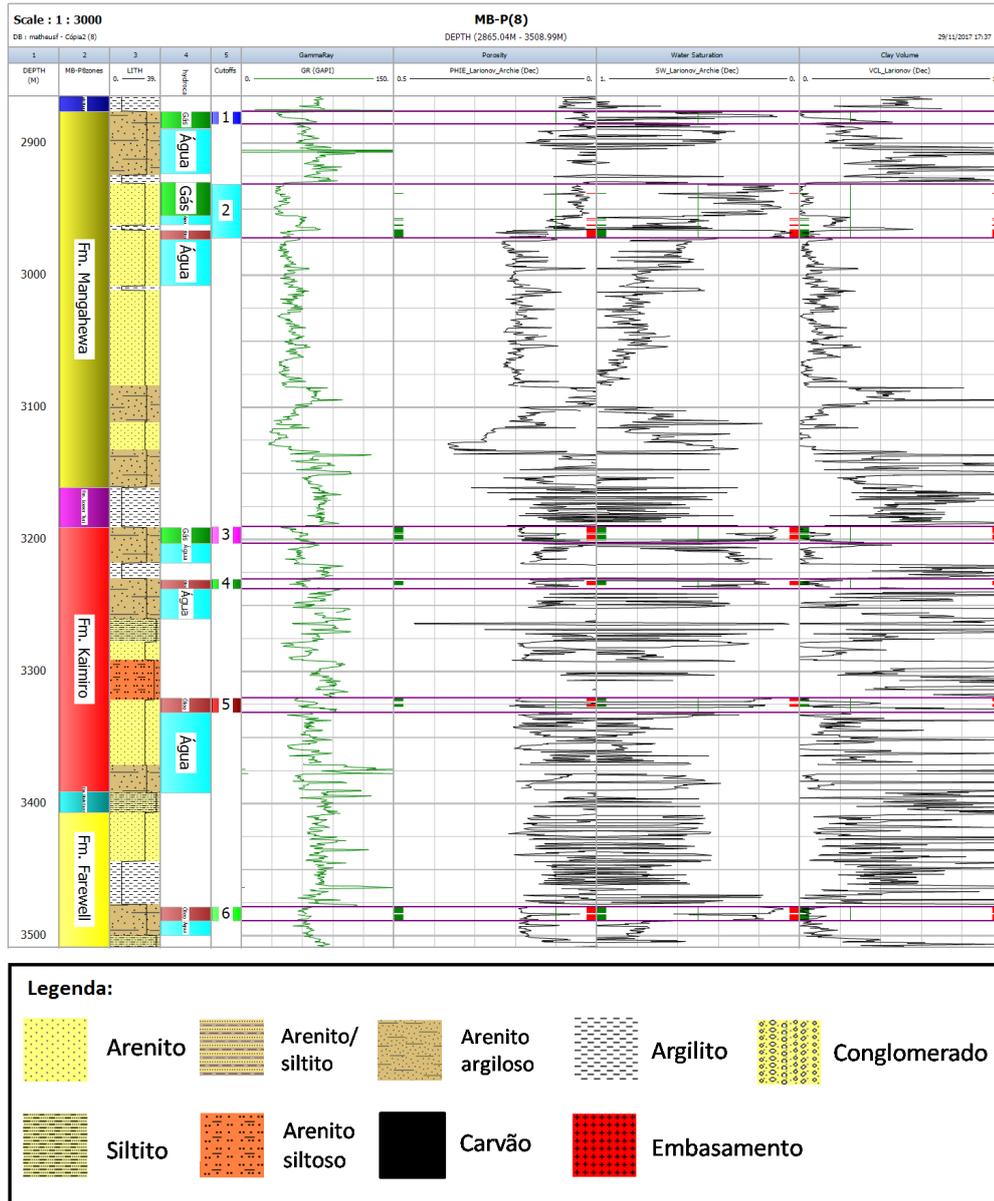


Figura 41: *Cutoff e summation* no Poço MB-P(8). As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} das zonas produtivas são, respectivamente, 17.2%, 17.3% e 5.7%.

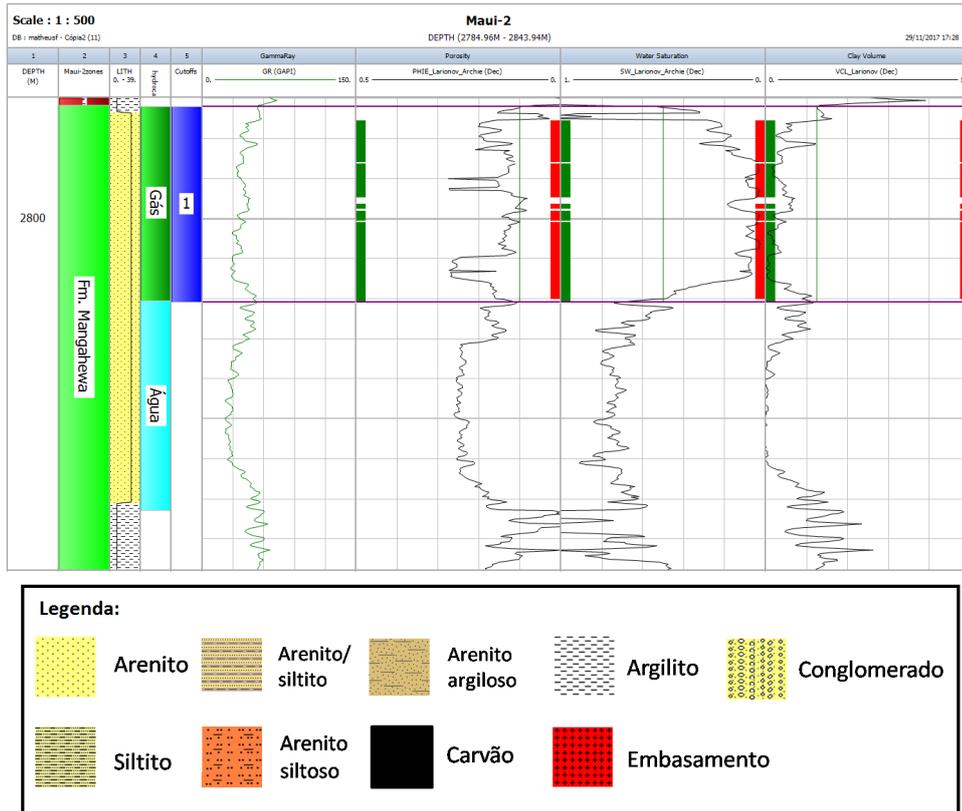
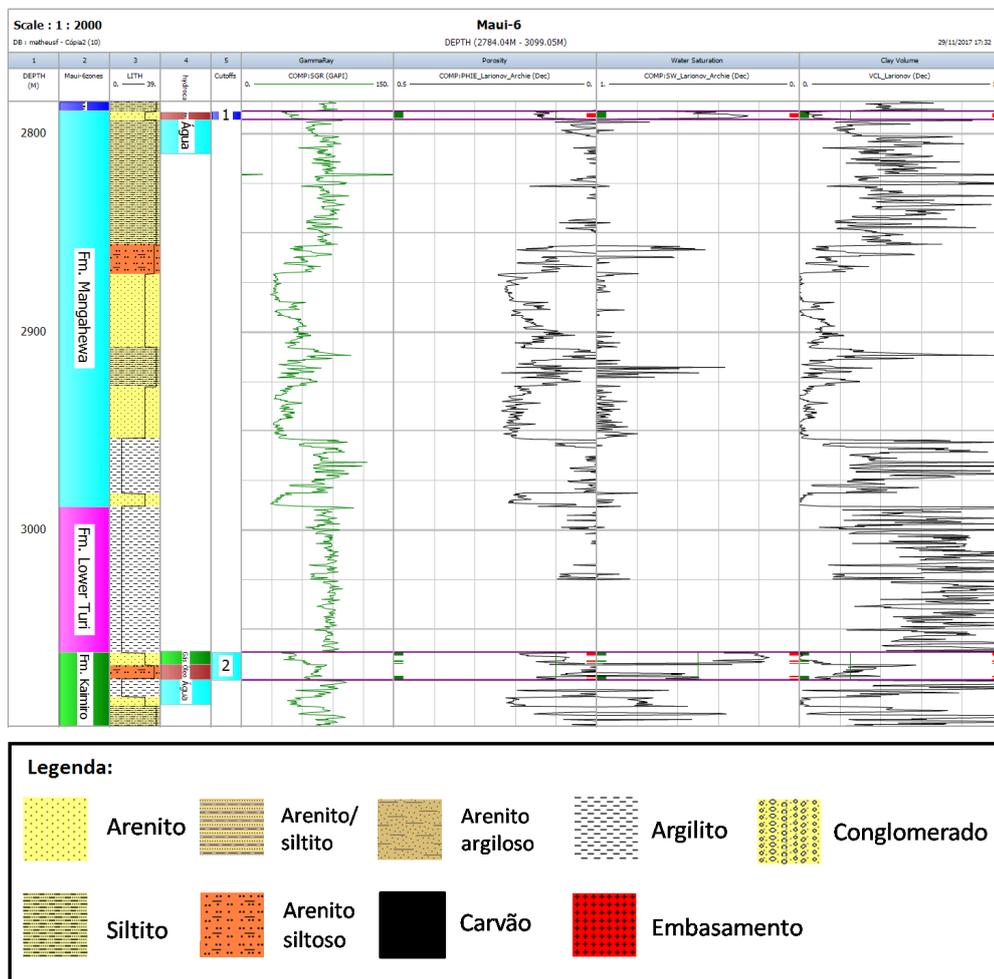


Figura 42: *Cutoff e summation* no Poço Mauí-2. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} da zona produtiva são, respectivamente, 16.3%, 13.6% e 7.3%.



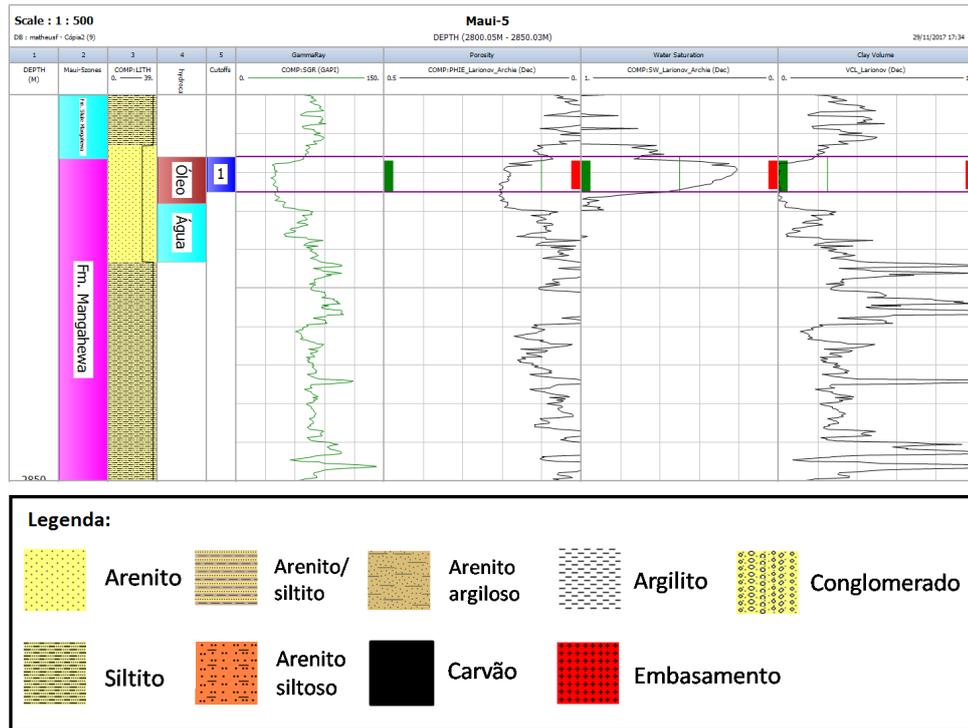


Figura 43: *Cutoff e summation* no Poço Maui-5. As médias de ϕ_e , S_w e V_{clay} da zona produtiva são, respectivamente, 18.4%, 30.7% e 0.8%.

Na tabela 4 é mostrado os valores do *net*, *gross*, *net/gross ratio*, ϕ^*h e $\phi^*S_o^*h$. Nota-se que o Poço Maui-7 possui a menor razão *net/gross*, devido a baixa porosidade média nas zonas 1, 2 e 3 com relação aos outros poços (Figura 40). Por outro lado, os Poços Maui-2 e Maui-5 possuem razão *net/gross* acima de 80%, o que indica que boa parte de suas zonas de óleo e gás foi incluída no cálculo do *net-pay*. Apesar disso, o Poço MB-P(8), que possui 39,5% de N/G é o maior em *net-pay* em seus reservatórios. Este poço é caracterizado por uma média de porosidade (17,2%), saturação de água (17,3%) e volume de argila (5,7%). Maui-2 é o segundo poço com maior coluna de produção, possuindo boas características de porosidade, saturação e volume de argila.

Tabela 4: Tabela com os resultados de *net-pay* calculado para os cinco poços

Poço	Formação	Zona	Topo	Base	Gross	Net	N/G	Φ.H	Φ.So.H
Maui-7	Mangahewa	1	2715.31	2728.26	12.95	2.82	0.218	0.40	0.32
	Mangahewa	2	2765.15	2790.75	25.60	0.30	0.012	0.03	0.02
	Kaimiro	3	3009.29	3030.93	21.64	4.42	0.204	0.71	0.58
	Total	1-2-3	-	-	60.20	7.54	0.125	1.14	0.93
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MB-P(8)	Mangahewa	1	2876.14	2885.74	9.60	0.30	0.031	0.04	0.03
	Mangahewa	2	2931.04	2971.69	40.65	7.72	0.190	1.31	1.10
	Kaimiro	3	3190.24	3202.99	12.75	9.52	0.747	1.64	1.40
	Kaimiro	4	3230.29	3237.49	7.20	4.12	0.573	0.63	0.50
	Kaimiro	5	3320.14	3330.94	10.80	5.18	0.479	0.97	0.77
	Farewell	6	3478.39	3488.74	10.35	9.22	0.891	1.62	1.33
	Total	1-2-3-4-5-6	-	-	91.35	36.07	0.395	6.21	5.13
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maui-2	Mangahewa	1	2786.02	2810.41	24.38	20.88	0.856	3.40	2.94
	Total	1	2786.02	2810.41	24.38	20.88	0.856	3.40	2.94
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maui-5	Mangahewa	1	2807.97	2812.54	4.57	3.81	0.833	0.70	0.49
	Total	1	-	-	4.57	3.81	0.833	0.70	0.49
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maui-6	Mangahewa	1	2788.46	2792.73	4.27	2.59	0.607	0.36	0.25
	Kaimiro	2	3061.56	3075.74	14.17	3.73	0.263	0.55	0.40
	Total	1-2	-	-	18.44	6.32	0.343	0.91	0.64

5.8 Correlação de poços

Na Figura 45 a correlação dos poços se iniciou com o poço mais próximo da linha de costa (Maui-6) e terminou com o poço mais distante (MB-P(8)). Observou que as camadas das Formações tiveram uma tendência de afundamento em direção ao oceano profundo. A única exceção foi na região do Poço Maui-7, onde se percebeu uma elevação das camadas em aproximadamente 100m com relação ao poço vizinho Maui-5. Houve um grande espessamento das Formações Mangahewa e Kaimiro e um afinamento da Formação Lower Turi entre os Poços Maui-6 e Maui-2.

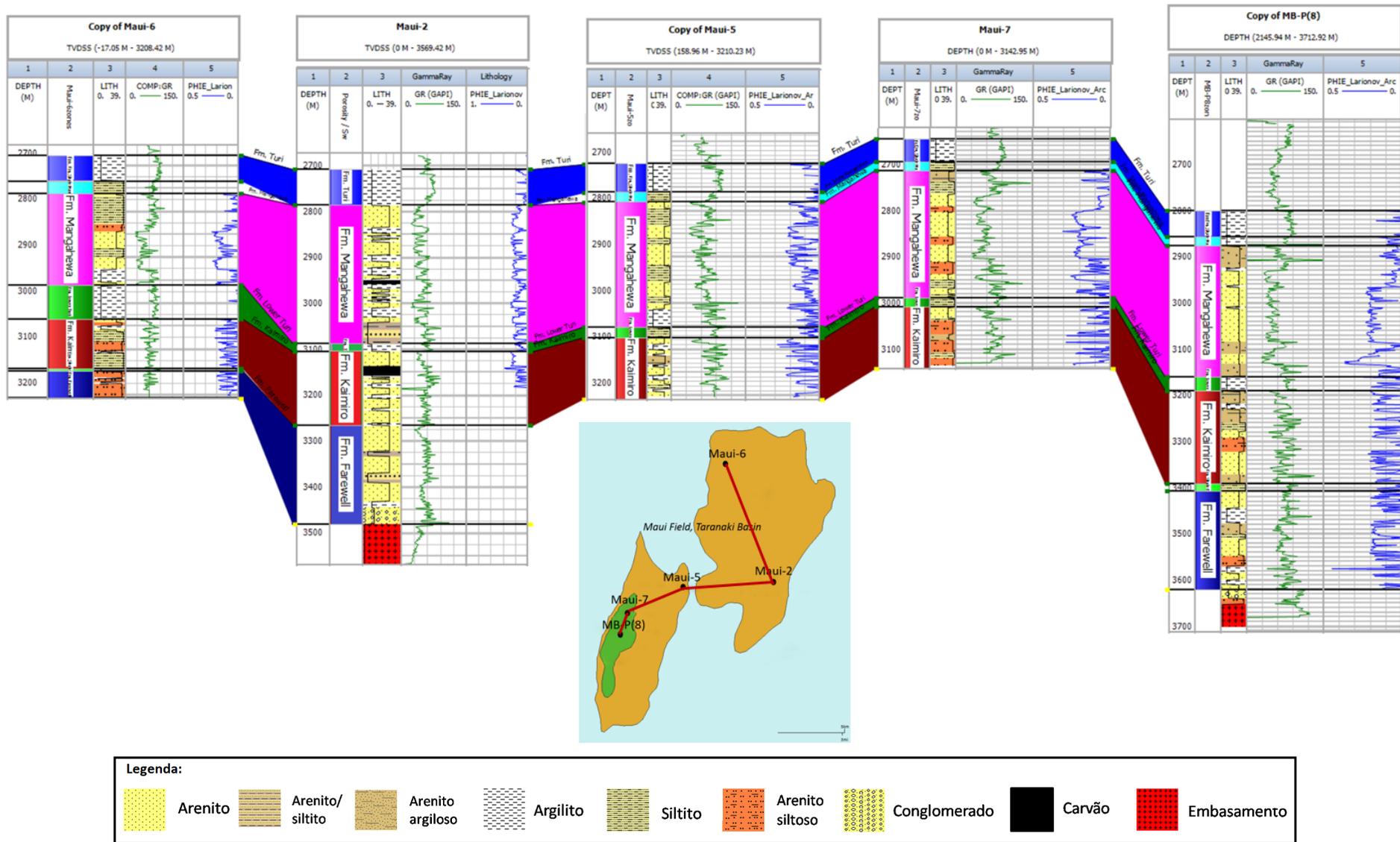


Figura 45: Correlação dos cinco poços indicando a continuidade lateral das Formações Turi, Shale Mangahewa, Mangahewa, Lower Turi, Kaimiro, Shale Farewell e Farewell.

6 Conclusões

No presente trabalho, os perfis dos Poços Maui-2, Maui-5, Maui-6, Maui-7 e MP-P(8) do Campo de Maui na Bacia de Taranaki, Nova Zelândia, foram utilizados para determinar as propriedades dos reservatórios das Formações Mangahewa, Kaimiro e Farewell. Os reservatórios dessas formações são formados por arenitos limpos, arenitos argilosos e arenitos siltosos. Os principais objetivos foram a definição das zonas de reservatórios, estimativa do volume de argila, porosidade e saturação de água, cálculo de *net-pay* e correlação dos poços.

A definição das zonas de reservatórios dos Poços Maui-2, Maui-7 e MB-P(8) foi realizada utilizando os perfis de raios gama, caliper, resistividade, sônico, nêutron e densidade, tendo o perfil litológico do Apêndice A como controle de qualidade. Os Poços Maui-5 e Maui-6 foram interpretados com base nos poços anteriormente citados e seus perfis litológicos foram construídos com auxílio dos volume de areia, silte e argila.

No Poço Maui-7 foram identificados dois reservatórios de gás na Formação Mangahewa e um reservatório de gás na Formação Kaimiro. No perfil composto interpretado (Apêndice A), o primeiro contato gás-óleo da Formação Mangahewa não foi reconhecido e, com isso, foi considerado somente um reservatório nesta formação, onde a zona de gás se estendia de 2715 m até 2790 m. Além disso, as duas pequenas zonas de óleo (2796 m e 3032 m) interpretadas no perfil composto não foram consideradas pela análise conjunta dos perfis neste trabalho.

No Poço MB-P(8) foram reconhecidos sete zonas produtoras. A maior coerência desta interpretação com o perfil composto interpretado está na segunda e terceira zonas produtoras, onde foi identificada uma zona de gás e uma de óleo. No perfil composto interpretado, os reservatórios de gás nos topos das Formações Mangahewa e Kaimiro não foram constatados e os reservatórios de óleo nas Formações Kaimiro e Farewell foram interpretados como sendo óleo residual. O reservatório de gás interpretado no Poço Maui-2 também foi bem identificado pelo perfil composto interpretado. No Poço Maui-5 foi identificada uma pequena zona de óleo, enquanto que no Poço

Maui-6 foram identificadas duas zonas de óleo e uma de gás.

O cálculo do *net-pay* indicou os Poços MB-P(8) e Maui-2 como sendo os mais produtivos e o Poço MB-P(8) foi o único a mostrar indício de óleo na Formação Farewell. Um baixo valor na razão *net/gross* foi observado no Poço Maui-7, por se tratar de reservatórios com baixas porosidades. A maior diferença entre os valores de *net-pay* neste trabalho e no perfil composto interpretado foi neste poço. Os poços Maui-5 e Maui-6 também apresentaram pouco *net-pay*.

De acordo com as análises gráficas, o modelo empírico de Larionov se mostrou o mais coerente para a estimativa do volume de argila e a equação de Archie a mais adequada para o cálculo da saturação de água. No entanto, houve uma diferença considerável na média das porosidades das zonas produtivas neste trabalho com relação ao perfil composto interpretado. A razão para baixos valores nas porosidades total e efetiva com relação ao perfil composto, pode estar associada aos parâmetros ρ_{Hyapp} , ρ_{fl} , $Exact$ e ρ_{ma} , que são correções aplicadas aos efeitos da matriz, dos fluidos e da parede do poço. Tal justificativa surgiu pois os valores de porosidades do perfil composto interpretado se aproximam das porosidades calculadas por equações simples que não utilizam tais correções.

Como trabalhos futuros são sugeridos:

- A realização do cálculo de óleo recuperável ($\phi^*S_o^*h$) utilizando a equação de Simandoux. Utilizar também o volume de argila pelos modelos linear e Clavier para calcular o volume de óleo recuperável.
- Comparação quantitativa entre os resultados de *net-pay* utilizando os diferentes modelos de volume de argila com os dados de testemunhos, permitindo inferir qual modelo seria mais ideal para a região a qual foi estudada neste trabalho.
- Testar melhor a eficácia da utilização da densidade de matriz variável como metodologia para o cálculo da porosidade neutron-densidade.

Referências

AL-CHALABI, M. *Principles of Seismic Velocities and Time-to-Depth Conversion*. [S.l.]: EAGE, 2014.

BAUR, J.; SUTHERLAND, R.; STERN, T. Anomalous passive subsidence of deep-water sedimentary basins: a prearc basin example, southern New Caledonia Trough and Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, v. 26, p. 242–268, 2014.

BERGMANN, S. C.; TALBOT, J. P.; THOMPSON, P. R. The Kora Miocene andesite submarine stratovolcano hydrocarbon reservoir, Taranaki Basin, New Zealand. v. 1991 New Zealand Oil Exploration Conference Proceedings. New Zealand Ministry of Commerce, Wellington, p. 178–206, 1992.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. [S.l.]: Springer, 2008. (2nd).

FUNNELL, R. H.; STAGPOOLE, V. M.; NICOL, A.; KILLOPS, S. D.; REYES, A. G.; DARBY, D. Migration of oil and gas into the Maui Field, Taranaki Basin, New Zealand. PESA Eastern Australasian Basin Symposium, Melbourne, 25-28, November, 2001.

GIBA, M.; NICOL, A.; WALSH, J. J. Evolution of faulting and volcanism in a back-arc basin and its implications for subduction processes. *Tectonics*, v. 29, 2010.

HOLT, W. E.; STERN, T. A. Subduction, platform subsidence, and foreland thrust loading: the late Tertiary development of Taranaki Basin, New Zealand. *Tectonics*, v. 13 (5), p. 1068–1092, 1994.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. *Geofísica de Exploração*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2009.

KILLOPS, S. D.; WOOLHOUSE, A. D.; WESTON, R. J.; COOK, R. A. A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. *Bulletin American Association of Petroleum Geology*, v. 78, p. 1560–1585, 1994.

KING, P. R. Tectonic reconstructions of new zealand 40 ma to the present. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, v. 43, p. 611–638, 2000.

KING, P. R.; THRASHER, G. P. *Cretaceous-Cenozoic Geology and Petroleum Systems of the Taranaki Basin, New Zealand*. Institute of Geological & Nuclear Sciences monograph 13, Institute of Geological & Nuclear Sciences. Lower Hutt, 243p: [s.n.], 1996.

KNOX, G. J. Taranaki Basin, structural style and tectonic setting. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, v. 25, p. 125–140, 1982.

KROEGER, K. F.; FUNNELL, R. H.; NICOL, A.; FOHRMANN, M.; BLAND, K. J.; KING, P. R. 3D crustal-scale heat-flow regimes at a developing active margin, Taranaki Basin, New Zealand. *Tectonophysics*, v. 591, p. 175–193, 2013.

MUIR, R. J.; BRADSHAW, J. D.; WEAVER, S. D.; LAIRD, M. G. The influence of basement structure on the evolution of the Taranaki Basin, New Zealand. *Journal of the Geological Society*, v. 157, p. 1179–1185, 2000.

MUSTAFA, S. *Basic Well Log Interpretation*. [S.l.]: Focus Energy LTD., 2012.

New Zealand Petroleum Basins. *New Zealand Petroleum & Minerals: Ministry of Business*. Disponível em: <https://www.nzpam.govt.nz/assets/Uploads/doing-business/nz-petroleum-basins-part-one.pdf>. [S.l.], 2014.

NORVICK, M. S.; SMITH, M. A.; POWER, M. R. The plate tectonic evolution of eastern Australasia guided by the stratigraphy of the Gippsland Basin. Eastern Australia Basins Symposium, Melbourne, November 2001. PESA, p. 15–24, 2001.

RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2nd. ed. [S.l.]: Rider-French Consulting Ltd., 1996.

SARMIENTO, R. Geological factors influencing porosity estimates from velocity logs. *Bull. Am. Soc. Petrol. Geol.*, v. 45, p. 633–644, 1961.

STROGEN, D. P.; BLAND, K. J.; BAUR, J. R.; KING, P. R. Regional Paleogeography and Implications for Petroleum Prospectivity, Taranaki basin, New Zealand. *GNS Science New Zealand*, 2012.

URUSKI, C.; BAILLIE, P.; STAGPOOLE, V. Development of the Taranaki Basin and comparisons with the Gippsland Basin: Implications for deepwater exploration. *The Appea Journal*, v. 43, p. 185–196, 2003.

WYLLIE, M. R. J.; GREGORY, A. R.; GARDENER, L. W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, v. 21, p. 41–70, 1956.

APÊNDICE A - Perfis compostos dos poços

A.1 Poço Maui-7



WELL: MAUI-7

Country: New Zealand

Basin: Offshore Taranaki

Latitude: 39° 38' 12.68" S Longitude: 173° 19' 14.29" E

NZ Transverse Mercator: 1 627 531.6 m E; 5 612 692.3 m N

Spud Date: 16 August 1986

Directional Data: Near vertical well

Operator: Shell BP Todd Oil Services Ltd

Petroleum Report: 1218

Scale: 1:2500

Total Depth: 3139 m brt

Ground Level Elevation: 112.2 m bmsl

Rotary Table Elevation: 26.8 m amsl

Status: Plugged and abandoned

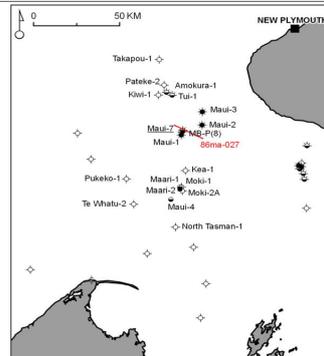
Hydrocarbon Shows: Oil and gas

Edited by: GNS Science
May 2012
Roncaglia, Griffin, Tamin,
Boyes

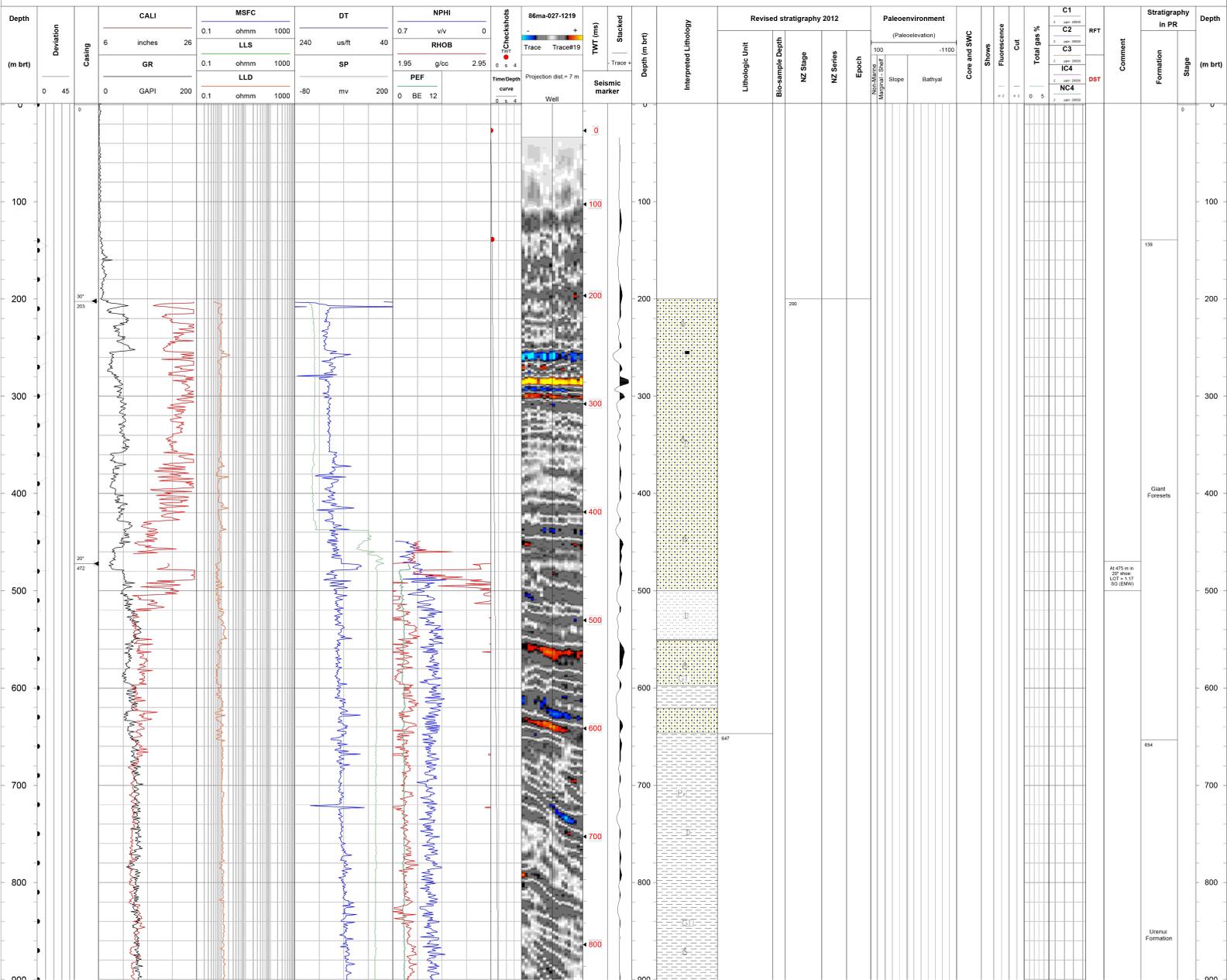
Version: 06.08.2012

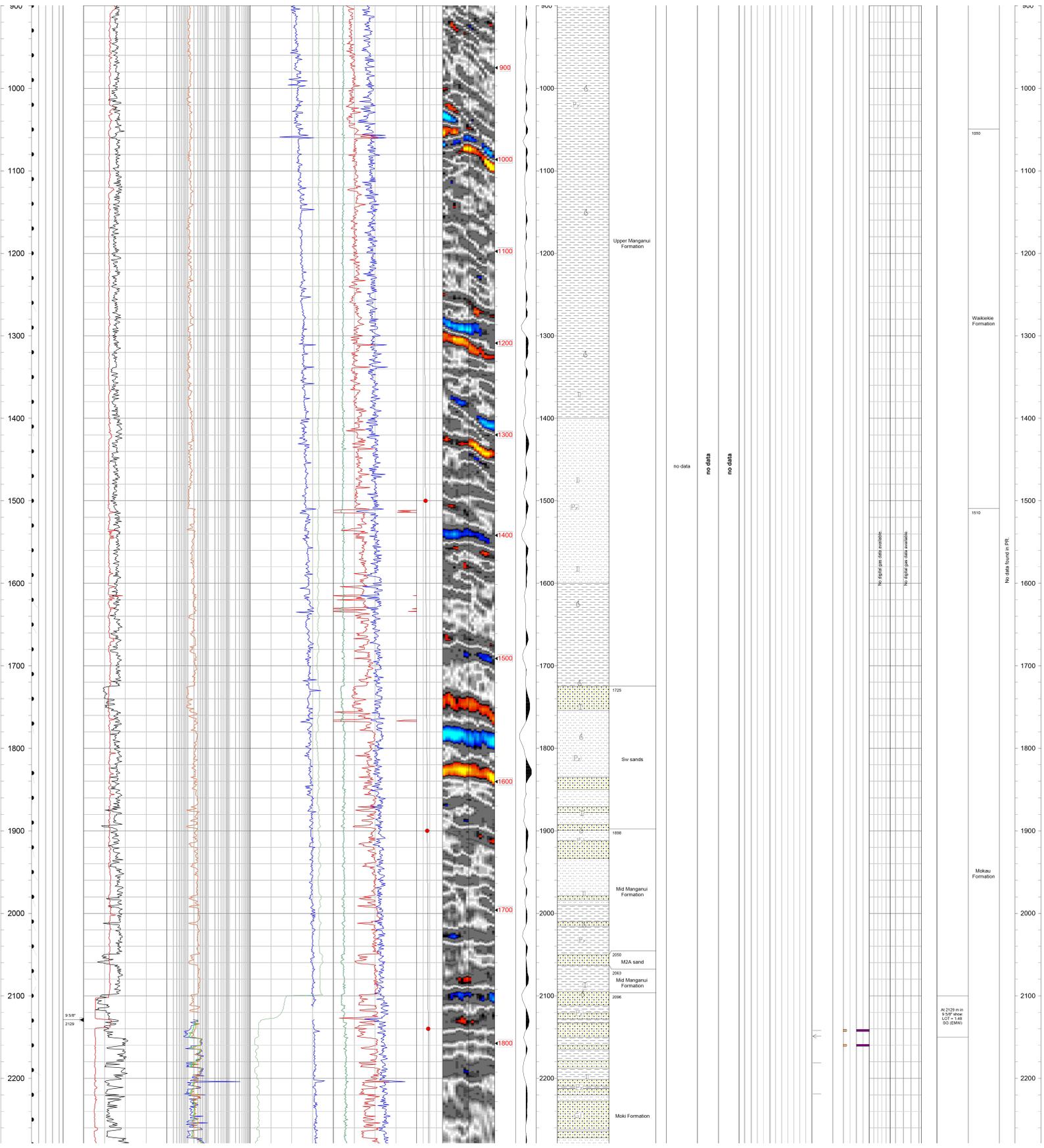
Technical summary

Maui-7 (PML 381012) was the final well in a three well programme designed to give a better definition of the Maui field's reserves and geology. The well was drilled on the 'B' area culmination and was designed to give structural control on the 'C' and 'D' sands and to assess the development of reservoir sands in the 'B' area. A further objective was to determine the production potential and fluid properties of 'C' and 'D' sand hydrocarbons. The tested zones yielded permeability and production potential comparable to similar intervals in the Maui A wells, with the best intervals exceeding 5,000 mD permeability.

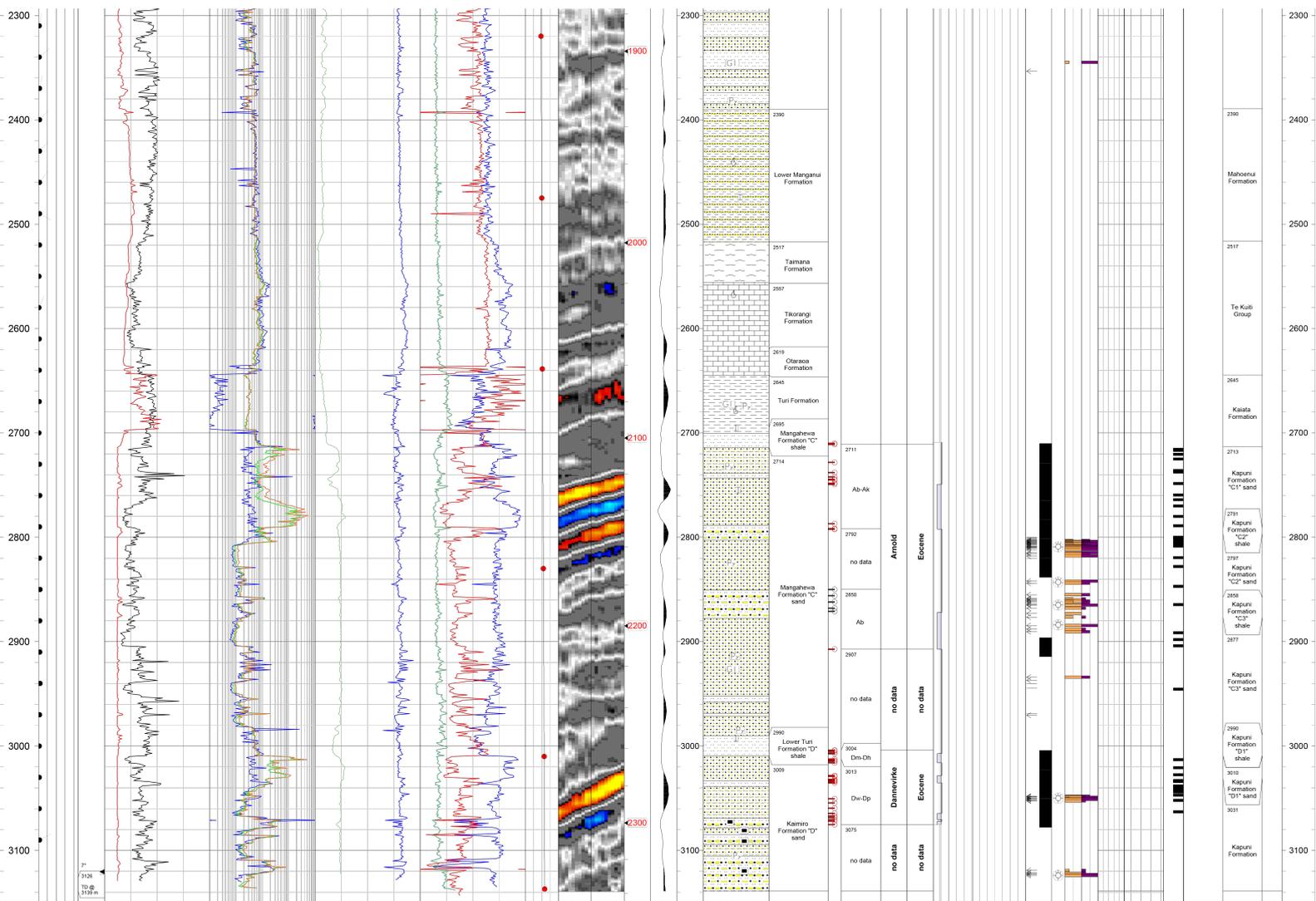


Drilling Data	Units	Logging Suite		
		1	2	3
Top Depth	m	202.5	472.5	2129
Base Depth	m	479	2129	3134
Casing drillar	m	202.5	2137	3139
Casing logger	m	202.5	2130	3140
Bit size	in	26	12.25	8.5
Mud Type		Viscous Gel	Seawater Polymer	KCL-Polymer
Rm	ohm.m	1.02	0.169	0.158
Temp Rm	°C	16.1	12.5	13.9
Rmf	ohm.m	0.992	0.165	0.127
Temp Rmf	°C	15.5	12	13
Rmc	ohm.m	1.3	0.397	0.192
Temp Rmc	°C	15.5	12	13
Mud Weight	lb/gal	8.64	9.39	9.65
Max recorded temp	°C	27.7	66	85.5
Fluid Loss	cm3	20	-	4.2





At 2125 m in
2137' shoe
LOT = 1.46
SI (BGR)



Notes from Petroleum Report 1218:

Cores:
 Eleven conventional cores were acquired in the interval 2710.2-3078 m. Ninety sidewall cores were shot, over two runs (Run 1: 2142-3124 m, Run 2: 2815-3051 m). Some depths were not recovered in Run 1, so were reshot with some success during Run 2.

Shows:
 Moderate to weak fluorescence was observed in cores and cuttings throughout the C sands, beneath the level of the oil-water contact. Sidewall samples in the lower part of the C sands also exhibited weak to strong fluorescence. Cores through the gas-bearing part of the C sands exhibited only weak residue fluorescence.

Within the D sands, cores through the gas-bearing interval exhibited only weak residue fluorescence whilst the oil zone and underlying water sands exhibited variable weak to strong fluorescence. Weak cuttings fluorescence was observed to TD, whilst sidewall samples in the deep D sands confirmed variable very weak to strong fluorescence. Up to 4% total gas was observed whilst drilling the D sands (trace C4 only).

Petrophysical Evaluation:
 A preliminary log evaluation indicated that the C1 sand contains 60 m of net gas sand with porosities ranging between 18-26%, and a gas saturation of 60-95%. The gas column extends from the top of the C1 sand (2713 m) to a GDT level of 2791 m at the top of the C2 "Shale".

The C2 "Shale" contains a further 2.5 m of net gas sand between 2793-2795.5 m. A gas-oil contact is interpreted at 2795.8 m from RFT pressures. The C2 sand is interpreted to be oil bearing from 2796.8 m to the oil-water contact at 2808 m. There is a total of 11.2 m net oil sand with 13-20% porosity and oil saturations of 23-80%.

The D sand is interpreted to contain 21 m of net gas sand from the interval between the top of the D sand (3009.5 m) and a GDT level of 3030.5 m. This interval has 22% porosity and gas saturations of 75-95%. Beneath the gas zone, a 2.5 m interval between 3032 m and 3034.5 m was evaluated to contain 2 m of net oil sand, with 18% porosity and 58% oil saturation. A thin shale bed (3034.5-3037.5 m) is underlain by 6.5 m of sand with 19-20% porosity and 44-50% oil saturations. This interval exhibited strong core fluorescence. An initial RFT sample recovered only mud filtrate/water, though a subsequent cased-hole RFT sample recovered oil. Beneath 3044 m, the sands are interpreted to be water-bearing.

RFT testing:
 RFT pressures and samples were taken throughout the "C" and "D" sands (2715.8-3063 m) to establish pressure depletions due to production in the A area, and to establish fluid gradients and confirm fluid contents of the various zones. Formation pressures ranged from 3315.0-4300 psia (27021-29659 kPa), while hydrostatic pressures ranged from 4420-4980 psia (30465-34400 kPa). More details can be found on page 68 in PR1218.

Production testing:
 Production tests were carried out in four zones: 3010-3015 m, 2800-2803 m, 2770-2775 m, and 2715-2723 m. More information about the production testing can be found on pages 38-39 and 73-74 in PR 1218.

- Carbonate reservoir
- Clastic reservoir
- Conglomerate
- Conglomerate/sandstone
- Sandstone
- Sandstone/minor clay
- Sandstone/siltstone interbed
- Siltstone
- Claystone
- Claystone/minor sand
- Coal
- Limestone/dolomite
- Marl
- Chert
- Volcanics/tuff
- Intrusive
- Granitic
- Basement - other
- Pebbly
- Glauconite
- Quartzite
- Carbonaceous
- Calcareous
- Tuffaceous
- Pyrite
- Mudstone clast
- Bioclastic debris
- Casing
- SWC
- SWC no return
- Gas shows
- Oil shows
- Oil and Gas shows

General Information:

NZ Transverse Mercator coordinates quoted in the header are referenced to New Zealand Geodetic Datum 2000 (NZGD2000). All depths mentioned herein are measured depth below rotary table (MD RT). Wireline logs are the original, spliced logs with no corrections applied.

When available, the corrected checkshots and time-to-depth curve are from GNS Science Data Series 2a-c. Otherwise, the original checkshots and time-to-depth curve are displayed. Twenty seismic traces from a selected 2D line (GNS Science Data Series 3) intersecting or very close to the well are shown. Line name (survey+line+petroleum report no.) and well projection distance (in m) are given in the log header. The stacked trace is calculated from the 20 traces.

In order to improve consistency of the Taranaki Basin well data set, the formation picks in this document have been revised from those that appear in the well completion report. Formation tops in this document are based on published and/or revised GNS Science data as from 2011. Lithology descriptions are summarised from mudlog, well composite log and wireline log data. Original stratigraphy is taken from the well completion report.

Revised datings and paleobathymetry interpretations are based on new biostratigraphic data and reassessment of existing data carried out by GNS (2011). The depth of the samples studied is indicated in the bio-sample depth column. In this column, the indicators are coloured as follows: red for conventional core and sidewall core samples, black for cuttings samples (depth is bottom depth of the cuttings interval). The paleowater depth in the paleobathymetry column is based on interpretation of individual samples. By default, the bathymetric interpretation of a sample is extrapolated upwards to the next sample above.

Shows, fluorescence and cut are summarised from data in the well completion report. Total gas and chromatograph data are given in units and ppm respectively. Note: gas data are provided only where listed in the well completion report (generally peak readings only) or where digital logs exist.

Paleoelevation interpretations used:
 Lower bathyal = -2000 to -1000 m; Mid bathyal = -1000 to -600 m; Upper bathyal = -600 to -200 m; Uppermost bathyal = -400 to -200 m; Outer shelf = -200 to -100 m; Mid shelf = -100 to -50 m; Inner shelf = -50 to -10 m; Marginal marine = 0 to -10 m; Non marine taken as 0 to +50 m.

Fluorescence and cut qualifications:
 0.5 = trace, 1 = minor, 2 = moderate-strong

Abbreviations and acronyms:

- DST = drill stem test
- e. = early
- FTI = formation integrity test
- f. = fluorescence
- l. = late
- lw = lower
- MDT = modular formation dynamics tester
- RFT = repeat formation test
- RM = resistivity mud
- RMP = resistivity mud filtrate
- RMC = resistivity mud cake
- RCP = rate of penetration
- l. = late
- SWC = sidewall core
- TD = total depth
- upp. = upper

A.2 Poço MB-P(8)



WELL: MB-P(8)

Country: New Zealand

Basin: Offshore Taranaki

Latitude: 39° 38' 49.08" S Longitude: 173° 18' 56.37" E

NZ Transverse Mercator: 1 627 100.5 m E; 5 611 571.9 m N

Spud Date: 23 February 1994

Directional Data: Well deviated up to 30°

Operator: Shell Todd Oil Services Limited

Petroleum Report: 2018

Scale: 1:2500

Total Depth: 3709 m bdf

Ground Level Elevation: 108 m bmsl

Rotary Table Elevation: 39.4 m amsl

Status: Suspended

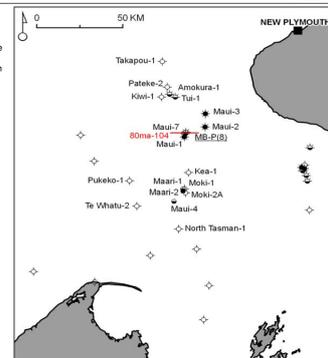
Hydrocarbon Shows: Oil

Edited by: GNS Science
May 2012
Roncaglia, Griffin, Tamin, Boyes

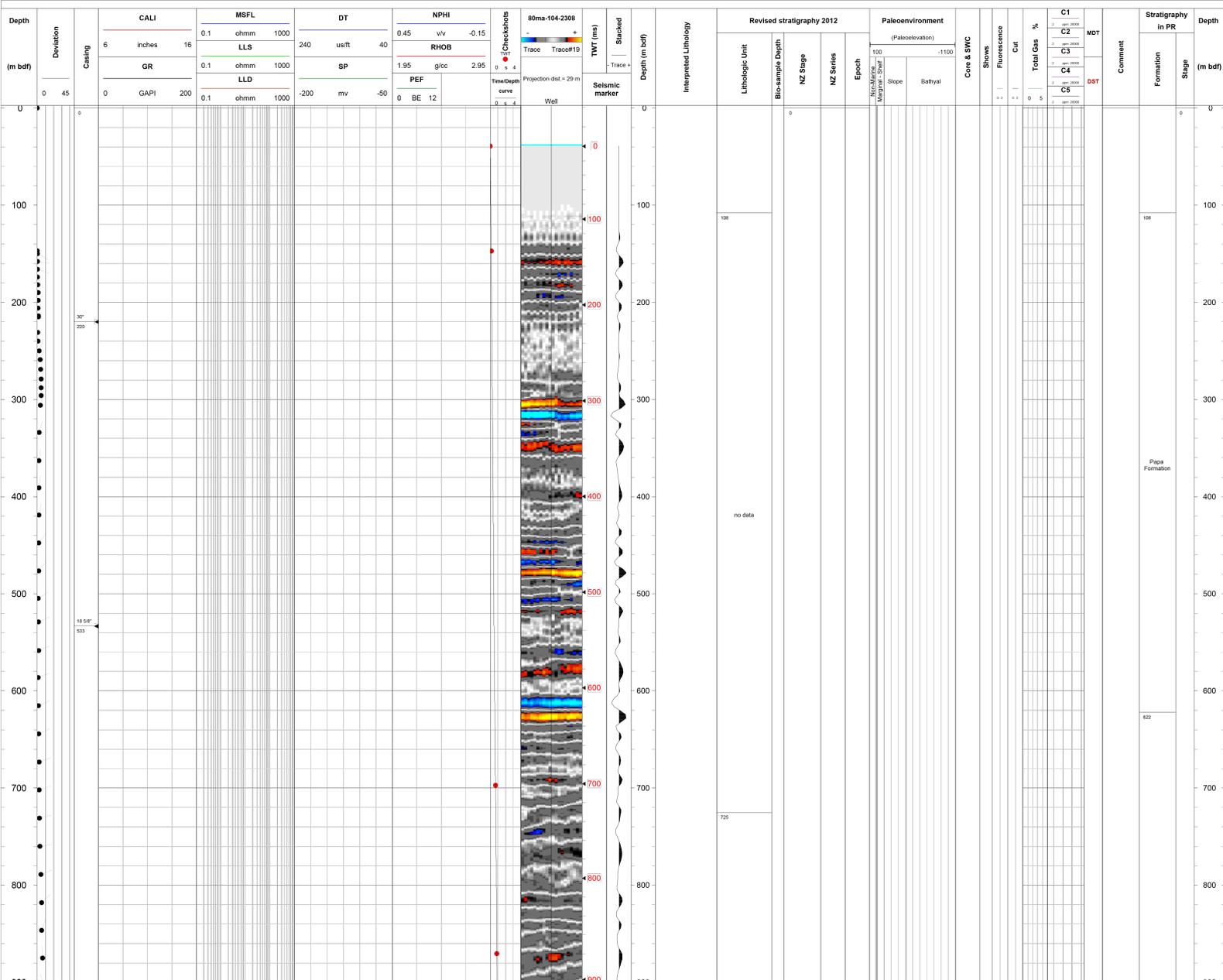
Version: 06.08.2012

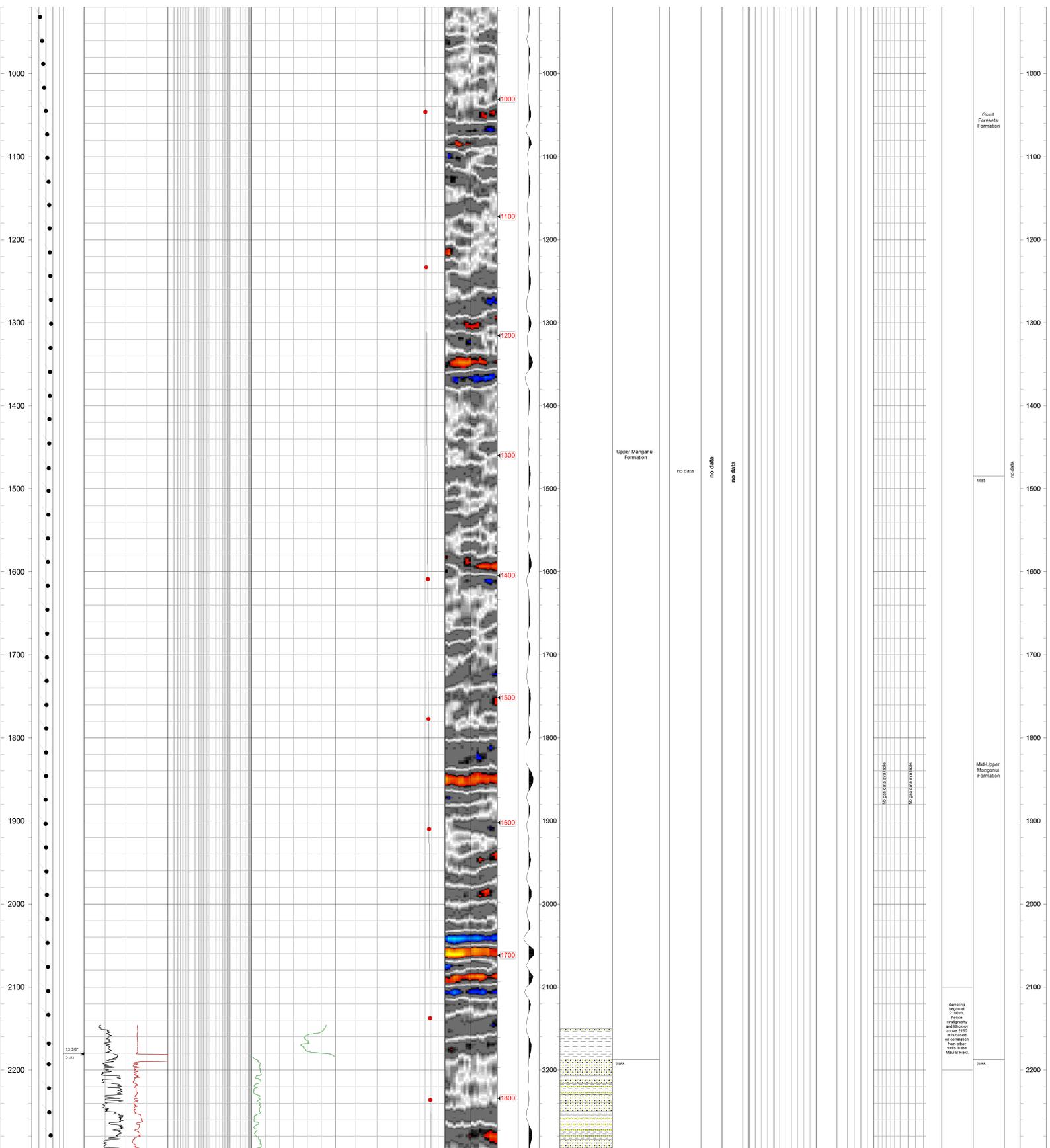
Technical summary

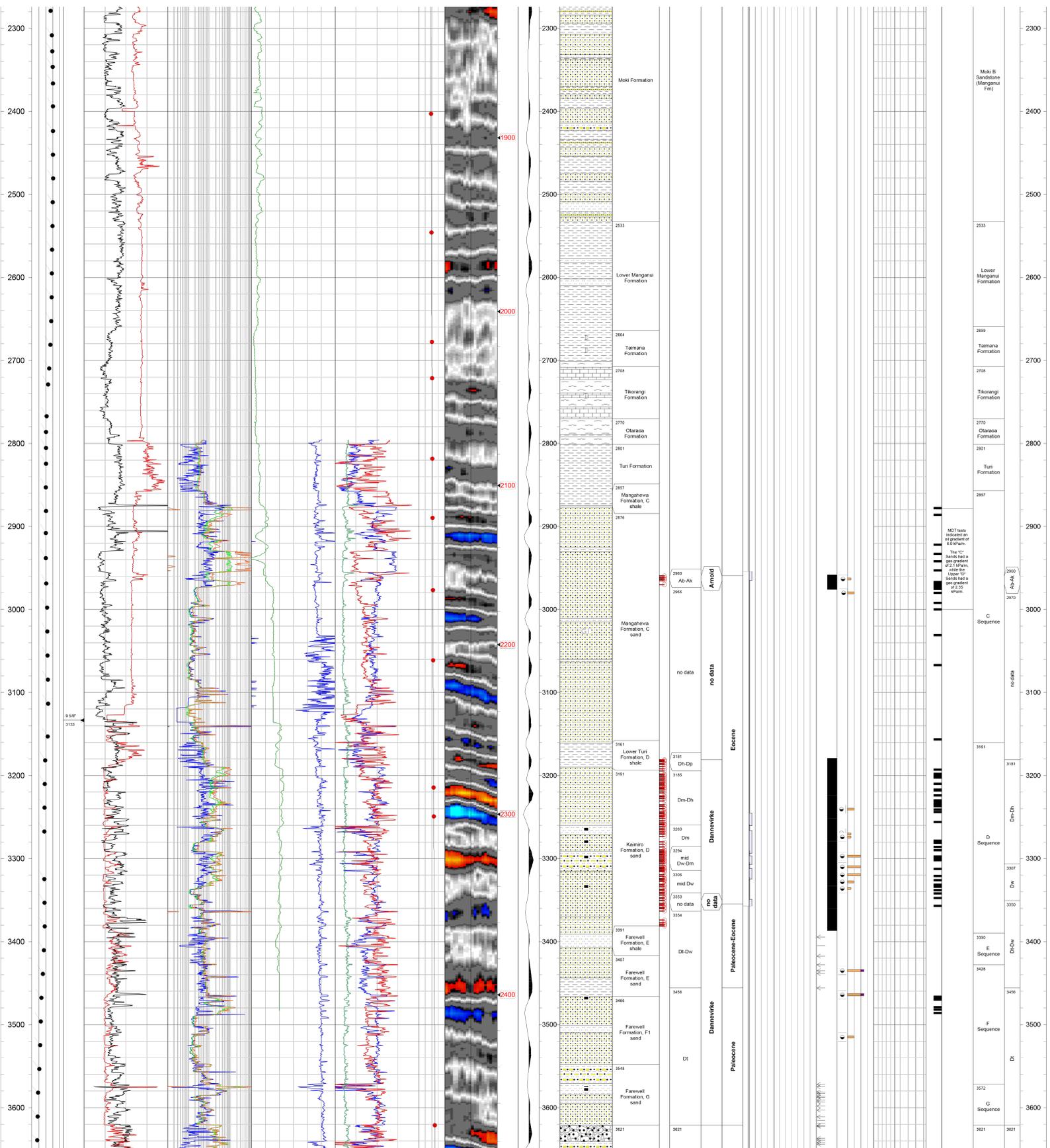
MB-P(8) was the tenth and final well drilled in the first phase of the Maui-8 Development Drilling Programme. MB-P was drilled as a multi-purpose well, to provide potential 'C' Sand oil-rim and 'D' Sand oil localities, to continue appraisal of the 'F' Sand, to test the deep 'G' Sand, and to obtain core over the 'C' Sand oil-rim and entire 'D' Sand intervals. The interval 2968-2976 m was cored to capture the oil-rim at the base of the 'C' Sand gas column. The D, E, F and G shale/sand intervals were penetrated down to 3621 m. The well reached a total depth of 3709 m on 5 April 1994, and was brought into production on 25 October 1996.

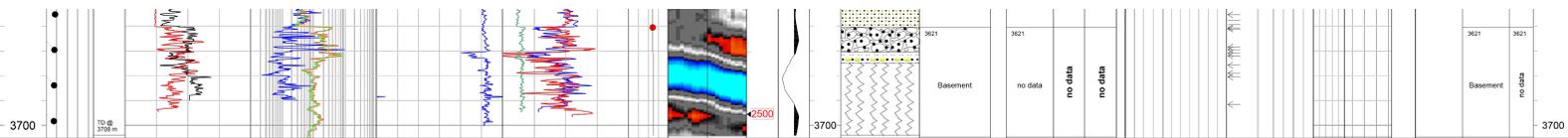


Drilling Data	Units	Logging Suite		
		1	2	3
Top Depth	m	2181	3135	n/a
Base Depth	m	3133	3704	3709
Casing driller	m	2180.5	3133.5	3133.5
Casing logger	m	2181	3135	n/a
Bit Size	in	12.25	8.5	8.5
Mud Type		Seawater/KCl/EZ Mud	KCl/EZ Mud	KCl/Brine
Rm	ohm.m	0.144	0.151	n/a
Temp Rm	°C	27	22	n/a
Rmf	ohm.m	0.125	0.154	n/a
Temp Rmf	°C	20.5	21	n/a
Rinc	ohm.m	0.218	0.216	n/a
Temp Rinc	°C	20.5	19	n/a
Mud Weight	lb/gal	1.2	1.15	n/a
Max recorded temp	°C	74.4	100	109
Fluid Loss	cm3	5.5	6.2	n/a









Notes from Petroleum Report 2018:

Logging:
Wireline logging runs started at 2181 m (Gamma Ray, SP and Caliper). Other wireline logs were run from 2820 m to TD. Wireline logs were merged at 3136 m. No corrections were applied.

Cores:
Two intervals of interest were cored in the well. The first cored interval (2958-2976 m) was cut to investigate the oil-rim which was known to be present at the base of the "C" Sand gas column, and the second cored interval (Cores 2-9 inclusive; 3179-3387 m) aimed to fully core the "D" Sand stratigraphic interval.

Individual cored intervals for the nine cores are as follows: 2958-2976 m (Core 1), 3179-3197 m (Core 2), 3197-3224 m (Core 3), 3224-3251.9 m (Core 4), 3251.8-3279 m (Core 5), 3279-3306 m (Core 6), 3306-3333 m (Core 7), 3333-3360 m (Core 8), and 3360-3387 m (Core 9).

Thirty sidewall cores were also shot in the well. The sidewall cores were shot over the interval 3394.5-3683 m, over the "F" Shale, and "G" Shale and older stratigraphic units for lithological determination and age dating. Twenty-seven shots were recovered.

Shows:
In the Kapuni Group, gas shows were seen in the "C1L3" unit (2929.5-2956 m), and oil shows in the "C2.2" unit (2966-2973.5 m). Residual oil was seen in the interval 2973.5-3084.5 m ("C2.2" to "C2.4" units). Very weak to good oil shows were seen in the "D" Sand sequence (3160.5-3390 m) of the Kapuni Group. The "E" sequence (3390-3428 m) had no oil or gas shows, and had very poor reservoir quality overall. The "F" sequence (3428-3571.5 m) had very weak to weak oil shows below 3510.5 m. Wireline logs suggest that this interval is largely water-bearing, hence the shows most likely indicate residual oil. No shows were encountered in the "G" sequence (3571.5-3621 m), and the sandstones are considered to have poor reservoir quality.

Well Testing:
The MDT programme concentrated on taking pressure tests of the various hydrocarbon-bearing intervals, in order to establish fluid contacts, different fluid gradients and obtain oil samples for full PVT analysis in the "C" and "D" sands (2878.07-3067 m and 3158.53-3486.05 m respectively).

MDT pressure analysis confirmed that "stacked" hydrocarbon accumulations with different fluid contact types were present. Pressure test results can be found on pages 54-55 in the PR. Results also indicated that there was an aquifer pressure gradient of 9.84 kPa/m, and an oil gradient of 6.0 kPa/m over an interval from the "C" Sands to the Upper "D" Sand oil accumulations. The "C" Sands had a gas gradient of 2.1 kPa/m, while the Upper "D" Sands had a gas gradient of 2.35 kPa/m.

Carbonate reservoir	Pebbly
Clastic reservoir	Glauconite
Conglomerate	Quartzite
Conglomerate/sandstone	Carbonaceous
Sandstone	Calcareous
Sandstone/minor clay	Tuffaceous
Sand/siltstone interbedded	Pyrite
Siltstone	Mudstone clast
Claystone	Bioclastic debris
Claystone/minor sand	Casing
Coal	SWC
Limestone/dolomite	SWC no return
Marl	Gas shows
Chert	Oil shows
Volcanics/tuff	Oil and Gas shows
Intrusive	
Granite	
Basement - other	

General Information:

NZ Transverse Mercator coordinates quoted in the header are referenced to New Zealand Geodetic Datum 2000 (NZGD2000). All depths mentioned herein are measured depth below rotary table (MD brt). Wireline logs are the original, spliced logs with no corrections applied.

When available, the corrected checkshots and time-to-depth curve are from GNS Science Data Series 2a-c. Otherwise, the original checkshots from the well completion report are displayed. Twenty seismic traces from a selected 2D line (GNS Science Data Series 3) intersecting or very close to the well are shown. Line name (survey-line-petroleum report no.) and well projection distance (in m) are given in the log header. The stacked trace is calculated from the 20 traces.

In order to improve consistency of the Taranaki Basin well data set, the formation picks in this document have been revised from those that appear in the well completion report. Formation tops in this document are based on published and/or revised GNS Science data as from 2011. Lithology descriptions are summarised from mudlog, well composite log and wireline log data. Original stratigraphy is taken from the well completion report.

Revised datings and paleobathymetry interpretations are based on new biostratigraphic data and reassessment of existing data carried out by GNS (2011). The depth of the samples studied is indicated in the bio-sample depth column. In this column, the indicators are coloured as follows: red for conventional core and sidewall core samples, black for cuttings samples (depth is bottom depth of the cuttings interval). The paleowater depth in the paleobathymetry column is based on interpretation of individual samples. By default, the bathymetric interpretation of a sample is extrapolated upwards to the next sample above.

Shows, fluorescence and cut are summarised from data in the well completion report. Total gas and chromatograph data are given in units and ppm respectively. Note: gas data are provided only where listed in the well completion report (generally peak readings only) or where digital logs exist.

Paleoelevation interpretations used:
Lower bathyal = -2000 to -1000 m; Mid bathyal = -1000 to -600 m; Upper bathyal = -600 to -200 m; Uppermost bathyal = -600 to -200 m; Outer shelf = -200 to -100 m; Mid shelf = -100 to -50 m; Inner shelf = -50 to -10 m; Marginal marine = 0 to -10 m; Non marine taken as 0 to +50 m.

Fluorescence and cut qualifications:
0.5 = trace, 1 = minor, 2 = moderate-strong

Abbreviations and acronyms:

DST = drill stem test	RM = resistivity mud
e = early	RMP = resistivity mud filtrate
FIT = formation integrity test	RMC = resistivity mud cake
f = fluorescence	RCP = rate of penetration
l = late	SWC = sidewall core
lwr = lower	TD = total depth
MDT = modular formation dynamics tester	upp. = upper
RFT = repeat formation test	

A.3 Poço Maui-2



WELL: MAUI-2

Country: New Zealand

Basin: Offshore Taranaki

Latitude: 39° 36' 46.00" S Longitude: 173° 26' 57.98" E

NZ Transverse Mercator: 1 638 597.9 m E; 5 615 317.6 m N

Spud Date: 5 October 1969

Directional Data: Near vertical well

Operator: Shell BP & Todd Oil Services Limited

Petroleum Report: 541

Scale: 1:2500

Total Depth: 3566 m bdf

Ground Level Elevation: 113 m bmsl

Rotary Table Elevation: 32.5 m amsl

Status: Suspended

Hydrocarbon Shows: Gas & condensate

Edited by: GNS Science
May 2012
Roncaglia, Griffin, Tamin, Boys

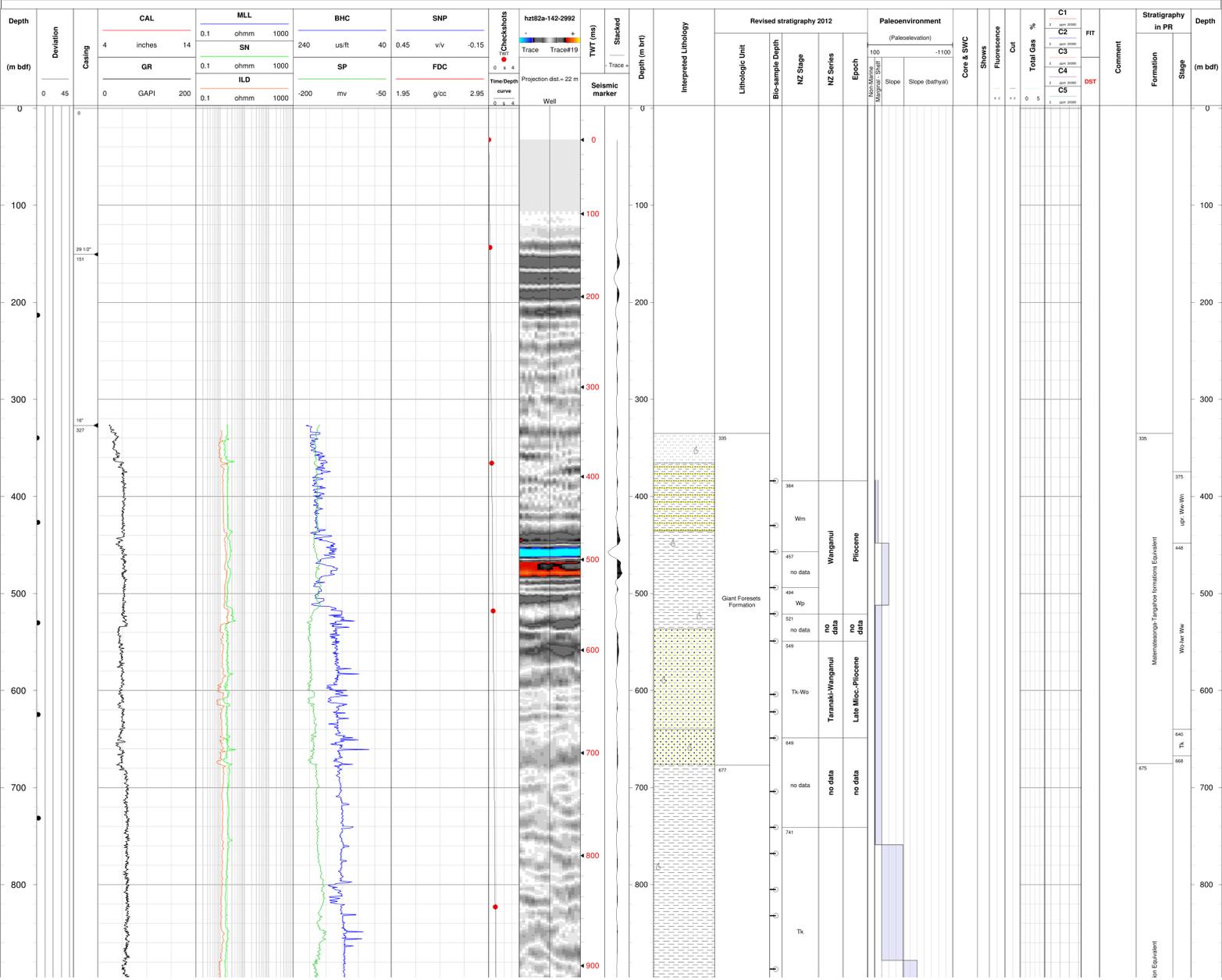
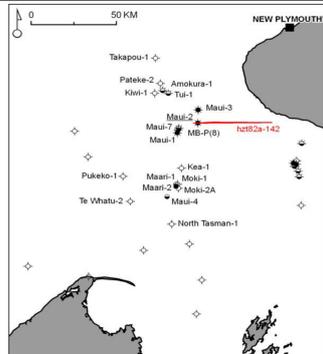
Version: 06.08.2012

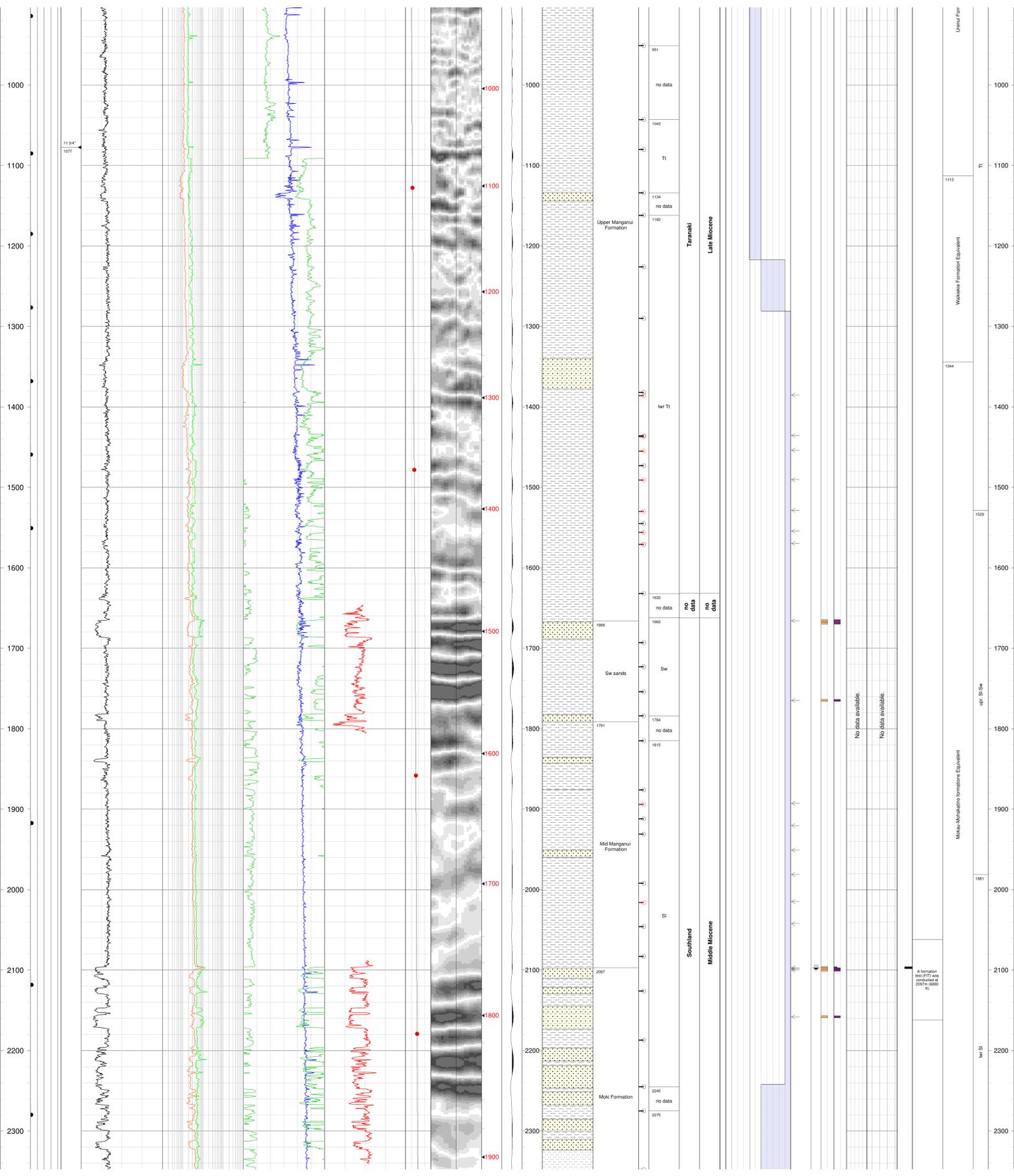
Technical summary

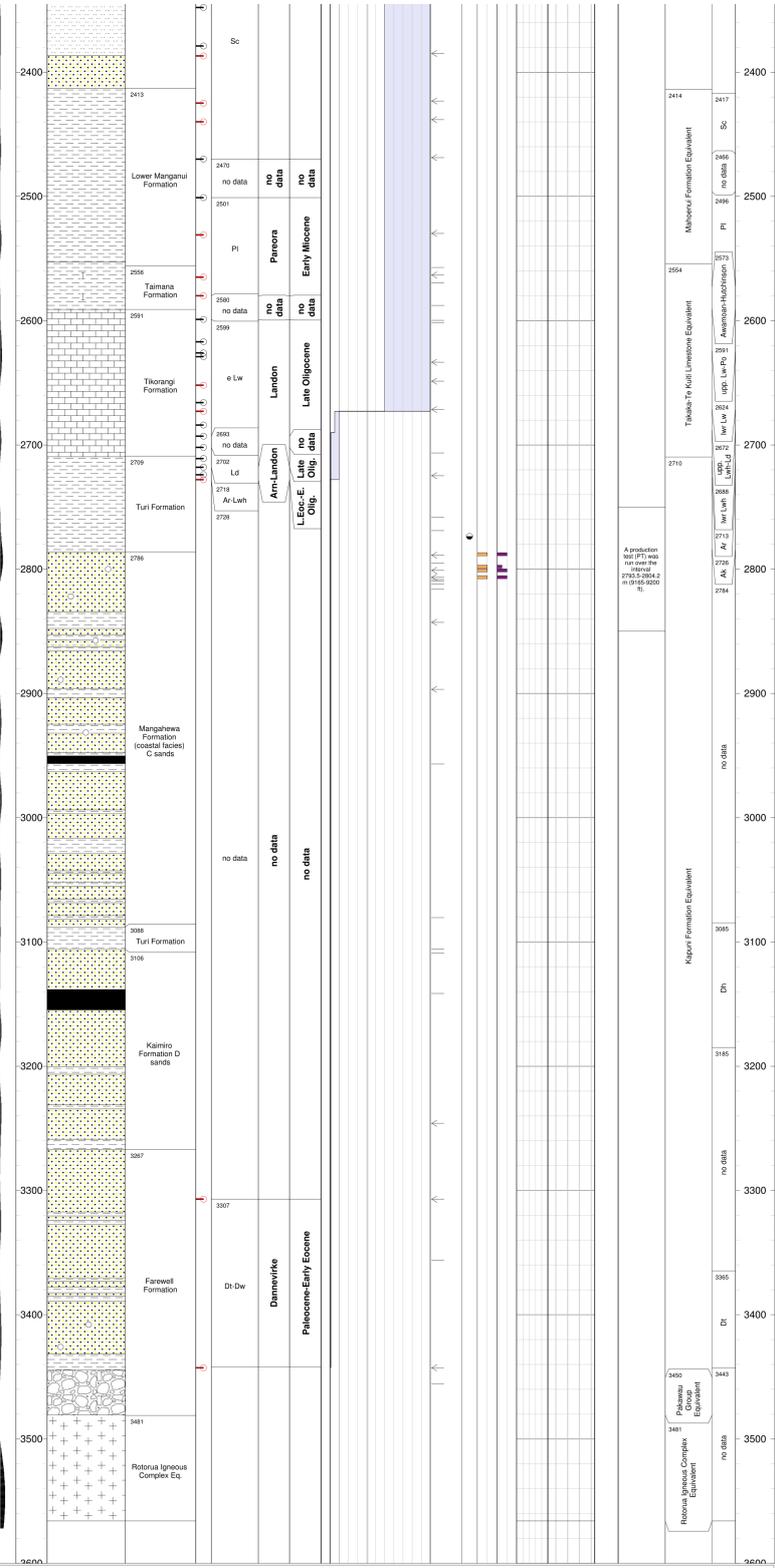
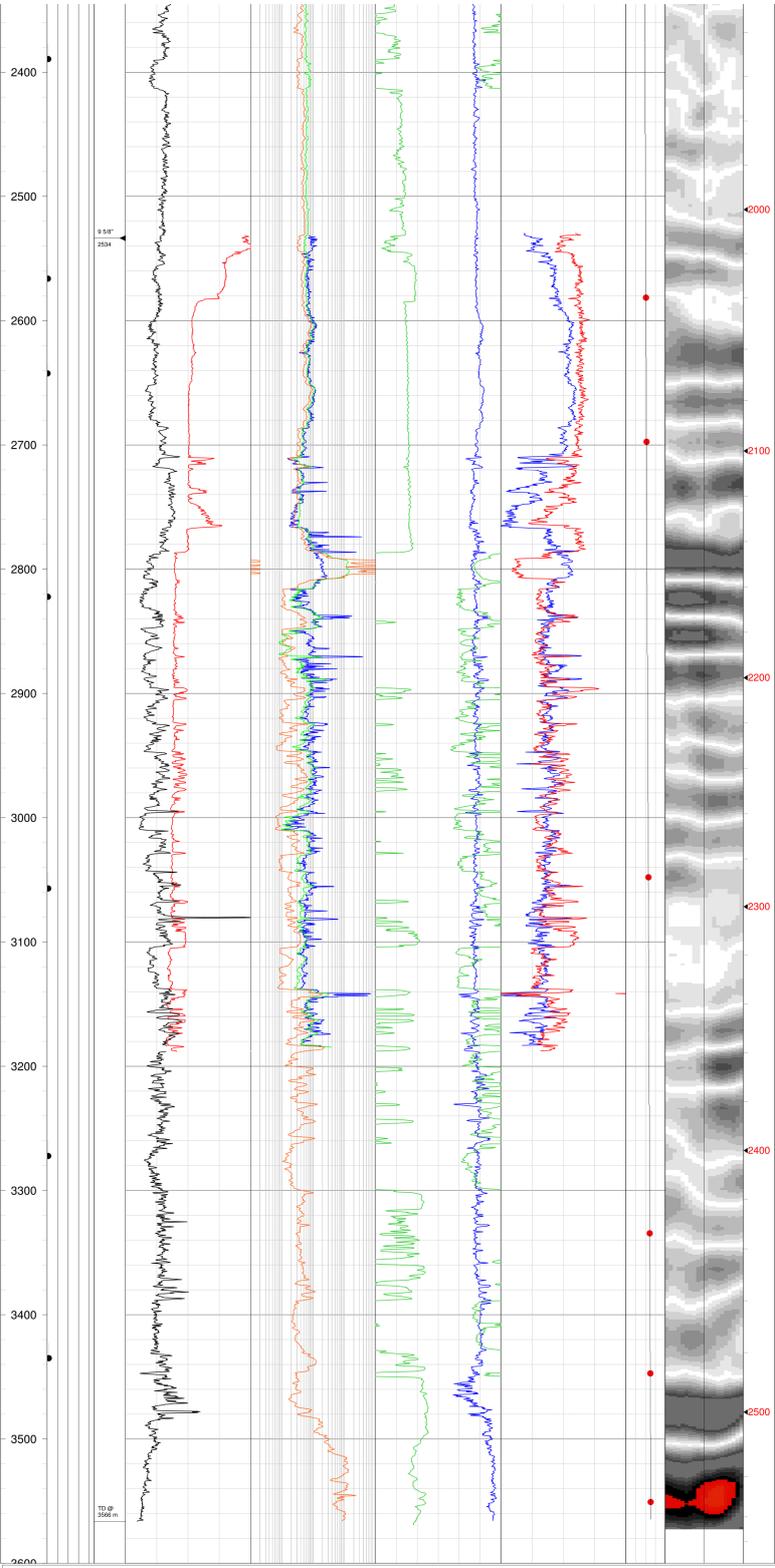
Maui-2 was spudded on the 5th of October 1969. The objective of Maui-2 was the Lower Tertiary sands below 2712.7 m bdf which are hydrocarbon-bearing in Maui-1. The Kapuni Formation equivalent was encountered between 2709.6-3450.3 m bdf. Hydrocarbon-bearing intervals are as follows: 2786.4-2807.8 m, 21 m net gas condensate; and 2808.8-2809.0 m, 1.2 m net oil (?). The well was production tested between 2793.4-2804.1 m. Maui-2 reached TD at 3566 m. Maui-2 is currently suspended.

Drilling Data	Units	Logging Suite			
		1	2	3	4
Top Depth	m	325.83	1077.47	2531.3	3114.68
Base Depth	m	1093.93	2581.35	3186.16	3567.68
Casing stringer	m	326.74	1077.76	2533.49	2533.5
Casing lagger	m	326.83	1077.47	2531.3	2531.36
Bit size	in	15	10.625	8.5-13.5 ¹	8.5-13.5 ¹
Mud Type		Fresh water-Spersene XP20	Fresh water-Spersene XP20	Freshwater gel-Spersene XP20	Freshwater gel-Spersene XP20
Rm	ohm.m	2.51	2.11	1.99	1.69
Temp Rm	°C	15.5	22	24	21
Rmf	ohm.m	n/a	1.84	1.68	1.24
Temp Rmf	°C	n/a	18	20	21
Rmc	ohm.m	n/a	4.5	3.15	2.83
Temp Rmc	°C	n/a	18	20	21
Mud Weight	lbm/gal	n/a	n/a	n/a	n/a
Max recorded temp	°C	45.6	68	92	103
Fluid Levels	log/30 min	9.6	3.9	3.9	3.8

¹Runs 3 & 4. Bit sizes varied during the run - 13.5" to 2542.0 m, 10.625" to 2579.22 m, and 8.5" to 3183.02 m.







A production log (PT) was generated for the interval 2700-3000.2 m (9185-9200.2 ft).

Notes from Petroleum Report 541:

The interval 2096.4-2098.2 m in a tight sand from 2096.4-2131.1 m has 1.8 m of gas/condensate. It is almost certainly of very limited extent and is not considered significant. The hydrocarbon-bearing Mangahewa C sands have the same accumulation conditions in Maui-1, -2 and -3, with a thin oil column of a few metres between the gas/oil contact at around 2773.6 m sub sea level and the oil/water contact at 2774.8 m sub sea level. Owing to it's down dip position, only the Mangahewa C sand is hydrocarbon-bearing in Maui-2, with a net thickness of 21 m of gas/condensate and 1.2 m of oil.

Cores:
No conventional core was cut in the well. Sixty (60) sidewall samples were shot, and 39 were recovered. All the sidewall samples taken in sands were tested for hydrocarbon indications.

Shows:
Strong petroliferous odours were identified in nine of the ten samples tested for hydrocarbon indications in Maui-2. These nine samples were taken from sidewall cores. Fluorescence in the samples ranged from very weak to weak.

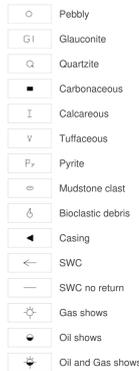
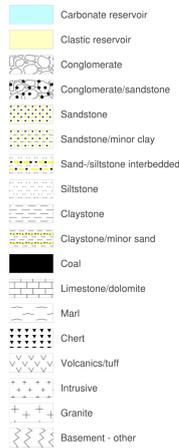
The Kaimiro D sands, which gave hydrocarbon indications, are interpreted from logs as being water-bearing. The mud log showed significant hydrocarbon indications in the interval 2779.7-2868.1 m, and minor indications at 3093.7-3108.9 m. However, only the interval 2786.4-2809.0 m is hydrocarbon-bearing. The interval 2791.3-2807.8 m has 24-25% porosity and is fairly clean, with a calculated water saturation of around 5%. The permeability of the interval was therefore expected to be quite high, possibly in the Darcy range.

Production testing:
A production test was conducted at 2793.4-2804.16 m (9165-9200 ft). Results were:

Gas Rate (MMc/d)	Condensate Rate (b/d)	Cond/Gas (b/MMc/d)
38.9	110	30.1
28.1	870	31.0
16.6	515	30.9
8.5	242	28.5

Permeability proved to be less than 1 Darcy

Wireline Formation testing:
A wireline formation test (FIT) was run at 2097.02 m (6880 ft). The test recovered 300 cc condensate, 66.9 cu.ft. gas, and 6500 cc of water. Oil gravity was 52 °API. Pressure details can be found on page 32 in PR 541.



General Information:

NZ Transverse Mercator coordinates quoted in the header are referenced to New Zealand Geodetic Datum 2000 (NZGD2000). All depths mentioned herein are measured depth below rotary table (MD btt). Wireline logs are the original, spaced logs with no corrections applied.

When available, the corrected checkshots and time-to-depth curve are from GNS Science Data Series 2a-c. Otherwise, the original checkshots from the well completion report are displayed. Twenty seismic traces from a selected 2D line (GNS Science Data Series 3) intersecting or very close to the well are shown. Line name (survey-line-petroleum report no.) and well projection distance (in m) are given in the log header. The stacked trace is calculated from the 20 traces.

In order to improve consistency of the Taranaki Basin well data set, the formation picks in this document have been revised from those that appear in the well completion report. Formation logs in this document are based on published and/or revised GNS Science data as from 2011. Lithology descriptions are summarised from mudlog, well composite log and wireline log data. Original stratigraphy is taken from the well completion report.

Revised datings and paleobathymetry interpretations are based on new biostratigraphic data and reassessment of existing data carried out by GNS (2011). The depth of the samples studied is indicated in the bio-sample depth column. In this column, the indicators are coloured as follows: red for conventional core and sidewall core samples, black for cuttings samples (depth is bottom depth of the cuttings interval). The paleowater depth in the paleobathymetry column is based on interpretation of individual samples. By default, the bathymetric interpretation of a sample is extrapolated upwards to the next sample above.

Shows, fluorescence and cut are summarised from data in the well completion report. Total gas and chromatograph data are given in units and ppm respectively. Note: gas data are provided only where listed in the well completion report (generally peak readings only) or where digital logs exist.

Paleoelevation interpretations used:
Lower bathyal = -2000 to -1000 m; Mid bathyal = -1000 to 600 m; Upper bathyal = -600 to -200 m; Uppermost bathyal = -400 to -200 m; Outer shelf = -200 to -100 m; Mid shelf = -100 to -50 m; Inner shelf = -50 to -10 m; Marginal marine = 0 to -10 m; Non marine taken as 0 to +50 m.

Fluorescence and cut qualifications:
0.5 = trace, 1 = minor, 2 = moderate-strong

Abbreviations and acronyms:

DST = drill stem test	RM = resistivity mud
e. = early	RMP = resistivity mud filtrate
FIT = formation integrity test	RMC = resistivity mud cake
fl = fluorescence	RCP = rate of penetration
l. = late	SWC = sidewall core
lw = lower	TD = total depth
MDT = modular formation dynamics tester	upp. = upper
RFT = repeat formation test	

Índice Remissivo

A

Abstract, xii

Área de estudo, 3

C

Comissão Examinadora, i

Conclusões, 69

D

Discussões, 34

E

Estimativa do volume de argila, 42

I

Identificação das zonas de reser-

vatórios, 34

Introdução, 1

M

Metodologia, 26

P

Perfil de raios gama, 16

Perfis geofísicos, 15

R

Resultados, 34

Resultados e Discussões, 34

Resumo, xi