



FACULDADE DE CIENCIAS

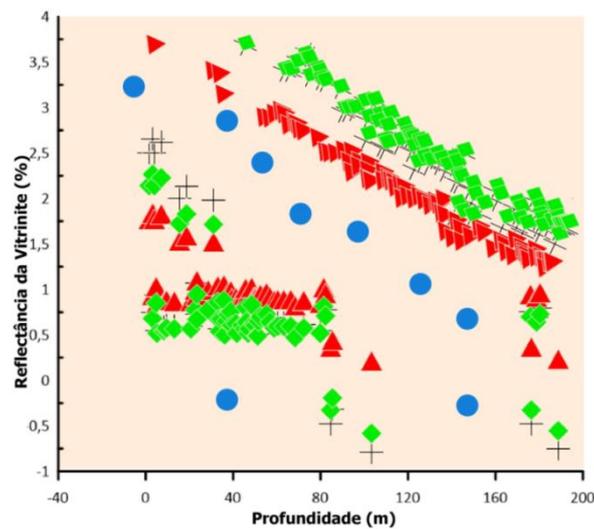
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

LICENCIATURA EM CARTOGRAFIA E PESQUISA GEOLÓGICA

PROJECTO CIENTÍFICO

TEMA:

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE  
E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
HIDROCARBONETOS



**Autora:** Isarena Alberto Langa

Maputo, Fevereiro de 2024



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

FACULDADE DE CIENCIAS

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

LICENCIATURA EM CARTOGRAFIA E PESQUISA GEOLÓGICA

PROJECTO CIENTÍFICO

TEMA:

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE  
E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
HIDROCARBONETOS

**Autora:**

Isarena Alberto Langa

**Supervisores:**

Dr. Belarmino Massingue (Universidade Eduardo Mondlane)

MSc. Nelson Nhamutole (Museu Nacional de Geologia/Universidade de

*Witwatersrand, África do Sul*

Maputo, Fevereiro de 2024

### Agradecimentos

Em uma trilha, ainda que linda e limpa ninguém caminha correctamente se o fizer sozinho. É por essa razão que endereço os meus agradecimentos a todos que fazem parte da minha jornada estudantil.

“Por isso não tema, pois estou com você, não tenha medo, pois sou o seu Deus e o ajudarei; eu o segurarei” (Isaías 41:10). Agradeço a ti ó Deus, pelo dom da vida, pelo amor, carinho e protecção ao longo desses anos. Agradeço senhor por me permitir viver este lindo momento e partilhar-lho com as pessoas que mais amo. Um especial agradecimento à minha mãe pelo amor, incentivo, apoio, consolo e conforto. A senhora tem sido a minha luz no fundo do túnel. Sempre me ensinando a superar os obstáculos da forma mais calma e humilde possível. Obrigada mãe! Ao meu pai e aos meus irmãos agradeço pela força e incentivo. Vocês têm sido um amor encarnizado e amo-vos a todos. É com muito carinho que agradeço aos meus padrinhos por tudo que tem feito principalmente pelo apoio emocional no meu percurso académico.

À Universidade Eduardo Mondlane em especial, eu agradeço pela bolsa de estudos (e todos os seus benefícios) que me ajudou de modos inquestionáveis para a realização e culminação do meu curso. A Direcção Nacional de Minas e ao Museu Nacional de geologia agradeço pela oportunidade que me foi concedida através do estágio e pela disponibilização de todo material que foi necessário para a realização dessa Monografia. Ao *Dr. Tyson*, assim que carinhosamente o chamamos, agradeço pela oportunidade e pelos ensinamentos. São imensuráveis os conhecimentos que adquiri sob sua orientação e por isso serei eternamente grata.

A todos os funcionários e /ou colaboradores do MNG e do corpo de docentes da UEM em especial ao Dr Belarmino, Dr Guidion, sr Cardoso Bande, John, Tio Hélio, a Dona anastácia, a Dr Carla, agradeço pelo apoio e colaboração. Pelas conversas, troca de experiencia e por todos os momentos que juntos passamos. Aos meus colegas e amigos da faculdade, do estágio, da vida e membros do After work, em especial ao Yasser Sidi, Shelton Uamusse, Romualdo Muchanga, Zefanias Cune, ao Ruben Cunanhiua, Helton Chonze, Felizarda da Jacinta, Pérola Diamantino, Allen, Ancha Machambane, Cremilda Maungue, Edilson Buene, Jéssica Macombo, Olimpico de Deus, Shanila Salé e a todos que de alguma forma me têm ajudado nessa batalha, o meu muito obrigado! A todos os motoristas em especial ao Tio Zicho Mutombene e ao seu filho Júnior eu agradeço por me terem transportado em segurança de Maputo ao Xai-Xai, por todos esses anos.

**DECLARAÇÃO DE HONRA**

Eu, Isarena Alberto Langa, declaro solenemente que os resultados obtidos e apresentados neste trabalho, referentes ao projecto científico para a aquisição do grau de licenciatura em Cartografia e Pesquisa Geológica são da minha autoria, e que nunca foram apresentados em nenhuma instituição académica nacional ou estrangeira. Este trabalho constitui fruto da minha investigação sobe a orientação dos meus supervisores e todas as bibliografias consultadas estão devidamente citadas.

O Autor

---

(Isarena Alberto Langa)

Maputo, Setembro de 2023

## DEDICATÓRIA

Este projecto científico é dedicado à toda família Langa, em especial aos meus pais *Alberto Artur Langa e Milagrosa António Cossa*, aos meus padrinhos *Ofélia Jorge Inhazimo e José Mário*, e a todos os meus irmãos em especial à Lucrência Langa e ao Dernélio Langa por me terem ajudado e fortalecido em todos os momentos de minha vida.

*Em cada passo que damos na jornada da vida encontramos pessoas especiais*

*que iluminam o nosso caminho. Que o amor e a união que compartilhamos*

Continuem a nos fortalecer mantendo esses modelos incríveis

de comprometimento e dedicação

Amo vocês.

Muito obrigada

(Khanimambo)

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

**LISTA DE ABREVIATURAS**

**AGS&TRICAN-** TRICAN Geological

Solutions

**° C-** graus Centígrados

**Calc-** Calculado

**COT - Carbono orgânico total**

**DNG-** Direcção Nacional de geologia

**Fig.-** Figura

**GTK Consortium-** Geological Survey of  
Filand Consortium

**HF-** Acido clorídrico

**ICE-** Indice de Coloração de esporos

**INP-** Instituto Nacional de Petróleo

**JOG-** Japan Oil, Gás

**JOGMEC -** Japan Oil, Gás and Metal  
National Corporation

**Km-** quilómetros

**Km<sup>2</sup>** – Quilómetros quadrados

**m-** Metros

**MO-** Matéria orgânica

**n.d-** sem data

**Nd-** sem dados

**NW-** Noroeste

**SW-** Sudoeste

**PEB-** Formação de Beaufort

**PeE-** Formação de Ecca

**rpm** – Unidade de frequência

**RSA-** República da África do Sul

**%Ro-** reflectância da vitrinite em  
percentagem

**S-** sul

**SGK-** Supergrupo Karoo

**Tmáx -** Temperatura máxima de geração

**µm-** Micrómetros

**VGR-** Geotermômetro de reflectância da  
vitrinite

**ZnCL2-** Cloreto de Zinco

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

### **Resumo**

A reflectância da vitrinite é uma técnica de petrografia orgânica que consiste na medição do poder reflector das partículas da vitrinite em um microscópio de luz branca reflectida. Esta tem sido considerada uma das mais importantes e eficazes técnicas utilizadas na indústria de petróleo para análise da maturação térmica, delimitação da janela do petróleo e na definição do Rank dos carvões. O presente trabalho tem como objectivo avaliar a aplicabilidade dos valores calculados da reflectância da vitrinite das rochas geradoras intersectadas por alguns furos das bacias meso-cenozóicas de Moçambique e do Karoo. Para efeitos, foram analisadas 75 amostras do furo Nhanchengue-1, 20 amostras do furo Sangussi Marin-1, 16 amostras do furo Sofala-1, 5 amostras do furo Temane-1, 1 amostra do furo Zandamela-1, 3 amostras do furo Xai-Xai West-1, 19 amostras do furo Mocimboa-1, 70 amostras do furo JOG16N-5, 44 da bacia de Moatize Minjova (4 da sondagem ETA65, 12 da ETA12, 6 da ETA 15, 14 da ETA72 e 8 da ETA71). Na bacia principal do Karoo foram analisadas 26 amostras do furo KZF, 10 do furo BH47 e 9 do furo KWV. Por fim, foram analisadas 10 amostras da sub-bacia de Rifugi-Mikumi e 19 das sub-bacias de Muchuma-Ngaka. Foram colectadas amostras de rochas sedimentares de granulometria fina e coloração escura e posteriormente processadas seguindo padrões não oxidativos propostos por Tyson. Para o alcance dos objectivos propostos neste estudo foram calculados valores de reflectância da vitrinite a partir de valores de temperatura máxima medida no processo da Pirólise Rock-Eval usando vários modelos de reflectância da vitrinite a destacar: AGS&TRICAN, Baker1989, Jarvie2001, e Wust2013. De acordo com o desvio padrão e a diferença entre aos valores da reflectância da vitrinite medida e calculada o modelo de reflectância que melhor se adequa para a avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos nos furos das bacias em estudo é o modelo de AGS&TRICAN. Os valores obtidos a partir desse modelo foram posteriormente empregues na determinação do estágio da maturação térmica e potencial gerador de HC's. Com base nos resultados obtidos, a matéria orgânica das rochas interceptadas pelos furos das bacias marginais de Moçambique e do Rovuma em estudo encontram-se na sua maioria no estágio Maduro variando à Imaturo ao passo que as matéria orgânica das rochas interceptadas pelos furos das sub-bacias carboníferas da Tanzania, pelos furos BH-47, KZF-01, KWV-01, pelas sondagens da bacia de Moatize-Minjova e pelo furo JOG16N-5 são abundantemente supermaturas havendo predominância do querogénio do tipo-III, e querogénio do tipo-IV respectivamente. Esse tipo de querogénio permite classificar a matéria orgânica das bacias marginais de Moçambique e do Rovuma como sendo de bom potencial para a geração de petróleo e gás e a matéria orgânica das bacias carboníferas como sendo de bom

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

potencial para gerar gás. Os gráficos de dispersão dos furos das bacias marginais indicam uma tendência linear, esta que representa um aumento da reflectância da vitrinite em função da profundidade ao passo que os restantes furos das bacias carboníferas do Karoo não mostram nenhum padrão, isto é, as temperaturas não se distribuíram de forma regular em função da profundidade.

**Palavras-Chave:** Reflectância da vitrinite; Potencial gerador de hidrocarbonetos;  $T_{máx}$ ; Maturação térmica; Moçambique, Karoo.

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA  
IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1: Fluxograma da metodologia seguida desde a pesquisa de dados até a elaboração do trabalho. ....	6
Figura 2: Procedimento padrão de selecção e colecta de amostras em um testemunho de sondagem.	8
Figura 3: Procedimento de preparação laboratorial de amostras.....	9
Figura 4: Materiais usados durante a preparação laboratorial das amostras e das lâminas delgadas.	10
Figura 5: Vista superior e Lateral dos Plugs destinados à reflectância da vitrinite em A; e Lâminas delgadas para análise de Palinofácies em B. ....	11
Figura 6: Microscópio de luz reflectida usada para análises da reflectância da vitrinite. ....	12
Figura 7: Enquadramento geográfico da área de estudo.....	15
Figura 8 : Mapa geológico de alguns furos da bacia de Moçambique. ....	18
Figura 9: Estratigrafia da bacia de Moatize-Minjova. ....	19
Figura 10: Mapa geológico simplificado da região de Tete. ....	20
Figura 11: Mapa geológico do Graben de Maniamba com a localização do furo JOG16N-5.. ....	22
Figura 12: Mapa geológico do furo Mocimboa-1. ....	26
Ilustração 13: Distribuição das bacias do karoo ao longo da Africa Austral com a indicação das bacias carboníferas em estudo .....	27
Ilustração 14: Mapa geológico da bacia principal do karoo com a ilustração dos furos em estudo (estrelas douradas).. ....	28
Figura 15: Ciclo de análise e registro obtido da pirólise rock-eval.. ....	34
Figura 16: Fotomicrográfias de carvão com ilustração das partículas da vitrinite captadas em microscópio de luz branca reflectida. ....	36
Figura 17: Partículas da vitrinite (Fitoclasto não opaco) captadas em lâminas palinológicas do furo JOG16N-5 em microscópio de luz branca transmitida.....	37
Figura 18: Ilustração de algumas aplicações da Ro%. ....	38
Figura 19: Representação gráfica dos valores da %Ro calculados para os diferentes furos da bacia de Moçambique. ....	45
Figura 20: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo JOG16N-5.....	45
Figura 21: Representação gráfica dos valores calculados da %Ro do furo Mocimboa-1. ....	46
Figura 22: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite sondagens ETA15, ETA65,ETA71,ETA72, ETA75 a partir dos modelos de %Ro. ....	47

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Figura 23: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo KZF-01 .....	49
Figura 24: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo BH 47. ....	50
Figura 25: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo KWV-01. ....	51
Figura 26: Ilustração gráfica dos valores calculados da Reflectância da Vitrinite versus T <sub>máx</sub> . ....	54
Figura 27: Gráficos da T <sub>máx</sub> versus Reflectância da vitrinite calculada do furo JOG16N-5. ....	59

### Lista de Tabelas

Tabela 1: Materiais e softwares usados durante a elaboração do trabalho e suas aplicações. ....	5
Tabela 2: Estratigrafia da bacia de Moçambique. ....	17
Tabela 3: Litoestratigrafia do graben de Metangula. ....	23
Tabela 4: Litoestratigrafia da bacia do Rovuma. ....	24
Tabela 5: Classificação do potencial gerador de hidrocarbonetos em rochas siliclásticas e carbonáticas em função do COT %. ....	33
Tabela 6: Picos gerados durante o processo de Pirólise Eval. ....	34
Tabela 7: Estágios evolutivos da matéria orgânica de acordo com a T <sub>máx</sub> . ....	35
Tabela 8: Divisão das partículas do grupo da vitrinite. ....	37
Tabela 9: Intervalo de Ro% com o tipo de HC's gerados. ....	39
Tabela 10: Modelos de Reflectância da vitrinite ....	42
Tabela 11 Dados quantitativos e qualitativos das sub-bacias de Muchuma e Ngaka. ....	52
Tabela 12: Dados quantitativos e qualitativos das sub-bacias de Rufiji e Mikumi. ....	53
Tabela 13: Intervalos de maturação do querogénio em função da %Ro. ....	55

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA  
IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

**ANEXOS**

Anexo 1: Representação gráfica dos valores da Ro% calculadas incluído o modelo de Baker para os furos da bacia de Moçambique.....	ii
Anexo 2: Representação gráfica dos valores da Ro% calculadas incluído o modelo de Baker nas sondagens ETA15, ETA65, ETA71 e ETA72.....	iii
Anexo 3: Representação gráfica dos valores da Ro% calculadas incluído o modelo de Baker na sondagem ETA75 .....	iv
Anexo 4: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Nhanchego-1	v
Anexo 5: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Sangussi Marrin-1.....	xix
Anexo 6: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Temane-1. ....	xix
Anexo 7: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Sofala-1.....	xx
Tabela 8: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Mocimboa-1. ....	xxi
Anexo 9: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens ETA15, ETA65; ETA71, ETA 72, e ETA75. ....	xxii
Anexo 10: Dados quantitativos e qualitativos do furo JOG16N-5.....	xxv
Anexo 11: Dados quantitativos e qualitativos do furo KZF-01. ....	xxix
Anexo 12: Dados quantitativos e qualitativos do furo KWV-01.....	xxx
Tabela 13: Dados quantitativos e qualitativos do furo BH47.....	xxxii

# APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

## Índice

AGRADECIMENTOS .....	i
DECLARAÇÃO DE HONRA .....	ii
DEDICATÓRIA.....	iii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	iv
RESUMO .....	v
LISTA DE FIGURAS .....	viii
LISTA DE TABELAS .....	ix
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Objectivos.....	3
1.1.1. Objectivo geral.....	3
1.1.2.Objectivos específicos .....	3
1.2.Apresentação do problema e relevância do estudo.....	3
1.2.1.Apresentação do problema e Justificativa .....	3
1.2.2.Relevância de estudo .....	4
<b>2.MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>5</b>
2.1.Materiais .....	5
2.2Metodologia.....	6
2.2.1.Pesquisa bibliográfica .....	6
2.2.2.Recolha de dados .....	7
2.2.3.Selecção de amostras .....	7
2.2.4.Preparação laboratorial .....	8
2.2.5.Confecção de plugs de concentrado de querogénio para análise do Poder Reflector da Vitrinite 10	
2.2.6.Medição da Reflectância da Vitrinite .....	11
2.3.Modelos de Reflectância da Vitrinite .....	12
2.4.Trabalho de gabinete .....	12

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA  
IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

<b>3.GENERALIDADES DA ÁREA DE ESTUDO</b> .....	14
3.1.Enquadramento Geográfico .....	14
3.1.1.Localização geográfica da área de Estudo .....	14
3.2.Enquadramento Geológico .....	16
3.2.1.Geologia da área de estudo .....	16
3.2.1.1.Bacia de Moçambique .....	16
3.2.1.2.Bacia de Moatize-Minjova.....	18
3.2.1.3.Graben de Metangula.....	21
3.2.1.3.1.Enquadramento geológico e geotectónico.....	21
3.2.1.4.Bacia do Rovuma.....	24
3.3.Supergrupo Karoo .....	26
3.3.1.Bacia principal do Karoo (Main karoo basin).....	28
3.3.2.Sub-bacias da Tanzania.....	29
3.4.Estratigrafia do karoo.....	29
3.4.1.Karoo em Moçambique .....	30
<b>4.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	31
4.1.Geoquímica Orgânica.....	32
4.2.Técnicas da geoquímica orgânica.....	32
4.2.1.Carbono Orgânico Total (COT).....	32
4.2.2.Pirólise Rock- Eval .....	33
4.3.Parâmetros medidos no processo da Pirólise Rock-Eval .....	35
4.4.Petrografia orgânica.....	35
4.4.1.Reflectância da vitrinite.....	36
4.4.1.1.Vitrinite (Como constituinte do Carvão) .....	36
4.4.2.Vitrinite como componente da matéria orgânica.....	37
4.5.Aplicações dos valores da Reflectância da Vitrinite .....	38
4.6.Relação entre a Reflectância da Vitrinite e outras Técnicas .....	39

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA  
IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

4.7. Modelos de Reflectância da Vitrinite .....	40
<b>5. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES.</b> .....	<b>43</b>
5.1. Modelos de Reflectância da Vitrinite .....	43
5.1.1. Bacia de Moçambique.....	43
5.1.2. Bacia de Maniamba.....	45
5.1.3. Bacia do Rovuma.....	46
5.1.4. Bacia de Moatize-Minjova.....	47
5.2. Bacias do Karoo.....	49
5.2.1. Bacia principal do Karoo (Main karoo basin).....	49
5.2.2. Bacias da Tanzânia .....	51
5.3. Discussões dos resultados.....	55
5.3.1. Maturação térmica e estágio de maturação.....	55
5.3.1.1. Bacias do Karoo. ....	55
5.3.1.2. Bacias Meso-Cenozóicas.....	56
5.3.2. Potencial de geração de hidrocarbonetos .....	56
5.3.2.1. Bacias Meso-Cenozóicas.....	57
5.3.2.2. Bacias do Karoo .....	57
<b>6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>61</b>
6.1. Conclusões.....	61
6.2. Recomendações .....	62
7. Referencias Bibliográficas.....	63
Bibliografia.....	68
<b>8. Anexos</b> .....	<b>i</b>

## **1. INTRODUÇÃO**

A exploração de recursos naturais, especialmente de hidrocarbonetos, desempenha um papel crucial no desenvolvimento económico e energético de diversas nações ao redor do mundo. Em particular, a determinação do potencial gerador de hidrocarbonetos em bacias sedimentares tornou-se uma área de interesse crítico para empresas de exploração e pesquisadores em geologia, Moçambique não é excepção (Selemane, 2009). Segundo o Instituto Nacional de Petróleo (2012), a pesquisa de hidrocarbonetos em Moçambique remonta a 1904 quando os primeiros exploradores descobriram bacias sedimentares espessas em terra. Entretanto, limitações tecnológicas, a instabilidade política e falta de mercado impediram tentativas anteriores de pesquisa e exploração (Selemane, 2009).

A busca por hidrocarbonetos pode ser evidenciada pela crescente tendência de aperfeiçoar o conhecimento desses recursos, pois, a descoberta de novos jazigos de hidrocarbonetos pode trazer grandes benefícios socioeconómicos para o País (Vilanculo, 2019). Neste contexto, surge a necessidade de conhecer potencialidades de aplicação de métodos menos dispendiosos que contribuam para a sua descoberta.

Para a análise e avaliação de uma bacia sedimentar deve levar-se em conta os aspectos paleogeográficos e paleoclimáticos da região, a espessura da bacia, a composição da rocha fonte, história térmica, a história da deposição da rocha fonte e análises de possíveis migrações de hidrocarbonetos (Gluyas, 2004); (Allen, 1990).

Para a materialização desse trabalho será usada a história térmica, esta que pode ser determinada recorrendo ao estudo da matéria orgânica presente nas rochas geradoras (Allen, 1990). Essa Matéria orgânica é exposta à uma série de alterações físicas e químicas provocadas por actividades biológicas microbiana e por processos termodinâmicos de carácter irreversível, que ocorrem após a sua deposição actuando de forma gradual e provocando alterações não só nas partículas orgânicas, como também na fracção inorgânica do mineral presente (Tissot & Welt, 1984).

A esses processos termodinâmicos dá-se o nome de maturação, os quais estão associados à alterações a nível da temperatura e da pressão, que aumentam gradualmente durante um determinado período como consequência do contexto tectónico e/ou condições de subsidência dos sedimentos (Tissot & Welt, 1984); (Allen, 1990).

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Dentre os diferentes métodos usados para o estudo da história térmica de uma bacia sedimentar tais como: a cristalinidade da illite, o estado de desidratação da argila, biomarcadores, a análise da traços de fissão da apatite e  $T_{máx}$ , destaca-se o método da reflectância da vitrinite.

Este tem destaque pois para além da vitrinite ser um dos métodos mais confiáveis para avaliar o potencial gerador de hidrocarbonetos (Mukhopadhyay, 1994), este componente orgânico está diretamente relacionada à quantidade de hidrocarbonetos gerados. Neste contexto, a temperatura máxima que as rochas sedimentares atingiram ao longo de sua história é de grande importância, pois influencia diretamente no aumento/ redução do poder reflector da vitrinite (Kibria *et al*, 2020).

Este estudo focar-se-á na determinação e análise dos valores calculados da reflectância da vitrinite com base na temperatura máxima, como uma ferramenta crucial na determinação do potencial gerador de hidrocarbonetos nas bacias meso-cenozóicas de Moçambique e em algumas bacias do Karoo pois, estas regiões conhecidas por sua rica geologia e potencial petrolífero oferecem um cenário ideal para investigar a relação entre a reflectância da vitrinite, a temperatura máxima e o potencial de geração de hidrocarbonetos.

Ao longo deste estudo, será examinada a relevância dos valores calculados da reflectância da vitrinite, como a temperatura máxima afecta esses valores e como esses valores podem ser aplicados na avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos nos furos em estudo. Os resultados a serem obtidos terão o potencial de contribuir significativamente para o conhecimento geológico e planeamento estratégico de futuros trabalhos de prospecção e pesquisa nessas importantes regiões.

## 1.1.Objectivos

### 1.1.1. Objectivo geral

- ✓ Avaliar a aplicabilidade dos valores calculados da reflectância da vitrinite das rochas geradoras intersectadas por alguns furos das bacias Meso-cenozóicas de Moçambique e do Karoo.

### 1.1.2. Objectivos específicos

- ✓ Determinar a reflectância da vitrinite calculada da área de estudo;
- ✓ Comparar os valores da reflectância da vitrinite obtidos a partir do modelo de Jarvie com valores obtidos de outros modelos;
- ✓ Avaliar a dispersão dos valores calculados da vitrinite ao longo da profundidade;
- ✓ Determinar o grau de maturação térmica das secções em estudo;
- ✓ Determinar o potencial gerador de hidrocarbonetos

## 1.2.Apresentação do problema e relevância do estudo

### 1.2.1. Apresentação do problema e Justificativa

Um dos grandes desafios enfrentados em trabalhos de prospecção e pesquisa de hidrocarbonetos é a identificação de formações geológicas que atingiram a maturação térmica, a fim de compreender a história de geração e migração dos hidrocarbonetos. Apesar de existirem várias bacias sedimentares em Moçambique, pouco se sabe sobre seu potencial gerador uma vez que parte dos estudos realizados consiste em relatórios privados de empresas petrolíferas.

Outra parte dos estudos realizados nessas bacias baseava-se em diferentes métodos, dos quais a reflectância da vitrinite calculada não era abrangida, tal é o caso de: (Salman & Abdula, 1995) (Lopes *et al.*, 2014a) (Mussa, 2014); (Caetano, 2014); (Costa, 2015); (Santos *et al.*, 2015); (Guiliche, 2016); (Mussa *et al.*, 2018); (Macungo *et al.*, 2019); (Nhamutole *et al.*, 2021) e (Zimba, 2022).

Diante dessa escassez de trabalhos na área proposta, surge este trabalho com o objectivo estabelecer uma abordagem alternativa para estimar a maturação térmica com base nos valores calculados da Reflectância da Vitrinite a partir de dados da  $T_{máx}$ . A escolha deste tema surge pelo facto de que quando combinada com valores da  $T_{máx}$ , a reflectância da vitrinite pode ser calculada para todos os

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

intervalos de temperatura, permitindo delimitar a janela do petróleo e definir o rank dos carvões em bacias sedimentares.

### **1.2.2. Relevância de estudo**

A análise da aplicabilidade dos valores calculados da reflectância da vitrinite com base nos valores da  $T_{máx}$  representa um avanço significativo no campo da exploração de hidrocarbonetos em bacias sedimentares pois a abordagem inovadora de correlacionar a reflectância da vitrinite outras técnicas oferece informações valiosas para a avaliação precisa das reservas de hidrocarbonetos reduzindo os riscos e custos associados à sua exploração.

Uma das técnicas mais usadas na pesquisa de hidrocarbonetos é a reflectância da vitrinite. Entretanto, quando medida esta apresenta várias limitações para além de ser morosa e dispendiosa. Por exemplo ela pode ser influenciada pela presença de inclusões minerais, pela idade das rochas e pelo tipo de litologia. Dai que, com um modelo de reflectância da vitrinite padronizado não se tornaria mais necessário realizar a medição do poder reflector das partículas da vitrinite não só reduzindo o tempo e os custos de pesquisa como também eliminando algumas limitações da %Ro descritos por (Bullock et al., 2019), (Mukhopadhyay, 1994) (Heroux *et al.*, 1979) & (Correia, 2016).

De salientar que quando combinada com a  $T_{máx}$  a reflectância da vitrinite pode ser calculada para todos os intervalos de temperatura máxima permitindo delimitar a janela do petróleo, o Rank dos carvões e uma análise mais precisa da maturação térmica da matéria orgânica em todas as bacias sedimentares

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1. Materiais

Para o alcance dos objectivos propostos para o presente trabalho foram necessários os materiais e Softwares descritos na tabela abaixo.

Tabela 1: Materiais e softwares usados durante a elaboração do trabalho e suas aplicações.

<b>Materiais &amp; Softwares</b>	<b>Aplicações</b>
<b>ArcMap</b>	Usado para a produção de mapas geográficos e geológicos das bacias em estudo
<b>Excel 2016</b>	Usado para o tratamento estatístico dos dados quantitativos das amostras
<b>Grapher Demo 10</b>	Usado para a produção de gráficos de reflectância da vitrinite versus profundidade e $T_{máx}$ versus reflectância da vitrinite;
<b>Microscópio Olympus BX 43 &amp; Ep-View</b>	Usado para a identificação e classificação qualitativa dos constituintes de macerais especificamente dos fitoclastos no furo JOG116N-5
<b>Câmera acoplada ao microscópio</b>	Usado para fazer microfotografias dos componentes da Matéria Orgânica
<b>Canva</b>	Foi usado para a prancha e edição de imagens
<b>Lâminas palinológicas</b>	Usado para a digitalização do presente trabalho

## 2.2. Metodologia

Para o alcance dos objectivos propostos para o presente projecto, foram seguidas as etapas e procedimentos descritos no fluxograma da figura 1.

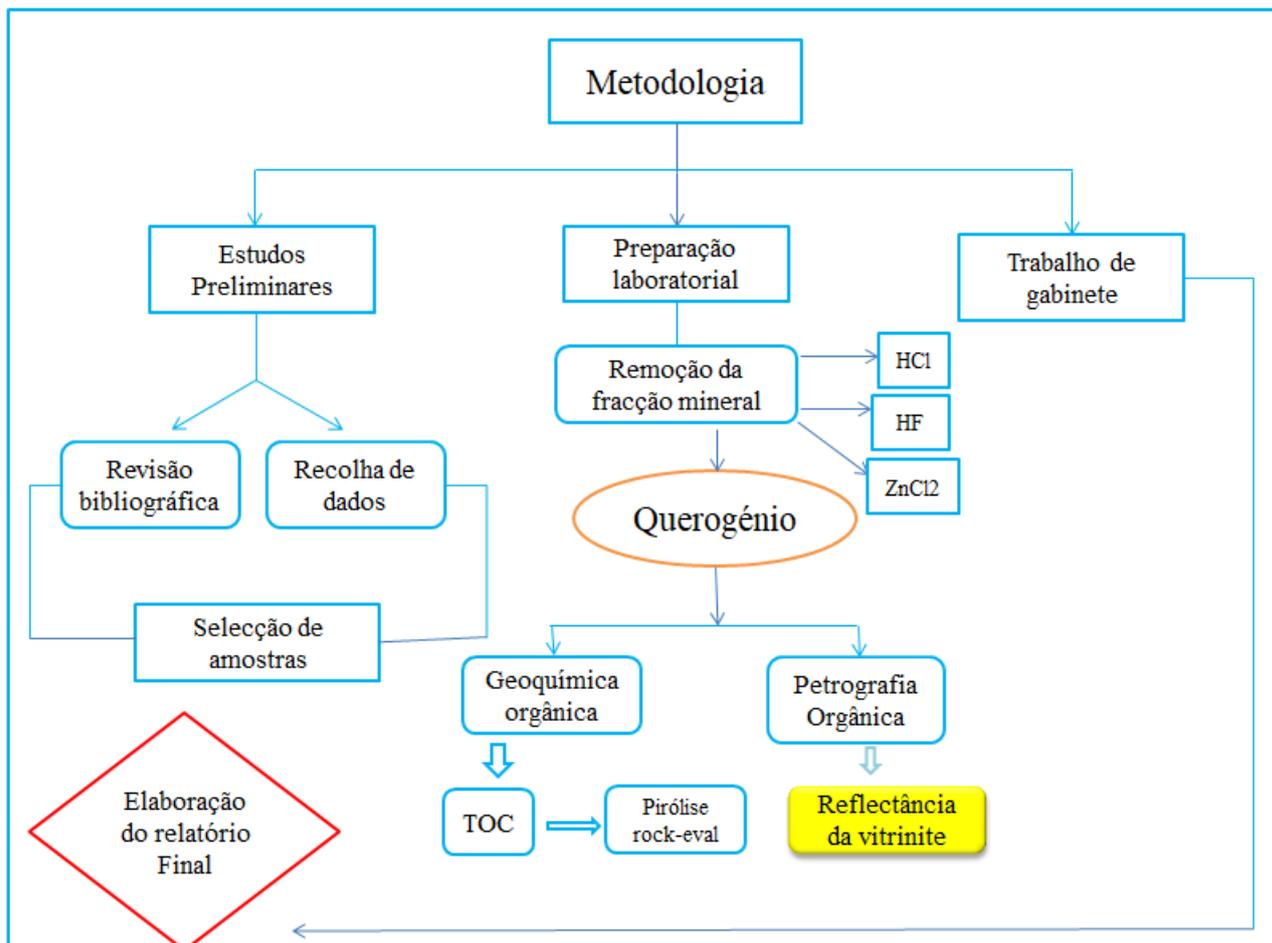


Figura 1: Fluxograma da metodologia seguida desde a pesquisa de dados até a elaboração do trabalho.

### 2.2.1. Pesquisa bibliográfica

A primeira etapa deste trabalho consistiu na revisão de diversas bibliografias e artigos desde livros, GTK, teses, monografias e artigos científicos relacionados a geoquímica orgânica e Petrografia orgânica. Alguns artigos renomados nesta área incluem: Verniers et al (1989), Afonso Marques et al (1998), Jarvie (2001), Wust (2013), Lopes et al (2014), Costa (2015), Nhamutole (2021).

### **2.2.2. Recolha de dados**

A recolha de dados seguiu duas etapas. A primeira etapa consistiu na revisão de literaturas tais como Guiliche (2016) para o furo Mocimboa-1, pertencente à bacia do Rovuma e Paulo Fernandes (2013) para os furos ETA 15, ETA 65, ETA 71, ETA 72 e ETA 75 na bacia de Moatize-Minjova.

A segunda etapa consistiu na colecta de dados da bacia Moçambique (Furo Nhanchengue-1, Sofala-1, Temane-1, Xai-Xai-West e Sangussi Marin-1) e da bacia de Maniamba (JOG16N-5) no laboratório do Instituto Nacional de Petróleo (INP) e Direcção Nacional de Geologia e Minas (DNG). Os dados geoquímicos das bacias do karoo foram oferecidos pelo Museu Nacional de Geologia.

Todos os dados dos furos em estudo referentes à litologia, profundidade, formações encontram-se agrupados nas tabrlas em anexo,

### **2.2.3. Selecção de amostras**

Os processos de amostragem e preparação laboratorial das amostras não foram realizadas pela proponente do presente projecto científico, mas sim por diversas individualidades no âmbito da campanha de avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos nas diferentes Bacias Sedimentares.

A amostragem consistiu na colecta sistemática e representativa de amostras de rochas clásticas, onde obedeceu-se um critério de selecção de amostras baseada na observação e descrição de testemunhos de sondagem (fig.2-A), este que consistiu na identificação de mudanças a nível da cor, granulometria e/ou litologia. Neste contexto, foram colectadas amostras de rochas de granulometria fina, e coloração escura pois estas possuem elevado potencial de preservação da matéria orgânica, como é o caso de Siltitos escuros, Xistos Carbonosos, e Argilitos (fig.2 -B).

Após serem colectadas, as amostras foram embaladas em sacos plásticos (fig.2- C) com a devida localização e nome do furo em que foram colectadas e enviadas ao laboratório. No laboratório, foram feitas análises de geoquímica orgânica empregando a técnica de COT e Pirólise Rock-Eval utilizando um pirolizador seguida pela confecção de lâminas para posterior análise palinofaciológica e análise da reflectância da Vitrinite.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS



Figura 2: Procedimento padrão de selecção e colecta de amostras em um testemunho de sondagem.

Legenda: A- Testemunho de sondagem do furo JOG16N-5. B- Amostra de Siltito com impregnações carbonosas. C- Amostras embaladas em saco plástico e etiquetadas com o número das amostras, a profundidade e o nome do furo em que foram colectadas. As etiquetas brancas em A, indicam os pontos de amostragem ao longo do testemunho.

### 2.2.4. Preparação laboratorial

A preparação das amostras para a análise petrográfica e confecção de secção polida (Rocha total) é feita seguindo os procedimentos palinológicos não oxidativos descritos por Tyson 1995, Mendonça Filho 1999, Mendonça filho *et al* 2010 e 2012. A amostra é inicialmente triturada e submetida ao ataque ácido usando ácido clorídrico (HCl) e ácido fluorídrico (HF) a fim de se remover a fracção carbonática e silicática, respectivamente. De seguida, a amostra é novamente submetida ao ataque ácido usando o HCl (Fig.4-A) a 50 °C, com vista a remoção da restante fracção mineral, neste caso, os flúor-silicatos.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Após esse processo, obtêm-se o concentrado de matéria orgânica no qual, é adicionado o cloreto de zinco para separar o resíduo orgânico concentrado (querogénio) dos minerais (silicatos e sulfetos) eventualmente presentes na fracção orgânica. De salientar que, depois de cada fase, o material é lavado com água destilada, e centrifugado a 150rpm por aproximadamente 3 a 5 minutos, até que o  $P^H$  se neutralize. A solução é então agitada e deixada em descanso durante 24 horas, findo qual o material sobrenadante é retirado. Esse material sobrenadante é posteriormente transferido para um tubo de ensaio com água destilada e levemente acidificada com HCl para evitar a floculação da matéria orgânica.



Figura 3: Procedimento de preparação laboratorial de amostras

Legenda: A- amostra de rocha total; B- trituração de rocha com almofariz; C- Remoção de carbonatos, silicatos; D- Peneiros usados para separação de amostras destinadas a Palinofácies e amostras destinadas a reflectância da vitrinite.

Uma pequena fracção do material concentrado é utilizado na confecção de lâminas palinológicas, devidamente preparadas para as análises de Palinofácies e do ICE. Outra fracção é separada para a montagem de secção polida (plugs) usada na análise da reflectância da vitrinite.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

### 2.2.5. Confeção de plugs de concentrado de querogénio para análise do Poder Reflector da Vitrinite

Após a realização dos procedimentos analíticos durante a preparação das amostras, uma pequena porção do resíduo obtido (cerca de 10g da rocha total triturada) é colocada em forma de Teflon, com uma mistura de resina do tipo aradite poliéster e endurecedor (Fig.4-B). Após o endurecimento da resina as amostras são secadas em estufa durante 24 horas.

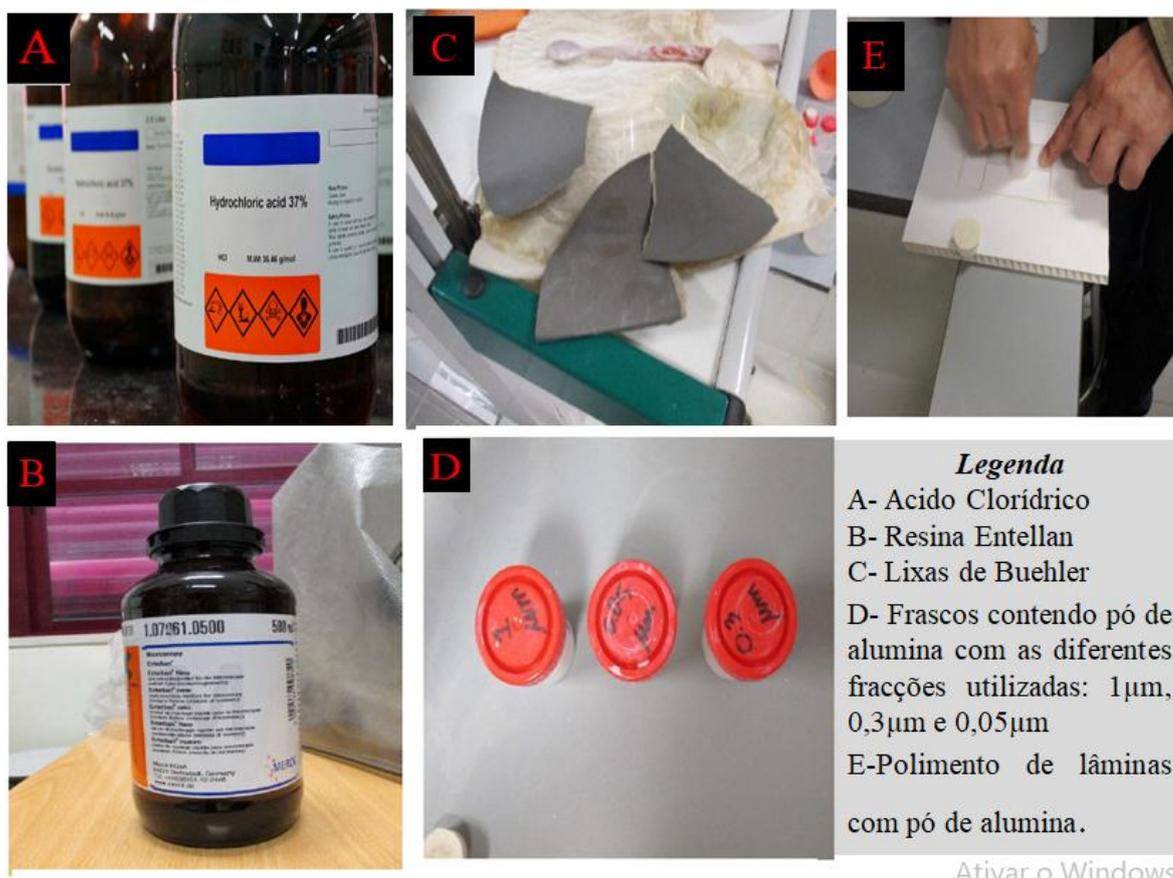


Figura 4: Materiais usados durante a preparação laboratorial das amostras e das lâminas delgadas.

Fonte: autora.

O material é então desbastado com lixas (Fig.4-C) que variam de 200 a 400 micrómetros e polido com tecidos de alumina em suspensão (feltro e alumina) onde uma parte é destinada a análise da reflectância da vitrinite e outra para a análise de Palinofácies como mostram a figura 5 em A e B respectivamente.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

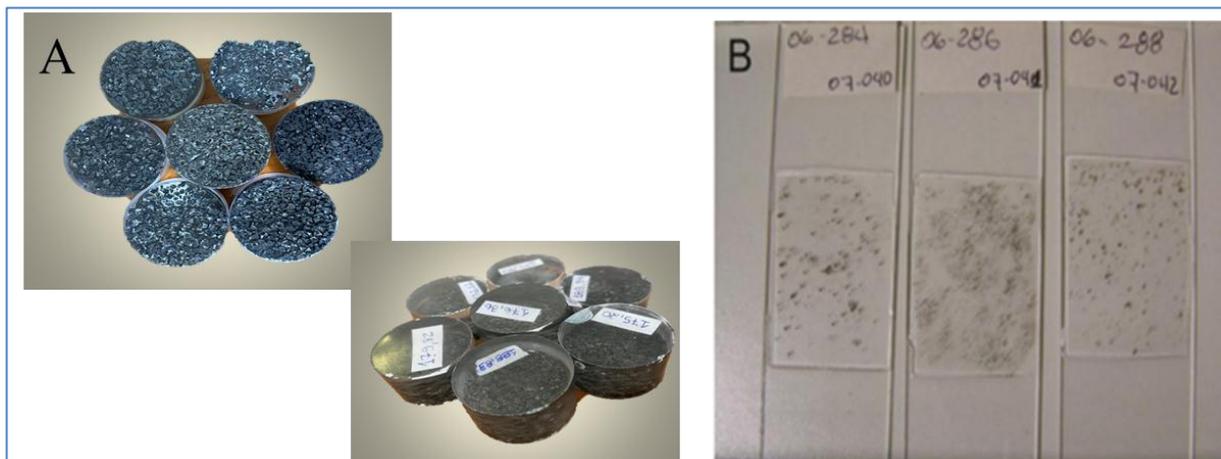


Figura 5: Vista superior e Lateral dos Plugs destinados à reflectância da vitrinite em A; e Lâminas delgadas para análise de Palinofácies em B.

Fonte: autora

### 2.2.6. Medição da Reflectância da Vitrinite

As medições da reflectância da vitrinite são realizadas em um microscópio óptico de luz branca reflectida acoplado a um microcomputador como ilustra a figura 6. O microscópio é calibrado com um padrão de reflectância conhecido, neste caso, a Safira sintética ( $0.505\% Ro$ , sistema ISO 7404/5, 1985). Após a calibração do microscópio, mede-se o poder reflector das partículas da vitrinite identificadas em cada plug. Um feixe luminoso incide na partícula, que reflecte uma certa quantidade de luz. Essa intensidade de luz é medida por um fotomultiplicador e registrada por um programa de computador (photan) na forma de um histograma, com valor médio do desvio padrão e número de partículas analisadas.

A escolha das partículas da vitrinite para a medição do poder da reflectância da vitrinite deve ser feita com o máximo de cautela, devido a presença de minerais que ficam como resíduo no querogênio, especialmente os sulfetos, argilominerais, sulfatos. Quando próximos da vitrinite, estes minerais podem alterar o poder reflector devido a sua elevada reflectância. Daí que, a influência da luz reflectida de outras partículas deve ser mínima, para não alterar o valor real da vitrinite.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

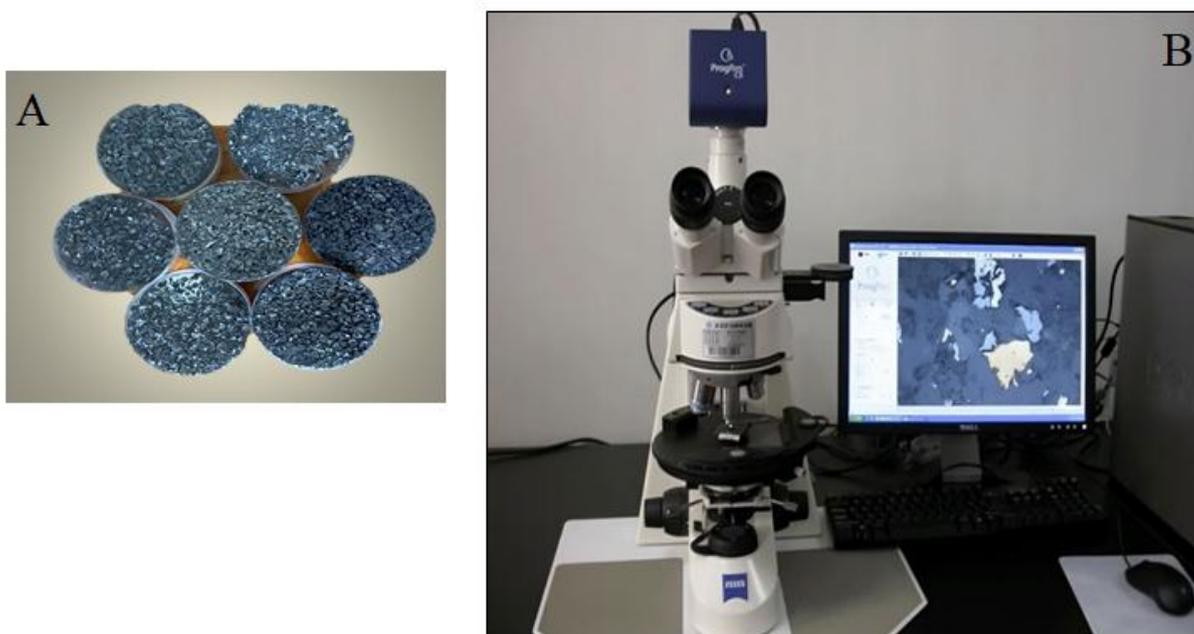


Figura 6: Microscópio de luz reflectida usada para análises da reflectância da vitrinite.

Fonte: Adaptado de (Cumbane,2023)

### 2.3. Modelos de Reflectância da Vitrinite

Nesta etapa foram calculados valores de reflectância da vitrinite para todos os intervalos de temperatura das secções estudadas no excel usando diferentes modelos de reflectância comumente usadas na avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos. Os resultados são apresentados nas tabelas em anexo. Após identificar o modelo ideal em função de menor desvio entre a reflectância da vitrinite medida e a reflectância da vitrinite calculada, os valores obtidos desse modelo foram usados para gerar gráficos de reflectância versus profundidade e Tmax versus reflectancia da vitrinite no Grapher. Os valores obtidos do modelo que apresentou menor desvio padrão foram posteriormente usados para determinar o potencial de geração de hidrocarbonetos.

### 2.4. Trabalho de gabinete

A terceira e a última etapa consistiu na geração de gráficos interpretativos, elaboração de mapas de localização geográfica, mapas geológicos, análise e interpretação dos resultados seguida pela apresentação de sugestões e/ou recomendações sobre qual modelo melhor adequam-se para o

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

cálculo da reflectância da vitrinite nas Bacias Sedimentares em estudo. Os mapas foram elaborados no software ArcGIS usando o pacote ArcMap10.6.1.

De referir que no final deste trabalho espera-se:

- ✓ Obter um modelo de reflectância ideal para o cálculo da reflectância da vitrinite;
- ✓ Identificar potenciais zonas de geração de hidrocarbonetos;
- ✓ Facilitar estudos referentes à avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos e construção de modelos de bacias usando valores da reflectância da vitrinite;
- ✓ Contribuir com informações sobre potências zonas de interesse e propícias para a prospecção e pesquisa de hidrocarbonetos.

### **3. GENERALIDADES DA ÁREA DE ESTUDO**

#### **3.1. Enquadramento Geográfico**

##### **3.1.1. Localização geográfica da área de Estudo**

A área de estudo abrange duas das maiores bacias sedimentares de Moçambique: a bacia de Moçambique e a bacia do Rovuma, cuja formação está relacionada com a fragmentação do Gondwana e abertura da parte ocidental do Oceano Índico (Salman & Abdula, 1995).

A bacia marginal de Moçambique está localizada no extremo Sul do Rift Este Africano nas partes Central e Sul da planície costeira estendendo-se para a plataforma e talude continental com uma superfície de 185 000 km<sup>2</sup> (Salman. G & Abdula. I, 1995). Cobrindo uma área 275.000 Sq Km Onshore e 225.000 Sq Km Offshore, a espessura das rochas sedimentares dessa bacia aumentam em direcção ao Leste e a Norte, atingindo o seu máximo de cerca de 12km na depressão Delta do Zambeze (Salman & Abdula, 1995). Nesta bacia, serão estudados os furos Nhanchengo-1, furo Sofala-1, Temane-1; Xai-Xai West-1; Sangussi Marin-1 e Zandamela 1.

Na bacia do Rovuma, a área de estudo, neste caso o furo Mocimboa-1 situa-se a NE da província de Cabo Delgado, ocupando os distritos de Mocimboa da Praia e Palma sendo confinado a norte pelo Rio Rovuma que faz fronteira com a Tanzânia, a Oeste pelo distrito de Mueda e a Este pelo Oceano Índico (Guiliche, 2016).

Quanto ao Graben de Metangula, previamente conhecido como macha do Lago ou Bacia de Maniamba situa-se a NW da província de Niassa cobrindo cerca de 8.000km<sup>2</sup>. A área de estudo nesta Bacia localiza-se na zona central do distrito de Lago, sendo delimitada a Norte pela República Unida da Tanzânia, a Sul pela capital provincial, a Este e Oeste pelos Distritos de Sanga e Lago Niassa respectivamente.

A Bacia de Moatize-Minjova localiza-se na Província de Tete, na região Centro-Oeste de Moçambique (Santos *et al.*, 2015). Prolonga-se pela cidade de Tete até a fronteira com o Malawi, tendo continuidade até ao vale de shire, onde é limitada por falhas que contactam a NE e SW com as rochas cristalinas do pré-câmbrico. Nesta bacia serão estudadas as sondagens ETA15, ETA65, ETA71, ETA72 e ETA75.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

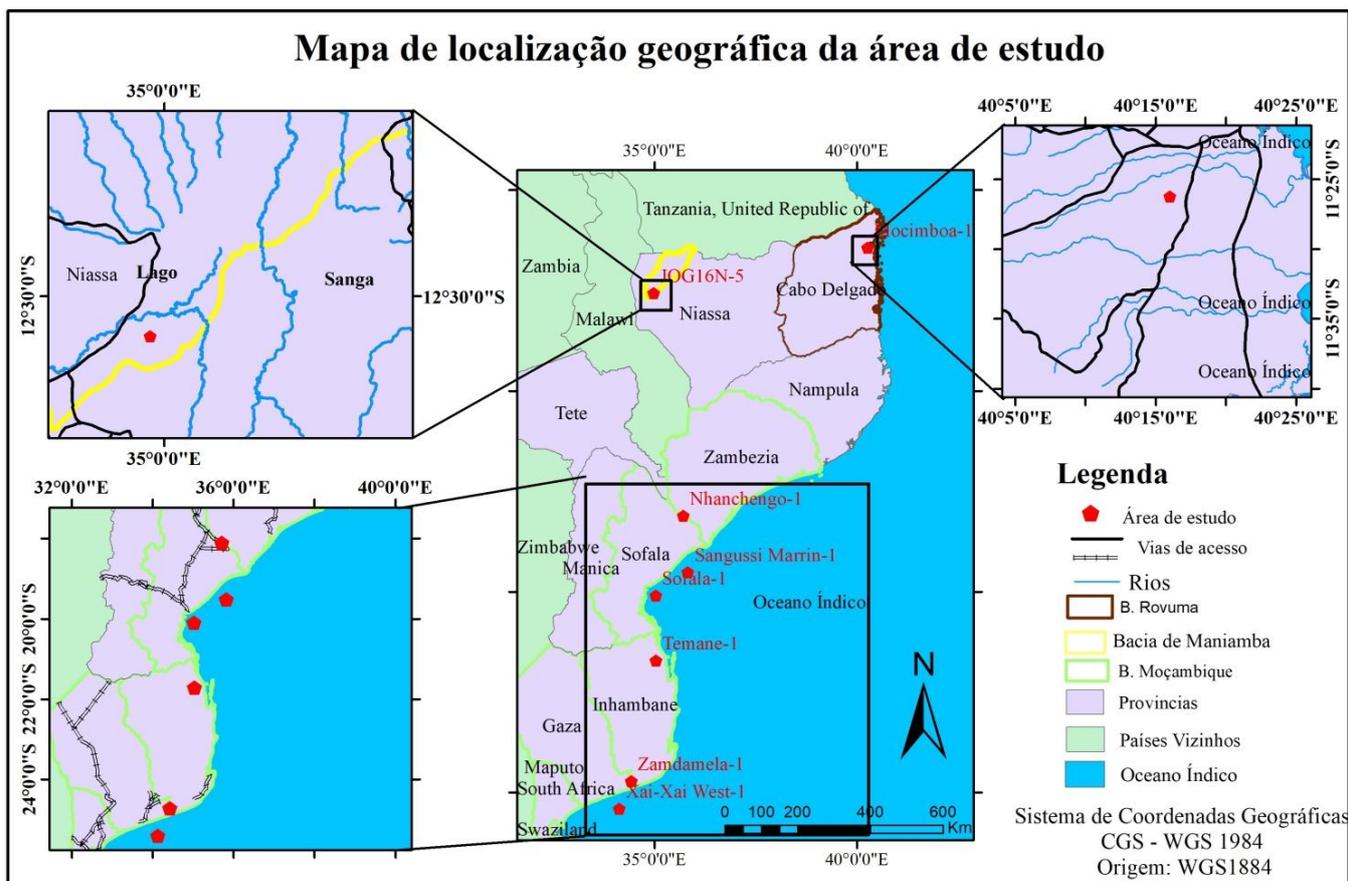


Figura 7: Enquadramento geográfico da área de estudo.

No decorrer do trabalho, também serão analisados alguns furos da bacia principal do Karoo e as sub-bacias de Rifugi, Mikumi e Ruhuhu da Tanzânia. A bacia principal do Karoo também conhecida como Main Karoo Basin, está principalmente localizada na África do Sul. Ela se estende por uma grande parte do país, abrangendo áreas nas províncias do Cabo Ocidental, Cabo Oriental, Cabo do Norte e Estado Livre. A bacia também se estende para partes do Lesoto e da Namíbia, sendo a maior parte de sua extensão localizada dentro das fronteiras da África do Sul. A bacia principal do Karoo é uma das características geológicas mais proeminentes da região, representando uma parte significativa da geologia e da história da Terra na África Austral.

### **3.2. Enquadramento Geológico**

#### **3.2.1. Geologia da área de estudo**

No que concerne aos recursos geológicos, em Moçambique diferencia-se seis grandes bacias sedimentares potencialmente ricas em hidrocarbonetos definidas segundo sua relação temporal com a fragmentação do supercontinente Gondwana (Mussa, 2014). São elas: Bacia de Moçambique, Bacia de Maniamba, Bacia do Médio Zambeze e Bacia do Rovuma (Caetano, 2014).

#### **3.2.2. Bacia de Moçambique**

Segundo Salman & Abdula (1995) a bacia de Moçambique é uma grande depressão pericontinental assimétrica inclinada em direcção ao leste, sendo ladeado a oeste pelo soco cristalino Pré-cambriano ou pelos basaltos do karoo e a leste pela Talude Continental e Crista do Madagáscar. Faz parte do sistema da margem continental do Leste Africano e foi formada como consequência da fragmentação de Gondwana e da abertura do Oceano Indico no final do Mesozóico (Salman & Abdula, 1995). Seu embasamento é constituído por rochas cristalinas e metamórficas do Pré-câmbrico (GTK, 2006).

Trata-se de uma bacia do tipo margem passiva, embora segundo estudos feitos por Reichert *et al.*, (2008) *in* Mussa (2014) usando dados sísmicos esta bacia mostra uma grande variedade ao longo da margem continental de Moçambique “Seaward Dipping Reflector Sequences (SDRS)”, concluindo que a margem continental de Moçambique não é uma margem passiva convencional mas sim uma margem do tipo vulcânica, caracterizada por actividade vulcânica de grande escala e eventualmente de curta duração que resultou em grandes volumes de corpos vulcânicos efusivos (Mussa, 2014).

É composta por rochas sedimentares pertencentes ao jurássico superior, Cretácio e Cenozóico (conforme descrito na tabela 2) as quais assentam em discordância sobre os basaltos do Karoo (Caetano, 2014). O registro sedimentar está articulado em cinco sequências deposicionais limitadas por importantes descontinuidades (hiatos).

As mudanças de fácies registam uma transição em direcção a leste, de depósitos continentais, parálicos e marinhos pouco profundos e de depósitos marinhos típicos em direcção a zonas de depocêntricas, as quais podem registar espessuras superiores a 10.000 metros como o que se observa na região do delta do Zambeze. Segundo autores, a bacia foi afectada pela tectónica da fase Pós-Gondwana, a qual é composta por três períodos: Fragmentação, estabilização e rifting (Salman & Abdula, 1995).

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Tabela 2: Estratigrafia da bacia de Moçambique. Fonte: Adaptado de (Salman & Abdula, 1995)

Eon	Era	Período	Formação		Litologia	
			Continental	Marinha		
<b>FANEROZÓICO</b>	Cenozóico	Quaternário			Aluvião, terraços, cones de dejunção, e calcários lacustres	
		Terciário	Superior		Formação de Mazamba	Grés glauconíticos, margas e calcários lacustres
				Formação de Jofane		Carbonato de fácies de calcários marinhos, calcarenito e calcário arenoso
			Inferior	Formação de Salanga		Calcários e grés calcários
	Mesozóico	Cretácico	Superior		Complexo deltáico	Calcários, dolomitos com calcários no topo
					Formação de Grudja (superior e inferior)	Calcarenitos, siltitos, e margas intercaladas com calcário de menor proporção.
				Domo de areia		Arenitos quartzozos com intercalações de argilitos escuros
				Domo de xisto superior		Sequências argilosas
			Inferior	Formação de Sena		Arenito arcósico de granulometria média a grosseira, seixos e conglomerados
					Formação de Maputo	Grés glauconíticos com camadas e nódulos de caevão
			Jurássico	Karoo		Movene
					Umbeluzi	Riolitos, tufos e tranqueídos

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A cobertura dessa bacia pode ser dividida em duas unidades: Gondwana e Pós-Gondwana. A unidade Gondwana corresponde ao preenchimento da parte inferior da bacia e consiste numa sequência de rochas sedimentares que se depositaram desde o final do Carbonífero até ao Jurássico inferior em bacias epicontinentais dentro do Gondwana (Mussa, 2014).

A unidade Pós-Gondwana (ver figura 8) é composta por sequências sedimentares do Jurássico Médio a Superior, Cretácio e Cenozóico correspondendo ao enchimento sedimentar da bacia marginal Este Africana (Mussa, 2014).

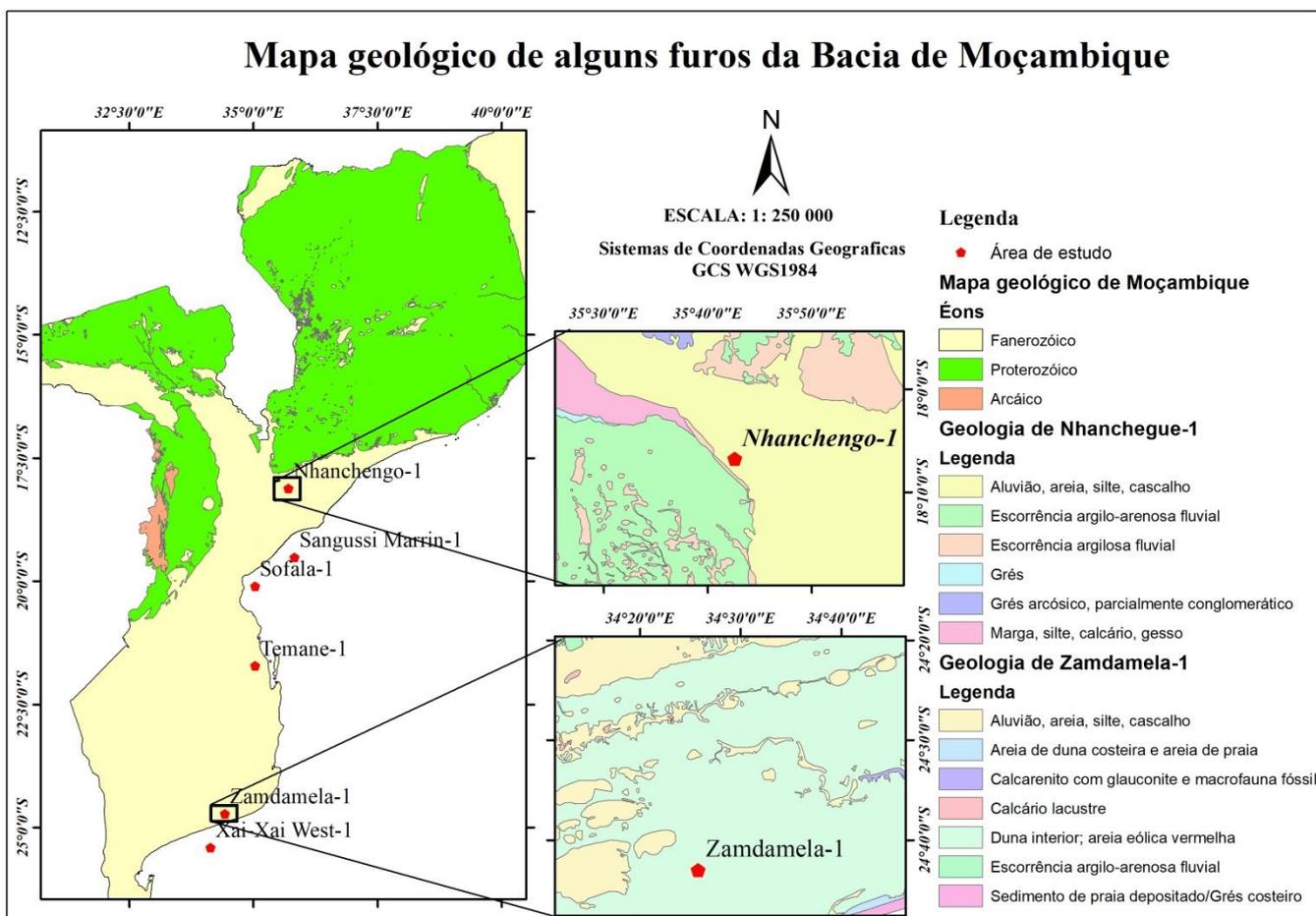


Figura 8 : Mapa geológico de alguns furos da bacia de Moçambique.

Fonte: autora

### 3.2.2.1. Bacia de Moatize-Minjova

A bacia de Moatize Minjova desenvolveu-se nas margens e /ou no interior de cratões do Proterozóico, sendo portanto designada por bacia Intra-Cratónica (graben e semi-graben) separados por horts constituídos por rochas do pré-câmbrico (Costa *et al.*, 2015).

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A sucessão estratigráfica de Moatize-Minjova destacada na figura 9 inclui formações de natureza clástica depositadas em ambientes continentais, as quais registram importantes mudanças de ambientes que variam desde glaciares, pós-glaciares a temperados húmidos variando de quente a áridos (Fernandes *et al.*, 2013). Da base para o topo da bacia de Moatize-Minjova encontram-se as seguintes formações: Formação de Vuzi, Formação de Moatize, Formação de Matinde e Formação de Cadzi.

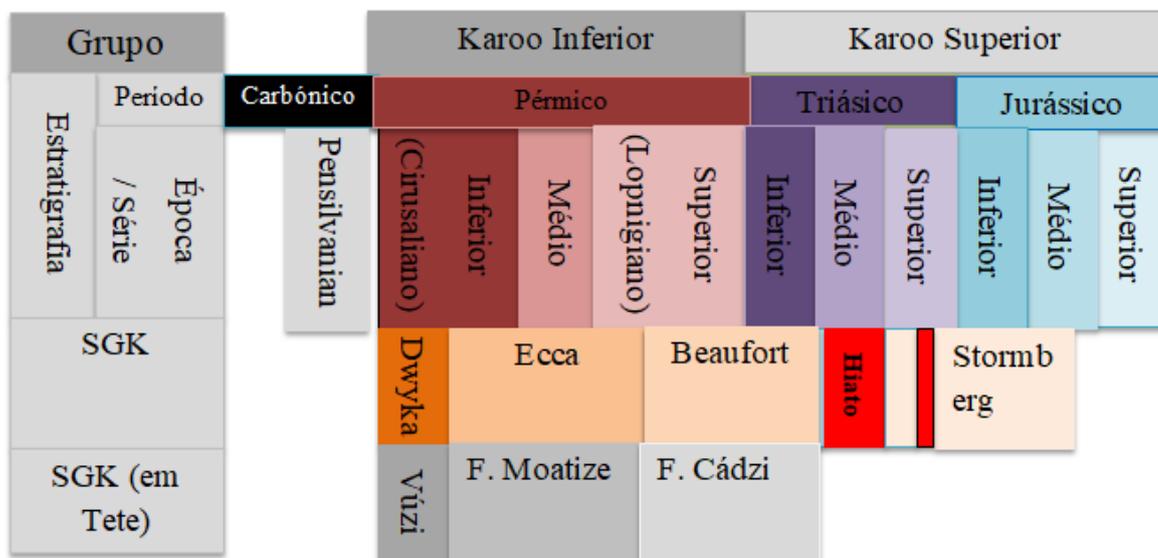


Figura 9: Estratigrafia da bacia de Moatize-Minjova.

A formação de Vuzi também conhecida como formação tilítica assenta em discordância sobre o soco cristalino do Proterozóico e consiste em diamactitos (Tilitios) intercalados com camadas de arenito grosseiro e siltitos-argilitos finos (Lopes *et al.*, 2014a). Sobre esta formação encontra-se em concordância estratigráfica a formação de Moatize, caracterizada pela existência de intercalações de camadas de argilitos carbonosos, arenitos, siltitos e carvão (Fernandes *et al.*, 2014).

A deposição dos sedimentos dessa formação ocorreu em ambientes fluvio-deltáicos e lacustres sob condições climáticas temperadas húmidas a quentes (Lopes *et al.*, 2014b). Esta formação de idade Cirusaliana é correlacionada com a série produtiva do grupo Ecca Médio-Superior do Karoo tipo da RSA (ver figura 9), o qual pode ser encontrada em 6 bacias carboníferas de Moçambique, concretamente a Bacia de Moatize-Minjova, Chicoa-Mecucue, Sanagoê-Mefideze, Niassa, Lugenda e Mpotepote (Fernandes *et al.*, 2014).

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Sobreposta a esta formação encontram-se acumulações com cerca de 2 km, as quais consistem em intercalações de arenitos, conglomerados, argilitos e por vezes camadas de carvão na parte inferior. Esta é designada formação de Matinde, cujos sedimentos foram depositados em ambientes fluviais, tendo sido registada uma mudança de condições climáticas temperadas e húmidas a quentes e áridas (Fernandes *et al.*, 2014)

Por fim, encontra-se a formação de Cadzi, assente sobre a formação de Matinde. Consiste em arenitos arcósicos avermelhados, conglomerados, calcário e margas. Correlações estratigráficas efectuadas com a principal bacia do Karoo (Karoo tipo da RSA) permitiu datar esta unidade entre o Lopnigiano-Triásico Inferior.

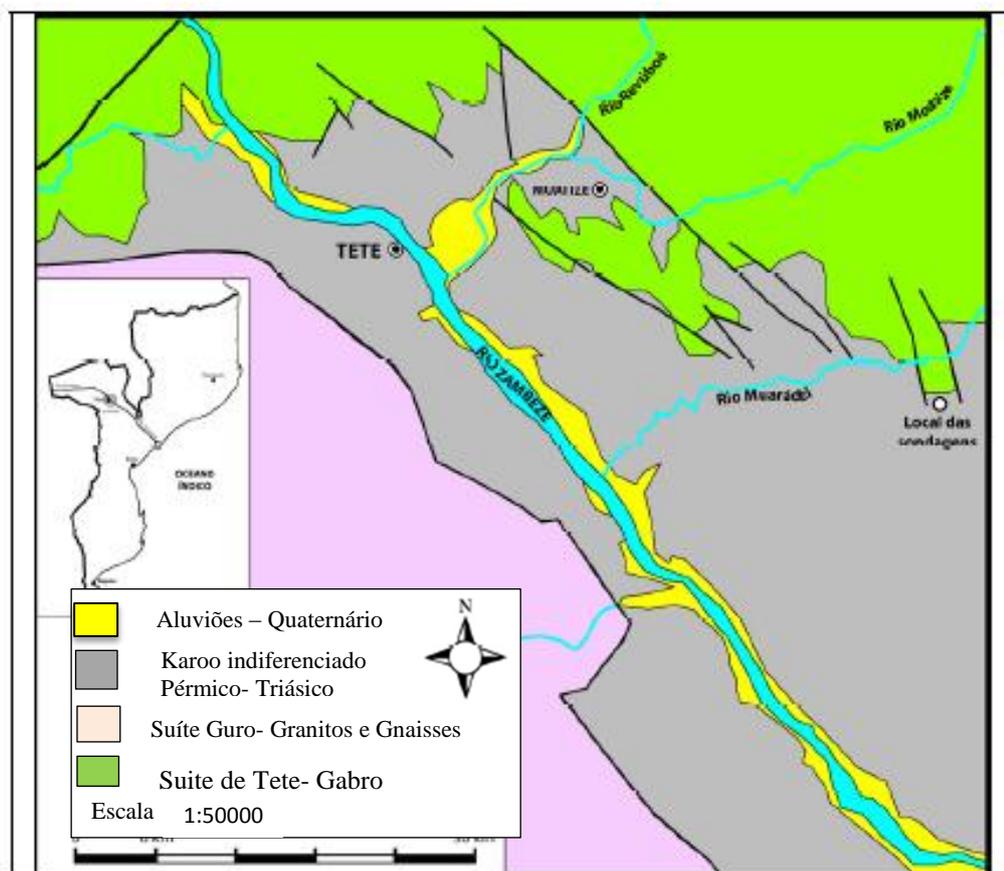


Figura 10: Mapa geológico simplificado da região de Tete.

Fonte: Adaptado de (Fernandes *et al.*, 2015).

### **3.2.2.2. Graben de Metangula**

#### **3.2.2.2.1. Enquadramento geológico e geotectónico**

A Bacia Carbonífera de Maniamba enquadra-se nas bacias do Karoo da região Centro e Sul de África. Em termos geológicos, o Graben de Metangula é constituído por rochas sedimentares do karoo ladeados por rochas fortemente metamorfoseadas ou por rochas ígneas do pré-cambriano que se sobrepõem de forma discordante e são cobertas por areais continentais neogénicas e ao longo dos rios, por sedimentos pleistocénicos ou halocénicos mais jovens (Verniers *J et al.*, 1989).

As bordas da bacia (ver figura 11) são delimitadas por falhas de bordadura, que estão orientadas no sentido nordeste-sudoeste. A bacia é cortada por várias outras falhas, sendo duas delas de destaque, conhecidas como a Falha do Rio Moola e a Falha do Rio Txuine, que estão orientadas no sentido noroeste-sudeste. Essas falhas têm um papel importante na estruturação e configuração da bacia, contribuindo para a formação do graben ao longo da sua extensão (Vasconcelos, 2021).

O Graben de Metangula alonga-se na direcção nordeste-sudoeste, indicando um rift embrionário pré-Karoo devido ao reajustamento de estruturas pré-câmbrias da margem do Tethys (Vasconcelos, 2021). Diferentemente da bacia de Moatize- Minjova, a sequência estratigráfica do Graben de Metangula começa com as formações do grupo Ecca, seguida por Beaufort com fósseis de répteis e várias formações do Karoo Superior (6000m), originando-se em ambiente fluvial. Nesta bacia, a espessura dos sedimentos pode atingir 7000m, denotando acumulação significativa de sedimentos ao longo do tempo geológico (Vasconcelos, 2021).

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

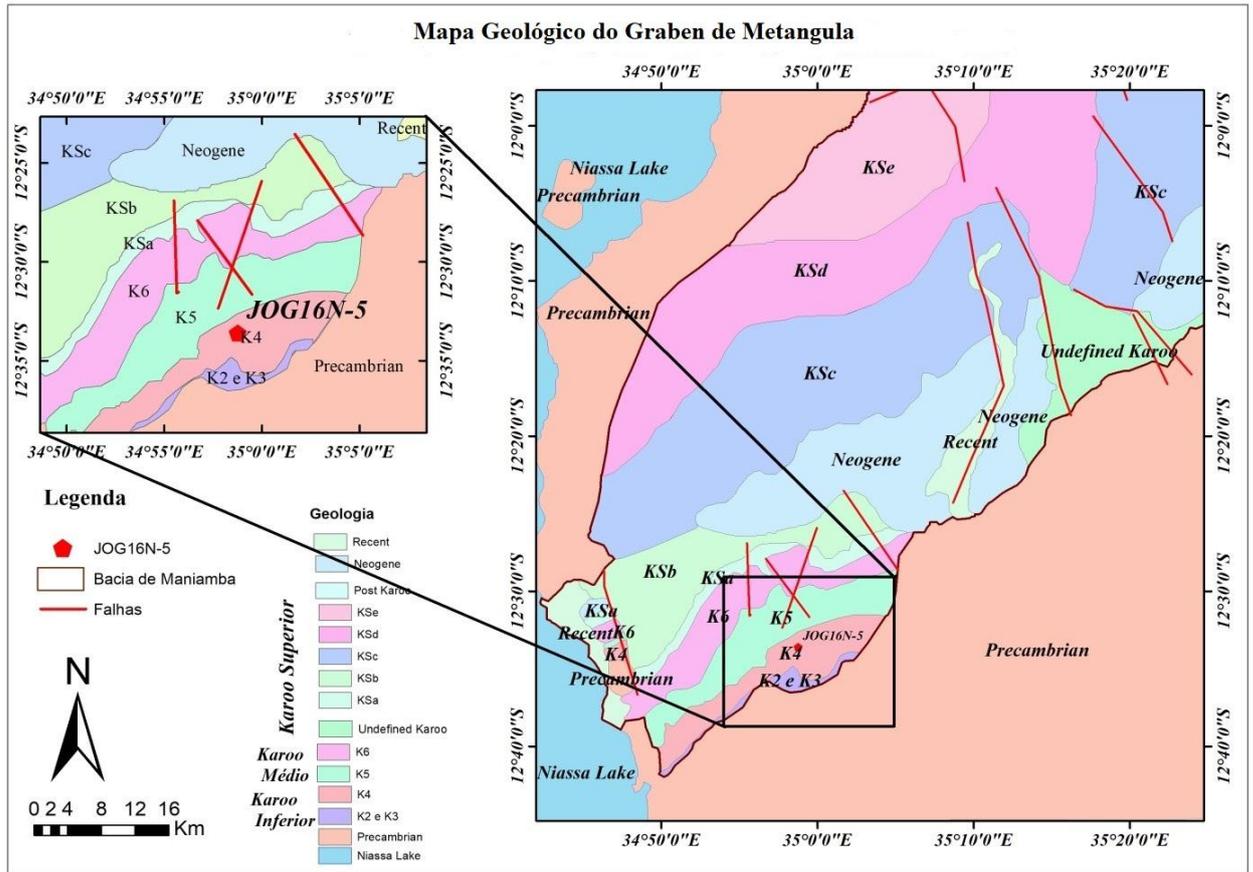


Figura 11: Mapa geológico do Graben de Maniamba com a localização do furo JOG16N-5. Fonte: autora.

A principal Bacia do Karoo, que constitui o Karoo tipo, preserva sequências estratigráficas com idades que variam do carbonífero superior ao jurássico médio sendo constituída da base ao topo pelas unidades lito-estratigráficas que serão descritas na tabela abaixo 3.

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Tabela 3: Litoestratigrafia do graben de Metangula.

Fonte: Adaptado (Verniers J et al., 1989) & (Vasconcelos, 2021).

<b>Idade (Karoo)</b>	<b>Sequência lito-Estratigráfica</b>	<b>Espessura (m)</b>	<b>Membro</b>	<b>Descrição litológica</b>	<b>Formações</b>
<b>Inferior</b>	Ecca (PeE)	343	Superior	Depósitos de planície de inundação, arenitos imaturos e arcóscicos, xistos argilosos, concreções ferruginosas em margas e conglomerados	K2, K3 e K4
			Inter-médio	Depósitos de carvão, siltitos, xistos argilosos carbonosos e arenitos	
			Inferior	Depósitos de diamacitos argilosos, arenitos, siltitos e conglomerados	
<b>Médio</b>	Beaufort (PeB)	600	-	Consiste essencialmente de siltitos esverdeados e argilitos com horizontes locais de nódulos calcários e fosseis dispersos	K5 e K6
<b>Superior</b>	Com uma espessura de 600m, o karoo superior é constituída por rochas sedimentares de origem fluvial de idade Triásico-jurássico.				

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

### 3.2.2.3. Bacia do Rovuma

A bacia Rovuma faz parte de uma extensa bacia marginal da África Oriental que desenvolveu-se num período de fragmentação activa do supercontinente Gondwana e formação do oceano Índico a aproximadamente 165Ma, coincidindo com a intensa erosão causada pela elevação do interior de África (Salman & Abdula, 1995). Esta, localiza-se a NE de Moçambique, e inclui parte das planícies costeiras e margens da Tanzânia e do Quênia onde cobre cerca de 29500km dos quais, 23800km correspondem a parte Onshore com uma largura máxima de 150km e aproximadamente 400km de comprimento (Salman & Abdula, 1995).

O maior período de sedimentação desta bacia ocorreu durante o cretácico, coincidindo com a erosão causada por uplift no interior de África. A partir do Oligoceno, a sedimentação é dominada por sedimentos do delta do Rio Rovuma (Key *et al.*, 2008). A base da bacia é composta por rochas cristalinas e metamórficas de idade pré-cambriana. Contudo, o preenchimento sedimentar é representado por sedimentos terrestres continentais do Karoo, depósitos marinhos e lagunares do Jurássico, rochas marinhas e deltáicas do Cretáceo e do Cenozóico (Key *et al.*, 2008); (Carneiro & Alberto, 2014).

Tabela 4: Litoestratigrafia da bacia do Rovuma. Adaptado de (Carneiro & Alberto, 2014).

Formação	Código	Período	Litologia
<b>Rádio Mikidani</b>	TeK	Oligoceno a Pleistoceno	Areias não consolidadas Camadas de arenitos e conglomerados
<b>Chinda</b>	TeCh	Neogénico	Arenitos de grão fino a médio bem cimentados
<b>Quissanga</b>	TeQj	Eoceno (Lutctiano a Priaboniano)	Arenito de grau médio com um cimento caulínítico sobreposto por calcário fossilífero
<b>Alto Jingone</b>	TeQ	Paleogénico inferior a médio	Material bioclástico intercalado, níveis variáveis de areia e calcário, marga, argilite, com uma variedade de outros componentes tais como: Conchas, fósseis, nódulos de calcário, xistos foramineferos.
<b>Mifume</b>	CrMf	Cretácio superior	Margas cinzentas e lamas carbonatadas,

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

		(Cenomaniano a Mastrichtiano)	com arenitos intercalados com mais de 70cm de espessura
<b>Macomia</b>	CrMo	Cretáceo Inferior (Albiano-Aptiano)	Arenitos e conglomerados de grau médio a grosseiro
<b>Pemba</b>	Crpc CrPs Crpm	Jurássico superior a Cretáceo inferior	CPMR- unidade superior- arenitos intercalados por siltitos; CRPS- unidade média predominantemente arenito com espessura de 10 cm a 1 metro; CRPC- unidade de base- arenitos e conglomerados com camadas de siltitos, lamitos e calcários.
<b>N'Gapa</b>	TrP	Triásico superior a jurássico inferior	Arenitos e conglomerados com granulometria média a grosseira dentro de uma matriz siliciosa
<b>Rio Mecole</b>	TrM	Triásico superior a Jurássico inferior	Conglomerados siliciclasticos vermelhos, com lentes de areia e cascalhos

O furo Mocímboa -1 representado no mapa geológico da figura 12 intercepta formações rochosas do terciário a Cretácico Médio pertencentes as formações de Mifume, Mikidani, Quissanga e Alto Jingone (Guiliche, 2016). A maior parte das formações é constituída por rochas siliciclasticas (arenitos, siltitos e argilitos) cobertas por formações recentes, sendo constituídas por areias, dunas costeiras, dunas de areias interiores, areias eólicas, cascalhos, argilas marinhas, rochas da formação Mikidani e Chinda, ambos do Neogéneo e pela formação de Macomia do Cretácico que aflora em forma de lentes a norte da área de estudo (Carneiro & Alberto, 2014).

Das formações interceptadas pelo furo Mocimboa-1 (Fig.12), destaca-se a Formação de Mifume, constituída por argilas siltosas esverdeadas e calcoarenitos com espessura variando entre 50 a 100m em afloramento. Esta formação foi depositada em um ambiente de plataforma em mar aberto acima da inconformidade sobre o topo da Formação de Pemba (Carneiro & Alberto, 2014).

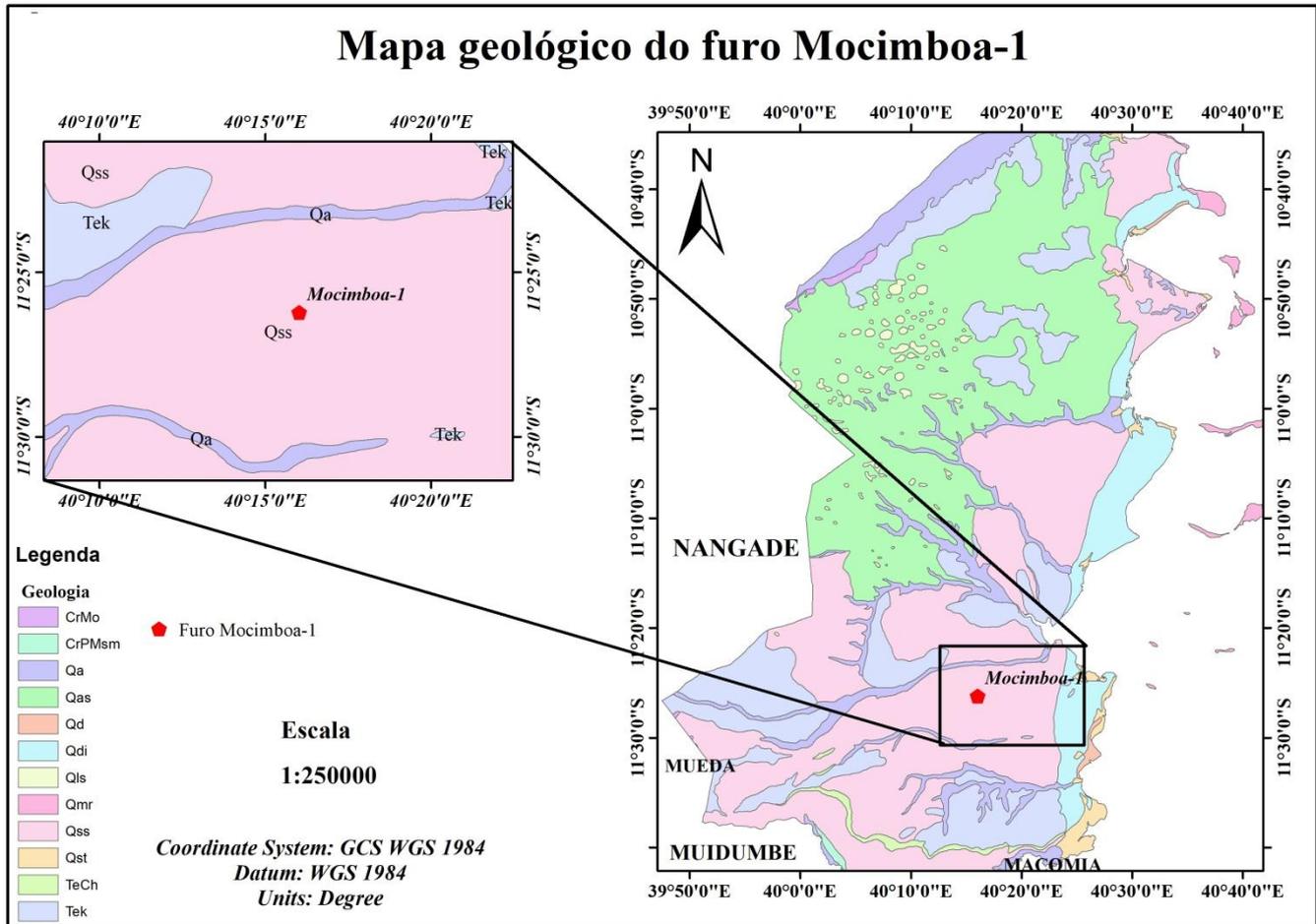


Figura 12: Mapa geológico do furo Mocimboa-1.

Fonte: Autora.

### 3.3. Supergrupo Karoo

O supergrupo Karoo representa uma série de formações sedimentares e posteriormente ígneas que são encontradas em quase todos os países da África Austral e em alguns países da África Central (Vasconcelos, 2021). Essas formações começaram a se depositar quando o supercontinente Pangeia atingiu o seu auge durante o Carbonífero Superior e esse processo continuou até o Jurássico Médio, quando ocorreu a fragmentação do Pangeia em Gondwana e Laurásia (Catuneanu *et al.*, 2005). Neste período o regime tectónico foi caracterizado por uma combinação de movimentos compressivos e de acreção ao longo da margem sul do Gondwana (margem convergente), simultaneamente com um regime extensivo (margem divergente) que se propagou para o sul a partir da margem do Tethys, ao norte (Vasconcelos, 2021).

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A margem sul foi caracterizada por uma subducção de baixo ângulo da placa paleo-Pacífica sob o Supercontinente Pangea. Este regime compressivo associado com a colisão e a acreção de terrenos representou a carga supracrustal que consistiu o sistema de retroarco de ante-pais (retroarc foreland system) culminando com a formação de um cinturão dobrado-carreado Pan-Gondwanico do qual uma Porção pode ser vista na RSA (Vasconcelos, 2021).

A margem norte da Bacia principal do Karoo mostra um controle estrutural diferente, dando origem a regimes extensionais no lado leste da parte africana do Gondwana e à bacias de afundimento (do tipo sag). No que diz respeito a parte oeste dessas bacias, ela não é tão bem conhecida em comparação com a parte leste pois, foi na parte Leste das bacias do SGK que se desenvolveu um sistema de rifts que se estende a desde o rio Zambeze até Ogadem na Etiópia (Vasconcelos, 2021).

De norte para o Sul, o SGK (Fig.13) compreende as bacias de Tanga/Duruma entre a Tanzânia e Quênia, bacias de Ruhuhu, Ilima Galula e Selous incluindo os lobos de Mikumi e Mvula na Tanzânia, a bacia de Metangula entre Moçambique e Tanzânia, alguns restos de bacia em Malawi, Lukasahi e Luangwa na Zâmbia, e a bacia de Moatize Minjova em Tete e a bacia principal do Karoo na África do Sul.

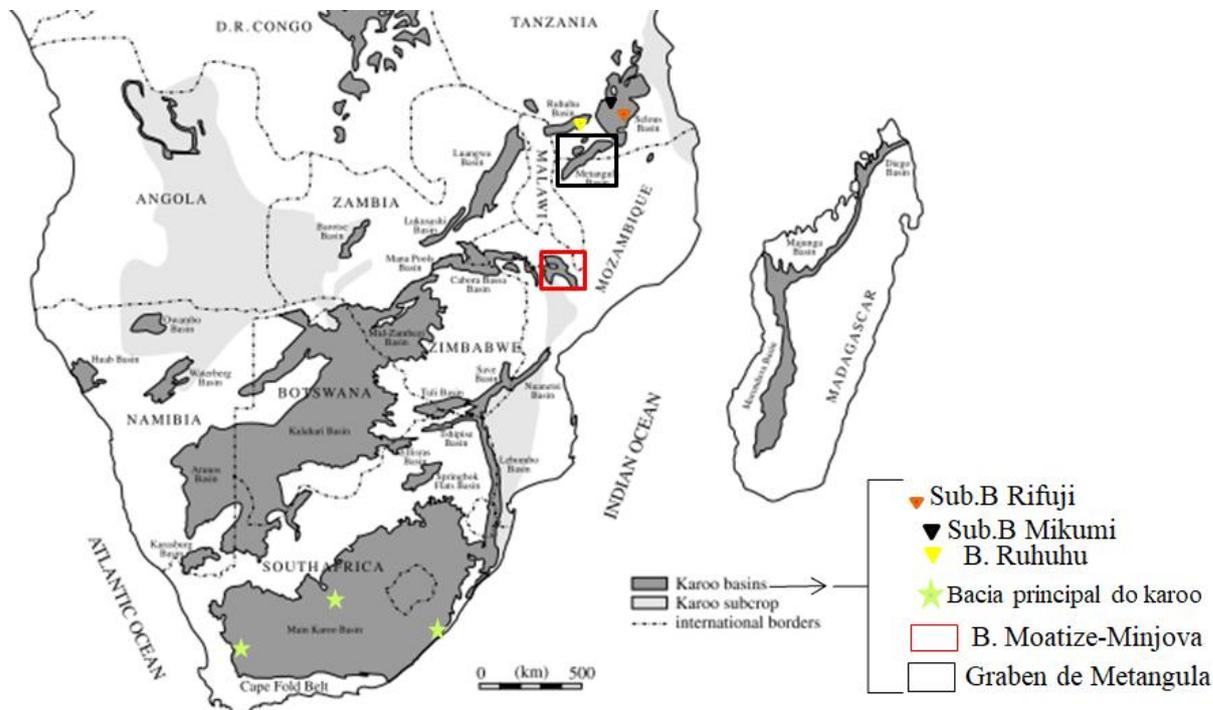


Ilustração 13: Distribuição das bacias do Karoo ao longo da África Austral com a indicação das bacias carboníferas em estudo (Catuneanu *et al.*, 2005)

### 3.3.1. Bacia principal do Karoo (Main karoo basin)

A bacia principal do karoo formou-se como uma bacia foreland retroarco fortemente influenciada pelos eventos tectónicos que culminaram com a formação do Cape Fold belt (CFB). Por ser fonte principal de gás de xistos (Adeniyi *et al.*, 2017), a parte sul da bacia principal do karoo tem sido alvo de vários estudos em sedimentos argilosos do Grupo Ecca (Mosavel *et al.*, 2019).

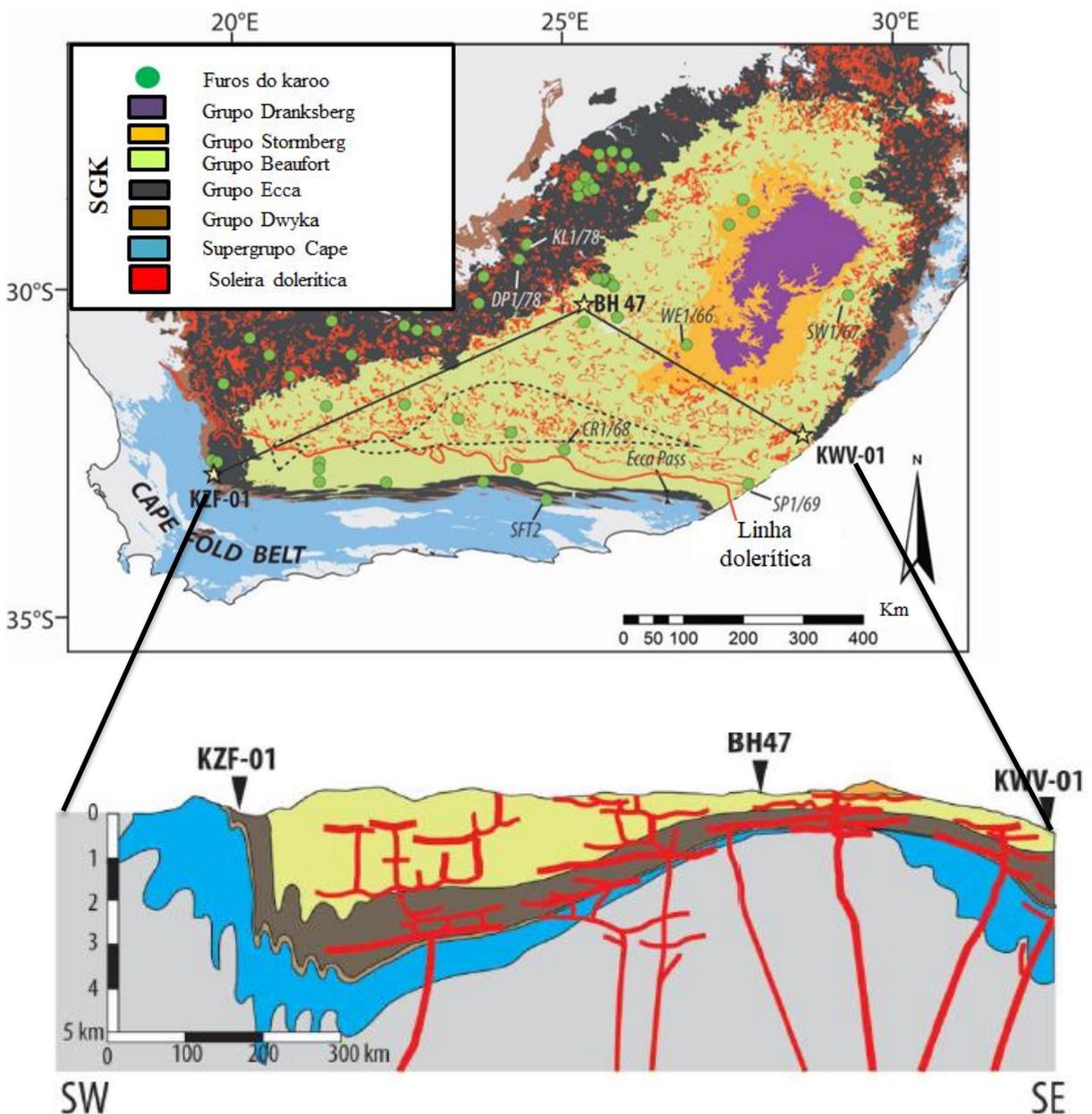


Ilustração 14: Mapa geológico da bacia principal do Karoo com a ilustração dos furos em estudo (estrelas douradas). Também é mostrada uma secção transversal esquemática da parte sul da bacia do Karoo com orientação SW-SE entre os tres furos em estudo.

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Nesta bacia foram estudados 3 furos nomeadamente: KZF-01 localizado na província de Tankwa, KWV-01 localizado próximo ao Willovale na província Cabo oriental e o furo BH 47. O furo KZF-01 cruza cerca de 657m do grupo Ecça na parte Sul da bacia, perto ao CFB mais ao Sul da linha dolerítica, um limite ao sul da linha dolerítica.

### **3.3.2. Sub-bacias da Tanzania**

As bacias de Karoo na Tanzânia constituem um vale continental que se estende na direcção nordeste-sudoeste, abrangendo áreas do Quênia, Tanzânia, Moçambique, Malawi, Zâmbia e África do Sul (Kreuser *et al.*, 1988). Estas bacias assumem a forma de grabens e semi-grabens inclinados predominantemente nas direcções sudeste a leste-sudeste, e estão cobertos inconformemente por sedimentos mais jovens a leste, representando remanescentes de um extenso vale original de dimensões continentais, que afundou através de falhas até o embasamento, escapando à erosão subsequente (Mbede, 1991).

Dentro deste contexto, a Bacia de Ruhuhu se destaca, sendo dividida por horts cristalinos em sub-bacias como Mchuchuma-Ketewaka, Ngaka e Manda Norte. A configuração geológica actual resultou da falha escalonada e da erosão, exibindo deslocamentos verticais de até 1.000 metros nas margens sudoeste e sudeste, com contactos sedimentares inconformes nas margens opostas (Kreuser *et al.*, 1988).

A predominância de falhas escalonadas indica um regime tectónico extensional ao longo da evolução da bacia, caracterizado por juntas abertas, zonas de cisalhamento inclinadas rasas e sobreposição de unidades jovens sobre o embasamento pré-Karoo. A sedimentação na bacia foi tectonicamente controlada, especialmente após a nivelção dos sedimentos pós-Karoo.

### **3.4. Estratigrafia do karoo**

A Estratigrafia do Karoo revela a evolução geológica de 300 a 290 milhões de anos e pode ser dividida em 5 grupos: Dwyka, Ecça, Beaufort, Stormberg e Drakensberg. O grupo Dwyka exhibe depósitos glaciais em diversos ambientes tectónicos, indicando extensiva glaciação do Carbonífero ao Pérmico. Composto por diamictitos marinhos siltosos e dropstones, este grupo sugere uma deposição homogênea em ambiente de baixa energia.

O Grupo Ecça segue refletindo mudanças ambientais com sequência clástica diversa, incluindo lamitos, arenitos, carvão, siltitos e alguns conglomerados. A idade do Ecça na bacia principal do karoo abrange o grupo Dwyka do Carbonífero Superior até o Grupo do Beaufort do Pérmico Superior ao Triásico Médio. Essa formação geológica ocupa uma grande parte do período Pérmico.

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

No ponto mais espesso da bacia, na região sul, o Ecça alcança uma espessura máxima de 3000 metros. O Grupo Beaufort, deposição Permo-Triássico fluvial, apresenta estratos de lamitos e siltitos em vários ambientes fluviais, marcando transição gradual para o Ecça. Os estratos do Grupo do Beaufort são principalmente constituídos por lamitos e siltitos com a presença de arenitos lenticulares e tabulares subordinados, que foram depositados em vários ambientes fluviais.

O limite entre o Grupo do Beaufort e o Ecça subjacente é transicional e diacrónico, indicando uma mudança dos sistemas deposicionais deltáicos para fluviais. Portanto, esse limite nem sempre é facilmente definido.

O Grupo Stormberg, composto por três formações distintas, Molteno, Elliot e Clarens, abrange Triássico Superior ao Jurássico Inferior, com espessuras médias de 460 a 300 metros. O Grupo Drakensberg consiste em 1400 metros de lavas basálticas, desempenhando papel essencial na sequência estratigráfica.

### **3.4.1. Karoo em Moçambique**

Em Moçambique, o SGK é caracterizado como camadas de estratos que se assentam de forma discordante sobre o substrato pré-cambriano sobrepostas discordantemente por estratos do Jurássico Médio ou períodos mais recentes (Vasconcelos, 2021). Essa unidade geológica ocorre em bacias extensionais do tipo rift grabens e semi-grabens que se desenvolveram nos limites exteriores ou dentro de escudos cratônicos do Arcaico e do Proterozóico (Fernandes *et al.*, 2013) .

Em termos gerais, as sequências sedimentares em Moçambique têm início com sedimentos glaciares/peri-glaciares/deltáicos que datam do Carbonífero Superior, embora esses sedimentos tenham sido encontrados apenas nas bacias de Tete e não na bacia do Niassa (Vasconcelos, 2021). Acima deles ocorrem sedimentos de origem fluvial/lacustre, seguidos por camadas que indicam condições mais áridas e quentes.

Episódios extensionais na região resultaram na formação de uma série de grabens com várias sub-bacias. Conseqüentemente, as bacias ao longo do Rio Zambeze foram divididas em dois domínios distintos: o ocidental e o oriental, separados pelo Horst pré-câmbrico do Songo (Vasconcelos, 2021).

O SGK em Moçambique está dividido em karoo inferior e karoo superior. O Karoo Inferior consiste em uma sequência sedimentar depositada durante o Carbonífero Superior – Triássico Inferior. É caracterizado pela ocorrência de depósitos glaciares e pré-glaciares na base, sobrepostos por sedimentos fluvio-glaciares seguidos por sedimentos fluvio-limnicos Carbonosos a areníticos

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

(Santos *et al.*, 2015). O grupo do Karoo Superior, o mais recente, é caracterizado pelo contínuo preenchimento das bacias em ambientes essencialmente fluviais e com oscilações tectônicas durante o Jurássico Inferior (Lopes *et al.*, 2014b). Essa unidade é constituída por episódios ígneos bi-modais de idade Jurássico Inferior (Lopes *et al.*, 2014a).

Essa divisão deve se a dificuldades de diferenciação entre as unidades lito-estratigráficas Dwyka, Ecca, Beaufort e Stormberg causadas pelas irregularidades das bacias e pela não representatividade das sequências geológicas por fosseis e litologias características (Paulino *et al.*, 2008).

Em Moçambique, as sequências litológicas do Karoo geralmente começam por formações (flúvio) glaciares seguidas por formações com presença de carvão (Verniers J *et al.*, 1989). Segundo Vasconcelos 2021, os estratos mais recentes apresentam rochas pelíticas de cores esverdeadas e avermelhadas, denotando alterações para condições subaéreas oxidantes, terminado com episódio ígneo bimodal em que predominam as lavas basálticas

### **4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

A determinação do potencial de geração de hidrocarbonetos envolve a avaliação das condições e características de uma determinada amostra de rocha, para identificar sua capacidade de gerar ou

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

libertar hidrocarbonetos. Os métodos mais usados podem variar do contexto, quer seja para análise da rocha geradora (Geoquímica orgânica, Petrografia orgânica e palinologia) e/ou da rocha reservatório (Sísmica, métodos petrofísicos). Neste projecto científico, serão descritos alguns métodos usados para a análise da rocha geradora, objecto de estudo deste trabalho.

### **4.1. Geoquímica Orgânica**

A geoquímica orgânica é uma técnica relativamente recente desenvolvida no início da década 70 com o objectivo de caracterizar óleos e sedimentos a fim de se obter dados sobre a origem dos hidrocarbonetos, rocha geradora, rotas de migração e condições dos reservatórios do petróleo empregando diversas técnicas que incluem: análise dos biomarcadores, TOC, Pirólise Rock-Eval, cromatografia líquida e gassosa entre outras (Silva, 2007).

Para Silva 2007, a geoquímica orgânica é um ramo das geociências que complementa um conjunto de áreas da geologia, paleontologia, biologia, engenharia do petróleo, e sísmica utilizando os princípios da química para o estudo da origem, migração, acumulação, exploração e produção do petróleo (óleo ou gás). Sob o ponto de vista da geoquímica orgânica, a matéria orgânica presente é constituída por uma parte insolúvel em solventes orgânicos denominado querogénio e uma fracção solúvel em solventes designada como matéria orgânica solúvel ou betume (Silva, 2007).

Enquanto o querogénio é estudado através da microscopia (objecto da Palinologia ou da Petrografia Orgânica), o betume é extraído das rochas e caracterizado por diversos procedimentos analíticos da geoquímica orgânica também conhecida como geoquímica do petróleo (Guiliche, 2016).

### **4.2. Técnicas da geoquímica orgânica**

Existem várias técnicas geoquímica orgânica comumente usadas para a caracterização de óleos e sedimentos dentre as quais se destacam o carbono orgânico total, pirólise rock-eval e biomarcadores.

#### **4.2.1. Carbono Orgânico Total (COT)**

Em função das características necessárias para avaliar um sedimento como sendo de uma rocha geradora de hidrocarbonetos, a quantificação da matéria orgânica apresenta-se como o primeiro parâmetro a analisar (Silva, 2007).

A quantidade de matéria orgânica presente em um sedimento é medida através do teor de carbono orgânico total (COT), expresso na forma percentual em relação a amostra seca, que reflecte as condições de produção e preservação no meio ambiente (Guiliche, 2016).

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

O valor mínimo aceitável para classificar uma rocha como potencial geradora em % COT em rochas siliciclásticas (Argilitos e Siltitos) é 0.5% ao passo que em rochas carbonáticas (Calcário) é de 0.2% (ver tabela abaixo).

Tabela 5: Classificação do potencial gerador de hidrocarbonetos em rochas siliciclásticas e carbonáticas em função do COT %.

Fonte: (Guiliche, 2016)

<b>COT em rochas Siliclasticas (% Peso)</b>	<b>COT em rochas Carbonatadas (% Peso)</b>	<b>Potencial HC'S</b>
<b>0-0.5</b>	0-0.20	Pobre
<b>0.5-1</b>	0.20-0.50	Regular
<b>1.2</b>	0.50-1.0	Bom
<b>2-4</b>	1.0-2.0	Muito bom

### 4.2.2. Pirólise Rock- Eval

A Pirólise Rock-Eval é uma técnica desenvolvida em 1977 por Espitalie que envolve a decomposição térmica da matéria orgânica em uma atmosfera inerte produzindo uma temperatura na taxa máxima de geração de hidrocarbonetos (Kibria1 *et al.*, 2020). Trata-se de uma técnica que consiste na simulação artificial em laboratório do processo natural geração de petróleo e gás por aquecimento em um ambiente inerte com o intuito de se conhecer o potencial gerador de hidrocarbonetos de uma rocha (Balbinot, 2012).

Seus resultados são representados pelos picos S1, S2, e S3 (Fig.15), os quais, quando combinados com os dados de COT são usadas para avaliação e identificação de rochas potências bem como a caracterização do tipo de querogênio (Balbinot, 2012).

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

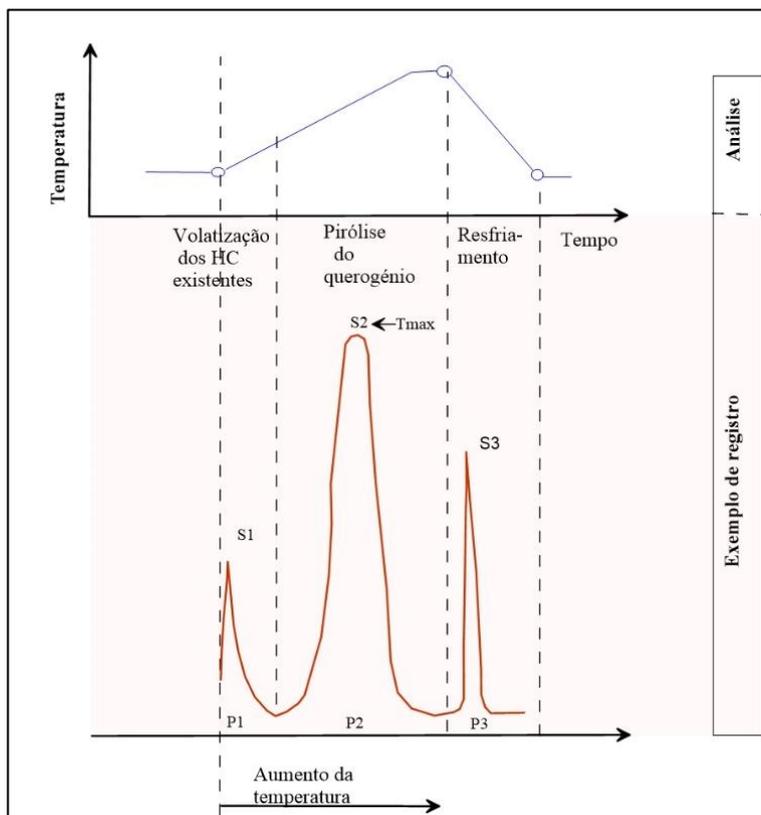


Figura 15: Ciclo de análise e registro obtido da pirólise rock-eval. Fonte: (Tissot & Welt, 1984).

Esse processo consiste na destilação de hidrocarbonetos livres e craqueamento de produtos prolíficos correspondentes a matéria orgânica em três picos.

Tabela 6: Picos gerados durante o processo de Pirólise Eval. Fonte: Adaptado de: (Da Silva A.A.A)

Pico (mg HC/g rocha)	Parâmetro medido	Observações
<b>S1</b>	Quantidade de hidrocarbonetos livres gerados no afloramento	A área abaixo do pico, corresponde a quantidade de hidrocarbonetos livres dentro da rocha
<b>S2</b>	Volume de hidrocarbonetos que se formou durante a pirólise termal na amostra e/ou que pode ser gerado	Usado para estimar os hidrocarbonetos remanescentes gerando o potencial das amostras
<b>S3</b>	Valor do CO <sub>2</sub> liberado durante a Pirólise	Prevalece em fontes de rochas

#### 4.3. Parâmetros medidos no processo da Pirólise Rock-Eval

**Índice de hidrogénio (IH):** Corresponde à quantidade de compostos orgânicos pirolizáveis ou hidrocarbonetos do pico S2 relativo ao COT na amostra. Este parâmetro é usado para estabelecer o tipo, a origem e o estado de preservação da matéria orgânica.

**Índice de Oxigénio (IO):** é a quantidade de Dióxido de Carbono do pico S3 relativo ao COT (Da Silva, S/D). É um parâmetro que mostra a relação entre o pico S2 e C, que é elevado nos restos de plantas terrestres e na matéria orgânica inerte dos sedimentos marinhos (Guiliche, 2016).

**Índice de Produção (IP) ou Razão de Transformação** é a razão entre S1/ (S1+S2). Este parâmetro juntamente com a T<sub>máx</sub> pode ser usado como indicador do grau de maturação térmica e indica a quantidade relativa de hidrocarbonetos livres presentes na amostra.

**Temperatura máxima (T<sub>máx</sub>):** é a temperatura em que ocorre a taxa máxima de geração de hidrocarbonetos e corresponde ao pico S2 da Pirólise Eval.

Tabela 7: Estágios evolutivos da matéria orgânica de acordo com a T<sub>máx</sub>.

Fonte: Adaptado de (Peters & Cassa, 1994)

T <sub>máx</sub> (°C)	Evolução térmica
<440	Imatura
440-470	Matura
>470	Sobrematura

#### 4.4. Petrografia orgânica

A petrografia orgânica é uma técnica visual que usa tanto o microscópio de luz branca transmitida quanto o microscópio de luz branca reflectida para a identificação e quantificação dos componentes orgânicos e medição do poder reflector da vitrinite empregando diversos métodos tais como: ICE e Reflectância da vitrinite.

#### 4.4.1. Reflectância da vitrinite

A reflectância da vitrinite (%Ro) é um dos métodos fundamentais usados para avaliar a evolução térmica da matéria orgânica presente nos sedimentos, sendo actualmente considerado um método chave para a identificação das Paleotemperaturas em que os sedimentos foram submetidos ao longo da profundidade e do tempo geológico (Heroux *et al.*, 1979). Essa técnica tem sido amplamente utilizada devido à sua facilidade de interpretação e à capacidade de fornecer resultados mais confiáveis em comparação com outras técnicas. Isso permite determinar a história térmica de uma bacia sedimentar específica ao longo da profundidade (Bullock *et al.*, 2019).

##### 4.4.1.1. Vitrinite (Como constituinte do Carvão)

A vitrinite é o mais frequente e abundante grupo de macerais que ocorre em rochas que contêm matéria orgânica (Heroux *et al.*, 1979) e é formado pela preservação anaeróbica da lenhina e celulose em pântanos (Da Silva, A.A.A.). Os macerais do grupo da vitrinite são ricos em compostos aromáticos, os quais ao microscópio, exibem uma coloração cinzenta média (Vasconcelos, 2005), como ilustram as imagens abaixo.

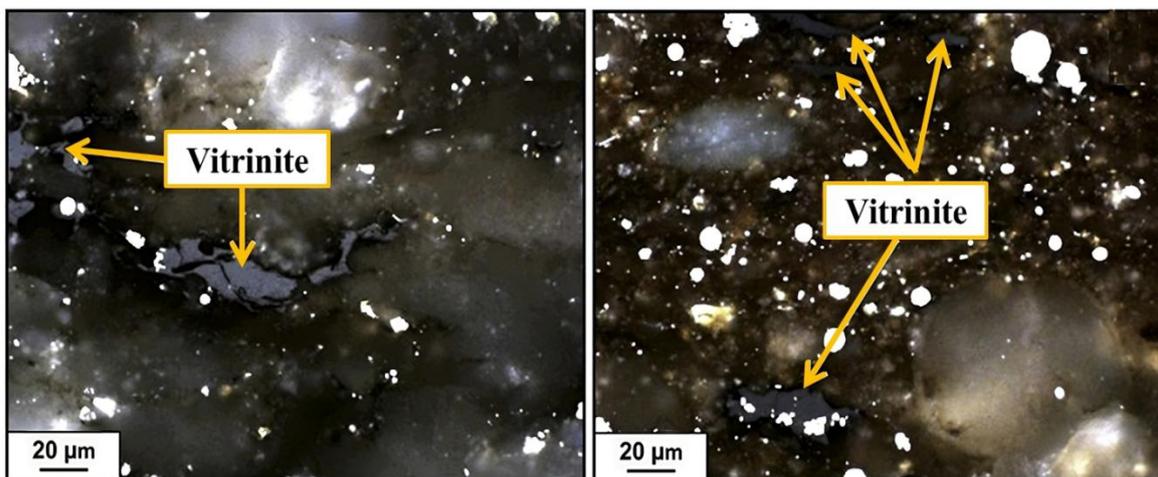


Figura 16: Fotomicrográfias de carvão com ilustração das partículas da vitrinite captadas em microscópio de luz branca reflectida.

Fonte: Adaptado (Cumbane, 2023).

A vitrinite é caracterizada por apresentar teores relativamente altos de Oxigénio (16-1%), altos teores de Carbono (77-96%) e baixos teores de Hidrogénio (6-1%) (Vasconcelos, 2005). Esse grupo pode ser dividido em três subgrupos e seis macerais como descrito na tabela 8.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Tabela 8: Divisão das partículas do grupo da vitrinite.

Fonte: Adaptado de (Vasconcelos, 2005)

Grupo Maceral	Subgrupo	Maceral	Origem
Vitrinite	Telovitrinite	Telinite Coletelinite	Tecidos vegetais
	Detrovitrinite	Vitrodetrinite Colodetrinite	Detritos vegetais
	Gelovitrinite	Corpogelinite Gelinite	Matéria amorfa/Geles

### 4.4.2. Vitrinite como componente da matéria orgânica

A vitrinite, como parte essencial da matéria orgânica, é categorizada como um fitoclasto não opaco, oriundo de fragmentos de tecidos lenhosos de plantas vasculares do período pós-silúrico (Kibria *et al.*, 2020). Devido a sua origem, a vitrinite é considerada um dos "geotermômetros de máxima" mais confiáveis na geologia (Heroux *et al.*, 1979), uma vez que sua reflectância está diretamente relacionada à temperatura máxima registrada no sistema petrolífero (Da Silva, A.A.A.).

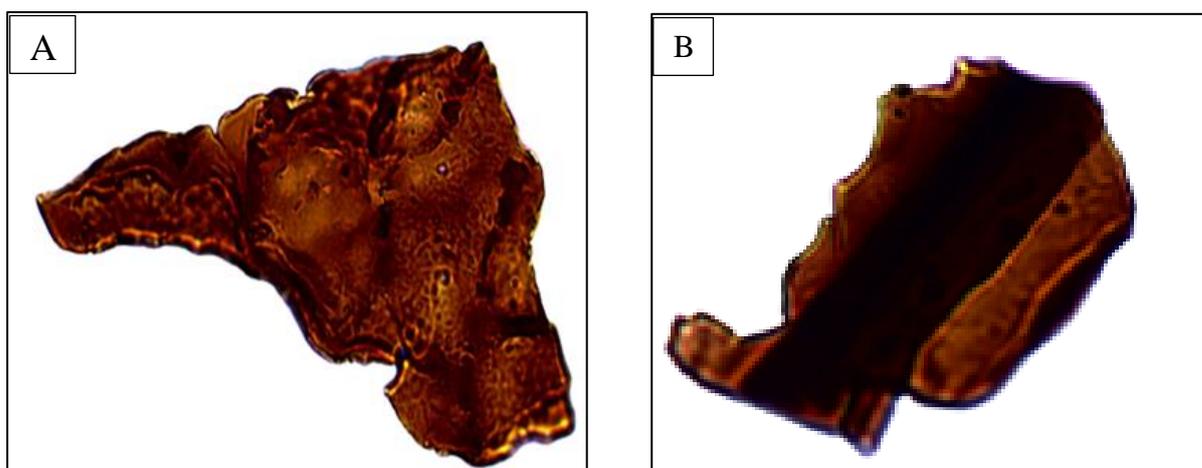


Figura 17: Partículas da vitrinite (Fitoclasto não opaco) captadas em lâminas palinológicas do furo JOG16N-5 em microscópio de luz branca transmitida

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

### 4.5. Aplicações dos valores da Reflectância da Vitrinite

A reflectância da vitrinite é uma medida de maturação térmica cumulativa resultante de restos de vegetais carbonizados (Bullock *et al.*, 2019) e pode ser aplicado em diversas áreas dentre os quais se destacam:

- ❖ Determinação do tipo de querogênio (Fig. 18-A);
- ❖ Determinação do grau de maturação térmica (Fig.18-C);
- ❖ Estimação do potencial restante para produzir hidrocarbonetos;
- ❖ Determinação de potenciais paleo-geotérmicos, medindo mudanças na reflectância da vitrinite com a profundidade;
- ❖ Avaliações de variações da maturação térmica devido a intrusões ígneas;
- ❖ Combinação com dados de trilha de fissão de apatita para deduzir as histórias térmicas de bacias;
- ❖ Determinação de Paleotemperaturas de uma bacia ou furo (Fig.18-B);
- ❖ Identificação das zonas de petróleo e Gás;
- ❖ Avaliação da qualidade do Carvão;
- ❖ Correlações estratigráficas.

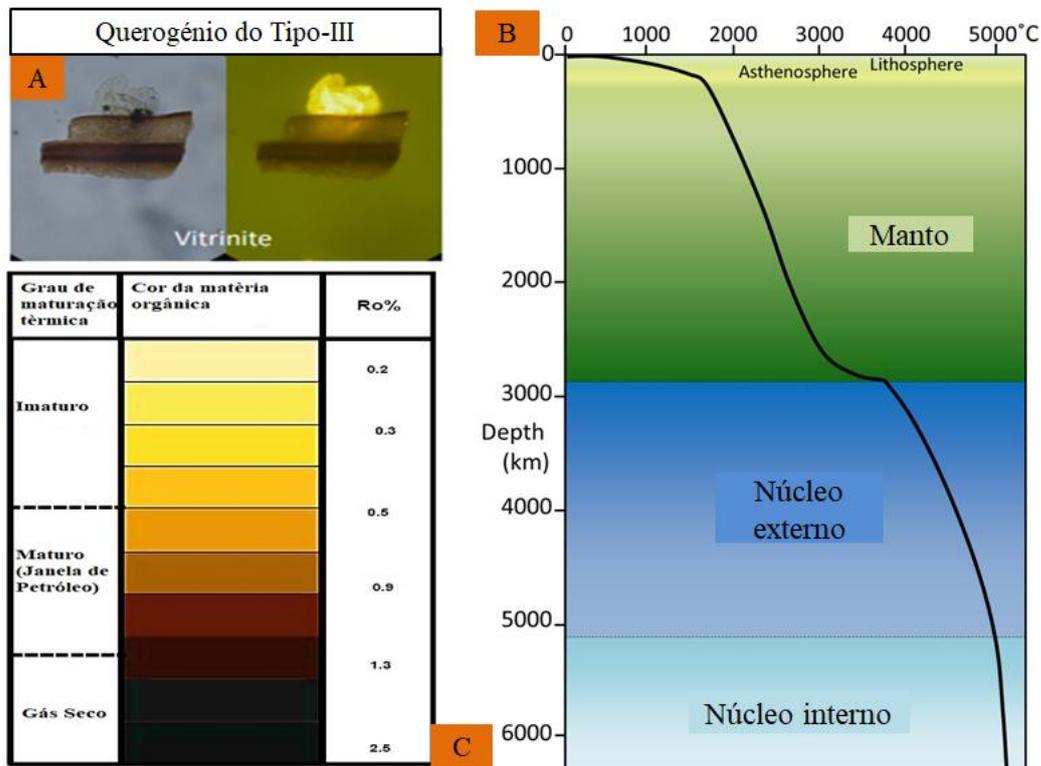


Figura 18: Ilustração de algumas aplicações da Ro%.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Legenda: A- Tipo de querogénio; B: Aumento da temperatura em função da profundidade; C- Estimativa de maturação térmica.

### 4.6. Relação entre a Reflectância da Vitrinite e outras Técnicas

Segundo Mukhopadhyay 1994 a reflectância da vitrinite é considerada o parâmetro de maturação mais adequado para resolver vários problemas geológicos e geoquímicos. Por essa razão, esta técnica tem sido comumente correlacionada com diversos indicadores de maturação térmica (Heroux et al., 1979) nomeadamente: estágios de evolução térmica, grau de maturação térmica índice de coloração dos esporos, fluorescência dos esporos, índice de alteração térmica, T<sub>máx</sub>, variação da cor dos esporos (Spigolon, 2003), zonas de potencial de geração e desaparecimento de hidrocarbonetos (Correia, 2016a) entre outros (ver tabela 9) pois, para além de aumentar o nível de confiança, permite determinar a maturação de uma rocha onde os macerais de vitrinite são escassos ou de natureza duvidosa (Mukhopadhyay, 1994).

Tabela 9: Intervalo de Ro% com o tipo de HC's gerados.

Adaptado de (Peters & Cassa, 1994).

Intervalo de Reflectância da Vitrinite (%)	T <sub>máx</sub>	Estágio de Maturação	HC's Gerados
0,2 - 0,60	<435	Imaturo	Gás biogénico
0,60-0,65	435-445	Inicial	Petróleo e Gás
0,65-0,9	445-450	Pico de geração	
0,9-1,35	450-470	Final	
>1,35	>470	Supermaturo / Senil	Gás

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A matéria orgânica das amostras que encontram-se no estágio senil ou de super maturação possuem pouco ou nenhum potencial para a geração de hidrocarbonetos (Spigolon, 2003). De acordo com a nomenclatura do “*International Committee for Coal and Organic Petrology*” a reflectância da vitrinite é um parâmetro objectivo pois apresenta medições standardizadas e precisas representadas numa escala numérica, não sendo por isso um parâmetro estimado ao contrário do que acontece com outros parâmetros óticos nomeadamente fluorescência e cor dos palinomorfos (Correia, 2016a).

Apesar da importância e das inúmeras aplicações da técnica da reflectância da vitrinite, existem factores condicionantes a sua aplicação descritos por Fernandes, 2000 *in* (Correia, 2016) que devem ser levadas em conta.

Por exemplo: A vitrinite é um maceral que se encontra na constituição do querogénio de rochas sedimentares datados do devónico inferior (Correia, 2016) portanto, em rochas mais antigas ou pobres em vitrinite recomenda-se o uso de outras técnicas microscópicas e geoquímicas (Mukhopadhyay, 1994) pois, sua aplicabilidade torna-se mais eficiente e confiável em detrimento da medição do poder das partículas da vitrinite por si só, cujos valores são influenciados dentre outros pelo tipo de litologia e pela idade das mesmas. Por essa razão, neste trabalho propõe-se a aplicação dos valores calculados da reflectância da vitrinite a partir de dados da  $T_{máx}$ , parâmetro medido na Pirólise Rock Eval.

### 4.7. Modelos de Reflectância da Vitrinite

Modelos de reflectância da vitrinite são abordagens teóricas que relacionam a reflectância da vitrinite com as condições de temperatura e pressão em que as rochas foram submetidas durante o soterramento com vista a facilitar estudos referentes ao estágio da maturação térmica baseada na reflectância calculada das partículas da vitrinite.

Esses modelos têm sido amplamente aplicados em diversas bacias sedimentares a nível mundial, sendo que alguns deles como Jarvie 2001, Baker 1988, Wust 2013 baseiam-se na temperatura máxima em que as rochas foram submetidas ao longo da profundidade e outros como o de Easy %Ro desenvolvido por Baker 1999 e Sweeney & Burham baseia-se na cinética química.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

### a) Modelo de Baker

O modelo de reflectância proposto por Baker compara a cinética e os modelos de geotermômetro de reflectância da vitrinite (VGR) usando a maturação da vitrinite em um sistema global, onde citando exemplos de bacias sem muitas complexidades estruturais ou térmicas demonstra que o modelo de VGR pode ser intimamente correlacionado com o modelo cinético.

Este modelo foi seleccionado para ser mais preciso nos casos em que o regime tectónico é altamente complexo e o T pode ser medido com precisão. O modelo da %Ro da vitrinite de Baker foi adaptado do modelo do calculo de paleotemperaturas por ele proposto em 1988, segundo o qual:

$$T^{\circ}\text{C} = 104 * \ln (\% \text{Ro}) + 148.$$

T°C – Corresponde a Paleotemperatura máxima

104 e 148- são constantes

### b) Modelo de Jarvie

O Modelo de Jarvie-2001 é o modelo mais usado a nível mundial tendo sido desenvolvido por Jarvie et al 2001. Este modelo foi aplicado pela primeira vez no Barnett Shale da bacia de Fort Worth (Jarvie *et al.*, 2001) e tem sido aplicado em diversas bacias, tal é o caso da bacia de South Park (Jarvie, 2012).

### c) Modelo de AGS&TRICAN

O AGS&TRICAN é um modelo de equação de vitrinite desenvolvido a partir do modelo cinético de degradação do querogénio proposto por Tissot e Welt 1989.

Também designado AGS&TRICAN data (Wust *et al.*, 2013) este, constitui um dos modelos utilizados na indústria do petróleo e na pesquisa geológica para avaliar a maturação térmica das rochas sedimentares e estimar a quantidade de hidrocarbonetos gerados ou que ainda serão gerados.

### d) Modelo de Wust

Resultante de gráficos cruzados de dados de Duvernay, dados da T<sub>máx</sub> e dados da reflectância do betume de um estudo realizado por Raphael Wust em 2013, o modelo de Wust estabelece uma correlação entre a reflectância da vitrinite e a temperatura máxima de maturação.

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Semelhantemente a outros modelos, é utilizada para inferir a maturação térmica das rochas sedimentares com base na análise da reflectância da vitrinite calculada.

Tabela 10: Modelos de Reflectância da vitrinite

Nome do Modelo	Expressão matemática	Exemplos de bacias aplicadas	Nome do autor
<b>Baker 1988</b>	$e^{(TC-148)/104}$	Bacia de Moatize-Minjova	Baker
<b>Jarvie2001</b>	$0,0180 * T_{\text{máx}} - 7,16$	Bacia de Maniamba, Moatize-Minjova, Barnett Shale, Ft. Worth Basin,	Daniel Jarvie, et.al
<b>AGS&amp;TRICAN</b>	$0,0085 * T_{\text{max}} - 2,7914$	Bacia do Paraná, Bacia Parnaíba, Duvernay Shale play da bacia sedimentar ocidental de Canadá	Bernard P. Tissot e Dietrich H. Welt
<b>Wust</b>	$0,0149 * T_{\text{max}} - 5,85$	Duvernay shale play da bacia sedimentar ocidental de Canada	Raphael AJ Wust

Legenda:

Modelo de Baker- 

Modelo de Wust- 

Modelo de Jarvie- 

Modelo de AGS&TRICAN- 

## **5. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS E DISCUSSÕES.**

Neste capítulo serão apresentados os resultados e discussões referente a área de estudo divididos por bacia sedimentar. Os valores da Reflectância da Vitrinite foram calculados para todos os intervalos de T<sub>máx</sub>, usando modelos de reflectância descritos no ponto 3.7. da fundamentação teórica.

### **5.1. Modelos de Reflectância da Vitrinite**

A partir dos valores da T<sub>máx</sub> (temperatura em que ocorre a taxa máxima de geração de hidrocarbonetos) obtidos do processo da simulação artificial de hidrocarbonetos combinado com constantes A e B de cada modelo, foram calculados valores de reflectância da vitrinite para todos os intervalos de temperatura de cada amostra de furo. O modelo de %Ro ideal para o cálculo da reflectância da vitrinite nas Bacias Sedimentares em estudo foi determinado a partir do menor desvio padrão, diferença entre a %Ro medida e a %Ro calculada e pela dispersão gráfica dos valores calculados em relação a Ro% medida.

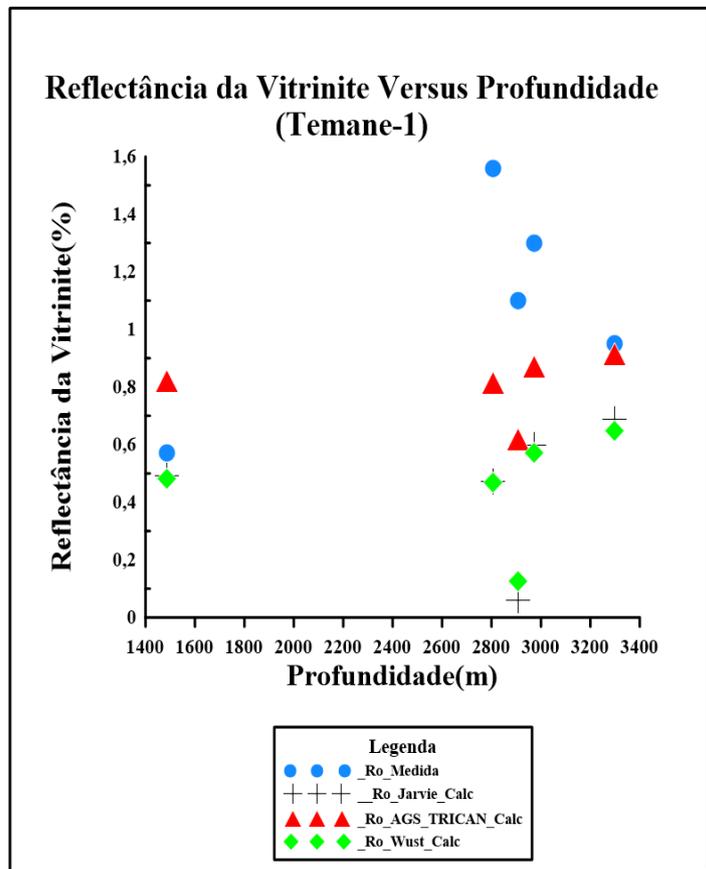
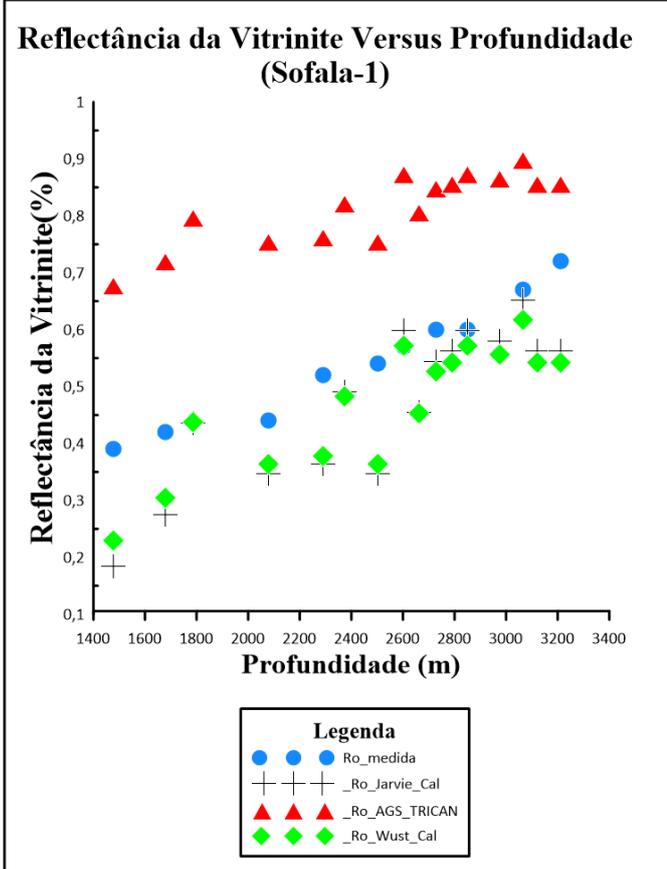
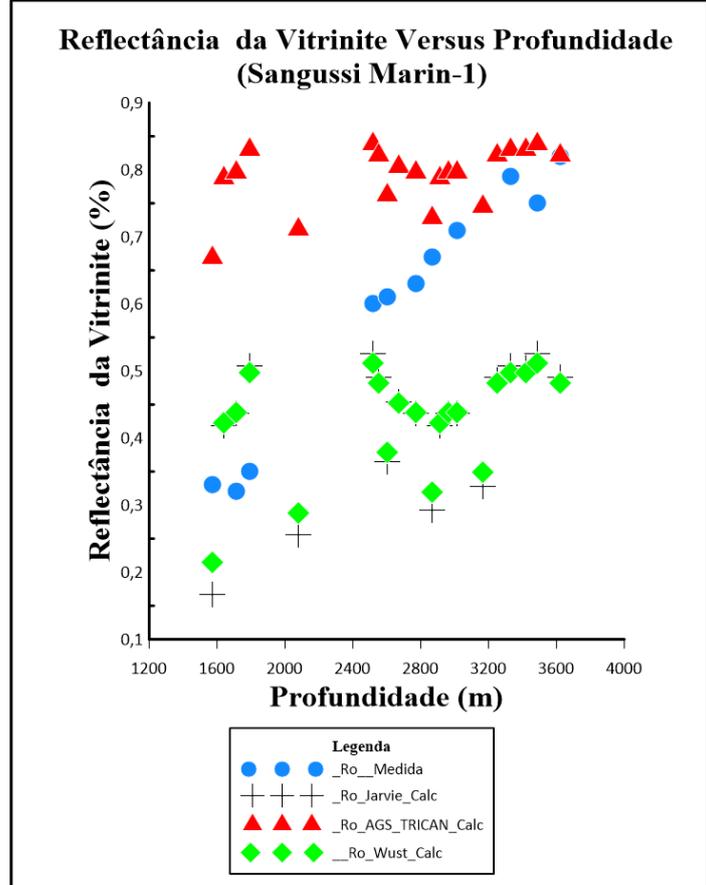
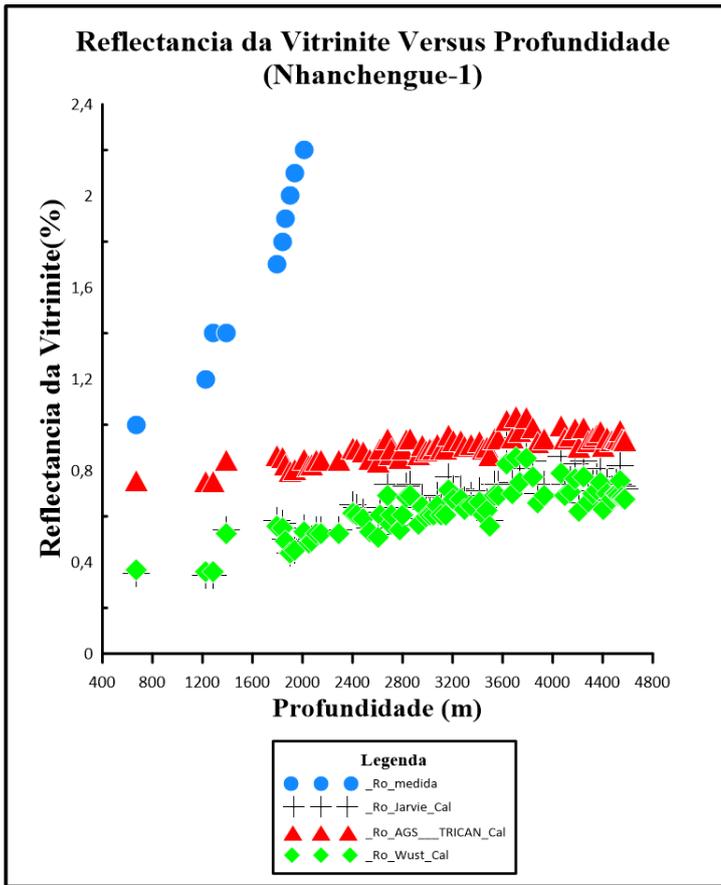
O desvio padrão foi calculado a partir da fórmula:  $\text{Desvio padrão} = \sqrt{((X_i - X_o)^2 / (N - 1))}$  em que X<sub>i</sub> corresponde ao valor da Ro% calculado para uma dada amostra; X<sub>o</sub> – corresponde a média dos valores da reflectância da vitrinite calculada, o qual é equivalente a soma das Ro% calculada dividido pelo número das amostras e o N- equivale ao número total das amostras analisadas. Os gráficos de dispersão foram elaborados no Software Grapher demo-10.

#### **5.1.1. Bacia de Moçambique**

Foram calculados valores da %Ro para 6 furos da bacia de Moçambique nomeadamente: Nhanchengue-1 (tabela 1 em anexo), Sangussi Marin-1 (tabela 2 em anexo), Sofala-1 (tabela 4 em anexo), Temane-1 (tabela 3 em anexo), Zandamela-1 e Xai-Xai West-1 usando os modelos de reflectância descritos no capítulo IV. Foram analisadas 75 amostras do furo Nhanchengue-1, 20 amostras do furo Sangussi Marin-1, 16 amostras do furo Sofala-1, 5 amostras do furo Temane-1, 1 amostra do furo Zandamela-1 e 3 amostras do furo Xai-Xai West-1.

De acordo com os resultados obtidos, o modelo que melhor se adequa, apresentando menor desvio padrão e menor diferença entre a reflectância medida e calculada é o modelo de AGS&TRICAN.

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS



## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

Figura 19: Representação gráfica dos valores da %Ro calculados para os diferentes furos da bacia de Moçambique.

### 5.1.2. Bacia de Maniamba

Foram calculados valores de reflectância da vitrinite para 70 amostras do furo JOG16N-5 usando os modelos de reflectância aplicados noutras bacias (tabela 7 em anexo). Semelhantemente as outras bacias, o modelo que melhor se adequa para o cálculo da %Ro com menor desvio padrão e menor dispersão em relação a %Ro medida é o modelo de AGS&TRICAN, conforme pode ser visto nos gráficos abaixo.

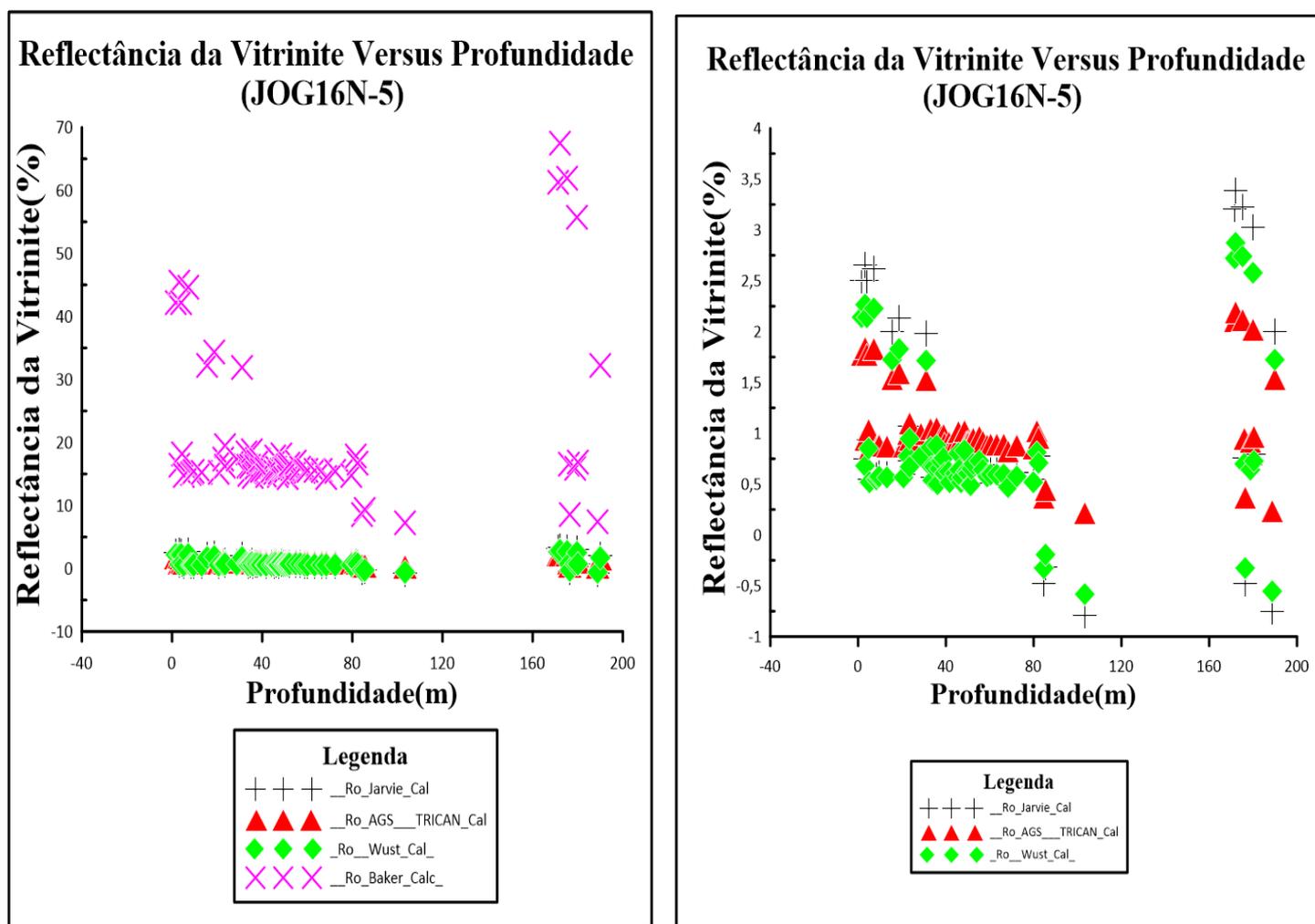


Figura 20: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo JOG16N-5.

### 5.1.3. Bacia do Rovuma

Foram analisadas 19 amostras coletadas em siltitos Albianos e argilitos do furo Mocimboa-1 entre 1158,24 a 3489,96 metros de profundidade. Semelhantemente a outros furos, o modelo de reflectância ideal para o cálculo da %Ro é o modelo de AGS&TRICAN. De acordo com os valores de reflectância da vitrinite calculada a partir desse modelo, as amostras analisadas encontram-se no estágio maduro, isto é, com bom potencial para gerar Gás com valores de reflectância da vitrinite calculada variando entre 0,76% e 1,49% (tabela 5 em anexo). Segundo o relatório de ECL 2000, foram encontrados traços de óleo em calcários finos e horizontes arenosos abaixo de 1715 m de profundidade.

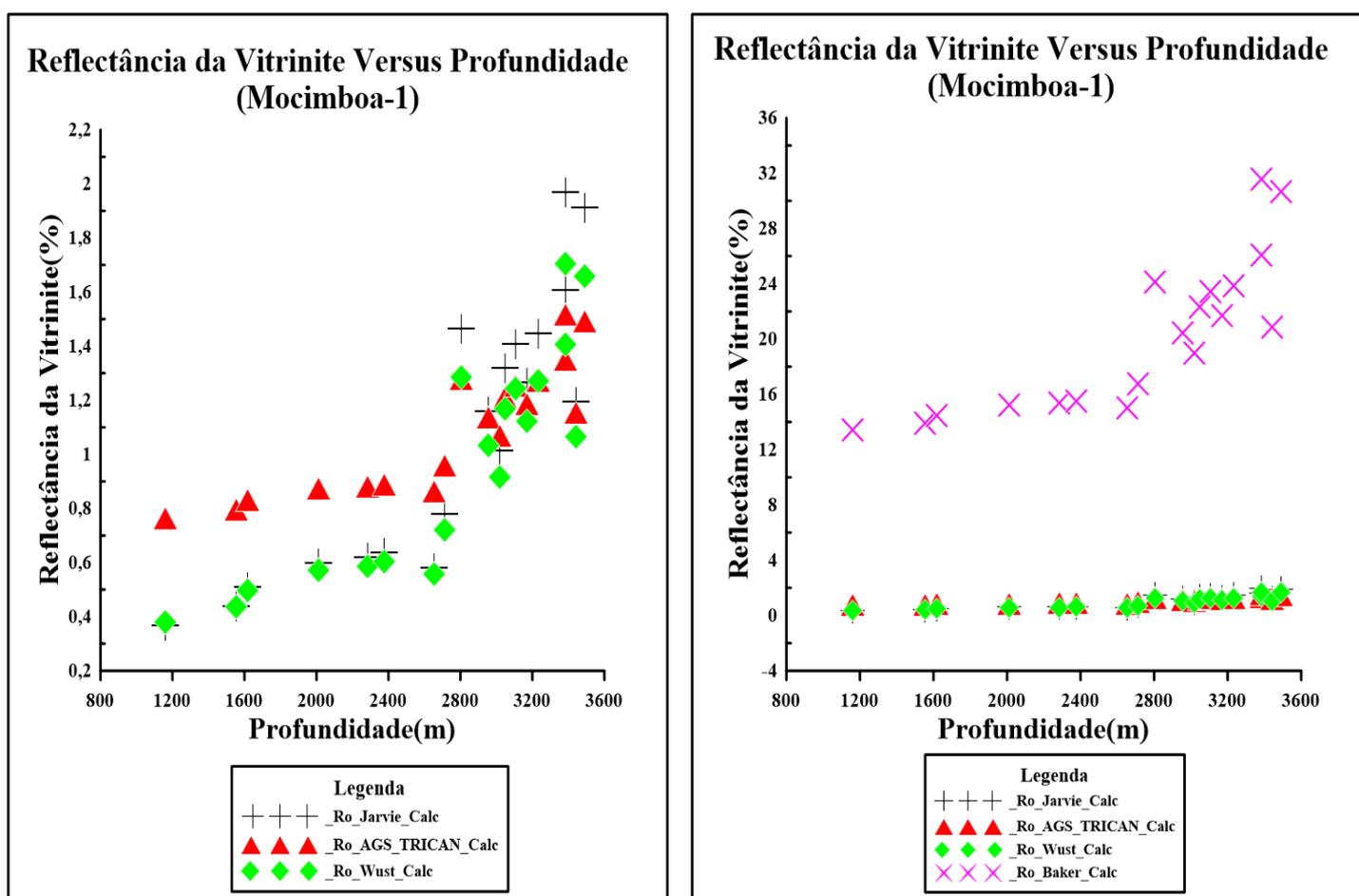


Figura 21: Representação gráfica dos valores calculados da %Ro do furo Mocimboa-1.

#### **5.1.4. Bacia de Moatize-Minjova**

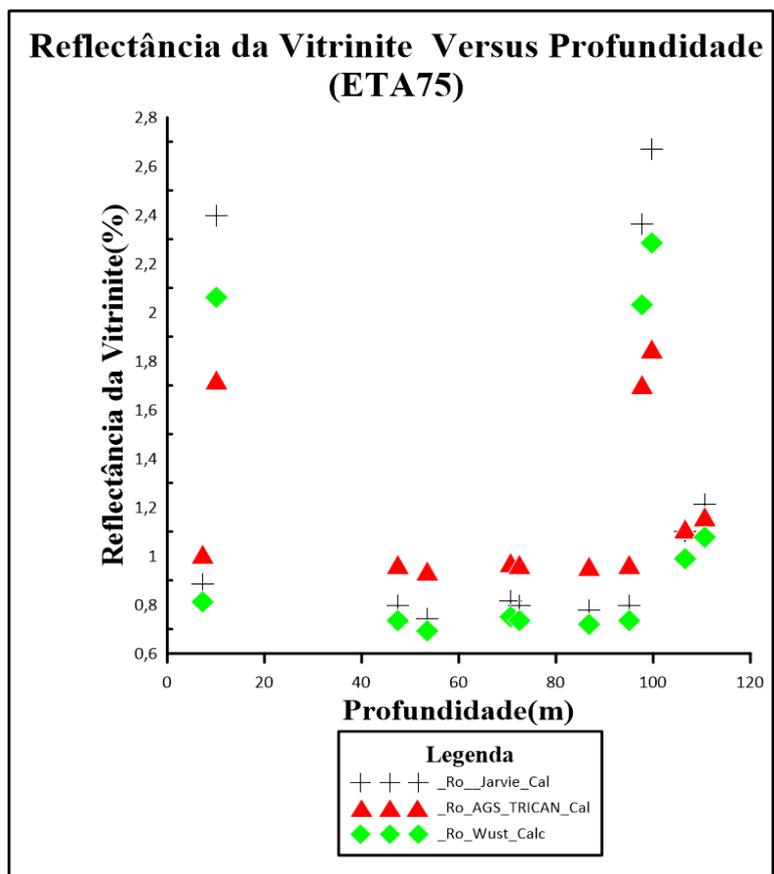
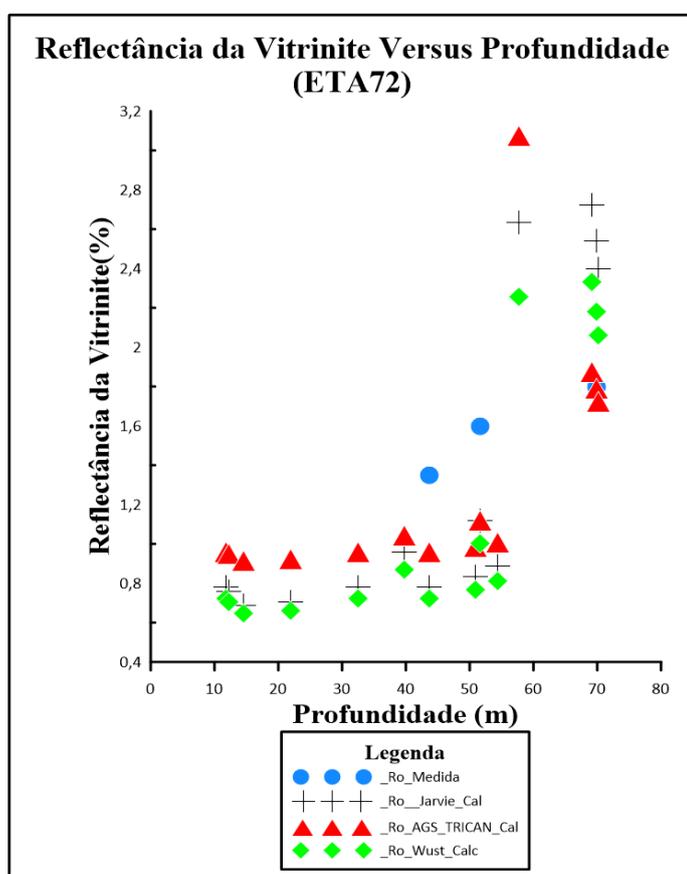
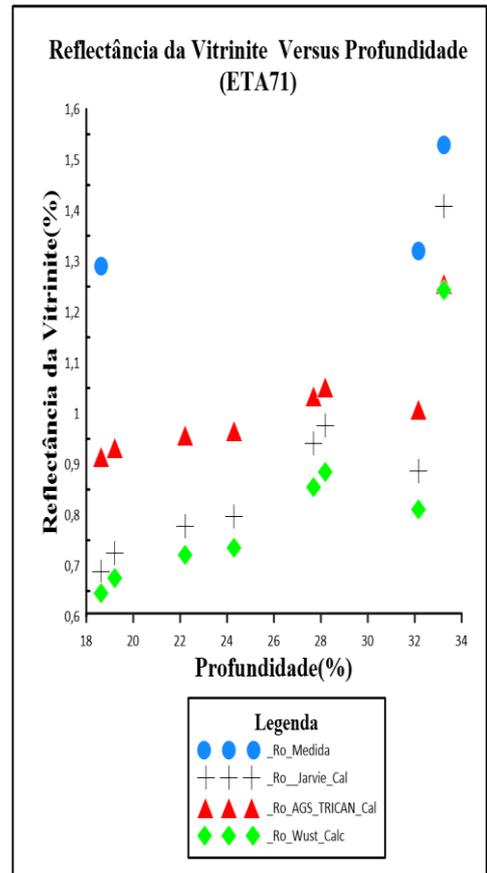
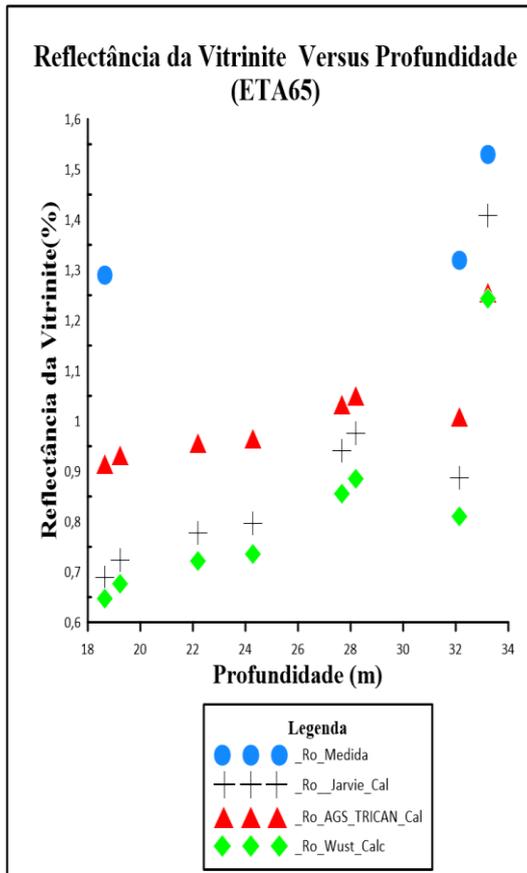
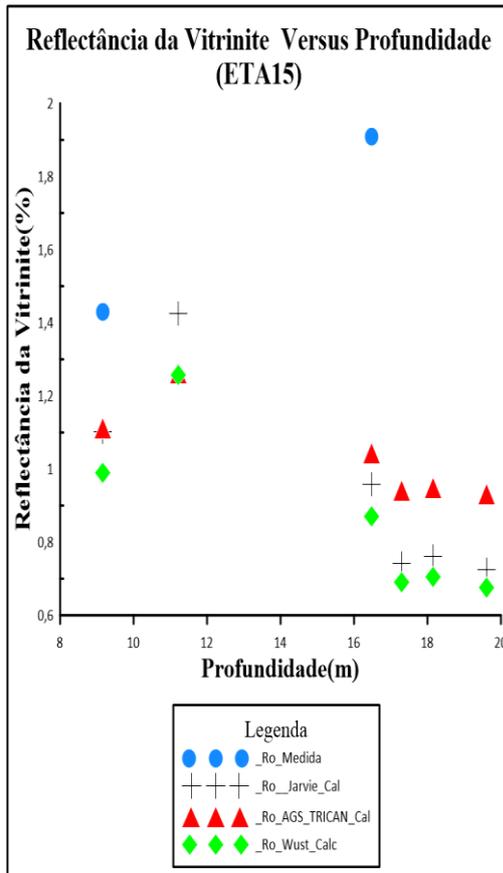
Semelhantemente aos furos das outras bacias carboníferas do karoo, os resultados obtidos a partir do cálculo de valores da reflectância de quarenta e quatro amostras da bacia de Moatize Minjova revelam que o modelo de reflectância ideal para o calculo da reflectancia da vitrine é o modelo de AGS&TRICAN onde, o maior desvio padrão encontrado foi de 0.12 o menor desvio foi de 0. Deacordo com os resultados da %Ro calculada a partir do modelo de AGS&TRICAN neste estudo indicam a presença de MO de origem terrígena, com valores de Ro% calculados a partir do modelo de AGS&TRICAN variando de 0,91 a 0,97 na formação de Moatize. As amostras colhidas na formação de Vúzi, possuem MO com Valores de Ro% calculada variando entre 1,01 e 1,85%.

Importa frisar que as sondagens em estudo foram realizadas no âmbito da campanha de Prospecção de Carvão na Bacia de Moatize-Minjova pela empresa ETA STAM-Mozambique SA. Estas sondagens, interceptaram as formações de Vúzi e de Moatize as quais são caracterizadas pela presença de matéria orgânica de origem terrestre num estágio de maturação predominantemente Supermaturo embora existam algumas secções no estágio Maduro (ver tabela 6 em anexo).

A formação de Moatize é uma unidade estratigráfica importante do SGK de Moçambique. Esta consiste numa intercalação de arenitos, argilitos carbonosos e camadas de carvão (Fernandes *et al.*, 2015). Segundo esse autor, os argilitos da formação de Moatize são caracterizados por possuírem valores baixos a médios de HI, sendo portanto considerados como possuindo potencial elevado para gerar gás ao contrário da formação tilitica (Vúzi) que não possui potencial parar gerar HC's.

Figura 22: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite sondagens ETA15, ETA65,ETA71,ETA72, ETA75 a partir dos modelos de %Ro.

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**



## 5.2. Bacias do Karoo

### 5.2.1. Bacia principal do Karoo (Main karoo basin)

Foram analisadas um total de 26 amostras (tabela 9 em anexo) das quais 10 pertencem a formação de Tierberg, 3 a formação de Collingahan, 8 amostras pertecem a formação de Whitehil e 5 pertecem a formação de Prince Albert.

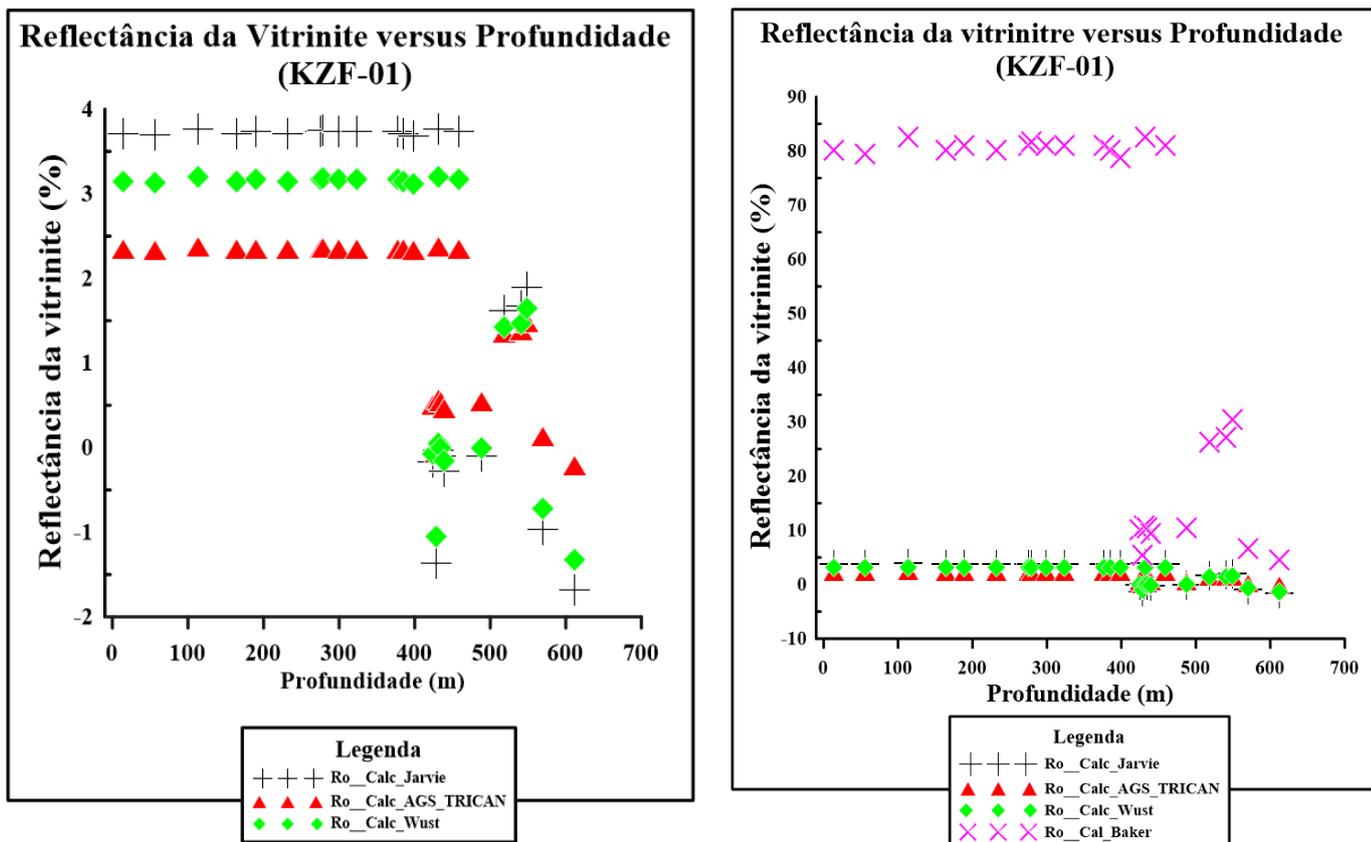


Figura 23: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo KZF-01

Para o furo BH47, foram calculados valores da reflectância da vitrinite de 10 amostras em que 6 pertencem a formação do karoo indiferenciado, 1 pertencem a formação Whitehill e 3 ao karoo indiferenciado (tabela 11 em anexo).

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

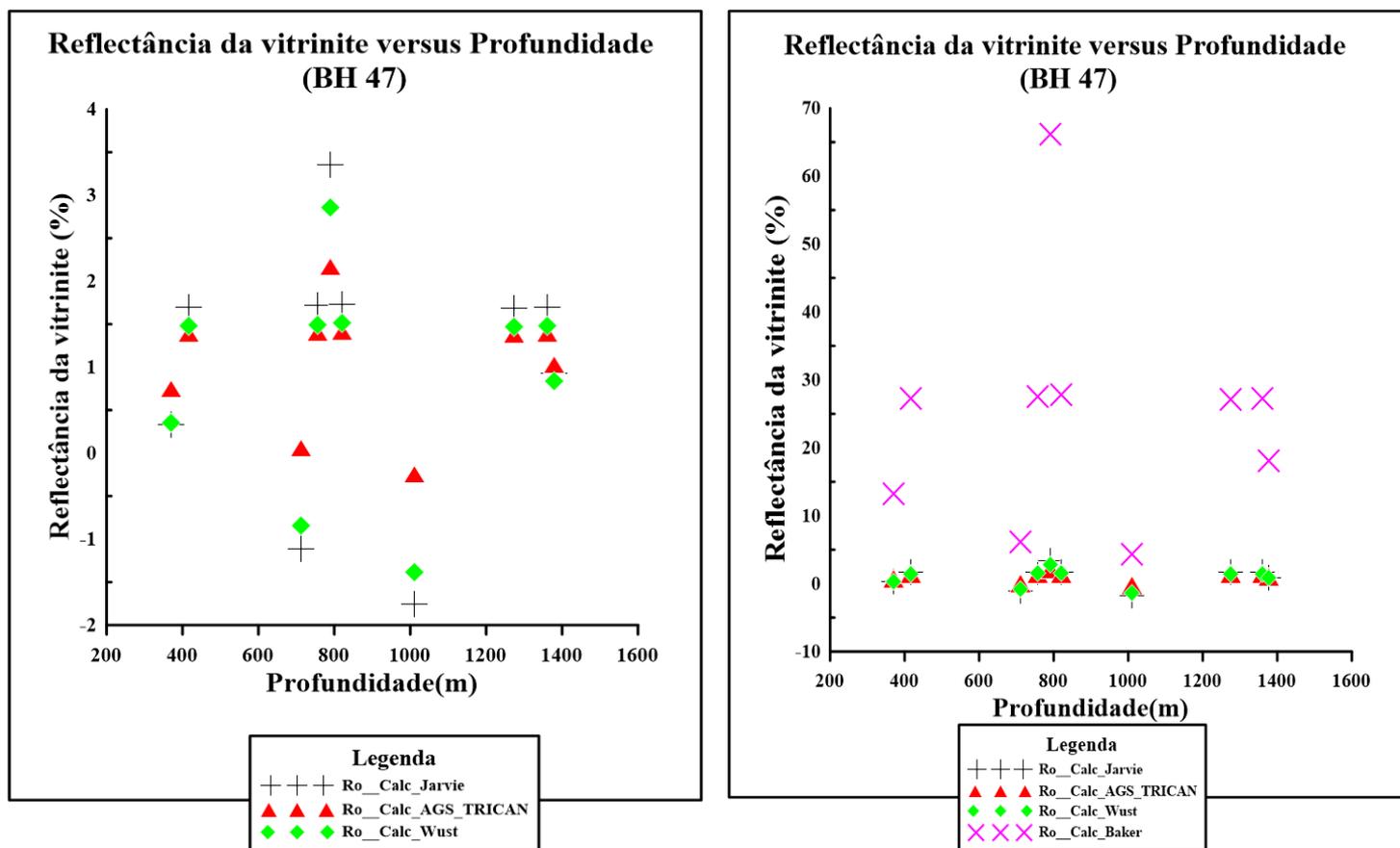


Figura 24: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo BH 47.

Por fim, foram calculados valores de reflectância da vitrinite para 9 amostras do furo KWV- 01 dentre as quais 3 pertecem a formação de Wonderfontein, 3 pertecem a formação de Pluto's Vale e as restantes pertencentes a formação de Whitehill (tabela 10 em anexo).

Os resultados da reflectância da vitrinite calculada são apresentados nos gráficos de reflectância da vitrinite versus profundidade da figura 26.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

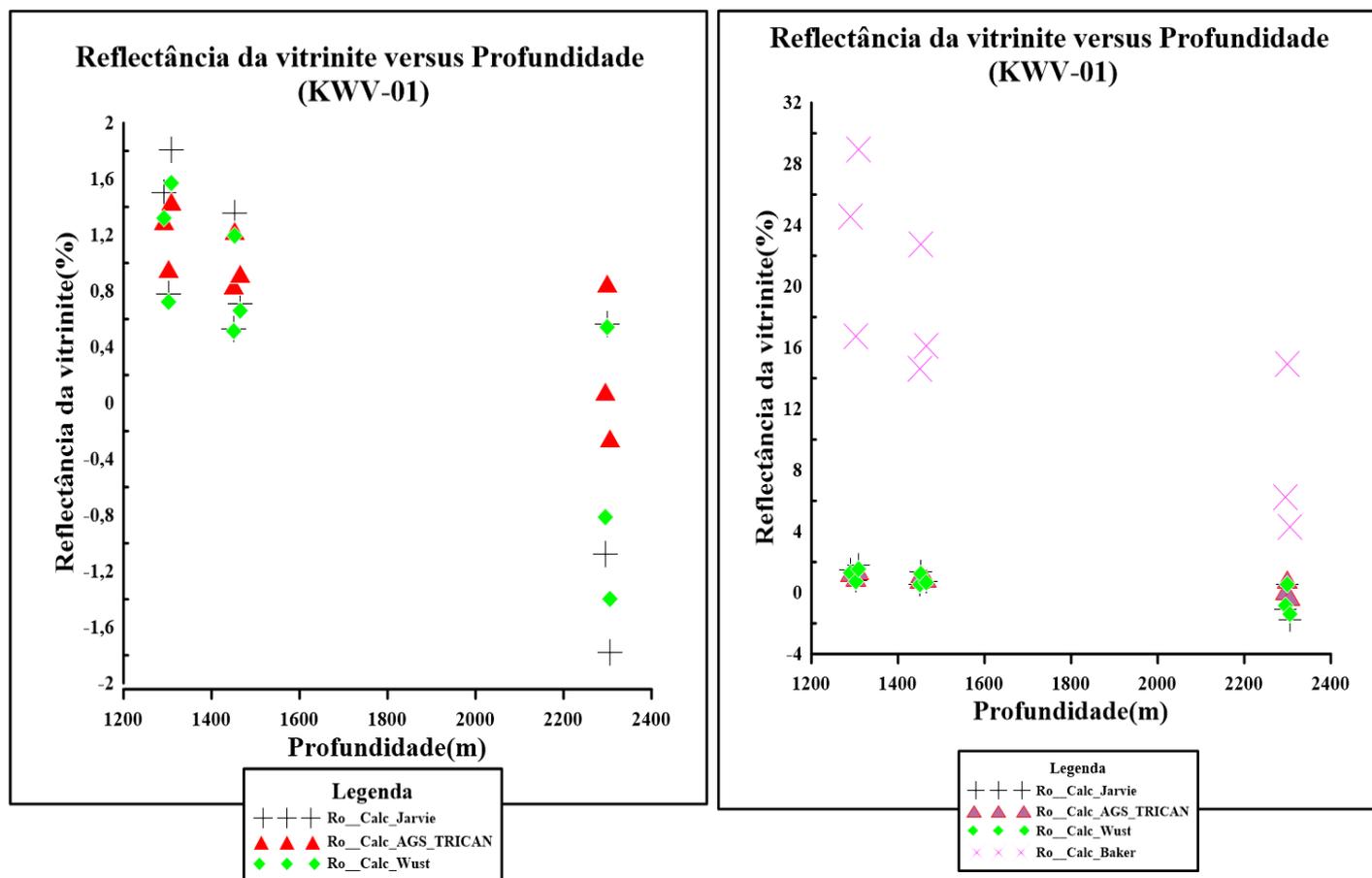


Figura 25: Representação gráfica dos valores calculados da reflectância da vitrinite do furo KWV-01.

### 5.2.2. Bacias da Tanzânia

Foram calculados valores de Reflectância da vitrinite para 19 amostras de rochas das bacias de Muchuma-Ngaka e 10 amostras das sub-bacias de Rifuji e Mikumi. A partir dos resultados obtidos, concluiu-se que o modelo de reflectância da vitrinite que melhor se adequa para estas bacias é o modelo de AGS&TRICAN.

As análises geoquímicas e petrográficas das amostras das bacias da era Karoo na Tanzânia revelaram diferentes cenários em relação ao potencial de hidrocarbonetos e maturação. Segundo Kreuser et al., (1988), as sub-bacias costeiras de Rifuji e Mikumi não possuem depósitos de carvão e têm um baixo potencial como fontes geradoras de Petróleo. De acordo com a classificação de (Peters & Cassa, 1994) a matéria orgânica se encontra entre o estágio final da maturação térmica e o estágio supermaturo (Ver tabela 12) com exceção da uma amostra analisada da bacia de Mikumi que possuiu uma reflectância de 0,63%, indicando o estágio inicial de geração de petróleo.

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Caso existam HC's nestas bacias, sua geração provavelmente ocorreu em quantidades mínimas (Kreuser *et al.*, 1988).

Tabela 11 Dados quantitativos e qualitativos das sub-bacias de Muchuma e Ngaka.

<b>Identificação</b>	<b>T<sub>máx</sub></b>	<b>Ro%</b>	<b>Jarvie</b>	<b>Dp</b>	<b>AGS&amp;TRICAN</b>	<b>DP</b>	<b>Wust</b>	<b>Dp</b>	<b>Baker</b>	<b>Dp</b>
<b>N2</b>	431,00	0,73	0,60	0,03	0,87	0,01	0,57	0,02	15,20	0,24
<b>M53b</b>	429,00	0,75	0,56	0,03	0,86	0,02	0,54	0,03	14,91	0,31
<b>M53</b>	434,00	0,72	0,65	0,01	0,90	0,01	0,62	0,01	15,64	0,14
<b>M5</b>	437,00	0,80	0,71	0,00	0,92	0,00	0,66	0,00	16,10	0,03
<b>M4</b>	434,00	0,78	0,65	0,01	0,90	0,01	0,62	0,01	15,64	0,14
<b>M23H</b>	435,00	0,75	0,67	0,01	0,91	0,01	0,63	0,01	15,79	0,10
<b>M24H</b>	437,00	0,79	0,71	0,00	0,92	0,00	0,66	0,00	16,10	0,03
<b>M6</b>	440,00	0,80	0,76	0,01	0,95	0,00	0,71	0,01	16,57	0,08
<b>M25H</b>	436,00	0,79	0,69	0,01	0,91	0,00	0,65	0,01	15,95	0,07
<b>MT34</b>	431,00	0,58	0,60	0,03	0,87	0,01	0,57	0,02	15,20	0,24
<b>M46</b>	435,00	0,64	0,67	0,01	0,91	0,01	0,63	0,01	15,79	0,10
<b>M33b</b>	442,00		0,80	0,02	0,97	0,01	0,74	0,02	16,89	0,16
<b>M17</b>	442,00		0,80	0,02	0,97	0,01	0,74	0,02	16,89	0,16
<b>M12</b>	440,00	0,90	0,76	0,01	0,95	0,00	0,71	0,01	16,57	0,08
<b>N3</b>	469,00		1,28	0,13	1,20	0,06	1,14	0,11	21,90	1,34
<b>N6</b>	434,00		0,65	0,01	0,90	0,01	0,62	0,01	15,64	0,14
<b>N10 b</b>	438,00		0,72	0,00	0,93	0,00	0,68	0,00	16,26	0,01
<b>N10 c</b>	437,00	0,90	0,71	0,00	0,92	0,00	0,66	0,00	16,10	0,03
<b>M48</b>	431,00	0,58	0,60	0,03	0,87	0,01	0,57	0,02	15,20	0,24

Em contraste, as sub-bacias de Muchuma e Ngaka (bacia de Ruhuhu) possuem rochas geradoras de qualidade moderada a boa, e não houve evolução térmica para temperaturas além dos limites superiores da geração de petróleo e gás. Todas as amostras analisadas encontram-se no estágio maduro, entre o pico de geração e a fase final de geração de petróleo (Tabela 11)

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Tabela 12: Dados quantitativos e qualitativos das sub-bacias de Rufiji e Mikumi.

<b>Bacia de Rufiji-Mikumi</b>										
<b>Bacia</b>	<b>T<sub>máx</sub></b>	<b>Ro% medida</b>	<b>Jarvie cal</b>	<b>Dp</b>	<b>AGS&amp;TRICAN cal</b>	<b>Dp</b>	<b>Wust cal</b>	<b>Dp</b>	<b>Baker Cal</b>	<b>DP</b>
<b>Rufiji</b>	451,00	0,97	0,96	0,26	1,04	0,12	0,87	0,22	18,42	4,35
<b>Rufiji</b>	480,00		1,48	0,09	1,29	0,04	1,30	0,07	24,34	2,38
<b>Rufiji</b>	443,00	1,09	0,81	0,31	0,97	0,15	0,75	0,26	17,06	4,81
<b>Rufiji</b>	446,00		0,87	0,29	1,00	0,14	0,80	0,24	17,56	4,64
<b>Mikumi</b>	403,00		0,09	0,55	0,63	0,26	0,15	0,45	11,61	6,62
<b>Mikumi</b>	548,00	1,88	2,70	0,32	1,87	0,15	2,32	0,27	46,81	5,11
<b>Mikumi</b>	539,00		2,54	0,27	1,79	0,13	2,18	0,22	42,93	3,82
<b>Mikumi</b>	544,00		2,63	0,30	1,83	0,14	2,26	0,25	45,05	4,52
<b>Mikumi</b>	549,00	1,95	2,72	0,33	1,88	0,15	2,33	0,27	47,26	5,26
<b>Mikumi</b>	541,00	2,22	2,58	0,28	1,81	0,13	2,21	0,23	43,77	4,10

Devido a falta de valores da profundidade não foi possível representar os gráficos de Reflectância da vitrinite versus profundidade. Entretanto, fez-se gráficos Reflectância da vitrinite versus T<sub>máx</sub> (Figura 27). As interpretações gráficas colaboram com os resultados acima.

APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

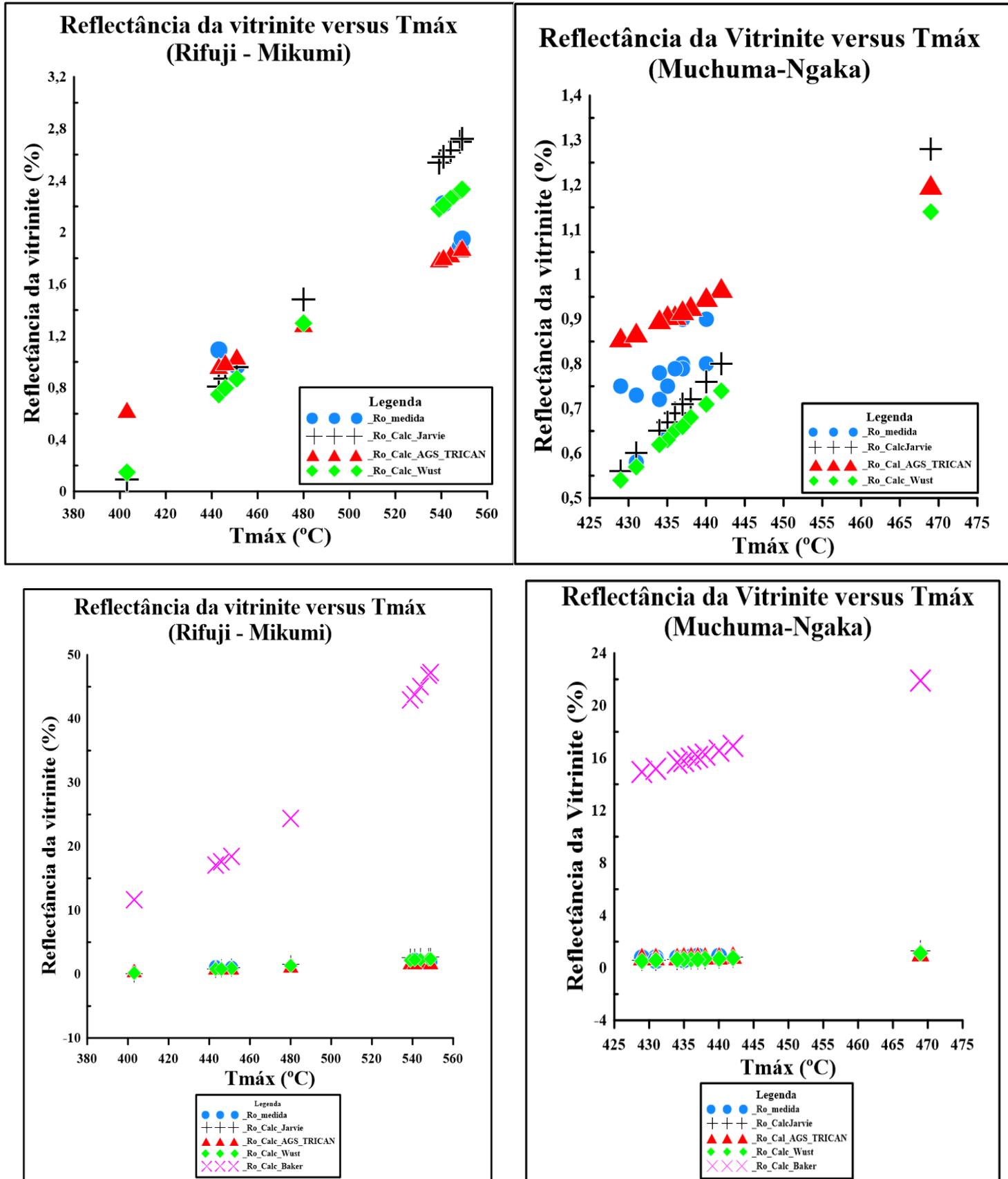


Figura 26: Ilustração gráfica dos valores calculados da Reflectância da Vitrinite versus Tmáx.

### 5.3. Discussões dos resultados

#### 5.3.1. Maturação térmica e estágio de maturação

Maturação térmica é o processo pelo qual a matéria orgânica presente nas rochas geradoras é submetida a altas temperaturas ao longo do tempo geológico (Peters, 1986). Para Tissot & Welt (1984) distinguem-se diversos parâmetros usados como indicadores de maturação térmica na avaliação da qualidade da rocha geradora, dentre os quais:  $T_{máx}$ , Reflectância da Vitrinite, Índice de coloração dos esporos (ICE), índice de alteração térmica (TAI) e índice de Hidrogénio (IH).

No presente trabalho foram usados valores da %Ro calculada pelo modelo de AGS&TRICAN para determinar o tipo de querogénio baseado na classificação de Peters & Cassa (1994). De salientar que diferentes tipos de querogénio atingem a maturação térmica em diferentes intervalos de temperatura e consequentemente em diferentes intervalos da %Ro conforme descrito na tabela que se segue.

Tabela 13: Intervalos de maturação do querogénio em função da %Ro.

Fonte de Matéria orgânica	Tipo de querogénio	Intervalo de % Ro	Produto gerado
Algas planctônicas	Tipo I	0,60-0,65	Petróleo
Herbácea (Polens e esporos)	Tipo II	0,65-0,9	Petróleo e Gás
MO lenhosa (vegetais superiores)	Tipo III	0,9-1,35	Gás (úmido a condensado)
Querogénio Residual ou inerte	Tipo IV	Acima de 1,35	Sem potencial para gerar HCs
Rochas geradoras imaturas ou excessivamente maduras não podem gerar hidrocarbonetos líquidos, contudo, podem gerar pequenas quantidades de gás seco			

##### 5.3.1.1. Bacias do Karoo.

A partir dos valores medidos da  $T_{máx}$  no processo da pirolise rock-eval foi possível determinar o tipo de querogénio predominante em cada furo. Em termos de abundância relativa, nos furos JOG16N-5 e nas sondagens ETA15, 65, 71,72 e 75 predominam o querogénio do tipo-IV seguido pelo querogénio do tipo III os quais indicam a presença de matéria orgânica retrabalhada provavelmente associada à degradação térmica ou oxidação do ambiente deposicional e matéria

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

orgânica de origem terrestre predominantemente encontrada em rochas geradoras depositadas em ambientes fluvio-deltáicos respectivamente (Tissot & Welt, 1984). No furo JOG16N-5, ainda foi possível determinar a presença de uma mistura de querogénio do Tipo- II e querogénio do Tipo-III

### **5.3.1.2. Bacias Meso-Cenozóicas**

Os resultados dos furos Mocimboa-1, Nhanchengue-1, Sangussi Marin-1 e Temane-1 revelam a predominância de querogénio do Tipo-III seguido por uma mistura de querogénio do Tipo-III e do Tipo-II, sendo esta última indicativo da presença de uma mistura de MO terrestre e MO aquática. Vale ressaltar que de acordo com os valores da reflectância medida a maioria das amostras do furo Sangussi Marin-1 encontram-se numa zona termicamente evoluída, o que lhes confere um grau de maturação maturo com exceção das 3 amostras que se encontra no complexo delta. Entretanto, a temperatura máxima registrada varia entre 407 e 427<sup>0</sup> C, estas que representam zonas de amostras termicamente pouco evoluídas (Imaturas).

Os dados da Pirólise furo Sofala-1 mostram baixos valores de T<sub>máx</sub> (tabela 4 em anexo) o que nos leva a uma matéria orgânica imatura, ou seja, a matéria orgânica não atingiu temperaturas suficientes para a geração de hidrocarbonetos. Os valores de Reflectância da Vitrinite medida variam de 0.39 a 0.72 sugerindo uma matéria orgânica entre estágio Imaturo e Maturo com algumas amostras caindo entre o intervalo do início de geração de petróleo (Domo Superior) e o pico de geração de Petróleo (Domo Inferior).

Os resultados da %Ro calculada a partir do modelo de Wust para o furo Sofala-1, denotam menor diferença entre a %Ro medida e %Ro calculada (tabela 4 em anexo), mostrando uma matéria orgânica imatura com valores de %Ro medida variando entre 0,23% a 0,57% com exceção de uma amostra colhida na formação de argilas do domo inferior a 3065 metros de profundidade com 0,62%. Esses valores, juntamente com os dados geoquímicos de COT e T<sub>máx</sub> contrariam os valores %Ro medidos e os valores da %Ro calculada pelo modelo de AGS&TRICAN.

### **5.3.2. Potencial de geração de hidrocarbonetos**

O potencial de geração de hidrocarbonetos refere-se a capacidade que uma bacia sedimentar ou rocha sedimentar específica tem para produzir ou libertar hidrocarbonetos ao longo do tempo geológico (Peters, 1986). Essa capacidade pode ser avaliada a partir da análise da presença de rochas ricas em matéria orgânica (Rocha geradora), qualidade/quantidade da matéria orgânica, maturação térmica, estrutura geológica, rochas reservatório, selantes entre outras (Tissot & Welt, 1984).

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

O potencial gerador de hidrocarbonetos das amostras analisadas foi determinado através da análise do grau de maturação térmica das amostras em estudo, a qual fora determinada a partir dos valores calculados da reflectância da vitrinite pelo modelo de AGS&TRICAN. Esses valores ditam as condições de temperatura a que as rochas sedimentares foram submetidas ao longo da profundidade.

### **5.3.2.1. Bacias Meso-Cenozóicas**

De um modo geral os resultados da reflectância da vitrinite calculada para os furos da bacia de Moçambique indicam bom potencial de geração de hidrocarbonetos sobretudo nos furos Nhanchengue-1, Sangussi Marrin-1, e Temane-1 com valores de reflectância variando entre 0,75-1,03%; 0,67-0,84% e 0,62-0,91% respectivamente. Esses valores levam-nos a uma matéria orgânica com potencial para a geração de Gás.

Ainda que o relatório do INP classifique os furos Sangussi Marin-1, Nhanchengue-1 e Sofala-1 como secos (INP, 2012), os resultados dessa pesquisa mostram que as formações interceptadas por esses furos possuem matéria orgânica com qualidade e quantidade suficiente para gerar HC's contudo não houve temperaturas suficientes para a sua geração em grandes quantidades. De salientar que o facto da maioria das amostras serem imaturas para o furo Sofala-1 não significa que o mesmo não tenha potencial para gerar hidrocarbonetos. Pelo contrário, as amostras ainda não geraram hidrocarbonetos, contudo, elas possuem um bom potencial para gerar. Em profundidades mais baixas, é possível que as mesmas amostras tenham gerado ou estejam a gerar hidrocarbonetos, uma vez que a temperatura aumenta a medida em que a profundidade também aumenta.

Das 43 amostras analisadas no furo Xai-Xai West só foi possível calcular a reflectância de 3 amostras, o que torna os dados obtidos não representativos para o furo. O mesmo acontece para o furo Zandamela-1. Esse facto deve-se a insuficiência de dados da  $T_{máx}$ , factor primordial para o cálculo da reflectância da vitrinite.

### **5.3.2.2. Bacias do Karoo**

Por se tratar de uma matéria orgânica altamente oxidada e retrabalhada a bacia carbonífera de Moatize Minjova e a bacia principal do karoo não possuem potencial para gerar HCs líquidos nas secções estudadas. Contudo, algumas secções da formação de Moatize interceptadas pelas Sondagens ETA71, ETA72 e ETA75 e as formações Prince Albert e Whitehil da bacia principal do karoo apresentam potencial para gerar gás, sendo gás associado ao carvão na bacia de Moatize Minjova e gás associado às argilas do grupo Ecca para a bacia principal do karoo.

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

As transformações ocorridas na matéria orgânica presente nas rochas sedimentares interceptadas pelas sondagens ETA15, ETA65, ETA71, ETA72, ETA75 acompanham a evolução geológica dos ambientes de sedimentação da região e reflectem a história térmica da mesma (Correia, 2016). De salientar que a evolução térmica da Matéria orgânica foi fortemente influenciada pelas intrusões ígneas doloríticas e pelos processos de formação da própria bacia através da activação de falhas, facto esse que culminou com a predominância de querogénio do tipo IV. O mesmo não se pode dizer para a bacia carbonífera de Maniamba ou simplesmente graben de Metangula.

Segundo o de relatório de ECL 200 intitulado "The Petroleum Geology and Hydrocarbon Prospectivity of Mozambique" ECL, o tipo de carvão encontrado em Maniamba é 'betuminoso altamente volátil', com teores de  $R_o$  entre 0,55% e 0,7%. Valores mais elevados indicam que a matéria orgânica nos sedimentos inferiores está na 'janela de óleo'. Contudo, dado que a matéria orgânica é carbonosa e terrígena espera-se que na Bacia de Maniamba apenas seja gerado gás seco (ECL, 2000). Ao contrário do pressuposto pelo ECL, os resultados obtidos dos valores da % $R_o$  calculada indicam a presença de matéria orgânica ideal para a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Entretanto, devido a intensas temperaturas verificadas na região, não houve tempo suficiente para a sua geração.

De salientar que para que haja a geração de hidrocarbonetos em uma determinada bacia sedimentar, é necessário que os elementos e processos do sistema petrolífero estejam sincronizados. Ou seja, é necessário que haja uma rocha geradora (rocha mãe), qualidade de matéria orgânica em quantidades suficientes, temperaturas e pressão ideal e por fim o Timing.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

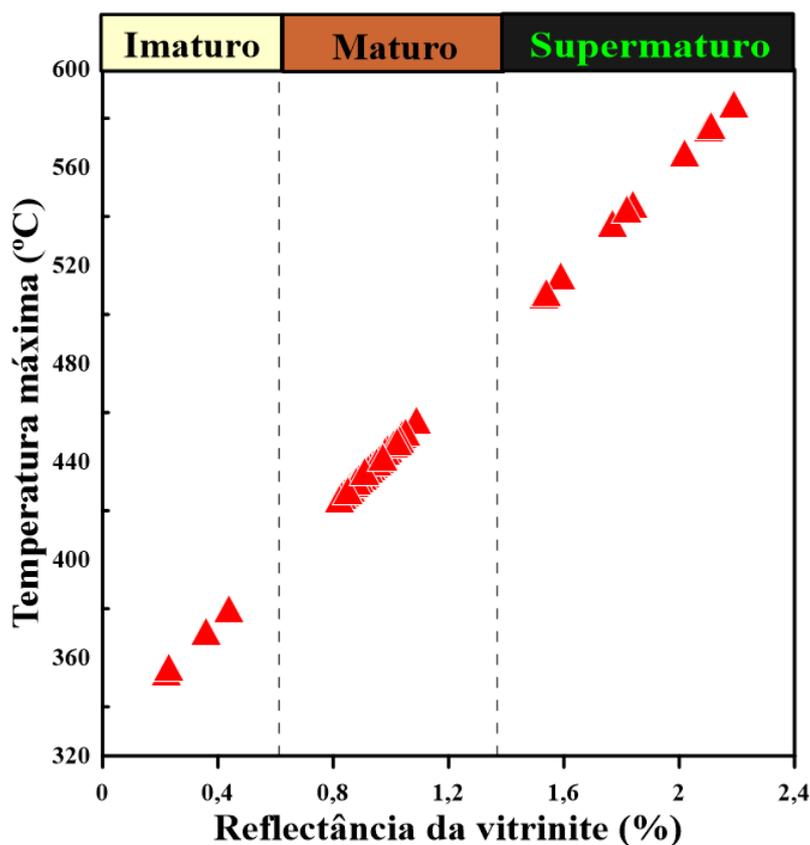


Figura 27: Gráficos da T<sub>máx</sub> versus Reflectância da vitrinite calculada do furo JOG16N-5.

Acima de 48m de profundidade do furo JOG16N-5, existem secções imaturas com valores de reflectância da vitrinite variando de 0,36% a 84,49m; 0,22% a – 103,32 metros e 0,23% a 188,23 metros. Esse facto deve-se ao intenso falhamento verificado na região fazendo com que as formações supermaturas se encontrem no topo da formação e as imaturas na base.

Na bacia principal do karoo predomina o querogénio do tipo-IV, sem potencial para gerar hidrocarbonetos líquidos ao passo que nas sub-bacias de Rifuji-Mikumi e Muchuma Ngaka predomina o querogénio do tipo-IV e do tipo-III respectivamente.

Em relação aos modelos da reflectância da vitrinite analisados importa salientar que o modelo de Jarvie, usualmente aplicado no cálculo da Ro% em diversos trabalhos como (Fernandes *et al.*, 2015) na bacia de Moatize-Minjova e (Cumbane, 2023) numa secção do Graben de Metangula não é recomendável e nem aplicável nas bacias sedimentares em estudo, pois, os valores calculados por este modelo apresentam maior desvio e maior diferença entre a %Ro medida e a %Ro calculada por este modelo. O mesmo acontece com o modelo de Baker cujos valores da reflectância da vitrinite calculada são tão elevados que chegam a atingir 72 % de Ro (ver figura 1, 2 e 3 em anexo).

## **APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Os gráficos de dispersão dos furos das bacias marginais indicam uma tendência linear indicando um aumento da reflectância da vitrinite e temperatura em função da profundidade ao passo que o furo JOG16N-5 em semelhança aos restantes furos das bacias do karoo, não mostra nenhum padrão, isto é, as temperaturas não se distribuíram de forma regular em função da profundidade

Em todas as bacias analisadas, o modelo de reflectância da vitrinite aplicável independentemente da idade da bacia, dos processos tectónicos envolvidos na sua formação ou da litologia é o modelo AGS&TRICAN podendo em todas as bacias estudadas ser substituído pelo modelo de Wust. Os valores obtidos desse podem ser aplicados para diversos fins no estudo do carvão e da rocha geradora do petróleo tal é o caso de:

- ✓ Estimação do estágio de maturação térmica;
- ✓ Cálculo da paleotemperaturas em que a matéria orgânica fora submetida ao longo da profundidade;
- ✓ Dedução da história térmica de uma bacia sedimentar;
- ✓ Correlacionar rochas de diferentes bacias a partir dos valores da Ro calculada;
- ✓ Avaliar a maturação do carvão, se é Legnhite, Hulha ou Antracite;
- ✓ Determinação do potencial gerador de hidrocarbonetos.

Importa referir que todos os resultados esperados foram alcançados durante a realização do presente projecto científico.

## 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 6.1. Conclusões

Após a realização deste trabalho pode concluir-se que:

- ✓ Foram calculados valores de reflectância da vitrinite para todo o intervalo de temperatura, donde verificou-se que o modelo que melhor se adequa para o cálculo da reflectância da vitrinite nas bacias sedimentares analisadas tanto nos furos Onshore quanto nos furos Offshore é o modelo de AGS&TRICAN;
- ✓ O modelo de Jarvie não é aplicável para as bacias sedimentares analisadas, pois, apresenta maior desvio padrão e maior diferença entre a reflectância da vitrinite medida e reflectância calculada pelo modelo de AGS&TRICAN e pelo modelo de Wust;
- ✓ Os gráficos de dispersão dos furos das bacias marginais indicam uma tendência linear indicando um aumento da reflectância da vitrinite e temperatura em função da profundidade ao passo que os restantes furos das bacias do karoo não mostram nenhum padrão;
- ✓ Em relação ao estágio de maturação térmica, a matéria orgânica dos furos das bacias marginais varia de Imaturo a Maturo ao passo que a matéria orgânica presente na rocha geradora das rochas interceptadas pelos furos das bacias do karoo variam de Supermaturo a maturo havendo casos de amostras imaturas;
- ✓ As amostras dos furos da bacia de Moçambique e do furo JOG16N-5 possuem bom a muito bom potencial para gerar petróleo e gás ao passo que as amostras das sondagens ETA 15, 65, 71, 72 e 75 da bacia de Moatize-Minjova, os furos da bacia principal do karoo e o furo Mocimboa-1 possuem bom potencial para gerar gás seco.

## **6.2. Recomendações**

Findo trabalho, recomenda-se:

- ✓ A disponibilização de dados geoquímicos de mais furos de modo a facilitar estudos de rocha geradora mais amplos nessas bacias;
- ✓ O uso do modelo de AGS&TRICAN em trabalhos futuros, tanto em bacias marginais de Moçambique quanto nas bacias sedimentares do karoo;
- ✓ O uso da técnica de biomarcadores para a análise de estágio de maturação e determinação de potenciais fontes de hidrocarbonetos;
- ✓ Realização da análise visual do querogénio nas zonas mais profundas dos furos JOG16N-5, Sofala-1, Mocimboa-1, Nhanchegue-1, e Sangussi Marin-1.

## 7. Referencias Bibliográficas

- Adeniyi, E. O., Cole, D., Götz, A. E., Geel, C., Town, C., & Town, C. (2017). *Deflating the shale gas potential of South Africa's Main Karoo basin*. 113(9), 1–12.
- Afonso, & Maurizio, J. M. (1998). *A Evolução Geologica de Moçambique* (Ministerio de Ciencia e da Tecnologia; Instituto de Investigação Cientifica Tropical ed., Vol. 2). Lisboa.
- Alison Andadre Alves Da Silva. (n.d.). *Organic Facies and Hydrocarbon Generation Potential of the Aptian of Parnaiba Basin*. Universidade Federal do Rio Grande so Sul.
- Allen, P. A. and J. R. (1990). *Basin\_Analysis[1]: Principles and Applications* (Second Edi). Blackwell Publishing.
- Balbinot, M. (2012). *Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil*.
- Bullock, L., Parnell, J., Muirhead, D., Armstrong, J., Schito, A., & Corrado, S. (2019). A thermal maturity map based on vitrinite reflectance of british coals. *Journal of the Geological Society*, 176(6), 1136–1142. <https://doi.org/10.1144/jgs2019-055>
- Caetano, B. H. dos S. (2014). *Petrografia dos reservatórios do Grupo Grudja inferior da Bacia de Moçambique : ambiente deposicional e formação de hidrocarbonetos*. Universidade de Aveiro.
- Carneiro, J. F., & Alberto, M. (2014). Preliminary assessment of CO<sub>2</sub> storage potential in the Rovuma sedimentary basin , Mozambique. *Energy Procedia*, 63, 5141–5152. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.544>
- Catuneanu, O., Wopfner, H., Eriksson, P. G., Cairncross, B., Rubidge, B. S., Smith, R. M. H., & Hancox, P. J. (2005). The Karoo basins of south-central Africa. *Journal of African Earth Sciences*, 43(1–3), 211–253. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.07.007>
- Correia, J. C. P. F. M. (2016a). *Palinologia , palinofácies e maturação orgânica dos sedimentos da Bacia de Moatize – Minjova , Karoo Inferior , Moçambique*. Universidade Nova Lisboa.
- Correia, J. C. P. F. M. (2016b). *Palinologia , Palinofácies e Maturação Orgânica dos Sedimentos da Bacia de Moatize – Minjova , Karoo Inferior , Moçambique*. *Univerisade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Tese de Mestrado de Engenharia Geológica*, 161. <http://hdl.handle.net/10362/21602>

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

- Costa, M. S. P. L. (2015). Palinostratigrafia e maturação orgânica do Karoo da Bacia de Moatize-Minjova , Moçambique. In *Geonoovas* (Vol. 29, Issue Setembro). Universidade de Lisboa.
- Costa, M. S. P. L., Manuel, C. P., Fernandes, C., & Algarve, U. (2015). *Palinostratigrafia e maturação orgânica do Karoo da Bacia de Moatize-Minjova , Moçambique*.
- Cumbane, S. E. E. (2023). *Geoquímica Organica Aplicada na Avaliacao do Potencial Gerador de Hidrocarbonetos numa Seccao da Formacao K4 do Graben de Metangula* (Issue 1).
- Consortium, G. ((2006a)). *Noticia Explicativa da Carta Geologica 1:250.000* (Vol. Volume 1). Maputo: Direcção Nacional de Geologia.
- Da Silva, A. A. (S/D). Organic Facies and Hydrocarbon Generation Potential of the Aptian of Parnaíba Basin.
- ECL. (2000). *The Petroleum Geology and Hydrocarbon Prospectivity of Mozambique The Petroleum Geology and Hydrocarbon Prospectivity of Mozambique. 1*, 1–123.
- Fernandes, P., Cogné, N., Chew, D. M., Rodrigues, B., Jorge, R. C. G. S., Marques, J., Jamal, D., & Vasconcelos, L. (2015). The thermal history of the Karoo Moatize-Minjova Basin, Tete Province, Mozambique: An integrated vitrinite reflectance and apatite fission track thermochronology study. *Journal of African Earth Sciences*, 112, 55–72.  
<https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2015.09.009>
- Fernandes, P., Marques, J. ., Cogné, N., Rodrigues, B., Jorge, R. C. G. ., & Jamal, D. (2014). *História térmica da bacia carbonífera de Moatize-Minjova*.
- Fernandes, P., Rodrigues, B., C.G.S, R., & João, J. (2013). Hydrocarbon Source rock potential of the Lower Karoo (Permian) black shales in the Moatize-Minjova Basin, Tete Province , Mozambique. In *Livro de Actas do VII Seminario de Recursos Geologicos, Ambiente e Ordenamento do Território* (Departamen, p. 15).
- GTK, C. 2006. (2006). Noticia Explicativa da Carta geoloica de Moçambique (Map Explanation). In *Occupational Medicine* (Vol. 1).
- Guiliche, M. E. (2016). *Análise do Sistema Petrolífero da Bacia do Rovuma (Onshore), com base em Geoquímica organica do Furo Mocimboa-1, Moçambique*. Universidade Eduardo Mondlane.

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

- Heroux, Y., Chagnon, A., & Bertrand, R. (1979). Compilation and correlation of major thermal maturation indicators. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63(12), 2128–2144. <https://doi.org/10.1306/2f9188f1-16ce-11d7-8645000102c1865d>
- INP. (2012). *Furos de Pesquisa e Produção Bacia Sedimentar de Moçambique*.
- Jarvie, D. M. (2012). *Shale Resouces Systems for Oil and Gas: Part 2- Shale Oil*. 89–119. <https://doi.org/10.1306/13321447M973489>
- Jarvie, D. M., Claxton, B., Henk, F. “Bo,” & Breyer, J. (2001). Oil and Shale Gas from Ft . Worth Basin, Texas. *AAPG National Convention, November*, 1–28.
- Key, R. M., Survey, B. G., Smelror, M., & Thorsnes, T. (2008). *Revised lithostratigraphy of the Mesozoic-Cenozoic succession of the onshore Rovuma Basin , northern coastal Mozambique*. 111(May 2014). <https://doi.org/10.2113/gssajg.111.1.89>
- Kibria<sup>1</sup>, M. G., Hu<sup>1</sup>, S. D. Q., & Mandal<sup>3</sup>, A. R. B. W. H. & S. (2020). *Avaliação da maturidade térmica usando espectroscopia Raman para amostras de xisto betuminoso dos EUA: comparações com métodos de pirólise e reflectância de vitrinita*. 0123456789, 13.
- Kreuser, T., Schramedei, R., & Rullkotter, J. (1988). Gas- Prone Source Rocks From Cratogene Karoo Basins in Tanzania. *Journal of Petroleum Geology*, 11(2), 169–184. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00811.x>
- Lopes, G. ;, Pereira, Z., Fernandes, P., & Marques, J. (2014a). *Palinologia\_da\_formacao\_Tilitica\_de\_Vuzi.pdf*. 2 *Congresso Nacional de Geologia (CoGeo02) e 12 Congresso de Geoquímica Dos Países Da Língua Portuguesa (12CGPLP)*, 6 a 12 de Setem, 5.
- Lopes, G., Pereira, Z., Fernandes, P., & Marques, J. (2014b). Datação palinológica dos sedimentos glaciogénicos da Formação Tilitica de Vúzi, sondagem ETA 65, Bacia Carbonífera de Moatize-Minjova, Moçambique: Resultados preliminares. *Comunicacoes Geologicas*, 101(May 2015), 481–484.
- Macungo, Z., Loide, I., Zunguza, S., Nhamutole, N., Maharaj, I. E. M., Mugabe, J., Angielczyk, K. D., & Araújo, R. (2019). Endothiodon (Therapsida, Anomodontia) specimens from the middle/late permian of the Metangula Graben (Niassa Province, Mozambique) increase complexity to the taxonomy of the genus. *Journal of African Earth Sciences*, 163(October

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

- 2019), 30. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.103647>
- Mbede, E. I. (1991). The sedimentary basins of Tanzania - reviewed. *Journal of African Earth Sciences*, 13(3–4), 291–297. [https://doi.org/10.1016/0899-5362\(91\)90092-D](https://doi.org/10.1016/0899-5362(91)90092-D)
- Mosavel, H., Cole, D. I., & Siad, A. M. (2019). Shale gas potential of the Prince Albert Formation: A preliminary study. *South African Journal of Geology*, 122(4), 541–554. <https://doi.org/10.25131/sajg.122.0036>
- Mendoça, F.G., Menezes, T.R., Mendoça, J.O., Oliveira, A.D., Carvalho, M.A., Santanna, A.J., & Sousa J.T (2010). Palynofacies. in: Carvalho, i.s (eds) Paleontologia, Vol.2. interciência, Rio de Janeiro
- Mendonça, F,J,G; Menezes, T.R;& Mendonça, J.O (2012). Organic facies: palynofacies and organic geochemistry approache, panagiotaras,d. (ed) 248.p., isbn 978-958-51-05862
- Mukhopadhyay, P. K. (1994). *Vitrinite Reflectance as Maturity Parameter*. <https://doi.org/10.1021/bk-1994-0570.ch001>
- Mussa, A. (2014). *Caracterização da matéria orgânica da sequência sedimentar intercetada pela Sondagem NEMO-IX ( Bacia de Moçambique ). Potencial para a geração de hidrocarbonetos Agostinho Mussa* [Universidade Porto]. <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/74103/2/100384.pdf>
- Mussa, A., Flores, D., Ribeiro, J., Mizusaki, A. M. P., Chamussa, M., Filho, J. G. M., & Kalkreuth, W. D. (2018). Characterization of organic matter from a stratigraphic sequence intercepted by the Nemo-1X well, Mozambique: Potential for hydrocarbon generation. *Energy Exploration and Exploitation*, 36(5), 1157–1171. <https://doi.org/10.1177/0144598717753920>
- Nhamutole, N., Bamford, M., & Araújo, R. (2021). New species of Protaxodioxylon (conifer wood) from the Middle Permian of the Metangula Graben (Niassa Province, Mozambique) and their implications. *Journal of African Earth Sciences*, 183(July), 8. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2021.104323>
- Paulino, F., Vasconcelos, L., & Marques, J. (2008). *X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa XVI Semana de Geoquímica Estratigrafia do Karoo em Moçambique . Novas Unidades Karoo Stratigraphy in Mozambique . New Units X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa XVI Semana de G* (pp. 1–10).
-

## APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

- Paulo Fernandes, B. R. (2013). *Potencial gerador de hidrocarbonetos dos argilitos carbonosos do Karoo Inferior (Pérmico) da Bacia de Moatize-Minjova, Província de Tete, Moçambique*. (C. C. Pacheco FAL, Ed.) Vila Real.
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70(3), 318–329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11d7-8645000102c1865d>
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). *Applied Source Rock Geochemistry*. March.
- Salman, G., & Abdula, I. (1995). Development of the Mozambique and Ruvuma sedimentary basins, offshore Mozambique. *Sedimentary Geology*, 96, 7–41. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(95\)00125-R](https://doi.org/10.1016/0037-0738(95)00125-R)
- Santos, A. C., Ribeiro, F. L. M., Reis, J. P., & Almeida, P. O. Ab. (2015). *Análise de Proveniência de Sedimentos Siliciclásticos da bacia de Moatize-Minjova (Karoo), Moçambique*. Universidade de Liaboa.
- Selemane, T. (2009). Geologia do Petróleo: Alguns Desafios na Indústria Extractiva em Moçambique. *Centro de Integridade Pública*, 44. <http://www.cipie.cip.org.mz/>
- Silva, C. G. A. Da. (2007). Caracterização Geoquímica Orgânica Das Rochas Geradoras De Petróleo Das Formações Iratié Ponta Grossa Da Bacia Do Paraná. In *Instituto De Química*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Spigolon, A. L. D. (2003). *Aptiano Da Bacia Potiguar, Brasil*): *Paleoambiente E Maturação Formação Alagamar (Aptiano Da Bacia Potiguar, (Issue March)* [Universidade de Brasília, Instituto de Geociências]. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1432.2320>
- Tissot, B & Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence: A new approach to oil and gas exploration*. Berlin: Springer - Verlag.
- Tyson, R.V (1989) Late Jurassic Palynofacies trends, Piper and Kimmeridge Clay Formation, onshore and northern North Sea. The British Micropaleontological Society.
- Vasconcelos, L. (2005). Geologia dos Carvãos. In A. d. Carvãos. Maputo: UEM.
- Vasconcelos, L. (2021). *O Supergrupo do Karoo na África Austral* (Issue Março, p. 25).

**APLICABILIDADE DOS VALORES CALCULADOS DA REFLECTÂNCIA DA VITRINITE E SUA IMPLICAÇÃO NA DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

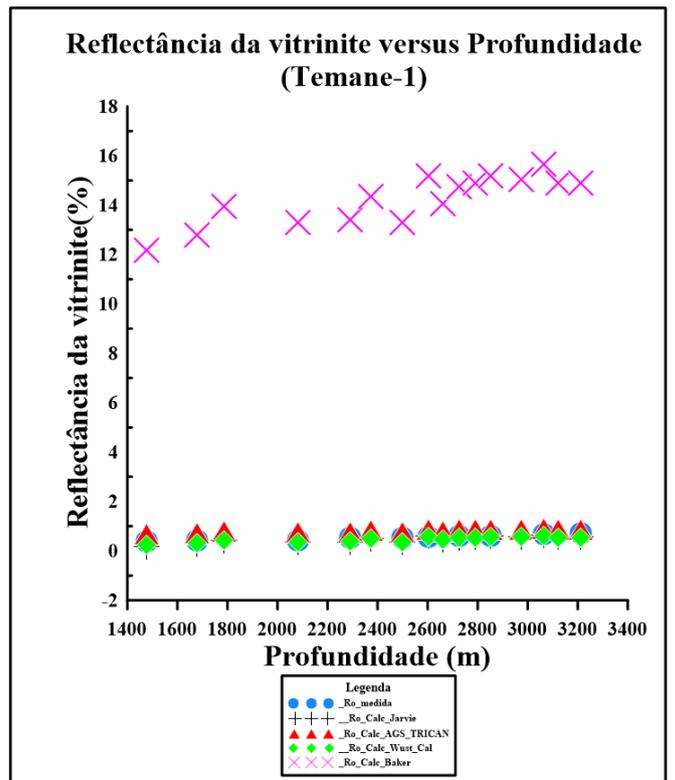
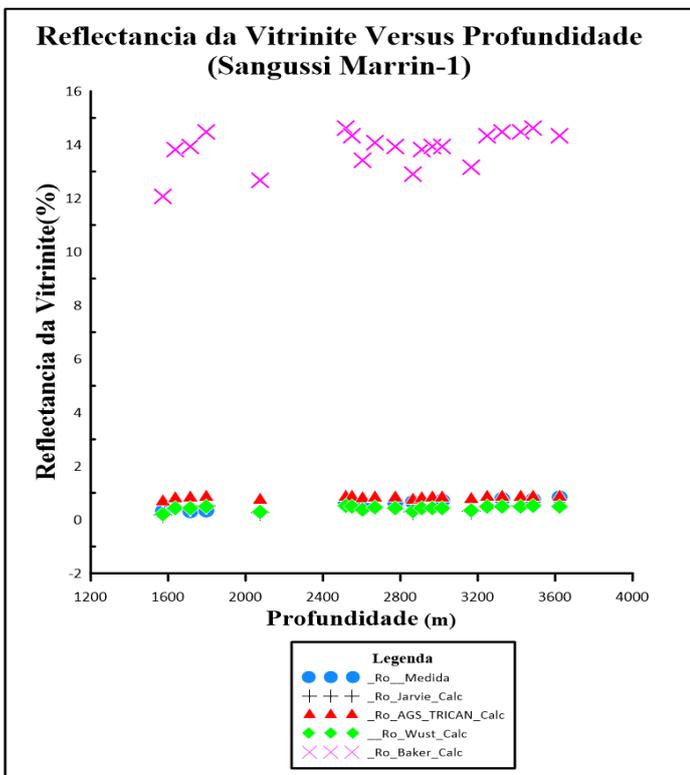
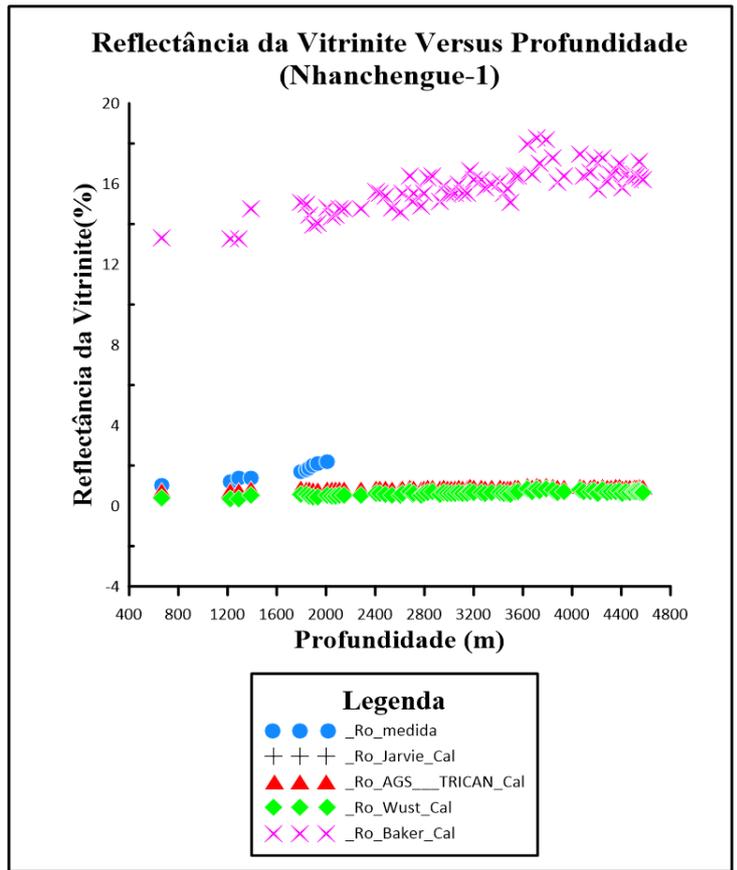
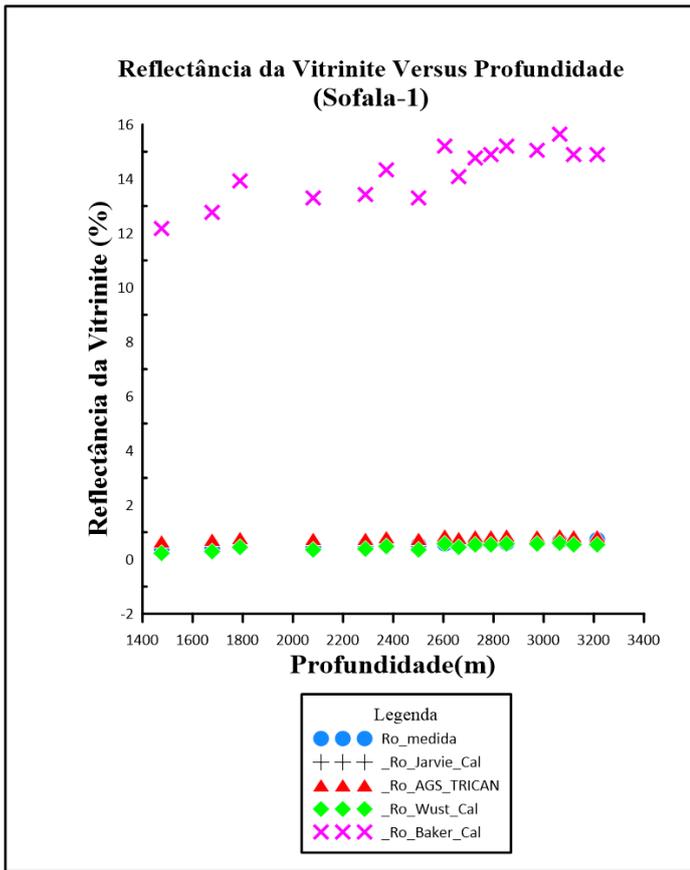
Verniers J, P.P, J., R.V, P., L, F.-S., & De Bock\*\*\*, F. R. (1989). The Karoo Graben of Metangula Northern Mozambique. *Journal*, 9(1), 137–158.

VILANCULO, O. L. (2019). *Determinação de Prosidade e Tamanho dos poros a partir de imagens petográficas usando dados de reervatorio de gas Offshore da bacia de Mocambique*. Quelimane.

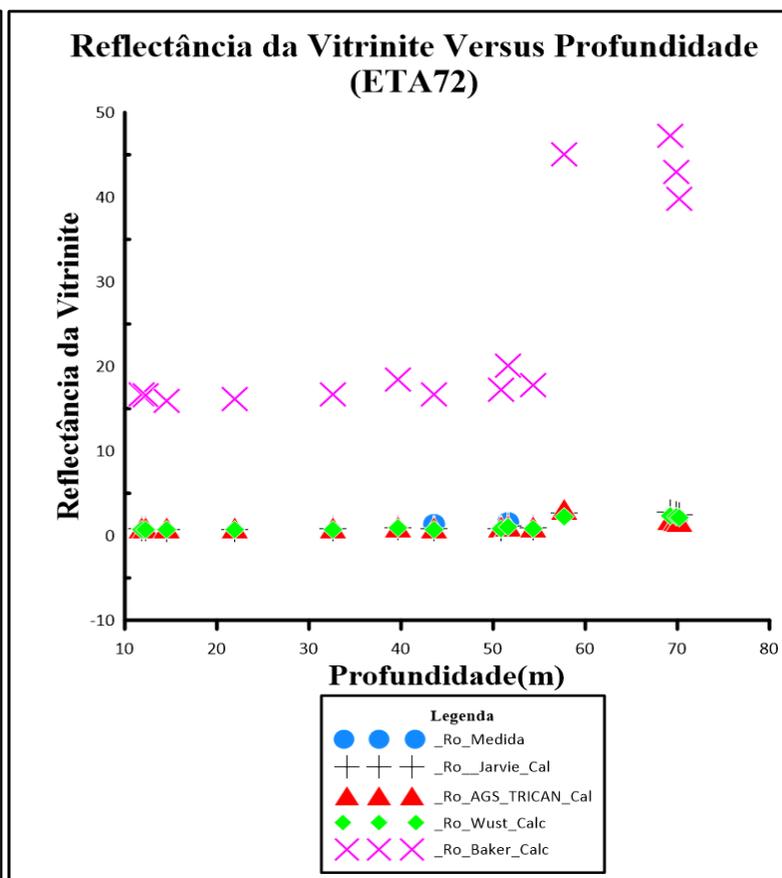
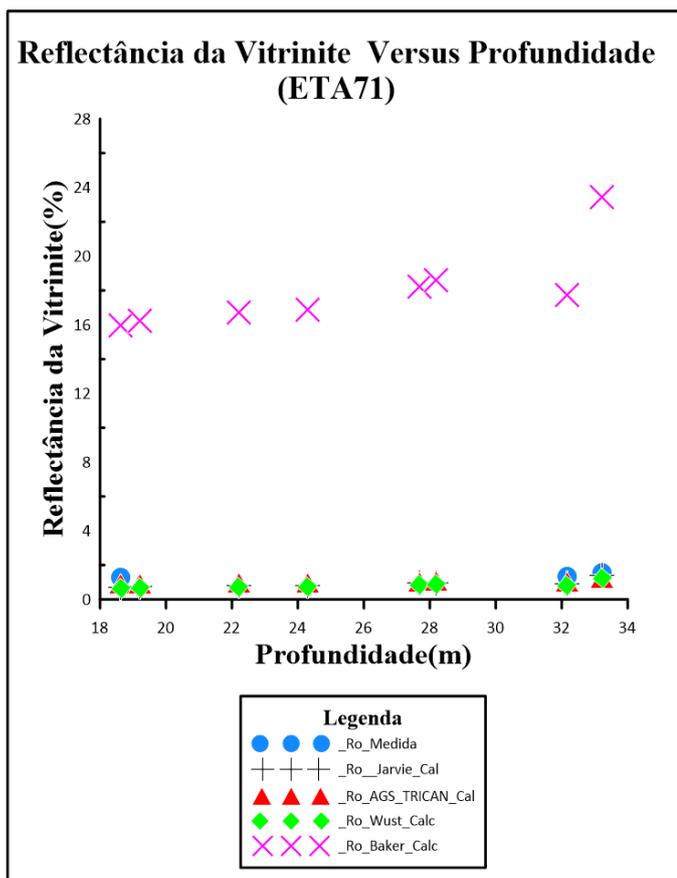
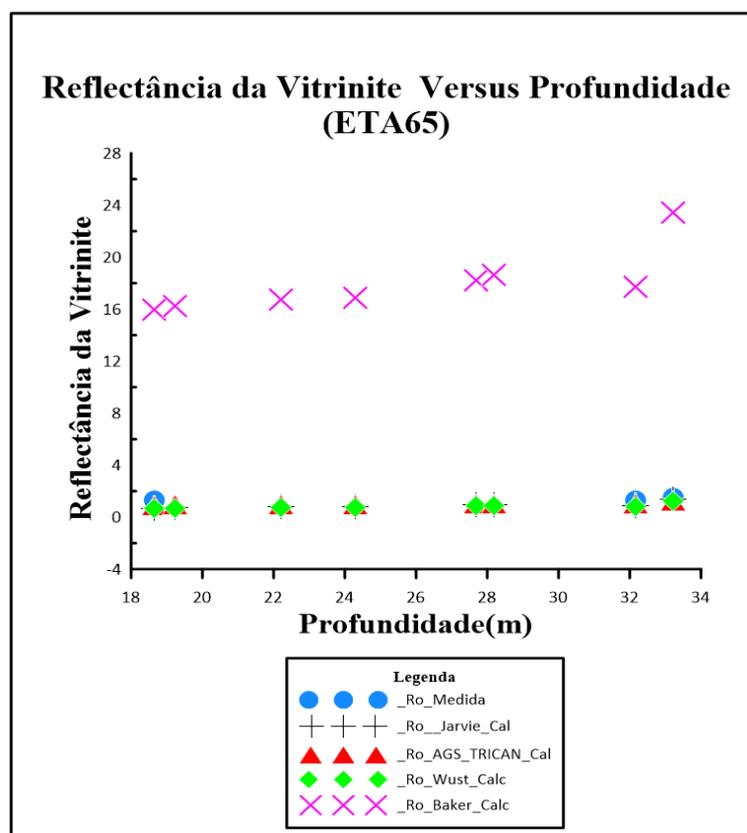
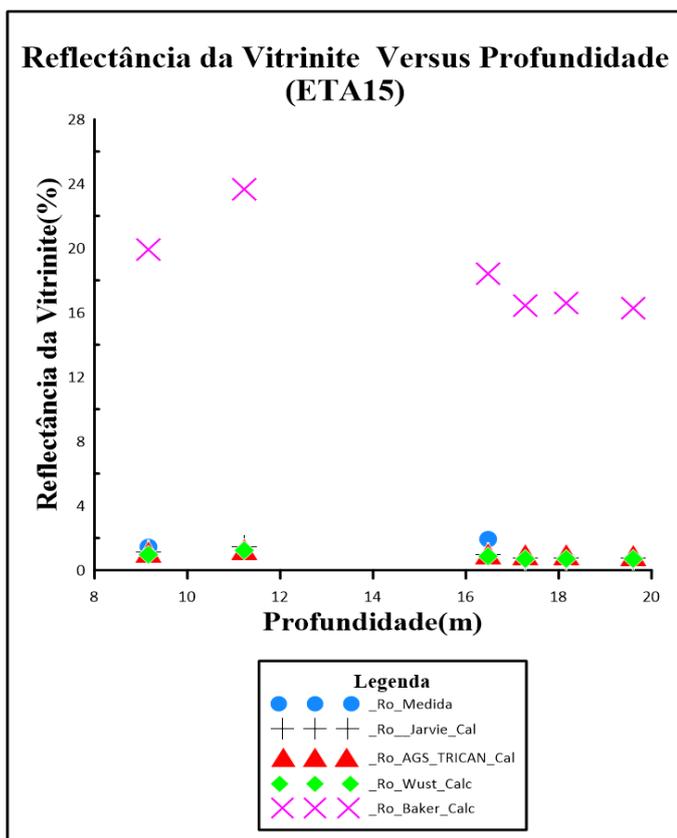
Wust, R. A. J., Hackley, P. C., Nassichuk, B. R., Willment, N., & Brezovski, R. (2013). Vitrinite reflectance versus pyrolysis Tmax data: Assessing thermal maturity in shale plays with special reference to the Duvernay shale play of the Western Canadian Sedimentary Basin, Alberta, Canada. *Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future*, 1(August), 347–357. <https://doi.org/10.2118/167031-ms>

Zimba, A. dos A. Á. (2022). *Bioestratigrafia de um testemunho Paleozóico da Bacia Carbonifera de Maniamba, Niassa*. Universidade Eduardo Mondlane.

## **8.Anexos**



Anexo 1: Representação gráfica dos valores da Ro% calculadas incluído o modelo de Baker para os furos da bacia de Moçambique



Anexo 2: Representação gráfica dos valores da Ro% calculadas incluído o modelo de Baker nas sondagens ETA15, ETA65, ETA71 e ETA72.



Anexo 4: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Nhanchegue-1

**Furo Nhanchegue-1**

Formação	Período (época)	Prof. (m)	COT	Tmáx °C	Ro% Medida	Reflectância da Vitrinite Calculada (%)								Paleo- Temperatura
						Jarvie	DP	AGS & TRICAN	DP	Baker	DP	Wust	DP	
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	136,2	0,1	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	202,1	0	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	242,6	0,1	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	297,9	0	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	340,4	0	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	468,1	0,1	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	617	0,1	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd

Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	668,1	0,3	417,2	1	0,35	0,04	0,75	0,02	13,31	0,29	0,37	0,03	118,74
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	766	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	893,6	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	925,5	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	972,3	0,2	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Limpopo	Oligoceno (Paleogéneo)	1006,4	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Cheringoma	Eoceno (Paleogéneo)	1223,4	0,3	416,7	1,2	0,34	0,04	0,75	0,02	13,25	0,29	0,36	0,03	118,16
Grudja inferior	Campaniano - Santoniano	1287,7	0,3	416,7	1,4	0,34	0,04	0,75	0,02	13,25	0,38	0,36	0,03	118,16
Grudja inferior	Campaniano - Santoniano	1387,2	0,3	427,8	1,4	0,54	0,01	0,84	0,01	14,74	0,21	0,52	0,01	130,47
Grudja inferior	Campaniano - Santoniano	1.410,6	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Grudja	Campaniano –	1500	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd

inferior	Santoniano													
Grudja inferior	Campaniano - Santoniano	1787,2	0,1	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	1797,9	0,7	430	1,7	0,58	0,01	0,86	0,00	15,05	0,17	0,56	0,01	132,75
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	1840,4	0,6	429,4	1,8	0,57	0,01	0,86	0,01	14,97	0,18	0,55	0,01	132,13
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	1861,7	0,6	425,6	1,9	0,50	0,02	0,83	0,01	14,43	0,24	0,49	0,02	128,14
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	1897,9	0,6	422,2	2	0,44	0,03	0,80	0,01	13,96	0,30	0,44	0,02	124,44
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	1936,2	0,8	422,8	2,1	0,45	0,03	0,80	0,01	14,05	0,29	0,45	0,02	125,10
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2010,6	0,6	428,3	2,2	0,55	0,01	0,85	0,01	14,81	0,20	0,53	0,01	130,99

Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2046,8	0,3	425	Nd	0,49	0,02	0,82	0,01	14,35	0,25	0,48	0,02	127,50
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2074,5	0,6	425,6	Nd	0,50	0,02	0,83	0,01	14,43	0,24	0,49	0,02	128,14
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2108,5	0,8	427,8	Nd	0,54	0,01	0,84	0,01	14,74	0,21	0,52	0,011	130,47
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2148,9	0,3	427,8	Nd	0,54	0,01	0,84	0,01	14,74	0,21	0,52	0,01	130,47
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2244,7	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2287,2	0,4	427,8	Nd	0,54	0,01	0,84	0,01	14,74	0,21	0,52	0,01	130,47
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2314,9	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd

Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2344,7	0,4	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2376,6	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2404,3	0,4	433,9	Nd	0,65	0,00	0,90	0,00	15,63	0,10	0,62	0,00	136,67	
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2436,2	0,6	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07	
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2485,1	0,8	432,2	Nd	0,62	0,01	0,88	0,00	15,37	0,13	0,59	0,00	134,98	
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2538,3	0,5	428,3	Nd	0,55	0,01	0,85	0,01	14,81	0,20	0,53	0,00	130,99	
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2606,4	0,6	426,7	Nd	0,52	0,02	0,84	0,01	14,58	0,22	0,51	0,00	129,31	

Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2621,3	0,6	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2680,9	0,6	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2706,4	0,6	430,6	Nd	0,59	0,01	0,87	0,00	15,14	0,16	0,57	0,01	133,36
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2712,8	0,6	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2742,6	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2776,6	0,6	428,9	Nd	0,56	0,01	0,85	0,01	14,89	0,19	0,54	Nd	131,62
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2797,9	0,6	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	Nd	136,07

Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2829,8	1,2	438,3	Nd	0,73	0,01	0,93	0,00	16,30	0,02	0,68	0,01	140,92
Xisto do Domo Superior	Turoniano (Cretácico Superior)	2861,7	1,1	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48
Areia do Domo Superior	Cenomaniano-Cretacico Superior	2883	0,3	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Areia do Domo Superior	Cenomaniano-Cretacico Superior	2925,5	0,3	430,6	Nd	0,59	0,01	0,87	0,00	15,14	0,16	0,57	0,01	133,36
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	2957,4	0,3	435,6	Nd	0,68	0,00	0,91	0,00	15,89	0,07	0,64	0,00	138,33
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	2989,4	0,9	432,8	Nd	0,63	0,00	0,89	0,00	15,46	0,12	0,60	0,00	135,58
Xisto do Domo Superior	Cenomaniano-Cretácico Superior	3021,3	1	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07

Domo Inferior	Cretácico Superior - Inferior													
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3048,9	1,1	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	Nd	136,07
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3076,6	1,4	436,1	Nd	0,69	0,00	0,92	0,00	15,96	0,06	0,65	Nd	138,81
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3106,4	1,1	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3144,7	1,1	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07
Xisto do Domo	Cenomaniano-Cretácico	3170,2	1,4	440,6	Nd	0,77	0,01	0,95	0,01	16,67	0,02	0,71	0,01	143,07

Inferior	Superior – Inferior													
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3202,1	1,1	437,8	Nd	0,72	0,01	0,93	0,00	16,22	0,03	0,67	0,01	140,44
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretácico Superior - Inferior	3225,5	0,5	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-cretácico Superior - Inferior	3261,7	1,1	437,8	Nd	0,72	0,01	0,93	0,00	16,22	0,03	0,67	0,01	140,44
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-cretácico Superior - Inferior	3291,5	1,1	435	Nd	0,67	0,00	0,91	0,00	15,79	0,08	0,63	0,00	137,75
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-cretácico Superior –	3346,8	1,1	436,1	Nd	0,69	0,00	0,92	0,00	15,96	0,06	0,65	0,00	138,81

	Inferior														
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-cretácico Superior - Inferior	3414,9	1,1	437,2	Nd	0,71	0,00	0,92	0,00	16,13	0,04	0,66	0,00	139,87	
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3442,6	1,1	433,3	Nd	0,64	0,00	0,89	0,00	15,54	0,11	0,61	0,00	136,07	
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3478,7	1,1	434,6	Nd	0,66	0,00	0,90	0,00	15,73	0,09	0,63	0,00	137,35	
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3500	1,1	430	Nd	0,58	0,01	0,86	0,00	15,05	0,17	0,56	0,01	132,75	
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3534	0,9	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48	

Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3561,7	1,3	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3634	1,2	448,3	Nd	0,91	0,03	1,02	0,01	17,95	0,18	0,83	0,02	149,97
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3676,6	1,2	439,4	Nd	0,75	0,01	0,94	0,00	16,48	0,00	0,70	0,01	141,95
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3710,6	1,1	450,1	Nd	0,94	0,03	1,03	0,02	18,26	0,21	0,86	0,03	151,52
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3736,2	1,1	442,8	Nd	0,81	0,02	0,97	0,01	17,02	0,07	0,75	0,01	145,09
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3787,2	1,1	449,8	Nd	0,94	0,03	1,03	0,01	18,21	0,21	0,85	0,02	151,27

Domo Inferior	Cretacico Superior - Inferior													
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3840,4	1	444,4	Nd	0,84	0,02	0,99	0,01	17,29	0,10	0,77	0,02	146,53
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3880,9	1,1	436,7	Nd	0,70	0,00	0,92	0,00	16,05	0,05	0,66	0,00	139,39
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	3936,2	1,1	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	4063,8	1,1	445,6	Nd	0,86	0,02	1,00	0,01	17,49	0,12	0,79	0,01	147,60
Xisto do Domo	Cenomaniano-Cretacico	4097,9	1,1	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48

Inferior	Superior – Inferior													
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	4144,7	1,1	440	Nd	0,76	0,01	0,95	0,01	16,57	0,01	0,71	0,01	142,51
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior - Inferior	4180,9	1,1	443,9	Nd	0,83	0,02	0,98	0,01	17,20	0,09	0,76	0,02	146,08
Xisto do Domo Inferior	Cenomaniano-Cretacico Superior – Inferior	4212,8	1,1	434,4	Nd	0,66	0,00	0,90	0,00	15,70	0,09	0,62	0,001	137,16
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4251,1	0,9	444,4	Nd	0,84	0,02	0,99	0,01	17,29	0,10	0,77	0,02	146,53
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4287,2	0,9	437,2	Nd	0,71	0,00	0,92	0,00	16,13	0,04	0,66	0,01	139,87
Maputo	Cenomaniano-	4319,1	0,8	439,4	Nd	0,75	0,01	0,94	0,00	16,48	0,00	0,70	0,01	141,95

	Cretacico inferior													
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4351,1	0,8	440,6	Nd	0,77	0,01	0,95	0,01	16,67	0,02	0,71	0,01	143,07
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4383	0,8	442,8	Nd	0,81	0,02	0,97	0,01	17,02	0,07	0,75	0,01	145,09
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4406,4	0,8	435	Nd	0,67	0,00	0,91	0,00	15,79	0,08	0,63	0,00	137,75
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4436,2	0,9	439,4	Nd	0,75	0,01	0,94	0,00	16,48	0,00	0,70	0,01	141,95
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4472,3	0,9	437,8	Nd	0,72	0,01	0,93	0,00	16,22	0,03	0,67	0,01	140,44
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4500	0,6	439,4	Nd	0,75	0,01	0,94	0,00	16,48	0,00	0,70	0,01	141,95
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4506,4	0,6	439,4	Nd	0,75	0,01	0,94	0,00	16,48	0,00	0,70	0,01	141,95

	Cretacico inferior													
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4521,3	0,6	438,9	Nd	0,74	0,01	0,94	0,00	16,40	0,01	0,69	0,01	141,48
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4542,6	0,8	443,3	Nd	0,82	0,02	0,98	0,01	17,11	0,08	0,76	0,01	145,54
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4553,2	0,8	438,3	Nd	0,73	0,01	0,93	0,00	16,30	0,02	0,68	0,01	140,92
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4572,3	0,6	437,8	Nd	0,72	0,01	0,93	0,00	16,22	0,03	0,67	0,01	140,44
Maputo	Cenomaniano-Cretacico inferior	4578,7	0,6	437,8	Nd	0,72	0,01	0,93	0,00	16,22	0,03	0,67	0,01	140,44

Formação; período; Prof. - Profundidade em metros; T<sub>máx</sub>- temperatura máxima de geração; %Ro Calc- Reflectância da vitrinite calculada pelos modelos de Jarvie, AGS&TRICAN, Wust e Baker; DP- Desvio Padrão; Nd- sem dados.

Anexo 5: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Sangussi Marrin-1.

Furo Sangussi Marrin-1

Formação	Prof. (m)	%Ro Medida	Tmáx	Reflectância da Vitrinite Calculada em percentagem								Reflectância da vitrinite medida - Calculada				PaleoT
				Jarvie	DP	Baker	DP	Wust	DP	AGS&TRICAN	DP	Jarvie	Baker	AGS&TR	Wust	
Delta Complex	1572	0,33	407	0,17	0,06	12,07	0,42	0,21	0,05	0,67	0,03	0,16	-11,74	-0,34	0,12	106,05
Delta Complex	1638		421	0,42	0,00	13,80	0,02	0,42	0,00	0,79	0,00	-0,42	-13,80	-0,79	-0,42	123,10
Delta Complex	1713	0,32	422	0,44	0,00	13,94	0,01	0,44	0,00	0,80	0,00	-0,12	-13,62	-0,48	-0,12	124,22
Delta Complex	1795	0,35	426	0,51	0,02	14,48	0,14	0,50	0,02	0,83	0,01	-0,16	-14,13	-0,48	-0,15	128,57
Delta Complex	2077		412	0,26	0,04	12,66	0,28	0,29	0,03	0,71	0,02	-0,26	-12,66	-0,71	-0,29	112,47
U. Grudja	2516	0,6	427	0,53	0,02	14,62	0,17	0,51	0,02	0,84	0,01	0,07	-14,02	-0,24	0,09	129,63
U. Grudja	2551		425	0,49	0,02	14,35	0,11	0,48	0,01	0,82	0,01	-0,49	-14,35	-0,82	-0,48	127,50
U. Grudja	2603	0,61	418	0,36	0,01	13,41	0,11	0,38	0,01	0,76	0,01	0,25	-12,80	-0,15	0,23	119,68
L. Grudja	2670		423	0,45	0,01	14,07	0,04	0,45	0,01	0,80	0,00	-0,45	-14,07	-0,80	-0,45	125,32
L. Grudja	2772	0,63	422	0,44	0,00	13,94	0,01	0,44	0,00	0,80	0,00	0,19	-13,31	-0,17	0,19	124,22
L. Grudja	2867	0,67	414	0,29	0,03	12,91	0,22	0,32	0,03	0,73	0,01	0,38	-12,24	-0,06	0,35	114,93
L. Grudja	2912		421	0,42	0,00	13,80	0,02	0,42	0,00	0,79	0,00	-0,42	-13,80	-0,79	-0,42	123,10

L. Grudja	2964		422	0,44	0,00	13,94	0,01	0,44	0,00	0,80	0,00	-0,44	-13,94	-0,80	-0,44	124,22
L. Grudja	3017	0,71	422	0,44	0,00	13,94	0,01	0,44	0,00	0,80	0,00	0,27	-13,23	-0,09	0,27	124,22
L. Grudja	3167		416	0,33	0,02	13,16	0,17	0,35	0,02	0,74	0,01	-0,33	-13,16	-0,74	-0,35	117,33
L. Grudja	3248		425	0,49	0,02	14,35	0,11	0,48	0,01	0,82	0,01	-0,49	-14,35	-0,82	-0,48	127,50
L. Grudja	3328	0,79	426	0,51	0,02	14,48	0,14	0,50	0,02	0,83	0,01	0,28	-13,69	-0,04	0,29	128,57
L. Grudja	3421		426	0,51	0,02	14,48	0,14	0,50	0,02	0,83	0,01	-0,51	-14,48	-0,83	-0,50	128,57
L. Grudja	3486	0,75	427	0,53	0,02	14,62	0,17	0,51	0,02	0,84	0,01	0,22	-13,87	-0,09	0,24	129,63
L. Grudja	3624	0,82	425	0,49	0,02	14,35	0,11	0,48	0,01	0,82	0,01	0,33	-13,53	0,00	0,34	127,50

Formação; período; Prof. - Profundidade em metros; Tmáx- temperatura máxima de geração; %Ro- Reflectância da vitrinite calculada pelos modelos de Jarvie, AGS&TRICAN, Wust e Baker; DP- Desvio Padrão; Nd- sem dados

Anexo 6: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Temane-1.

Formação	Prof. (m)	Ro % Medida	T max (°C)	% Ro Jarvie Cal	Desvio Padrão	%Ro Cal Baker	Desvio Padrão	%Ro Calc AGS&TRICAN	Desvio Padrão	%Ro Calc Wust	Paleo Temperatura
L Grudja	1488	0,57	425	0,49	0,01	14,35	0,06	0,82	0,01	0,4825	127,5
Domo Sand	2619- 2621	0,95									
L.Domo Shale	2806- 2808	1,56	424	0,47	0,0054	14,21	0,005	0,81	0,00255	0,4676	126,4
Sena	2905- 2906	1,1	401	0,06	0,2016	11,39	1,41	0,62	0,0952	0,1249	97,80
Sena	29071- 2972	1,3	431	0,59	0,0684	15,20	0,49	0,87	0,0323	0,5719	133,8
Sena	3297- 3299	0,95	436	0,67	0,1134	15,94	0,86	0,91	0,05355	0,6464	138,7

Formação;

Prof.-

Profundidade em metros; DP- desvio padrão Ro- reflectância da vitrinite em percentagem. %Ro cal- reflectância da vitrinite calculada; Paleot- Paleotemperatura de formação.

Anexo 7: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Sofala-1.

Furo Sofala-1, Bacia de Moçambique													
Profundidade (m)	Formação	TOC %	T <sub>máx</sub>	Prof. (m)	Ro medida	Reflectância da vitrinite Cal (%)							
						Jarvie	DP	AGS&TRICAN	DP	Wust	DP	Baker	DP
1477	L.Grudja	0,48	408	1477	0,39	0,18	0,005	0,68	0,0012	0,23	0,004	12,18	0,282
1678	L.Grudja	0,46	413	1678	0,42	0,27	0,003	0,72	0,0006	0,30	0,002	12,78	0,142
1788	L.Grudja	0,47	422	1788		0,44	8E-05	0,80	1E-05	0,44	7E-05	13,94	0,006
2080	L.Grudja	0,41	417	2080	0,44	0,35	0,001	0,75	0,0002	0,36	8E-04	13,28	0,061
2291	U.Domo Shale	0,59	418	2291	0,52	0,36	7E-04	0,76	0,0002	0,38	6E-04	13,41	0,046
2373	U.Domo Shale	0,45	425	2373		0,49	3E-05	0,82	8E-06	0,48	1E-05	14,35	7E-04
2501	U.Domo Shale	0,6	417	2501	0,54	0,35	0,001	0,75	0,0002	0,36	8E-04	13,28	0,061
2604	U.Domo Shale	0,54	431	2604	0,57	0,60	0,001	0,87	0,0003	0,57	7E-04	15,20	0,061
2661	U.Domo Shale	0,51	423	2661		0,45	2E-05	0,80	2E-06	0,45	2E-05	14,07	0,002
2727	U.Domo Shale	0,56	428	2727	0,6	0,54	4E-04	0,85	9E-05	0,53	2E-04	14,77	0,018
2791	U.Domo Shale	0,58	429	2791		0,56	6E-04	0,86	0,0001	0,54	3E-04	14,91	0,03
2851	U.Domo Shale	0,58	431	2851	0,6	0,60	0,001	0,87	0,0003	0,57	7E-04	15,20	0,061
2974	L.Domo Shale	0,51	430	2974		0,58	8E-04	0,86	0,0002	0,56	5E-04	15,05	0,044
3065	L.Domo Shale	0,62	434	3065	0,67	0,65	0,002	0,90	0,0005	0,62	0,001	15,64	0,131
3121	L.Domo Shale	0,66	429	3121		0,56	6E-04	0,86	0,0001	0,54	3E-04	14,91	0,03
3213	L.Domo Shale	0,71	429	3213	0,72	0,56	6E-04	0,86	0,0001	0,54	3E-04	14,91	0,03

Dados qualitativos e quantitativos do furo Sofala-1. Formação; Prof.-Profundidade em metros, COT- Carbono orgânico total; %Ro medida-reflectância da vitrinite medida; %Ro calc- reflectância da vitrinite calculada

Anexo 8: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens do furo Mocimboa-1.

Furo Mocimboa-1, Bacia do Rovuma													
Período	ID Amostra	Prof. (m)	COT %	Tmáx	% Jarvie Cal	DP	% AGS& TRICAN	DP	% Wust Cal	DP	% Baker Cal	DP	Peo- Temperatura
Oligoceno	87824 <sup>a</sup>	1158,24	0,5	418	0,36	0,03	0,76	0,01	0,38	0,02	13,41	6,06	119,68
Oligoceno	87824H	1554,48	0,58	422	0,44	0,02	0,80	0,00	0,44	0,02	13,49	6,68	124,22
Oligoceno	87824J	1615,44	0,76	426	0,51	0,02	0,83	0,00	0,50	0,01	14,48	7,36	128,57
Oligoceno	87835C	2011,68	0,52	431	0,60	0,01	0,87	0,00	0,57	0,01	15,20	8,31	133,77
Paleoceno	87835L	2286	0,52	432	0,62	0,01	0,88	0,00	0,59	0,01	15,34	8,51	134,78
Paleoceno	87835 <sup>o</sup>	2377,44	0,58	433	0,63	0,01	0,89	0,00	0,60	0,01	15,49	8,71	135,78
Senoniano	87901B	2651,76	0,54	430	0,58	0,01	0,86	0,00	0,56	0,01	15,05	8,11	132,75
Turniano	87901D	2712,72	0,74	441	0,78	0,00	0,96	0,00	0,72	0,00	16,73	10,52	143,44
Cenomanian	87901G	2804,16	0,78	479	1,46	0,01	1,28	0,00	1,29	0,01	24,11	24,83	173,68
Cenomanian	87901L	2956,56	0,88	462	1,16	0,00	1,14	0,00	1,03	0,00	20,48	17,02	161,22
Cenomanian	87901N	3017,52	0,8	454	1,01	0,00	1,07	0,00	0,91	0,00	18,96	14,20	154,80
Cenomanian	88165 <sup>a</sup>	3048	0,84	471	1,32	0,00	1,21	0,00	1,17	0,00	22,33	20,81	168,00
Cenomanian	88165C	3108,96	1,06	476	1,41	0,01	1,25	0,00	1,24	0,00	23,43	23,24	171,59

Cenomanian	88165E	3169,92	1,28	468	1,26	0,00	1,19	0,00	1,12	0,00	21,69	19,47	165,79
Cenomanian	88165G	3230,88	1,46	478	1,44	0,01	1,27	0,00	1,27	0,01	23,88	24,29	172,99
Albiano- Aptiano	88165I	3383,28	1,38	487	1,61	0,02	1,35	0,00	1,41	0,01	26,04	29,56	179,06
	88165L	3383,28	1,38	507	1,97	0,04	1,52	0,01	1,70	0,03	31,56	45,41	191,42
	88165N	3444,24	0,58	464	1,19	0,00	1,15	0,00	1,06	0,00	20,87	17,80	162,77
	88165P	3489,96	1,08	504	1,91	0,04	1,49	0,01	1,66	0,03	30,66	42,60	189,65

Anexo 8: Período de formação; Identificação da amostra (ID da amostra); Prof. - Profundidade em metros; COT- carbono orgânico total; Tmáx- temperatura máxima de geração; %Ro- Reflectância da vitrinite calculada pelos modelos de Jarvie, AGS&TRICAN, Wust e Baker; DP- Desvio Padrão; Nd- sem dados

Anexo 9: Dados quantitativos e qualitativos das sondagens ETA15, ETA65; ETA71, ETA 72, e ETA75.

Bacia de Moatize-Minjova

Sondagem	Estratigrafia	ID Amostra	Prof. (m)	Tmáx (°C)	Ro% Medida	%Ro Cal Jarvie	DP	%Ro Cal AGS & TRICAN	DP	%Ro Cal Baker	DP	%Ro Cal Wust	DP	Paleo-Temperatura
ETA 72	Fm, Moatize	M1	11,82	441	Nd	0,78	0,07	0,96	0,03	16,73	0,97	0,72	0,06	143,44
	Fm, Moatize	M2	12,23	440	Nd	0,76	0,07	0,95	0,03	16,57	0,99	0,71	0,06	142,51
	Fm, Moatize	M3	14,53	436	Nd	0,69	0,08	0,91	0,04	15,95	1,09	0,65	0,07	138,72

	Fm, Moatize	M4	21,92	437	Nd	0,71	0,08	0,92	0,04	16,1	1,06	0,66	0,07	139,68
	Fm, Moatize	M5	32,56	441	Nd	0,78	0,07	0,96	0,03	16,73	0,97	0,72	0,06	143,44
	Fm, Moatize	M6	39,72	451	Nd	0,96	0,04	1,04	0,02	18,42	0,71	0,87	0,04	152,29
	Fm, Moatize	M7	43,63	441	1,35	0,78	0,07	0,96	0,03	16,73	0,97	0,72	0,06	143,44
	Fm, Moatize	M8	50,86	444	Nd	0,83	0,06	0,98	0,03	17,22	0,89	0,77	0,05	146,17
	Fm, Moatize	M9	51,65	460	1,6	1,12	0,02	1,12	0,01	20,09	0,46	1	0,01	159,66
	Fm, Vúzi	M10	54,38	447	Nd	0,89	0,05	1,01	0,02	17,73	0,82	0,81	0,04	148,84
	Fm, Vúzi	M11	57,67	544	Nd	2,63	0,21	1,83	0,1	45,05	3,35	2,26	0,18	211,00
	Fm, Vúzi	M12	69,2	549	Nd	2,72	0,23	1,88	0,11	47,26	3,69	2,33	0,19	213,38
	Fm, Vúzi	M13	69,9	539	1,8	2,54	0,2	1,79	0,09	42,93	3,03	2,18	0,16	208,56
	Fm, Vúzi	M14	70,16	531	Nd	2,4	0,18	1,72	0,08	39,75	2,54	2,06	0,15	204,53
ETA 65	Fm, Vúzi	M16	11,48	530	Nd	2,38	0,17	1,71	0,08	39,37	2,48	2,05	0,14	204,01
	Fm, Vúzi	M18	11,95	520	Nd	2,2	0,15	1,63	0,07	35,76	1,93	1,9	0,12	198,72
	Fm, Vúzi	M19	12,63	523	Nd	2,25	0,15	1,65	0,07	36,81	2,09	1,94	0,13	200,34
	Fm, Vúzi	M20	13,19	442	1,55	0,8	0,07	0,97	0,03	16,89	0,94	0,74	0,06	144,36
ETA 75	Fm, Moatize	M21	7,32	447	Nd	0,89	0,05	1,01	0,02	17,73	0,82	0,81	0,04	148,84
	Fm, Moatize	M22	10,19	531	Nd	2,4	0,18	1,72	0,08	39,75	2,54	2,06	0,15	204,53
	Fm, Moatize	M23	47,42	442	Nd	0,8	0,07	0,97	0,03	16,89	0,94	0,74	0,06	144,36
	Fm, Moatize	M24	53,41	439	Nd	0,74	0,08	0,94	0,04	16,41	1,02	0,69	0,06	141,58
	Fm, Moatize	M25	70,68	443	Nd	0,81	0,06	0,97	0,03	17,06	0,92	0,75	0,05	145,27
	Fm, Moatize	M26	72,52	442	Nd	0,8	0,07	0,97	0,03	16,89	0,94	0,74	0,06	144,36

	Fm, Moatize	M27	86,9	441	Nd	0,78	0,07	0,96	0,03	16,73	0,97	0,72	0,06	143,44
	Fm, Moatize	M28	95,13	442	Nd	0,8	0,07	0,97	0,03	16,89	0,94	0,74	0,06	144,36
	Fm, Vúzi	M29	97,76	529	Nd	2,36	0,17	1,71	0,08	39	2,43	2,03	0,14	203,50
	Fm, Vúzi	M30	99,65	546	Nd	2,67	0,22	1,85	0,1	45,92	3,48	2,29	0,18	211,96
	Fm, Vúzi	M33	106,49	459	Nd	1,1	0,02	1,11	0,01	19,89	0,49	0,99	0,02	158,86
	Fm, Vúzi	M34	110,71	465	Nd	1,21	0	1,16	0	21,07	0,31	1,08	0	163,53
ETA 15	Fm, Moatize	M36	9,16	459	1,43	1,1	0,02	1,11	0,01	19,89	0,49	0,99	0,02	158,86
	Fm, Moatize	M37	11,22	477	Nd	1,43	0,03	1,26	0,01	23,65	0,09	1,26	0,02	172,29
	Fm, Moatize	M38	16,47	451	1,91	0,96	0,04	1,04	0,02	18,42	0,71	0,87	0,04	152,29
	Fm, Moatize	M39	17,29	439	Nd	0,74	0,08	0,94	0,04	16,41	1,02	0,69	0,06	141,58
	Fm, Moatize	M40	18,16	440	Nd	0,76	0,07	0,95	0,03	16,57	0,99	0,71	0,06	142,51
	Fm, Moatize	M41	19,61	438	Nd	0,72	0,08	0,93	0,04	16,26	1,04	0,68	0,06	140,63
ETA 71	Fm, Moatize	M44	18,64	436	1,29	0,69	0,08	0,91	0,04	15,95	1,09	0,65	0,07	138,72
	Fm, Moatize	M45	19,22	438	Nd	0,72	0,08	0,93	0,04	16,26	1,04	0,68	0,06	140,63
	Fm, Moatize	M46	22,2	441	Nd	0,78	0,07	0,96	0,03	16,73	0,97	0,72	0,06	143,44
	Fm, Moatize	M47	24,29	442	Nd	0,8	0,07	0,97	0,03	16,89	0,94	0,74	0,06	144,36
	Fm, Vúzi	M48	27,68	450	Nd	0,94	0,05	1,03	0,02	18,24	0,74	0,86	0,04	151,44
	Fm, Vúzi	M49	28,19	452	Nd	0,98	0,04	1,05	0,02	18,6	0,68	0,88	0,03	153,13
	Fm, Vúzi	M51	32,15	447	1,32	0,89	0,05	1,01	0,02	17,73	0,82	0,81	0,04	148,84
	Fm, Vúzi	M52	33,23	476	1,53	1,41	0,03	1,25	0,01	23,43	0,05	1,24	0,02	171,59

Número do testemunho de sondagem; Identificação da amostra (ID da amostra); Prof. - Profundidade em metros; Tmáx- temperatura máxima de geração; %Ro- Reflectância da vitrinite calculada pelos modelos de Jarvie, AGS&TRICAN, Wust e Baker; DP- Desvio Padrão; Nd- sem dados

Anexo 10: Dados quantitativos e qualitativos do furo JOG16N-5.

Bacia de Metangula (Furo JORG16 N-5)

N <sup>o</sup> . Amostra	Profundidade (m)	Tmáx (°C)	%Ro (medida)	Reflectância da vitrinite calculada								Paleo- Temperatura
				Jarvie	DP	AGS & TRICAN	DP	Wust	DP	Baker	DP	
1	1,80	537		2,51	0,19	1,77	0,09	2,14	0,16	42,11	2,59	207,56
2	3,20	545		2,65	0,21	1,84	0,10	2,26	0,17	45,48	2,99	211,48
3	3,40	439		0,74	0,02	0,94	0,01	0,68	0,02	16,41	0,51	141,58
4	4,10	537		2,51	0,19	1,77	0,09	2,14	0,16	42,11	2,59	207,56
5	4,65	450	0.809	0,94	0,00	1,03	0,00	0,85	0,00	18,24	0,29	151,44
6	5,10	428		0,54	0,05	0,85	0,02	0,52	0,04	14,77	0,70	130,68
7	7,35	543		2,61	0,20	1,82	0,10	2,23	0,17	44,62	2,89	210,51
8	8,30	430	0.621	0,58	0,04	0,86	0,02	0,55	0,04	15,05	0,67	132,75

9	8,55	430		0,58	0,04	0,86	0,02	0,55	0,04	15,05	0,67	132,75
10	9,17	431		0,60	0,04	0,87	0,02	0,56	0,03	15,20	0,65	133,77
11	9,50	432		0,62	0,04	0,88	0,02	0,58	0,03	15,34	0,64	134,78
12	13,20	431		0,60	0,04	0,87	0,02	0,56	0,03	15,20	0,65	133,77
13	15,67	509		2,00	0,13	1,54	0,06	1,72	0,11	32,17	1,39	192,57
14	18,80	516		2,13	0,14	1,59	0,07	1,83	0,12	34,41	1,66	196,53
15	20,67	431		0,60	0,04	0,87	0,02	0,56	0,03	15,20	0,65	133,77
16	22,60	445		0,85	0,01	0,99	0,00	0,77	0,01	17,39	0,39	147,07
17	23,40	457		1,07	0,02	1,09	0,01	0,95	0,01	19,51	0,13	157,26
18	23,58	438		0,72	0,03	0,93	0,01	0,67	0,02	16,26	0,53	140,63
19	28,60	445		0,85	0,01	0,99	0,00	0,77	0,01	17,39	0,39	147,07
20	30,93	508		1,98	0,13	1,53	0,06	1,71	0,10	31,87	1,35	192,00
21	33,18	451	0.718	0,96	0,00	1,04	0,00	0,86	0,00	18,42	0,26	152,29
22	33,46	438		0,72	0,03	0,93	0,01	0,67	0,02	16,26	0,53	140,63
23	33,75	429		0,56	0,04	0,86	0,02	0,53	0,04	14,91	0,69	131,72
24	34,60	438		0,72	0,03	0,93	0,01	0,67	0,02	16,26	0,53	140,63
25	35,65	452		0,98	0,01	1,05	0,00	0,88	0,00	18,60	0,24	153,13
26	36,00	427		0,53	0,05	0,84	0,02	0,50	0,04	14,62	0,72	129,63
27	36,90	437		0,71	0,03	0,92	0,01	0,65	0,02	16,10	0,54	139,68
28	37,96	442		0,80	0,02	0,97	0,01	0,73	0,01	16,89	0,45	144,36
29	38,90	444		0,83	0,01	0,98	0,01	0,76	0,01	17,22	0,41	146,17

30	39,24	434		0,65	0,03	0,90	0,02	0,61	0,03	15,64	0,60	136,76
31	41,44	435		0,67	0,03	0,91	0,01	0,62	0,03	15,79	0,58	137,75
32	41,82	428		0,54	0,05	0,85	0,02	0,52	0,04	14,77	0,70	130,68
33	44,23	434	0.642	0,65	0,03	0,90	0,02	0,61	0,03	15,64	0,60	136,76
34	45,20	431		0,60	0,04	0,87	0,02	0,56	0,03	15,20	0,65	133,77
35	45,80	447		0,89	0,01	1,01	0,00	0,80	0,00	17,73	0,35	148,84
36	46,10	436		0,69	0,03	0,91	0,01	0,64	0,02	15,95	0,56	138,72
37	46,89	428	0.543	0,54	0,05	0,85	0,02	0,52	0,04	14,77	0,70	130,68
38	47,30	431		0,60	0,04	0,87	0,02	0,56	0,03	15,20	0,65	133,77
39	48,37	449		0,92	0,00	1,03	0,00	0,83	0,00	18,07	0,31	150,58
40	49,18	435		0,67	0,03	0,91	0,01	0,62	0,03	15,79	0,58	137,75
41	50,00	436		0,69	0,03	0,91	0,01	0,64	0,02	15,95	0,56	138,72
42	50,10	434	0.725	0,65	0,03	0,90	0,02	0,61	0,03	15,64	0,60	136,76
43	50,83	426		0,51	0,05	0,83	0,02	0,49	0,04	14,48	0,74	128,57
44	51,15	426		0,51	0,05	0,83	0,02	0,49	0,04	14,48	0,74	128,57
45	51,73	437		0,71	0,03	0,92	0,01	0,65	0,02	16,10	0,54	139,68
46	52,32	440		0,76	0,02	0,95	0,01	0,70	0,02	16,57	0,49	142,51
47	55,08	442		0,80	0,02	0,97	0,01	0,73	0,01	16,89	0,45	144,36
48	57,00	436		0,69	0,03	0,91	0,01	0,64	0,02	15,95	0,56	138,72
49	58,88	432	0.619	0,62	0,04	0,88	0,02	0,58	0,03	15,34	0,64	134,78
50	60,23	433	1.579	0,63	0,04	0,89	0,02	0,59	0,03	15,49	0,62	135,78

51	63,27	433		0,63	0,04	0,89	0,02	0,59	0,03	15,49	0,62	135,78
52	66,36	433		0,63	0,04	0,89	0,02	0,59	0,03	15,49	0,62	135,78
53	68,54	425		0,49	0,05	0,82	0,03	0,47	0,04	14,35	0,76	127,50
54	72,32	432	1.609	0,62	0,04	0,88	0,02	0,58	0,03	15,34	0,64	134,78
55	79,73	428		0,54	0,05	0,85	0,02	0,52	0,04	14,77	0,70	130,68
56	81,37	448		0,90	0,00	1,02	0,00	0,82	0,00	17,90	0,33	149,71
57	82,30	441		0,78	0,02	0,96	0,01	0,71	0,02	16,73	0,47	143,44
58	84,49	371		-0,48	0,17	0,36	0,08	-0,33	0,14	8,54	1,45	42,35
59	85,38	380		-0,32	0,15	0,44	0,07	-0,20	0,12	9,31	1,36	62,29
60	103,32	354		-0,79	0,21	0,22	0,10	-0,58	0,17	7,25	1,61	-10,61
61	171,47	576		3,21	0,27	2,10	0,13	2,72	0,23	61,28	4,89	225,39
62	172,12	586	1.48	3,39	0,30	2,19	0,14	2,87	0,24	67,46	5,64	229,51
63	175,20	577	1.445	3,23	0,28	2,11	0,13	2,74	0,23	61,87	4,97	225,81
64	175,90	440	1.21	0,76	0,02	0,95	0,01	0,70	0,02	16,57	0,49	142,51
65	176,36	371	1.339	-0,48	0,17	0,36	0,08	-0,33	0,14	8,54	1,45	42,35
66	178,84	436	1.411	0,69	0,03	0,91	0,01	0,64	0,02	15,95	0,56	138,72
67	179,82	566	1.434	3,03	0,25	2,02	0,12	2,57	0,21	55,66	4,22	221,10
68	180,23	442	0.893	0,80	0,02	0,97	0,01	0,73	0,01	16,89	0,45	144,36
69	188,83	356	1.284	-0,75	0,20	0,23	0,10	-0,55	0,17	7,39	1,59	-2,79
70	189,94	509	1.385	2,00	0,13	1,54	0,06	1,72	0,11	32,17	1,39	192,57

Anexo 11: Dados quantitativos e qualitativos do furo KZF-01.

Formação	Número de amostras	Profundidade	Tmáx	Ro% Calc	Dp	Ro% Calc	Dp	Ro% Calc	Dp	Ro% Cal	Dp
				Jarvie		AGS&TRICAN		Wust		Baker	
Tierberg	KZF-14.36	14.36	604	3,71	0,31	2,34	0,15	3,15	0,26	80,21	5,56
	KZF-55.74	55.74	603	3,69	0,30	2,33	0,14	3,13	0,25	79,44	5,40
	KFZ-113.79	113.79	607	3,77	0,32	2,37	0,15	3,19	0,26	82,55	6,02
	KZF-164.41	164.41	604	3,71	0,31	2,34	0,15	3,15	0,26	80,21	5,56
	KZF-189.38	189.38	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
	KZF-231.7	231.7	604	3,71	0,31	2,34	0,15	3,15	0,26	80,21	5,56
	KZF-275.7	275.7	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
	KZF-279.81	279.1	606	3,75	0,32	2,36	0,15	3,18	0,26	81,76	5,87
	KZF-299.1	299.1	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
	KZF323.59	323.59	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
Collingaha n	KZF-376.82	376.82	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
	KZF-385.10	385.10	604	3,71	0,31	2,34	0,15	3,15	0,26	80,21	5,56
	KZF-398.10	398.10	602	3,68	0,30	2,33	0,14	3,12	0,25	78,68	5,25
Whitehill	KZF-424.5	424.5	388	-0,18	0,47	0,51	0,22	-0,07	0,39	10,05	8,48
	KZF-428.79	428.79	322	-1,36	0,71	-0,05	0,33	-1,05	0,58	5,33	9,42
	KZF-431.36	431.36	396	-0,03	0,44	0,57	0,21	0,05	0,36	10,85	8,32

	KZF-431.65	431.65	607	3,77	0,32	2,37	0,15	3,19	0,26	82,55	6,02
	KZF-434.34	434.34	392	-0,10	0,45	0,54	0,21	-0,01	0,38	10,45	8,40
	KFZ-438.82	438.82	382	-0,28	0,49	0,46	0,23	-0,16	0,41	9,49	8,59
	KFZ-458.1	458.82	605	3,73	0,31	2,35	0,15	3,16	0,26	80,98	5,71
	KFZ-488.1	488.1	392	-0,10	0,45	0,54	0,21	-0,01	0,38	10,45	8,40
	KFZ-518.1	518.1	488	1,62	0,11	1,36	0,05	1,42	0,09	26,29	5,23
	KFZ-540.43	540.43	491	1,68	0,10	1,38	0,05	1,47	0,08	27,06	5,07
Prince Albert	KFZ-549.08	549.08	503	1,89	0,06	1,48	0,03	1,64	0,05	30,37	4,41
	KFZ-568.63	569.63	344	-0,97	0,63	0,13	0,30	-0,72	0,52	6,58	9,17
	KFZ-611.76	611.76	304	-1,69	0,77	-0,21	0,36	-1,32	0,64	4,48	9,59
Somatório das Ro% cal				56,35		41,94		48,65		1363,12	
Media das Ro% cal				2,17		1,61		1,87		52,43	

Anexo 12: Dados quantitativos e qualitativos do furo KWV-01

KWV-01										
Formação	Prof	Tmáx	Ro% Calc Jarvie	Dp	Ro% Calc AGS&TRICAN	Dp	Ro% Calc Wust	Dp	Ro% Calc Baker	Dp
Wonderfontein	1291.2 7	481	1,50	0,36	1,30	0,17	1,32	0,30	24,58	2,83
	1303.2 7	441	0,78	0,10	0,96	0,05	0,72	0,09	16,73	0,06
	1309.2 7	498	1,80	0,46	1,44	0,22	1,57	0,39	28,94	4,38
Pluto's Vale	1450.2 7	427	0,53	0,01	0,84	0,01	0,51	0,01	14,62	0,69
	1453.2 7	473	1,35	0,31	1,23	0,14	1,20	0,25	22,76	2,19
	1465.2 7	437	0,71	0,08	0,92	0,04	0,66	0,06	16,10	0,17
Whitehill	2295.0 2	338	-1,08	0,55	0,08	0,26	-0,81	0,46	6,21	3,66
	2299.3 9	429	0,56	0,03	0,86	0,01	0,54	0,02	14,91	0,59

	2305.3 9	299	-1,78	0,80	-0,25	0,38	-1,39	0,66	4,27	4,35
Somatório das Ro calc			4,37		7,37		4,31		149,14	
Media das Ro			0,49		0,82		0,48		16,57	
Somatório dos Dp				2,70		1,28		2,24		18,90
Media dos Dp				0,3		0,067166		0,2		2,1

Anexo 13: Dados quantitativos e qualitativos do furo BH47.

Furo BH 47						
Formação	Prof	Tmáx	Ro% Calc Jarvie	Ro% Calc AGS&TRICAN	Ro% Calc Wust	%Ro Calc Baker
Indiferenciado	369.51	416	0,33	0,74	0,35	13,16
	416.58	492	1,70	1,39	1,48	27,32
	711.59	336	-1,11	0,06	-0,84	6,10
	756.64	493	1,71	1,40	1,50	27,59
	790.25	584	3,35	2,17	2,85	66,18
	819.32	494	1,73	1,41	1,51	27,85
Whitehill	1011.25	300	-1,76	-0,24	-1,38	4,31

Indiferenciado	1274.80	491	1,68	1,38	1,47	27,06
	1360.44	492	1,70	1,39	1,48	27,32
	1377.94	449	0,92	1,03	0,84	18,07
Somatório das Ro			10,25	10,74	9,25	244,95
Média das Ro			1,02	1,07	0,93	24,50