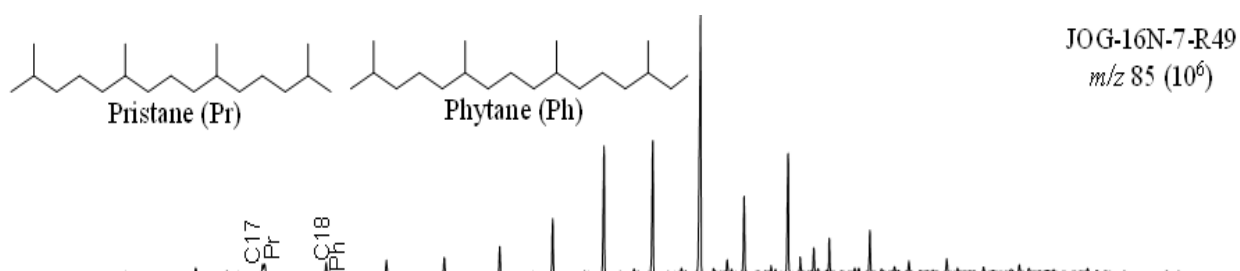




**FACULDADE DE CIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**  
**Licenciatura em Geologia Aplicada**  
**Projecto Científico**

**Análise de hidrocarbonetos saturados em amostras do furo JOG16N-7 na  
Bacia de Maniamba como ferramenta de estudo de rochas potencialmente  
geradoras**



**Autor:** Yelsin Da Clara Chamusso

**Maputo, de Novembro de 2025**



**FACULDADE DE CIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**  
**Licenciatura em Geologia Aplicada**  
**Projecto Cientifico**

**Tema:**

**Análise de hidrocarbonetos saturados em amostras do furo JOG16N-7 na  
Bacia de Maniamba como ferramenta de estudo de rochas potencialmente  
geradoras**

**Autor:** Yelsin Da Clara Chamusso

**Supervisor:**

Mestre Belarmino Massingue (Universidade Eduardo Mondlane)

**Co-supervisor:**

Doutor Nelson Nhamutole (Ministério dos Recursos Minerais e Energia & University of the Witwatersrand)

**Maputo, de Novembro de 2025**

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Agradecimentos

Concluir a licenciatura sempre foi meu sonho, mas mais do que meu, dos meus pais a quem dedico os meus mais profundos agradecimentos.

Agradeço também a minha família, aos meus amigos e colegas pelo apoio e companheirismo incondicional, sempre e em especial nos anos de formação.

Reforço a minha gratidão aos meus pais, Rui Chamusso e Clara Guambe que desde tenra idade transmitiram-me valiosos ensinamentos como amor, respeito, trabalho árduo, honestidade e tantos outros que fazem de mim o homem de hoje. Agradeço por todo esforço e cuidado que dedicaram para que pudesse auferir de uma boa educação, não deixando faltar nenhuma ferramenta durante este percurso. Agradeço pelas palmadas, pelos raspanetes, pelas repreensões, pelos conselhos e principalmente pelas conversas, pois graças a estas o que era sonho, hoje torna-se realidade. Agradeço também aos meus queridos irmãos, Dulce Chamusso, Joaquim Chamusso, Helena Chamusso, Luciano Chamusso e Kyone Chamusso pela amizade, pelo apoio e pelas distrações que animavam-me e revigoravam nos momentos de exaustão.

Os meus especiais agradecimentos aos meus amados avós, Luciano Guambe e Evangelina Guambe que de forma cuidadosa, sempre acompanharam cada milímetro do meu crescimento e progresso.

Agradeço ao Museu Nacional de Geologia (MNG) pela oportunidade de participar do seu conjunto de projectos de pesquisa. Aos meus supervisores, Mestre Belarmino Massingue e Doutor Nelson Nhamutole, os meus mais profundos agradecimentos por desafiar-me, guiar-me e inspirar-me todos os dias. Espero ansioso poder ser vosso colega e tornar-me um grande profissional como os senhores.

Agradeço aos meus amigos, em especial a família do ciclismo "Betinho Bikes" por acreditar e incentivar-me. A todos meus colegas, aos mazas, a turma de Geologia 2020, aos Geocuriosos e principalmente aos Geofriends, a quem devo minha eterna gratidão. Estendo os meus agradecimentos família do DEPTO de Geologia-UEM, ao corpo administrativo, aos directores, aos docentes, aos auxiliares e todos que compõem esta família, obrigado!

***Muito, muito Khamambo!***

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Declaração de honra

Eu, **Yelsin Da Clara Chamusso**, declaro por minha honra que o presente trabalho referente ao Projecto Científico intitulado *Análise de Hidrocarbonetos Saturados em Amostras do Furo JOG16N-7 na Bacia de Maniamba Como Ferramenta de Estudo de Rochas Potencialmente Geradoras*, é de minha autoria, resultado do meu próprio esforço e investigação orientado pelos meus supervisores.

Declaro ainda que este trabalho nunca fora submetido, antes a nenhuma instituição de ensino para obtenção de qualquer grau académico, onde as fontes e referências utilizadas estão devidamente citadas ao longo do texto e no capítulo referências bibliográficas.

Maputo, Novembro de 2025

---

(Yelsin da Clara Chamusso)

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Dedicatória

*Dedico este trabalho aos meus pais, Rui do Amaral Chamusso e Clara da Graça Luciano Laisse Guambe pelo apoio e amor incondicional. Aos meus irmãos Dulce Chamusso, Joaquim Chamusso, Helena Chamusso, Luciano Chamusso e Kyone Chamusso pelo carinho e suporte que demonstram e demonstraram sempre. Aos meus avós, Luciano e Evangelina Guambe. Esta jornada não teria sido possível sem cada um de vocês.*

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Resumo

As bacias do Karoo são caracterizadas por vastos depósitos de carvão mineral e seu potencial para gerar hidrocarbonetos como petróleo e gás natural. Este grupo de bacias aflora em vários países da África Austral incluindo Moçambique, onde encontramos a Bacia de Maniamba, que constitui a área de estudo do presente projecto científico. A pesquisa de hidrocarbonetos em bacias sedimentares, exige estudos minuciosos de cada elemento do sistema petrolífero, e este projecto propõem-se a estudar rochas potencialmente geradoras, aplicando biomarcadores de petróleo como metodologia. Para o efeito, foram seleccionadas e analisadas oito (8) amostras dominadas por siltititos e arenitos muito finos intersectadas pelo furo JOG16N-7, localizado na Bacia de Maniamba concretamente na formação K4. No presente estudo, determinou-se a origem da matéria orgânica, o paleoambiente e condições de deposição, a maturidade térmica e o tipo de querogénio, estudando biomarcadores presentes em hidrocarbonetos saturados detectados por meio de cromatografia gasosa (GC) e cromatografia gasosa acoplada espectrometria de massas (Gs/Ms). As baixas concentrações de hidrocarbonetos saturados e a domínio do pristano ( $Pr/C_{17}$ ) sobre fitano ( $Pr/C_{18}$ ), indicam rochas termicamente imaturas. As concentrações dominantes de pristano ( $Pr/C_{17}$ ) e hopano (H30), revelam deposição em ambiente óxico, ou seja, ambiente rico em oxigénio. A predominância de hidrocarbonetos saturados de número de carbono ímpar sobre par ( $OEP > 1$ ), e a predominância de hidrocarbonetos de cadeia longa sugerem matéria orgânica de origem terrestre, concretamente de plantas superiores conhecidas como percussores do querogénio de tipo III. Através da relação entre pristano e fitano, também foi possível identificar o tipo de querogénio corroborando com os demais resultados sendo o de tipo III de querogénio dominante. Os biomarcadores presentes nas amostras da secção de furo analisada na Bacia de Maniamba, revelam matéria orgânica de origem terrestres oxidada e imatura, sem potencial para geração de petróleo, contudo pode gerar gás natural. Contrariando este cenário, os biomarcadores presentes nas Bacias de Moçambique e Rovuma mostram matéria orgânica de origem marinha, preservada e matura, concluindo assim, que não existe relação entre as rochas do Karoo encontradas em Maniamba com os hidrocarbonetos presentes nas Bacias de Moçambique e Rovuma.

**Palavras-chave:** Biomarcadores; Cromatografia gasosa; Espectrometria de massas; Formação K4.

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Fluxograma de metodologia. ....	6
<b>Figura 2:</b> Mapa de Localização Geográfica da área de estudo. (A) Mapa de localização da Bacia de Maniamba e o Furo de sondagem representados pelo Polígono vermelho e Ponto verde, respectivamente. (B) Mapa da Província de Niassa com o Polígono vermelho evidenciando .....	10
<b>Figura 3:</b> Distribuição espacial das Bacias do Karoo na África Central e Austral. Fonte: Catuneanu (2005).....	13
<b>Figura 4:</b> Sequência estratigráfica das principais Bacias do Karoo Fonte: Adaptação de Vernieres et al (1889).....	14
<b>Figura 5:</b> Mapa Geológico da área de estudo. Fonte: Adaptação de Verniers et al. (1889). ....	15
<b>Figura 6:</b> Log sedimentar do furo JOG16N-7.....	16
<b>Figura 7:</b> Ilustração de um sistema Petrolífero. Fonte: Kundo (2023) .....	17
<b>Figura 8:</b> Diagrama de Maturação térmica da rocha fonte e seus subprodutos. Fonte: Jamisse (2023).....	21
<b>Figura 9:</b> Ambientes deposicionais. Fonte: Seyve (1990). ....	22
<b>Figura 10:</b> Diagrama ternário de composição do Petróleo (Gulayas & Richard 2024).....	23
<b>Figura 11:</b> Conversão química do Fitol em Pristano e Fitano, segundo Peters et al. (2005).....	24
<b>Figura 12:</b> Exemplo da estrutura molecular terpanos tricíclicos Fonte: Peters et al. (2005).....	25
<b>Figura 13:</b> Principais estruturas dos hopanos, representando seus 5 anéis. Fonte: Peters et al. (2005).....	26
<b>Figura 14:</b> Exemplos das principais estruturas moleculares de hidrocarbonetos aromáticos. Fonte: Machabana (2024) em (Balbinot, 2012).....	27
<b>Figura 15:</b> Esquema de um cometógrafo gasoso Fonte: (Rodrigues, 2016).....	29
<b>Figura 16:</b> Fundamentos da análise por espectrometria de massas. Fonte: (Rodrigues, 2016) ...	30
<b>Figura 17:</b> Diagrama ternário de distribuição dos hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares nas amostras do furo JOG16N-7. (Adaptação de Rohrbach, 1983). ....	33

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Lista de tabelas

<b>Tabela 1:</b> Tipos de querogénio e suas respectivas características .....	20
<b>Tabela 2:</b> Concentrações de biomarcadores nas amostras do furo JOG16N-7 .....	31
<b>Tabela 3:</b> Composição química das amostras analisadas. MOS – Matéria orgânica solúvel; % Sat – Percentagem de saturados; % Aro – Percentagem de aromáticos; % Polars – Percentagem de polares.....	32
<b>Tabela 4:</b> Concentrações dos isoprenóides: Pristano (Pr/C <sub>17</sub> ) e Fitano (Ph/C <sub>18</sub> ).....	34
<b>Tabela 5:</b> Concentrações OEP das amostras do furo JOG16N-7.....	37
<b>Tabela 6:</b> Percentagens dos esteranos regulares nas amostras do furo JOG16N-7 .....	39
<b>Tabela 7:</b> Comparação de biomarcadores presentes nas Bacias de Maniamba, Moçambique e Rovuma.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Lista de abreviaturas, símbolos & acrónimos

**%** - Percentagem

**°C** – Graus celsius

**Aro.** – Aromáticos

**API** – *American Petroleum Institute* (densidade do petróleo)

**CG** – Cromatografia gasosa

**CG/ES** - Cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas

**ES** – Espectrometria de massas

**Et al.** – e outros

**JOG** – Japan Oil & Gas

**HC** – Hidrocarbonetos

**Km** – Quilómetro

**Ma.** – Milhões de anos

**MO** – Matéria orgânica

**m** – Metro

**m/z** – Razão massa-carga de um ião

**NE** – Nordeste

**OEP** - *Odd-Even Predominance* (predominância ímpar sobre par)

**P** – Pressão

**SW** – Sudoeste

**T** – Temperatura

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## Índice

Agradecimentos .....	i
Declaração de honra.....	ii
Dedicatória.....	iii
Resumo .....	iv
Lista de figuras.....	v
Lista de abreviaturas, símbolos & acrónimos .....	vii
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Apresentação do problema.....	2
1.2. Objectivos.....	3
1.2.1. Objectivos gerais: .....	3
1.2.2. Objectivos específicos: .....	3
1.3. Relevância do projecto científico.....	3
<b>2. Metodologia e Materiais.....</b>	<b>5</b>
2.1. Metodologia .....	5
2.1.1. Pesquisa bibliográfica.....	6
2.1.2. Aplicação de biomarcadores.....	7
2.2. Matérias.....	9
<b>3. Generalidades.....</b>	<b>10</b>
3.1. Localização geográfica do furo JOG16N-7 .....	10
3.2. Enquadramento Geológico.....	11
3.2.1. Geologia Regional.....	12
3.2.2. Geologia local.....	13
3.2.3. Karoo inferior .....	14

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

3.2.4. Karoo médio .....	14
3.2.5. Karoo superior .....	15
3.2.6. Formação K4 .....	16
<b>4. Conceituação .....</b>	<b>17</b>
4.1. Sistema petrolífero e seus principais elementos.....	17
4.2. Matéria orgânica e seus derivados .....	19
4.2.1. Betume .....	19
4.2.2. Querogénio .....	19
4.3. Maturação Térmica .....	20
4.4. Ambiente paleodeposicional .....	22
4.5. Petróleo.....	23
4.6. Hidrocarbonetos saturados .....	24
4.6.1. <i>n</i> -alcanos .....	24
4.6.2. Isoprenóides.....	24
4.6.2. Terpanos .....	25
4.6.3. Terpanos tricíclicos.....	25
4.6.4. Terpanos tetracíclicos .....	26
4.6.5. Terpanos pentacíclicos (Hopanos).....	26
4.7. Hidrocarbonetos aromáticos.....	27
4.8. Resinas e Asfaltenos.....	27
<b>5. Fundamentação teórica .....</b>	<b>28</b>
5.1. Estudo de biomarcadores .....	28
5.1.1. Cromatografia gasosa (GC).....	29
5.1.2. Cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas (GC/MS) .....	30

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

<b>6. Apresentação e Discussão dos resultados</b> .....	31
6.1. Relação entre hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares .....	32
6.2. Relação entre Pristano e Fitano .....	33
6.3. Relação entre OEP e C <sub>29</sub> S(S+R) .....	36
6.4. Relação entre hidrocarbonetos saturados de cadeias curtas, médias e longas .....	38
6.5. Relação entre os esteranos regulares C <sub>27</sub> ; C <sub>28</sub> e C <sub>29</sub> .....	39
6.6. Cromatograma de massas.....	41
<b>7. Conclusões e Recomendações</b> .....	45
7.1. Conclusões .....	45
7.2. Recomendações .....	45
<b>8. Referências bibliográficas</b> .....	46

## 1. Introdução

A Bacia de Maniamba, localizada a noroeste de Moçambique, na província do Niassa, ocupa uma área aproximada à 8.000km<sup>2</sup>, preenchida por sedimentos terrígenos do Karoo compreendidos entre o pré-câmbrico e o recente (Vernieres et al., 1989).

Estratigraficamente a Bacia de Maniamba é caracterizada por argilitos ricos em matéria orgânica, arenitos finos, siltitos e xistos apontados como rochas potencialmente geradoras em Catuneanu et al., (2005), Paz (2018), Zimba (2022), e Nhamutole et al. (2024). Estes estudos, baseados em varias técnicas como a Palinologia e Pirólise, revelam maior potencialidade de geração de gás natural do que petróleo nesta Bacia.

Continuando esta sequência de pesquisas, este projecto visa estudar rochas potencialmente geradoras, intersectadas pelo furo **JOG16N-7**, localizado na Bacia de Maniamba, aplicando biomarcadores de petróleo presentes nas fracções saturadas destas mesmas amostras.

Biomarcadores de petróleo são compostos orgânicos complexos, constituídos principalmente por átomos de carbono e hidrogénio comumente encontrados no petróleo, betume, rochas geradoras e até mesmo em sedimentos (Hsu, 2003).

Estes compostos possuem elevada estabilidade térmica e molecular, o que lhes concede grande resistência a processos geológicos como intemperismo, diagénese e outros, preservando assim sua identidade química e molecular, por isso são também conhecidos como ADN do petróleo.

Os biomarcadores tem aplicação versátil, seja na pesquisa e exploração de hidrocarbonetos, assim como em estudos ambientais associados a derramamentos de petróleo (Vecchia, 2009). Dentre as suas aplicações destacam-se as possibilidades de determinação da origem da matéria orgânica, do estágio de maturação, do ambiente de deposição, do tipo de querogénio e ainda a correlação de diferentes petróleos, diferentes reservatórios e ainda petróleos e reservatórios, por isso os biomarcadores são compostos muito importantes largamente usados pela indústria de petróleo (Teixeira, 2015).

Actualmente, em Moçambique publicações baseadas em estudo de biomarcadores são escassas, existindo apenas as publicações desenvolvidas pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, ECL

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

(2000) na Bacia de Rovuma e pela SASOL, da autoria de Loegering & Milkov (2017) na Bacia de Moçambique revelando potencialidade de ocorrências de petróleo leve no campo de Inhassouro e gás termogénico nos campos de Pande e Temane.

Estes estudos limitam-se a analisar formações estratigraficamente mais recentes compreendidas entre o Mesozóico e Cenozóico, não abrangendo rochas do paleozóico como as rochas propostas para o desenvolvimento do presente projecto científico.

### 1.1. Apresentação do problema

O estudo de rochas potencialmente geradoras é um conjunto de actividades imprescindível na pesquisa de hidrocarbonetos.

Hoje, através de técnicas da Geoquímica orgânica como o uso de biomarcadores, pesquisadores têm alcançado excelentes resultados na determinação da maturidade térmica, ambiente de deposição, história de migração, estudo de reservatórios permitindo a definição do potencial de geração de hidrocarbonetos em Bacias sedimentares (Hsu, 2003).

A tectónica e presença de rochas potencialmente geradoras na bacia de Maniamba despertam a importância de desenvolver pesquisas nesta área, e no presente projecto, acredita-se que a aplicação de biomarcadores é a melhor técnica para determinar o potencial de geração de hidrocarbonetos nesta bacia.

Esta técnica da Geoquímica orgânica visa responder questões como: Qual é a origem da matéria orgânica? Em que ambiente e condições teriam sido depositada esta matéria orgânica? A formação K4 experimentou temperaturas capazes converter esta matéria orgânica em querogénio? Este querogénio teria sido convertido em petróleo e/ou gás natural? Houve migração desses hidrocarbonetos gerados?

Estas são algumas das questões que vão guiar o desenvolvimento deste projecto que em geral vai responder o seguinte problema:

- Qual é o potencial gerador de hidrocarbonetos das amostras intersectadas pelo furo **JOG16N-7** na bacia de Maniamba?

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

O estudo de rochas potencialmente geradoras com recurso a biomarcadores na área de estudo, constitui uma metodologia muito eficiente e capaz de responder os problemas levantados neste projecto científico.

## 1.2. Objectivos

### 1.2.1. Objectivos gerais:

- Estudar rochas potencialmente geradoras, analisando biomarcadores em hidrocarbonetos saturados em amostras intersectadas pelo furo JOG16N-7 na Bacia de Maniamba.

### 1.2.2. Objectivos específicos:

1. Analisar hidrocarbonetos saturados em amostras do furo JOG16N-7 na Bacia de Maniamba;
2. Determinar a origem da matéria orgânica;
3. Inferir o ambiente paleodeposicional;
4. Analisar a maturação térmica das rochas;
5. Determinar o tipo de querogénio;
6. Analisar e correlacionar biomarcadores nas amostras do furo JOG16N-7 na Bacia de Maniamba com biomarcadores de alguns furos das Bacias de Moçambique e Rovuma.

## 1.3. Relevância do projecto científico

A Bacia de Maniamba reúne condições geológicas propícias a ocorrência de hidrocarbonetos, contudo muito poucos estudos foram desenvolvidos na mesma.

Verniers et al. (1989), Norconsult (2007) e mais recentemente Nhamutole et al. (2024), são algumas das poucas publicações existentes sobre o potencial de geração de hidrocarbonetos nesta bacia. Para além da escassez de publicações e estudos desenvolvidos na área de estudo, a metodologia proposta constitui uma ferramenta pouquíssimo explorada nos estudos desenvolvidos nas Bacias moçambicanas, sendo quase inexistente pesquisas baseadas na mesma.

A aplicação de biomarcadores no estudo de rochas potencialmente geradoras na bacia de Maniamba contribuirá significativamente nos conhecimentos sobre a história de deposição, maturação térmica dos sedimentos e eventualmente de migração dos hidrocarbonetos.

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Este estudo vai também aprimorar os conhecimentos do tipo de querogénio presente e consequentemente o hidrocarboneto expectável. Muito além a aplicação de biomarcadores permitirá relacionar a bacia de Maniamba com outras bacias de Moçambique.

Este contributo científico é extremamente importante pois vai definir com fidelidade as probabilidades de ocorrência de hidrocarbonetos nesta Bacia.

Economicamente, a utilização destes fósseis geoquímicos é extremamente importante, pois reduz os riscos operacionais de desenvolvimentos de novos furos de pesquisa ou exploração assim como auxilia no monitoramento e controle de qualidade durante a produção.

Os biomarcadores de petróleo apresentam uma elevada estabilidade molecular e devido a esta característica, são largamente usados em avaliações ambientais associadas a derramamentos e vazamentos de petróleo, permitindo a identificação fiável do contaminante (Vecchia, 2009)

## 2. Metodologia e Materiais

### 2.1. Metodologia

O presente projecto científico, teve o seu desenvolvimento guiado pela aplicação de biomarcadores em amostras intersectadas pelo furo **JOG16N-7** na Bacia de Maniamba, auxiliado pela pesquisa bibliográfica.

A pesquisa bibliográfica, acompanhou todo o desenvolvimento do projecto, onde o autor buscou conhecer e compreender as técnicas da Geoquímica orgânica no estudo de rochas potencialemnete geradoras.

A aplicação de biomarcadores, foi a principal metodoligia usada para determinar o potencial de geração de hidrocarbonetos nas rochas da fomação K4, intersectadas pelo furo em questão.

Tal como mostra o fluxograma de metedologia (figura 1), este estudo foi complexo e acompanhado por varias etapas designadamente: identificação de biomarcadores em hidrocarbonetos saturados por meio de **cromatografia gasosa e cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas**, trabalho desenvolvido no laboratório de Geoquímica orgânica da Universidade Federal de Piauí (Brasil), seguido da apresentação e discussão de resultados.

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

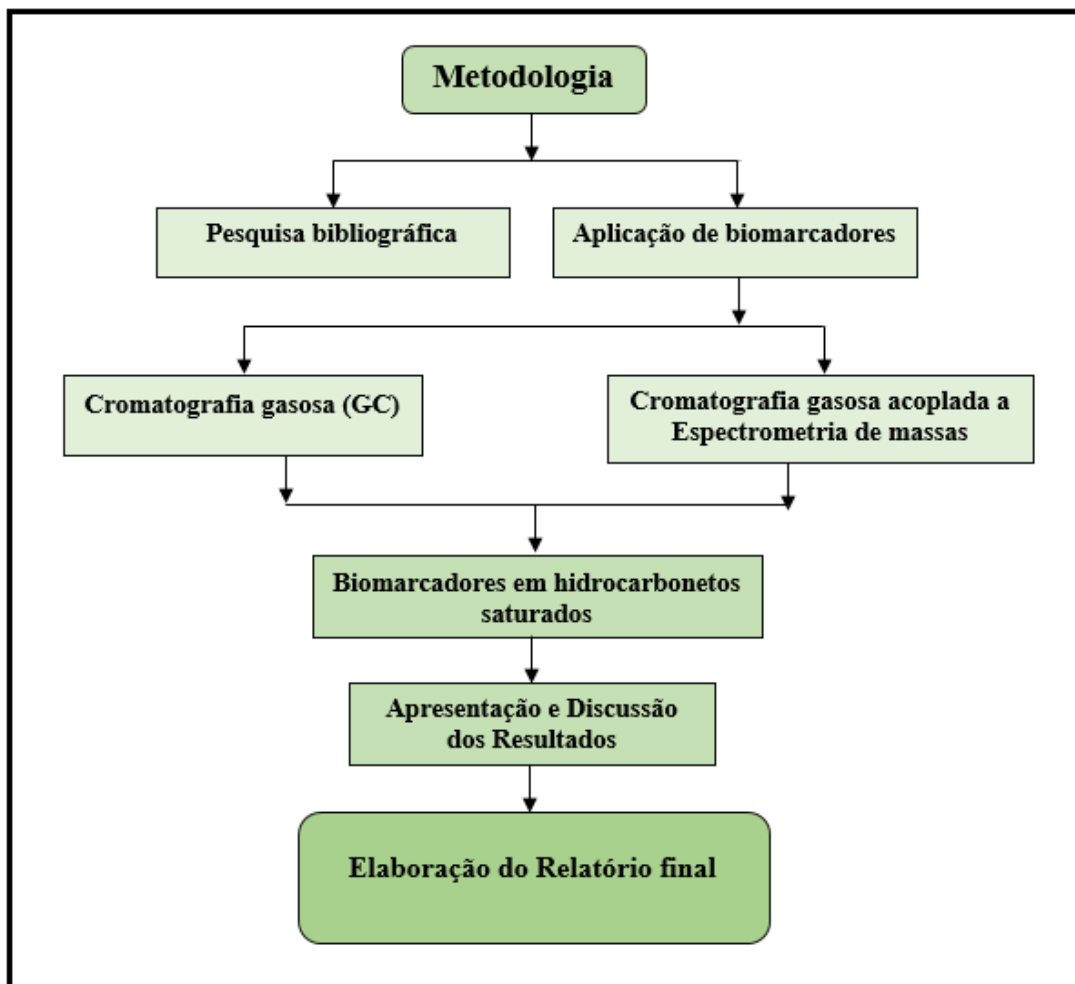


Figura 1. Fluxograma de metodologia.

## 2.1.1. Pesquisa bibliográfica

A pesquisa bibliográfica foi a metodologia que, permitiu o domínio da aplicação de biomarcadores no estudo de rochas potencialmente geradoras na área de estudo.

Nesta fase, o autor buscou dominar os processos de separação e identificação de biomarcadores assim como os intervalos e concentrações aceitáveis para rochas potencialmente geradoras. Além destes, o autor procurou conhecer os principais parâmetros e suas relações que permitem quantificar e qualificar a matéria orgânica utilizando biomarcadores.

Para obter este domínio foram visitados livros, artigos e demais publicações como Tissot & Welt (1984), Verniers et al. (1986), Nhamutole et al. (2023) e outros.

### 2.1.2. Aplicação de biomarcadores

O uso de biomarcadores no estudo de rochas potencialmente geradoras na Bacia de Manimba foi a principal metodologia aplicada no presente projecto científico.

Esta guiou o autor a determinar a origem da matéria orgânica, condições e ambientes de deposição, estágio de maturação térmica, entre outras permitindo definir o potencial de geração de gás natural e ou petróleo na Bacia de Maniamba.

Para o desenvolvimento deste estudo, foram seleccionadas oito (8) amostras do furo **JOG16N-7**, colhidas pelo Doutor Nelson Nhamutole (Co-supervisor deste projecto) no âmbito do desenvolvimento da sua Dissertação.

Estas amostras foram analisadas no laboratório de Geoquímica orgânica da Universidade Federal de Piauí no Brasil, onde aplicaram-se técnicas de identificação e quantificação de biomarcadores presentes em hidrocarbonetos saturados.

O trabalho laboratorial cujos objectivos foram separar, identificar e quantificar os biomarcadores presentes nas amostras, desenvolveram-se a base de dois métodos, designadamente: **cromatografia gasosa e cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas.**

A aplicação da cromatografia gasosa e cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas foi antecedida por uma série de processos de preparação das amostras, que consistiu na extracção da matéria orgânica e separação das fracções saturadas, aromáticas e polares. Este processo de preparação das amostras, obedeceu a seguinte ordem:

- Trituração e homogeneização;
- Extracção da matéria orgânica – feita por uma mistura de soxhelt e azeotrópica de diclorometano/metano, durante um período de 72 horas;
- Eliminação do enxofre – comumente é usado o pó de cobre;
- Cromatografia em coluna – etapa final da preparação, onde ocorre a separação das várias fracções de hidrocarbonetos. Nesta etapa usa-se uma coluna de vidro com 50cm de altura e 5cm de diâmetro onde adiciona-se em média 2 gramas do conteúdo orgânico, sílica em gel (fase estacionária), hexano, diclorometano/n-hexano e diclorometano/metanol ambos

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

constituindo as fases móveis que vão eluir os hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares, respectivamente (Ogbesejana, et al., 2023).

### a) Cromatografia gasosa (GC)

A cromatografia gasosa foi desenvolvida por um equipamento chamado *Hewlet Packard 5890 series II*. Esta técnica teve como principal objectivo detectar o momento e a intensidade dos biomarcadores injectados no sistema.

O *Hewlet Packard*, conta com um injector, uma coluna capilar, um controle electrónico de pressão e um detector de ionização, acoplados a um sistema de dados que produz um gráfico binário de tempo versus intensidade dos alcanos detectados. A cromatografia gasosa limita-se a separar os gases constituintes de uma amostra, onde esta separação dá-se pela diferença de velocidade de circulação desses constituintes (Ogbesejana, et al., 2023).

### b) Cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas (GC/MS)

Esta técnica híbrida faz a combinação de dois métodos cujo objectivo é fazer a separação e identificação dos gases constituintes das amostras, onde a **CG** e **MS**, fazem essa separação e identificação, respectivamente.

Esta técnica é largamente usada pois permite a detecção de substâncias desconhecidas ou confirmação de moléculas alvos em amostras geológicas, produtos farmacêuticos, águas contaminadas entre outros.

Desenvolvida por analisador GS/MS tem o cromatografo e todos seus constituintes (anteriormente mencionados), acoplados a um espectrómetro de massas que é composto por uma fonte de iões, um analisador quadruplo, um detector e duas bombas de vácuo responsáveis pela identificação das substâncias injectadas (Ogbesejana, et al., 2023).

Tratando-se de hidrocarbonetos saturados, não foi aplicada a Cromatografia líquida, pois segundo Vecchia (2009), esta tem mostrado maior aplicabilidade na separação de compostos aromáticos e polares que podem ser alvo de estudos futuros.

## 2.2. Matérias

Para elaboração de Projecto Científico foram usados os seguintes matérias:

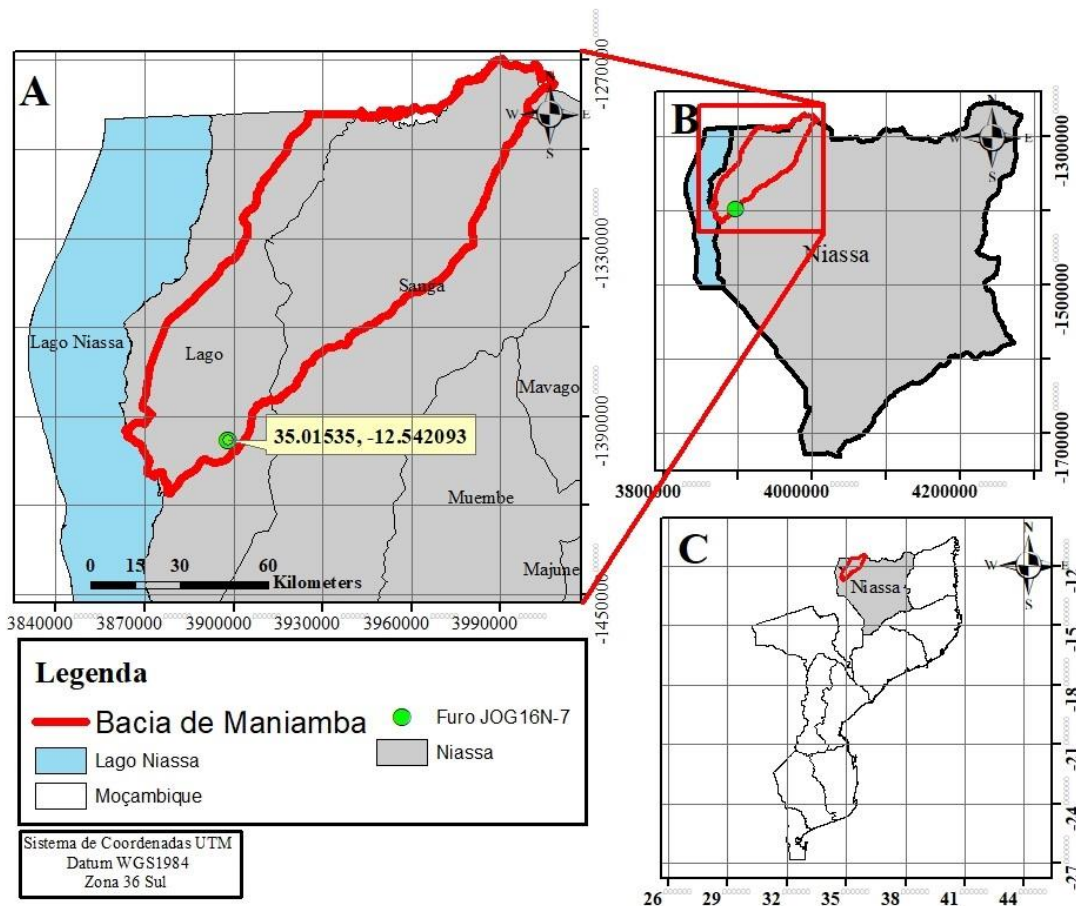
- **Livros, Dissertações, Teses e Artigos** – este material foi a base da pesquisa bibliográfica durante o desenvolvimento do projecto;
- **Microsoft (Word, Excel Power Point)** – programas computacionais usados para digitalização, tratamento de dados estatísticos e produção da apresentação;
- **ArcMap 10.8** – usado para elaboração de mapas geológicos e de localização geográfica;
- **Grapher** – programa computacional usado para a construção de gráficos e diagramas para análise dos dados;
- **Canva** – programa computacional usado para a edição de imagens.

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## 3. Generalidades

### 3.1. Localização geográfica do furo JOG16N-7

O furo **JOG16N-7** (figura 2) localiza-se na Bacia de Maniamba, na região Norte de Moçambique, à Noroeste da Província de Niassa. Esta Bacia é limitada pelo lago Niassa à Oeste, pelo distrito de Sanga a Este, pela Republica da Tanzânia e distrito de Lichinga ao Norte e Sul respectivamente com uma área de aproximada a 8.000Km<sup>2</sup> (Vernieres et al.1986).



**Figura 2:** Mapa de Localização Geográfica da área de estudo. (A) Mapa de localização da Bacia de Maniamba e o Furo de sondagem representados pelo Polígono vermelho e Ponto verde, respectivamente. (B) Mapa da Província de Niassa com o Polígono vermelho evidenciando

### 3.2. Enquadramento Geológico

A Bacia de Maniamba, assim como as demais Bacias do Karoo, são Bacias tipo rift com origem associada a fragmentação do Gondwana, governada por eventos distensivos há aproximadamente 300 milhões de anos (Ma.).

As Bacias do Karoo são caracterizadas por apresentar uma sequência estratigráfica completa desde o carbonífero superior ao Jurássico médio onde são encontradas as unidades Dwyka, Ecca, Beaufort, Stromberg e Drakensberg ordenadas da base ao topo e agrupadas em três (3) grupos estratigráficos, nomeadamente: Karoo inferior, Karoo médio e Karoo superior (Verniers et al., 19886). Contrariamente, Afonso (1978) considerou a existência de apenas dois grupos estratigráficos na Bacia de Maniamba sendo: **Karoo inferior** tipicamente sedimentar e **Karoo superior** dominado por material vulcânico. Esta diferença deve-se a dificuldade de estabelecer os limites entre as unidades Ecca, Beaufort e Stromberg governada por irregularidades das Bacias de Moçambique e escassez ou ausência de fósseis qualitativos (Afonso, 1978).

A área de estudo deste projecto é definida pela densidade de furos de sondagem existentes na Bacia de Maniamba. Estes furos, mostram uma estratigrafia semelhante que nos leva a inferir que a Bacia de Maniamba e em especial formação **K4**, apresenta relativa homogeneidade lateral.

Para além da semelhança estratigráfica nos furos existentes, o mapa geológico (figura 5) da Bacia de Maniamba, mostra uma tectónica controlada, isto é, apresentando um volume de estruturas relativamente baixo, aumentando a área de influência dentro da Bacia.

**a) Clima** - Niassa é a província mais fresca de Moçambique. Caracterizada pelo clima tropical frio apresenta duas estações: uma quente e chuvosa e outra fria e seca com temperaturas médias anuais compreendidas entre os 22 e 24°C.

A pluviosidade é governada pela topografia oscilando entre os 1000 e 1300mm em zonas mais altas à oeste, podendo baixar até os 800mm à este da província, sendo que o auge da época chuvosa é registrado de Novembro a Abril (Ministério Da Administração Estatal, 2005).

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

**b) Hidrologia** - governada por três (3) Bacias hidrográficas, nomeadamente: Bacias do Rovuma, do Lúrio e do Zambeze. Os seus rios têm uma orientação preferencial Este-Oeste, nascendo no interior, correndo e desaguando no Oceano Índico.

Em geral a hidrologia da área de estudo, apresenta um caudal baixo, chegando a perder o seu curso na época fria e seca.

**c) Geotecnia** – a Bacia de Maniamba, localiza-se no Graben de Metangula que é uma estrutura de tipo semi-graben com orientação NE-SW obedecendo o sentido da falha principal.

Este Graben teve a sua formação associada a vários eventos tectónicos sendo o dominante a fragmentação do super continente Gondwana, acompanhada de eventos distensivos há cerca de 300 Milhões de anos (Afonso, 1978).

A concordância do alinhamento do cinturão de Moçambique com o alongamento da Bacia leva o mesmo autor a supor que a Bacia desenvolveu-se num rift embrionário pré Karoo que foi afundando-se progressivamente a medida que se depositavam sedimentos no interior da mesma, o que nos leva a considerar a subsidência flexural um dos mecanismos de formação da mesma.

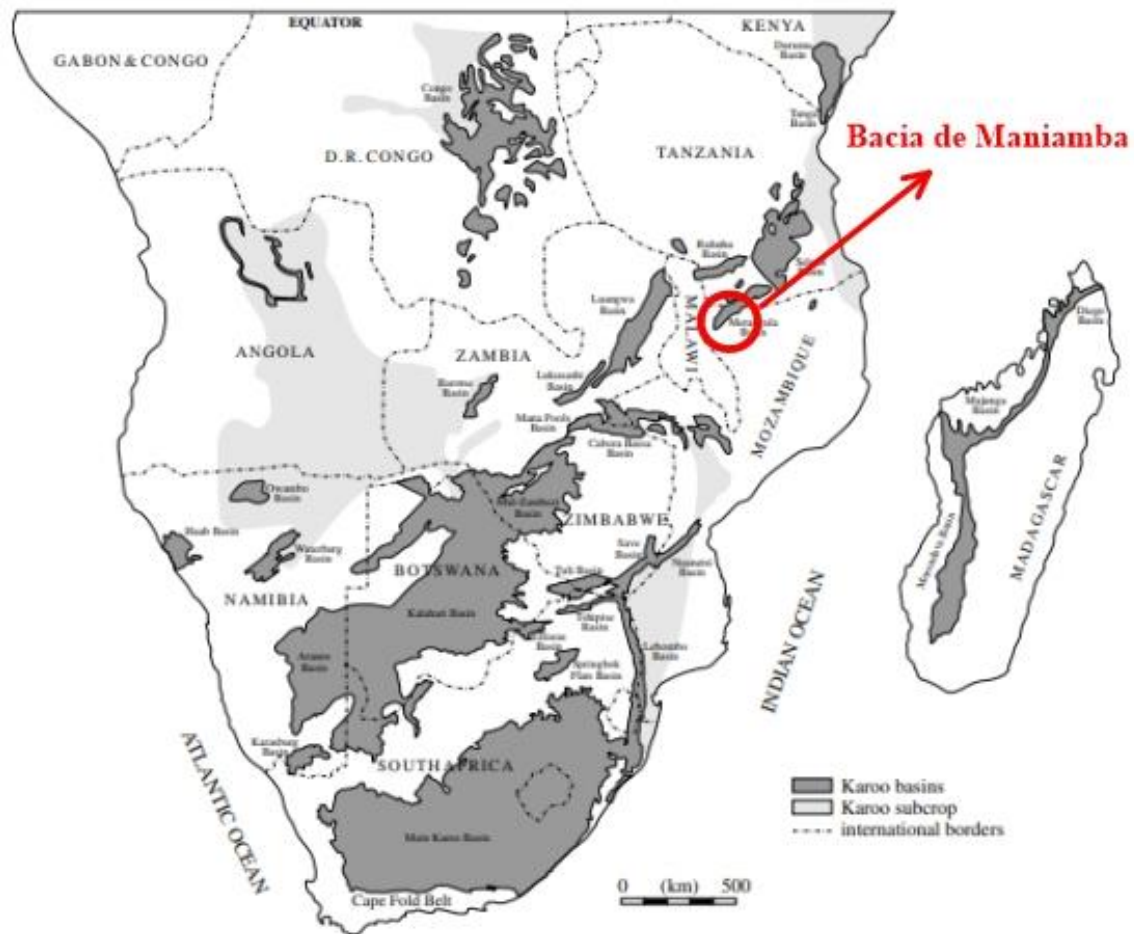
### 3.2.1. Geologia Regional

As Bacias do Karoo são um grupo de Bacias que afloram em vários países da África Austral como Moçambique, África do Sul, Zimbábue, Tanzânia, Botswana entre outros (figura 3).

Estas Bacias de tipo rift apresentam uma estratigrafia sedimentar caracterizada por arenitos finos, xistos, siltitos, argilitos e carvão mineral depositadas entre o Carbonífero superior e o Jurássico médio. Após a sedimentação destas rochas, a Bacia de Maniamba experimentou vários processos vulcânicos que formaram o Karoo ígneo caracterizado por rochas basálticas (Afonso, 1978).

Para além do desenvolvimento associado a eventos distensivos durante a fragmentação do Gondwana, as Bacias do Karoo experimentaram um tipo de subsidência flexural, governada pela carga de sedimentos que em determinados pontos das Bacias ultrapassam 10km de espessura.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS



**Figura 3:** Distribuição espacial das Bacias do Karoo na África Central e Austral. **Fonte:** Catuneanu et al., (2005)

### 3.2.2. Geologia local

A Geologia da Bacia de Maniamba apresenta seqüências do Karoo convenientemente agrupadas em função das idades depositadas sobre terrenos mais velhos, neste caso, terrenos pré-câmbricos (figura 4). Estas seqüências são todas elas representadas e ordenadas da base ao topo, onde encontramos o Karoo inferior, médio e superior predominantemente sedimentares (Verniers et al., 1986).

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

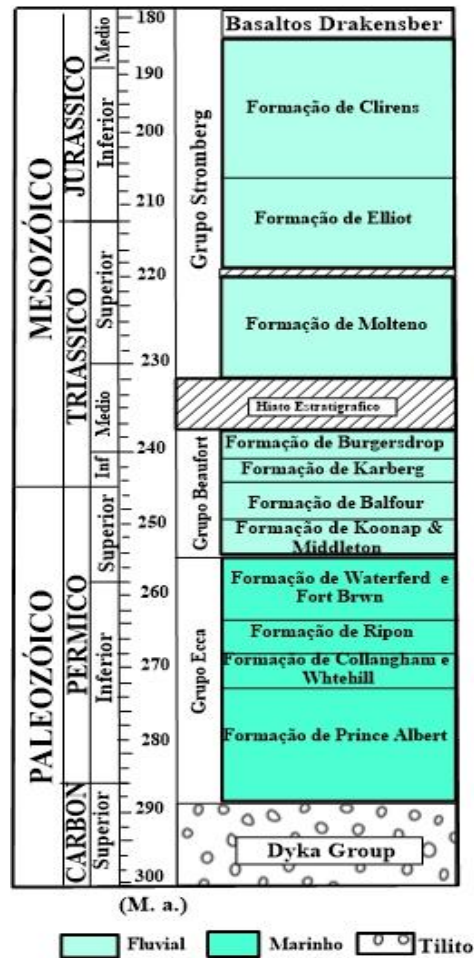


Figura 4: Sequência estratigráfica das principais Bacias do Karoo Fonte: Adaptação de Verniers et al (1889)

### 3.2.3. Karoo inferior

Corresponde a sequência de base que assenta sobre terrenos Pré-câmbricos, com espessura fina variando entre os 125-330m. É maioritariamente composta por siltitos cinzentos e arenitos com intercalações carbonosas. Pertencem a esta sequência as formações K4, K3 e K2 (Verniers et al., 1986).

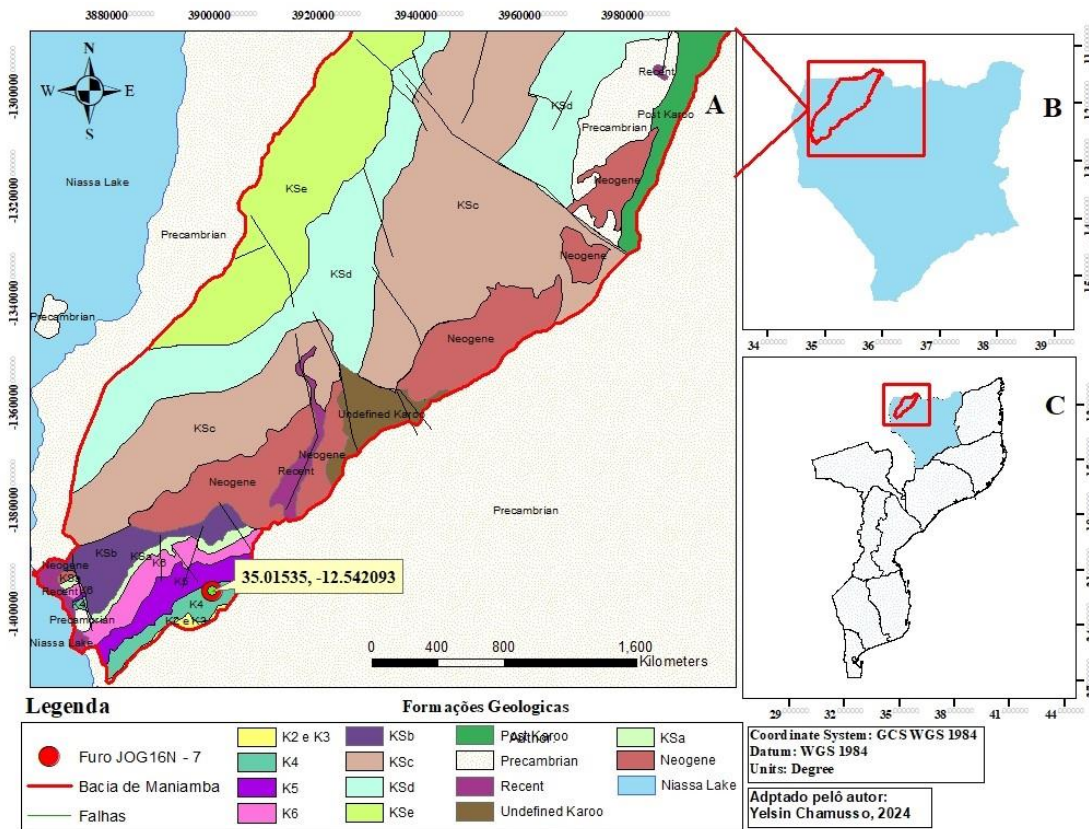
### 3.2.4. Karoo médio

Relativamente mais espessa, com espessura aproximada a 600km não apresenta influência marinha, é composta por argilitos vermelhos. Pertencem a esta sequência as formações K6 e K5 (Verniers et al., 1986).

# ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## 3.2.5. Karoo superior

É a sequência mais dominante com maior espessura variando entre 5000-6000m dominada por sequências fluviais cíclicas de arenitos e siltitos com ocorrências de conglomerados e lamias de argila (Verniers et al., 1986).



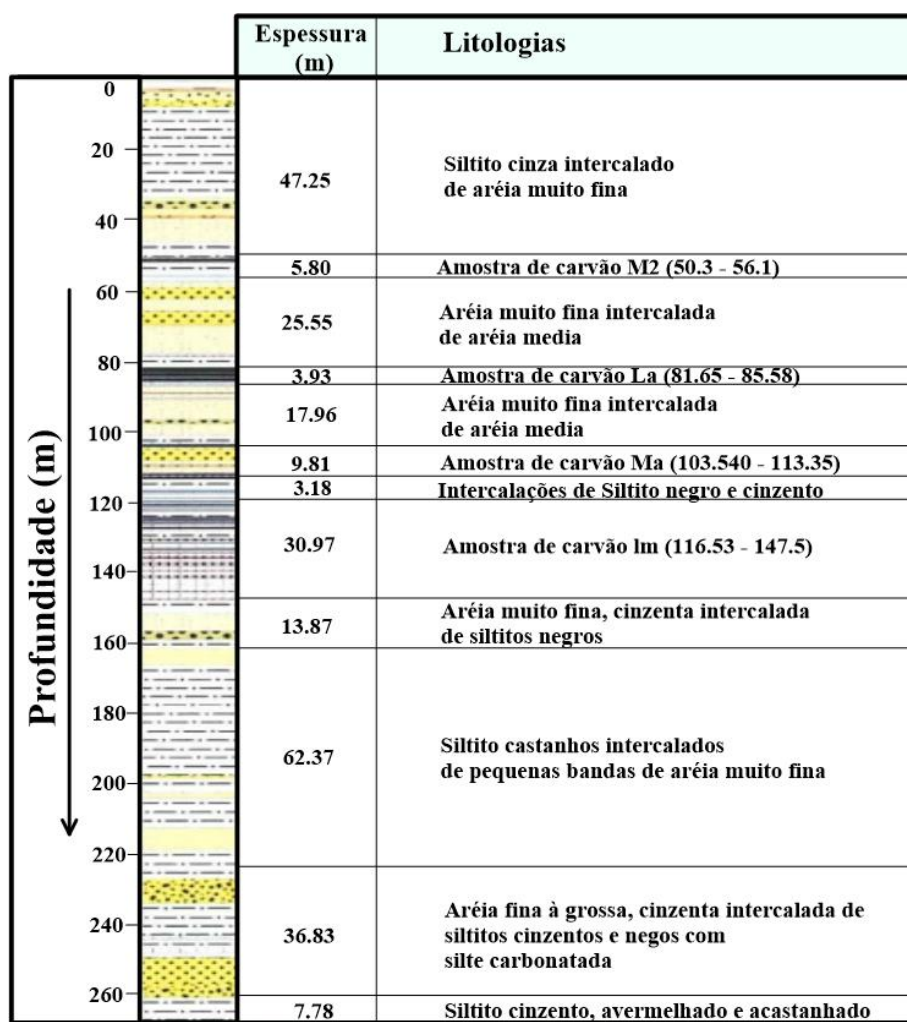
**Figura 5:** Mapa Geológico da área de estudo. (A) Mapa detalhado da Bacia de Maniamba. (B) Mapa da Província de Niassa com o polígono em destaque representado a Bacia. (C) Mapa de Moçambique, destacando em azul a Província e em vermelho a Bacia de Maniamba. **Fonte:** Adaptação de Verniers et al. (1889).

O furo de pesquisa analisado JOG16N-7, cuja sua localização esta representada na figura 5, esta encontra-se na formação K4 que segundo Verniers et al. (1986), pertence ao Karoo inferior.

**ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS**

**3.2.6. Formação K4**

Segundo Verniers et al., (1889), a formação K4 é dominada por arenitos de granulometria muito fina à média, siltitos negros e cinzentos, argilitos, bandas de carvão mineral e intercalações carbonáceas depositadas em sequências fluviais cíclicas.



**Figura 6:** Log sedimentar do furo JOG16N-7

O furo JOG16N-7 (figura 6), atingiu uma profundidade máxima aproximada à 270m, revelando ao longo do seu perfil predominância de arenitos de granulometria variada, siltitos e bandas de carvão, corroborando com os estudos de Verniers et al. (1889).

#### 4. Conceituação

A pesquisa de hidrocarbonetos é um processo complexo acompanhado de várias etapas, cujo objectivo é definir potenciais áreas de ocorrência e acúmulo de petróleo e/ou gás natural.

Este processo combina conhecimentos geológicos, estratigráficos, geoquímicos, sísmicos, entre outros, estudando de forma minuciosa cada elemento do **sistema petrolífero**.

##### 4.1. Sistema petrolífero e seus principais elementos

O sistema petrolífero (figura 7) é um conjunto de elementos geológicos que ocorrem em simultâneo criando condições ideais para geração e acúmulo de hidrocarbonetos. Este conceito foi apresentado pelos cientistas Magoon & Dow (1994), quando perceberam os requisitos que as Bacias sedimentares deviam reunir para a ocorrência de petróleo e/ou gás natural.

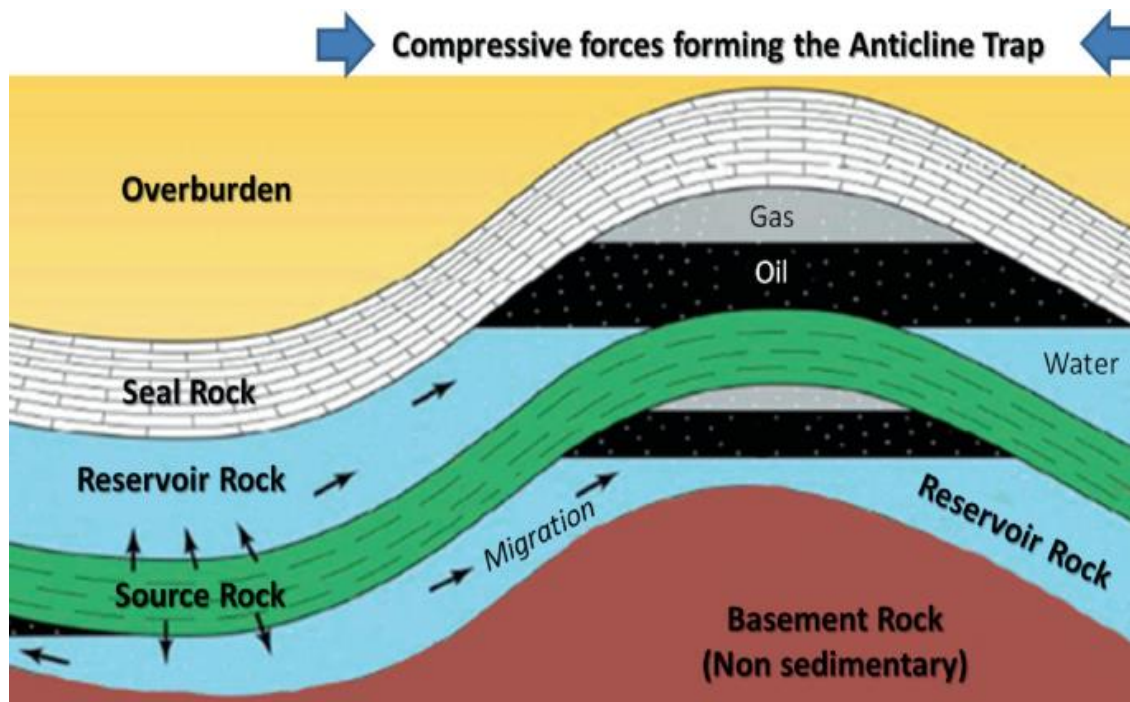


Figura 7: Ilustração de um sistema Petrolífero. Fonte: Kundo (2023)

Como ilustra a figura 7 o sistema petrolífero é composto por diferentes tipos de rochas: rocha reservatória, rocha selante e rocha geradora ou fonte que constitui alvo de pesquisa deste projecto.

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

a) **Reservatório** é o elemento do sistema petrolífero caracterizado por rochas suficientemente porosas e permeáveis, capazes de conter e armazenar hidrocarbonetos (Magoon, 2004). Estas rochas ocupam grandes volumes na sub-superfície e são limitadas por uma estrutura como dobras sinclinais que funcionam como armadilhas evitando a migração dos hidrocarbonetos para a superfície.

Magoon (2004), diz ainda que a porosidade e permeabilidade são factores críticos que determinam o volume capaz de acomodar hidrocarbonetos dentro da rocha, influenciando directamente na qualidade dos reservatórios. A porosidade e a permeabilidade são parâmetros mensuráveis, onde as rochas carbonatadas e areias medias à grosseiras apresentam melhores valores, sendo estas ideias para o acumulo de petróleo e gás natural.

b) **Rocha selante** é o elemento do sistema petrolífero caracterizado por apresentar baixo grau de permeabilidade e porosidade responsáveis por impedir a migração dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos do reservatório para a superfície (Gulayas & Richard, 2004).

Segundo Gulayas & Richard (2004), baixos valores de permeabilidade e porosidade, são encontradas em rochas sedimentares de granulometria muito fina ou em rochas cristalinas como o caso de xistos e halite, respectivamente.

b) **Rocha geradora** ou rocha fonte, são rochas sedimentares caracterizadas por conter matéria orgânica de qualidade e em quantidades suficientes, capazes de gerar e expelir petróleo ou gás natural quando submetidas a condições geológicas específicas (Gulayas & Richard, 2004).

Segundo Gulayas & Richard (2004), a matéria orgânica presente em rocha geradoras, é proveniente de restos de organismos vivos como por exemplo, restos de animais e plantas que se depositam e incorporam nos sedimentos.

Rochas com elevado conteúdo orgânico são caracterizadas por uma granulometria fina e cor escura como os xistos, argilitos cuja sua deposição dá-se em áreas de alta produtividade orgânica e com baixa disponibilidade de oxigénio como: pântanos, zonas de *upweelings*, lagos, mares rasos entre outras dominadas por águas estagnadas (Gulayas & Richard, 2004). Estes defendem ainda que para além destas áreas serem propícias para a deposição de rochas geradoras, são também ideias

para a sua preservação, pois estes ambientes tendem ser anóxicos, ou seja, pobres em oxigénio impedindo que haja oxidação da matéria orgânica.

## **4.2. Matéria orgânica e seus derivados**

Matéria orgânica (MO), é uma mistura detrítica, derivada de restos de organismos vivos como animais e plantas podendo ser de origem continental ou marinha, apresentando duas fases: uma solúvel denominada Betume e outra insolúvel denominada querogénio cuja sua composição química é dominada por proteínas, lípidos e carboidratos (Tissot & Welt, 1984).

### **4.2.1. Betume**

Betume é a fracção solúvel da matéria orgânica, essencialmente composta por carbono (>85%), hidrogénio, oxigénio e concentrações variáveis do enxofre (Gulayas & Richard, 2004).

Segundo Gulayas e Richard (2004), o betume é caracterizado por alta viscosidade, constituindo um dos compostos mais pesados do petróleo, formando-se à partir dos estágios precoces de transformação da matéria orgânica, ou seja, à partir da diagénese.

### **4.2.2. Querogénio**

Querogénio é fracção insolúvel da matéria orgânica, essencialmente composta por hidrogénio, carbono e oxigénio (Gulayas & Richard, 2004). Assim como o betume, o querogénio é formado em baixas profundidades, com o aumento exponencial da temperatura e pressão (**T** e **P**) após a deposição de sedimentos ricos em matéria orgânica.

Segundo Gulayas e Richard (2004) o querogénio pode apresentar variações nas suas proporções de hidrogénio, carbono e oxigénio que são governadas principalmente pela origem e estágio de evolução térmica da matéria orgânica (tabela 1). Estas diferenças nas proporções dos elementos (H; C; O) influenciam directamente no tipo de hidrocarboneto a se formar, existindo assim quatro grupos de querogénio caracterizados por diferentes macerais e potências para geração de petróleo ou gás natural.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

**Tabela 1:** Tipos de querogénio e suas respectivas características (Gulayas & Richard, 2004).

Tipo de querogénio	Hidrogénio/Carbono (H/C)	Maceral dominante	Origem da MO	Hidrocarboneto expectável
I	Muito alta	Leptinite	Algas marinhas	Petróleo & Gás natural
II	Alta	Exinite	Esporos, Pólen e Cutículas	Gás natural & Petróleo
III	Baixa	Vitrinite	Plantas superiores	Gás natural
IV	Muito baixa	Inertinite	Matéria orgânica oxidada oriunda de plantas superiores	Não gera Petróleo nem Gás natural

### 4.3. Maturação Térmica

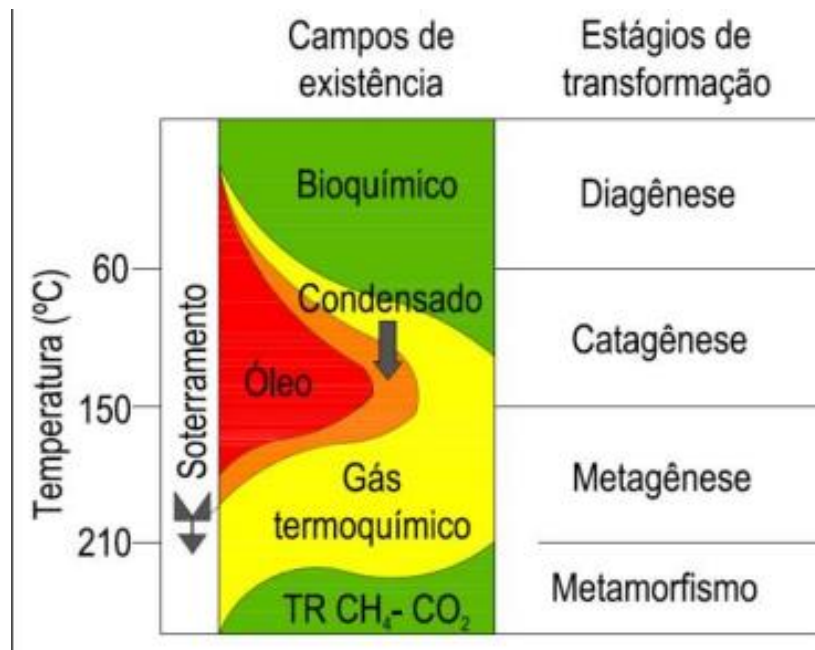
Maturação térmica (figura 8) é um processo geológico governado pelo aumento de temperatura e pressão, através do qual a rocha fonte, gera querogénio e este por sua vez vai gerar petróleo e/ou gás natural (Ferreira, 2016).

O aumento de temperatura nas Bacias sedimentares é controlado pelo **gradiente geotérmico** das mesmas, podendo variar de Bacia para Bacia (Gulayas & Richard, 2004).

Gulayas & Richard (2004) apontam a espessura da litosfera, a presença de elementos radioativos e intrusões magmáticas como os principais factores responsáveis pela diferença de gradientes nas várias Bacias sedimentares.

Pesquisadores como Gulayas & Richard (2004), e Tissot & Welt (1984), definem três (3) estágios de maturação térmica nomeadamente diagénese, catagénese e metagénese, onde em cada um destes estágios formam-se diferentes produtos.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS



**Figura 8:** Diagrama de Maturação térmica da rocha fonte e seus subprodutos. **Fonte:** Jamisse (2023)

Assumindo que a matéria orgânica é de boa qualidade, ou seja, forma querogénio tipo I ou tipo II, ao longo dos diferentes estágios de maturação são formados diferentes tipos de hidrocarbonetos.

**a) Diagénese** - corresponde ao estágio inicial de transformação da matéria orgânica, com início em profundidades baixas é caracterizado por processos biológicos, físicos e químicos que resultam na transformação dos sedimentos em rocha. A diagénese ocorre em temperaturas relativamente baixas onde a acção micro-bactérianas é dominante destruindo as moléculas da MO para formar moléculas mais leves como o querogénio este por sua vez vai gerar gás bioquímico (Metano) que é o principal produto deste estágio (Tissot & Welt, 1984).

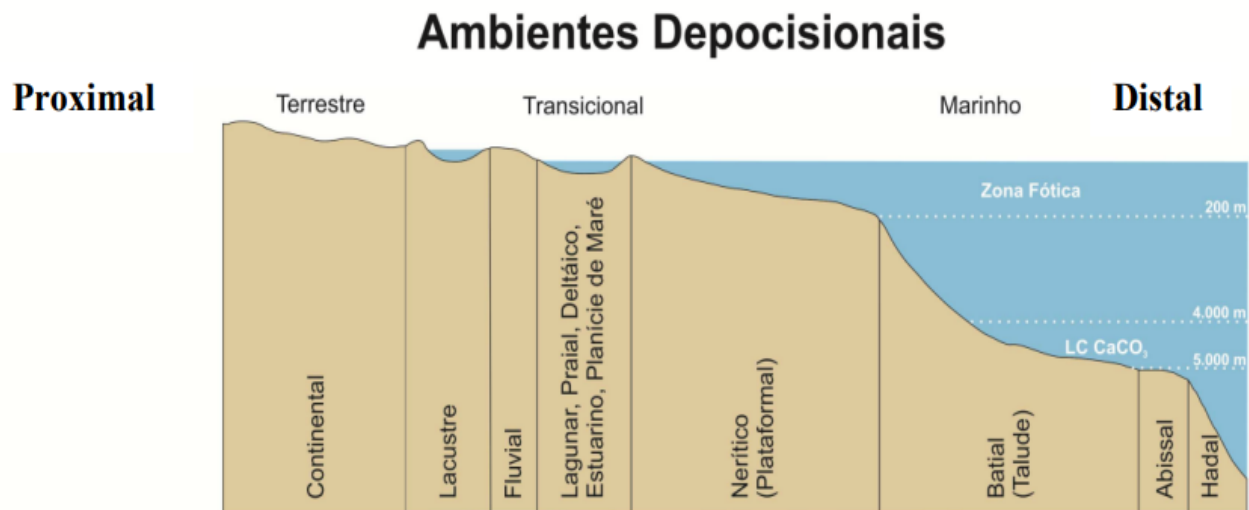
**b) Catagénese** – com o soterramento a rocha geradora em maiores profundidades experimenta pressões temperaturas mais elevadas compreendidas entre 300 à 1500Bar e 50 à 150°C respectivamente. Durante a catagénese observamos os intervalos de geração de petróleo comumente conhecido como "**janela de petróleo**" que apresenta o seu clímax de produção entre os 80 aos 120°C (Tissot & Welt, 1984).

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

c) **Metagênese** – antecedendo o metamorfismo, a metagênese é o último estágio de formação de hidrocarbonetos, com temperaturas que variam de 150 à 210°C o seu principal produto é o gás seco ou termoquímico. Este estágio ocorre em profundidades mais elevadas onde a rocha geradora sofre influência magmática e hidrotermal (Tissot & Welt, 1984).

### 4.4. Ambiente paleodeposicional

São áreas onde ocorre a deposição de sedimentos ricos em matéria orgânica. Intrinsecamente relacionada a geração de hidrocarbonetos, Gulayas & Richard (2004), definem que é imprescindível que estes locais sejam altamente produtivos e anóxicos, para que haja a preservação da MO.



**Figura 9:** Ambientes deposicionais. **Fonte:** Seyve (1990).

Segundo Gulayas & Richard (2004), os melhores ambientes paleodeposicionais são aqueles que contem colunas de água como por exemplo: oceanos profundos; margens continentais; lagos; deltas e planícies de inundação.

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

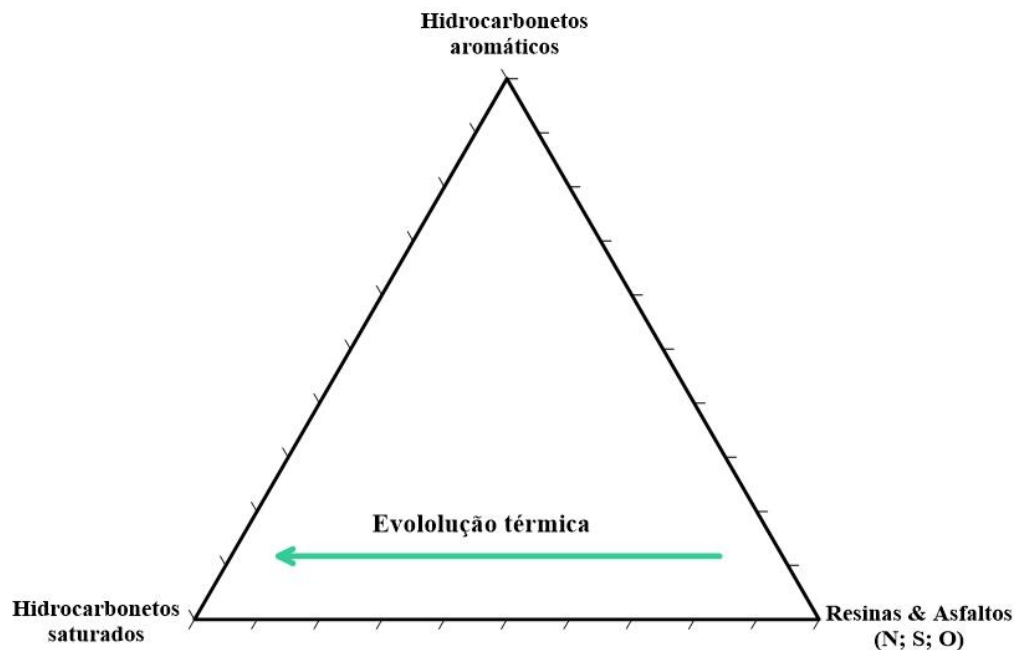
### 4.5. Petróleo

Petróleo é uma mistura de moléculas de hidrocarbonetos e pequenas quantidades de inorgânicos como nitrogénio, enxofre, oxigénio (Gulayas & Richard, 2004).

Constituindo uma das principais fontes de energia no mundo, o petróleo é um combustível fóssil, derivado de matéria orgânica que se transforma durante milhões (Ma.) de anos na sub-superfície.

O petróleo apresenta uma composição química muito complexa, constituída por milhares de hidrocarbonetos convenientemente agrupados por cientistas como Gulayas e Richar (2004) nos seguintes grupos:

- Hidrocarbonetos saturados, constituindo o grupo de HC alvo de análise;
- Hidrocarbonetos aromáticos;
- Resinas e Asfaltos (N; S; O).



**Figura 10:** Diagrama ternário de composição do Petróleo (Gulayas & Richard 2024)

#### 4.6. Hidrocarbonetos saturados

São moléculas orgânicas constituídas por átomos de hidrogénio e carbono unidos por ligações covalentes unicamente simples, podendo ser lineares ou ramificadas como o caso dos alcanos e ciclo-alcanos, respectivamente (Vecchia, 2009).

##### 4.6.1. *n*-alcanos

Também chamados de hidrocarbonetos parafínicos ou simplesmente parafinas, são hidrocarbonetos lineares com fórmula geral  $C_nH_{(2n+2)}$ . Estes apresentam na sua cadeia somente ligações covalentes simples, ou seja, são hidrocarbonetos saturados acíclicos.

O grupo dos *n*-alcanos é muito usado como biomarcadores pois apresentam-se em altas concentrações o que facilita a sua detecção por meio de cromatografia gasosa (Vecchia, 2009). Estes são muito importantes e usados pela Geoquímica orgânica constituindo suas principais aplicações identificação da origem da matéria orgânica, determinação do ambiente de deposição, e ainda o estado de maturação térmica dessa matéria orgânica (Vecchia, 2009).

##### 4.6.2. Isoprenóides

São hidrocarbonetos saturados cíclicos, ou seja, os isoprenóides são alcanos que apresentam uma cadeia ramificada sendo os mais usados pela Geoquímica orgânica o pristano ( $C_{17}$ ) e fitano ( $C_{18}$ ). Derivados de clorofila, constituinte do fitol, são comumente encontrados em sedimentos e/ou no petróleo. Estes hidrocarbonetos são excelentes indicadores do tipo de ambiente, onde o domínio do pristano indica ambientes ricos em oxigénio e o fitano indica ambientes redutores (Vecchia, 2009).

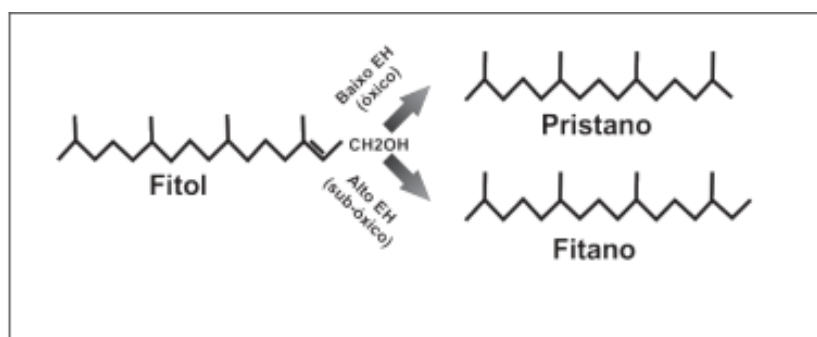


Figura 11: Conversão química do Fitol em Pristano e Fitano, segundo Peters et al. (2005)

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Segundo Vecchia (2009), a partir das razões pristano e fitano (Pr/Ph), podemos determinar o estado de preservação da matéria orgânica onde: Pr/Ph >1 indica ambientes oxidantes, isto é, ambientes ricos em oxigénio não favorecendo a preservação da matéria orgânica e Pr/Ph <1 indica ambientes anóxicos, ou seja, ambientes pobres em oxigénio.

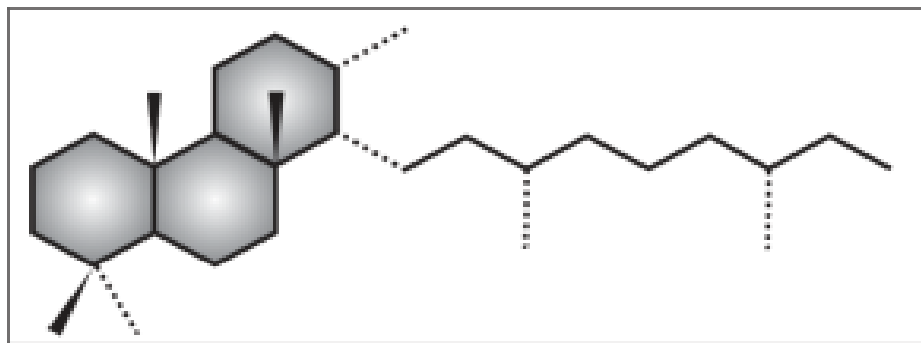
### 4.6.2. Terpanos

São compostos orgânicos simples de cadeia ramificada, isto é, pertencem ao grupo de hidrocarbonetos saturados cíclicos apresentando peso molecular relativamente mais alto que os isoprenóides.

Este grupo de hidrocarbonetos é comumente encontrado em plantas e bactérias. Também é bastante usado pela Geoquímica orgânica para relacionar diferentes óleos, diferentes reservatórios e ainda óleo e reservatórios, destacando-se os terpanos pentacíclicos também conhecidos como hopanos e o gamaceranos (Peters et al., 2005).

### 4.6.3. Terpanos tricíclicos

São compostos orgânicos compostos por 3 anéis apresentando cadeias que variam de 19 à 54 átomos de Carbono (Peters et al., 2005).



**Figura 12:** Exemplo da estrutura molecular terpanos tricíclicos **Fonte:** Peters et al. (2005)

Segundo Teixeira (2015), os terpanos tricíclicos são excelentes indicadores do estágio de maturação térmica da matéria orgânica e a sua abundância sugere ambientes de deposição marinho normal e hipersalino, sugerindo indirectamente que os seus percussores são suprimidos pela condição de hipersalinidade.

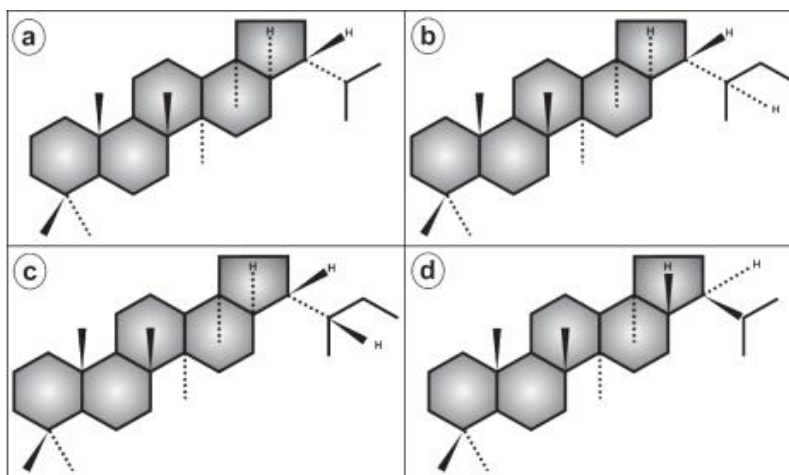
#### 4.6.4. Terpanos tetracíclicos

Esta classe de compostos orgânicos é caracterizada por uma cadeia cíclica composta por quatro anéis em sua estrutura molecular e segundo Teixeira (2015), estes ocorrem entre os tetras C<sub>24</sub> à C<sub>27</sub>, sendo o mais importante o tetra C<sub>24</sub> que é o composto deste grupo encontrado em maior abundância em amostras de sedimentos ou mesmo de petróleo.

Peters (2005) defende que os terpanos tetracíclicos apresentam uma estrutura molecular bastante sólida, sendo mais resistentes a biodegradação que os hopanos e por isso este grupo de biomarcadores é usado como indicador de maturação térmica.

#### 4.6.5. Terpanos pentacíclicos (Hopanos)

A classe dos hopanos é constituída por 29 a 35 átomos de carbono apresentando uma cadeia ramificada composta por 5 anéis dos quais 4 possuem seis membros e o restante anel (1) possui 5 membros (Jamisse, 2023).



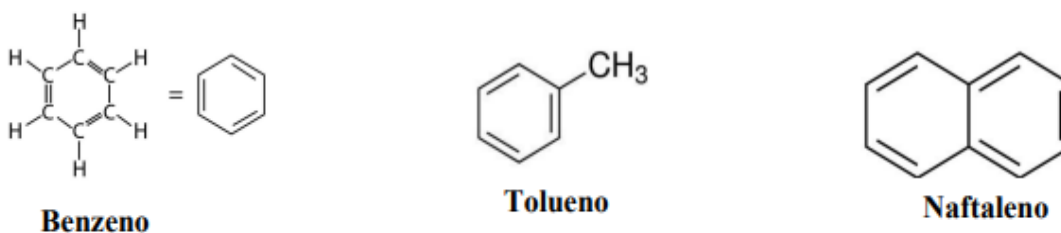
**Figura 13:** Principais estruturas dos hopanos, representando seus 5 anéis. **Fonte:** Peters et al. (2005)

Estes compostos, derivam de processos de transformação química do bacteriohopanotetrol, principal constituinte da membrana celular das bactérias. A configuração original deste precursor é termodinamicamente instável, contudo após uma série de transformações esta configuração ganha robustez tornando-se bastante resistentes a biodegradação o que torna este grupo de biomarcadores excelentes indicadores de maturidade térmicas dos sedimentos e do petróleo (Vecchia, 2009).

#### 4.7. Hidrocarbonetos aromáticos

São compostos orgânicos caracterizados por apresentar um ou mais anéis de benzeno na sua estrutura molecular. Constituintes secundários do petróleo desempenham um papel essencial na sua Geoquímica, apresentando-se em concentrações variáveis entre os 20 aos 40%, onde quanto maior a sua percentagem mais pesado é esse petróleo (Barza, 2014).

Os hidrocarbonetos aromáticos podem apresentar vários tipos de estruturas, simples como o benzeno ou complexas como os naftalenos. Apesar de apresentarem concentrações consideráveis, este grupo de hidrocarbonetos não é muito usado pela Geoquímica orgânica como biomarcadores pois são de difícil detecção, contudo Peters et al. (2005), defende que estes podem ser bons indicadores de maturidade térmica.



**Figura 14:** Exemplos das principais estruturas moleculares de hidrocarbonetos aromáticos. **Fonte:** Machabana (2024) em (Balbinot, 2012)

#### 4.8. Resinas e Asfaltenos

Constituintes inorgânicos do petróleo, essencialmente composto pelos elementos nitrogénio, enxofre e oxigénio (N; S; O). Estes apresentam-se em concentrações variáveis dependendo do estágio de maturação e biodegradação do petróleo (Jon & Richard, 2004). Estes autores dizem ainda que as resinas e asfaltos são os compostos do petróleo que apresentam maior tamanho e peso molecular, podendo superar os 50% em óleos imaturos e biodegradados.

As resinas e os asfaltos são os componentes responsáveis pela viscosidade do petróleo, semi-sólidos a temperaturas abaixo dos 90°C, estes compostos perdem suas concentrações a medida que verifica-se maturação térmica nos sedimentos e/ou no petróleo.

## 5. Fundamentação teórica

A Geoquímica orgânica é uma ciência de extrema importância na pesquisa e exploração de petróleo e gás natural.

Esta dedica-se ao estudo da matéria orgânica, analisando a origem, o ambiente deposicional e a transformação ou evolução desta da matéria orgânica, combinando conhecimentos de Geologia, Química e Biologia.

Esta ciência de carácter interdisciplinar tem como principal objectivo avaliar o potencial de geração de hidrocarbonetos em determinados tipos de rochas, aplicando técnicas diversas como o caso de **biomarcadores de petróleo** que constitui a metodologia de desenvolvimento deste projecto científico.

### 5.1. Estudo de biomarcadores

Biomarcadores são moléculas orgânicas constituintes do petróleo, caracterizadas por apresentar alta estabilidade estrutural e química, mantendo preservadas as características originais do carbono mesmo depois de sofrer várias reacções durante os processos diagenéticos, permitindo a identificação dos percursos biológicos desse petróleo (Vecchia, 2009).

Segundo Morrison (2005), estas moléculas retêm e preservam maior parte da estrutura e composição original do carbono permitindo que estudos geoquímicos não só identifiquem os percursos do petróleo, mas também a sua origem, sua classificação através da densidade, ou seja, seu do grau API, suas diferenças e correlações com outros óleos.

A estabilidade e resistência a alteração destas pequenas fracções de petróleo, fazem com que a sua aplicação seja versátil podendo aplicar na pesquisa e exploração de hidrocarbonetos e ainda em estudos ambientais identificando contaminantes em derramamentos. Devido a essa robustez, os biomarcadores são comumente chamados "*Fingerprint*" ou ADN do petróleo.

Os biomarcadores não só estão presentes no petróleo, mas também podem ser encontrados em rochas e sedimentos cuja sua detecção pode ser feitas em hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares.

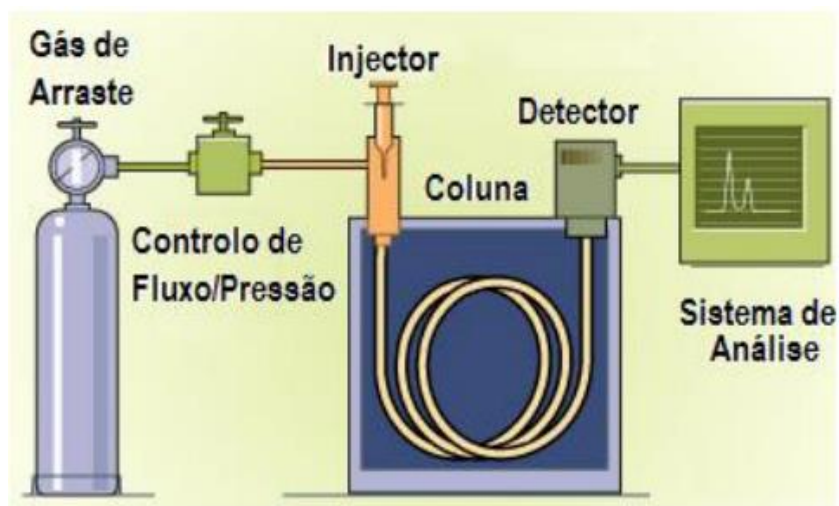
## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Apesar de poderem ser detectados em ambos grupos de hidrocarbonetos, os biomarcadores tem maior afinidade por **hidrocarbonetos saturados**, onde apresentam-se em maiores concentrações facilitando sua detecção e identificação por meio de cromatografia gasosa e cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas (Peters et al., 2005).

### 5.1.1. Cromatografia gasosa (GC)

A cromatografia gasosa (figura 15) é uma técnica analítica largamente utilizada pela Geoquímica orgânica cujo objectivo é a separação dos compostos de uma amostra de petróleo, rocha ou sedimentos.

A separação desses compostos baseia-se nas suas propriedades físicas e químicas que, vão governar a interacção dos compostos da amostra analisada, com as fases móvel e estacionária que constituem compostos do sistema cromatográfico.



**Figura 15:** Esquema de um cromatógrafo gasoso **Fonte:** (Rodrigues, 2016)

**Fase móvel** – geralmente um gás inerte como hidrogénio, nitrogénio ou hélio ( $H_2$ ,  $N_2$ ,  $He$ ), é um material que move-se através da fase estacionária, transportando os componentes da amostra analisada (Rodrigues, 2016).

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

**Fase estacionária** – geralmente um líquido ou polímero, é um material inserido na coluna cromatográfica (figura 15), cuja sua função é reter temporariamente os compostos da amostra injectada nesse mesmo sistema (Rodrigues, 2016).

Este material permanece imóvel e interage de forma diferente com cada composto da amostra analisada.

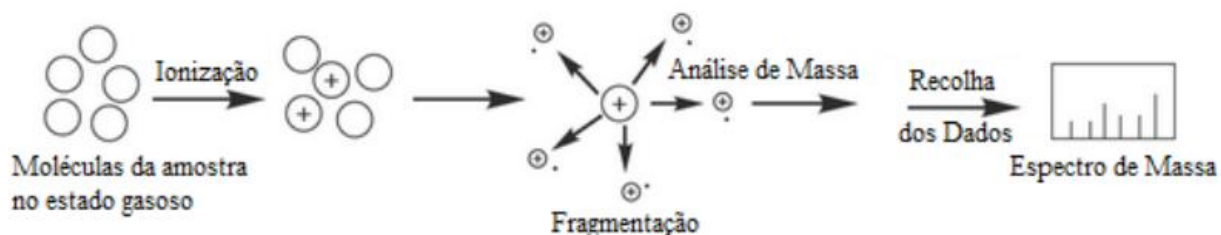
A diferença de interacção é observada através do tempo de retenção dos compostos dentro da coluna cromatográfica que é controlado pela sua velocidade de percolação desses compostos, gerando assim um gráfico binário de intensidade versus tempo (Rodrigues, 2016).

### 5.1.2. Cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas (GC/MS)

É uma técnica híbrida de alta precisão que combina cromatografia gasosa (GS) e espectrometria de massas (MS) para separar, identificar e quantificar os compostos de uma amostra geológica.

Dentre varias aplicações, a GC/MS é técnica comumente usada na identificação de biomarcadores permitindo definir a origem, ambiente deposicional e estágio de transformação da matéria orgânica.

A separação dos compostos é realizada pela cromatografia gasosa, descrita em 5.1.1 e a identificação molecular pela espectrometria de massas. Uma vez separados os compostos das amostras, estes entram no espectrómetro de massas acoplado ao cromatógrafo gasoso, onde são ionizados, fragmentados e analisados (figura 16).



**Figura 16:** Fundamentos da análise por espectrometria de massas. **Fonte:** (Rodrigues, 2016)

Após a ionização, ocorre a separação dos diferentes fragmentos e por fim a sua análise. O analisador de massa, separa os íões de acordo com varias razões de massa e carga, tendo-se usado no presente estudos as razões  $m/z$  87;  $m/z$  191; e  $m/z$  217.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

## 6. Apresentação e Discussão dos resultados

No presente capítulo, são apresentados e discutidos resultados de biomarcadores detectados nas amostras do furo **JOG16N-7** (tabela 2), analisados por cromatografia gasosa e espectrometria de massas no laboratório de Geoquímica orgânica da Universidade Federal de Piauí (Brasil).

**Tabela 2** Concentrações de biomarcadores nas amostras do furo **JOG16N-7**

Parâmetros	R15	R17	R19	R29	R30	R49	R60	R63
SOM	1.9	3.1	0.85	2.9	2.8	1.52	0.02	0.81
%Sat.	0.2	2.42	0.46	0.79	4.95	0.81	2.5	0.83
%Aro.	4.49	14.55	0.93	12.75	15.72	28.46	30	14.17
%Polars.	23.47	41.21	30.23	39.04	44.88	59.35	32.5	45.83
$\Sigma(C_{13-18})$	7.38	12.65	14.68	9.2	11.5	13.22	2.12	5.1
$\Sigma(C_{19-24})$	39.86	46.28	47.7	41.44	41.63	49.47	35.16	45.91
$\Sigma(C_{25-35})$	52.76	41.07	37.62	49.37	46.87	37.31	62.72	48.99
CPI	2.59	2.5	1.84	2.08	2.2	2.98	1.15	2.05
CPI-1	2	1.9	1.39	1.71	1.81	2.27	0.77	1.57
OEP-1	1.19	1.34	1.11	1.23	1.33	1.55	0.64	1.14
OEP-2	2.58	2.33	1.64	1.96	2.13	2.54	0.8	2.02
TAR	2.8	1.19	1.13	1.9	1.66	8.94	4.32	1.12
Pr/Ph	6.76	4.66	2.19	4.46	6.36	6.02	0.04	7.94
Pr/(Pr+Ph)	0.87	0.82	0.69	0.82	0.86	0.86	0.04	0.89
Pr/C <sub>17</sub>	12.84	2.62	1.72	3.34	2.37	1.52	0.07	5.29
Ph/C <sub>18</sub>	0.96	0.45	0.58	0.73	0.29	0.22	0.41	0.5
Ts/Tm	-	-	-	-	-	-	-	-
C <sub>30</sub> $\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$	0.39	0.41	0.36	0.36	0.37	0.37	0.11	0.37
C <sub>31</sub> $\alpha\beta S/(S+R)$	0.5	0.49	0.5	0.54	0.57	0.56	0.65	0.57
C <sub>32</sub> $\alpha\beta S/(S+R)$	0.39	0.38	0.4	0.44	0.49	0.49	0.63	0.55
C <sub>33</sub> $\alpha\beta S/(S+R)$	0.36	0.43	0.41	0.44	0.49	0.51	0.53	0.53
C <sub>34</sub> $\alpha\beta S/(S+R)$	0.38	0.4	0.44	0.44	0.48	0.51	-	0.53
C <sub>27</sub> S/(S+R)	-	-	-	-	-	0.37	0.44	0.31
C <sub>29</sub> S/(S+R)	0.17	0.13	0.1	0.16	0.19	0.2	0.03	0.25

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Estas análises, permitiram determinar vários parâmetros que são analisados de forma individual ou através da relação de dois ou mais parâmetros, permitindo definir o potencial de geração de hidrocarbonetos nas amostras do furo **JOG16N-7** e ainda correlacionar as amostras analisadas neste projecto com amostras de outras Bacias de Moçambique.

A discussão de resultados no presente projecto científico será feita em forma de tabelas, gráficos, diagramas, cromatogramas e relações entre diferentes parâmetros à fim de determinar o potencial gerador de hidrocarbonetos na Bacia de Maniamba.

### 6.1. Relação entre hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares

A relação entre os hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares (tabla 3) permite a definição do estágio de maturação térmica da matéria orgânica (Tissot & Welt, 1984).

**Tabela 3:** Composição química das amostras analisadas. MOS – Matéria orgânica solúvel; % Sat – Percentagem de saturados; % Aro – Percentagem de aromáticos; % Polars – Percentagem de polares.

Parâmetros		% Saturados	% Aromáticos	% Polares
Amostras Furo JOG16N-7	<b>R15</b>	0.2	4.49	23.47
	<b>R17</b>	2.42	14.55	41.21
	<b>R19</b>	0.46	0.93	30.23
	<b>R29</b>	0.79	12.75	39.04
	<b>R30</b>	4.95	15.72	44.88
	<b>R49</b>	0.81	28.46	59.35
	<b>R60</b>	2.5	30	32.5
	<b>R63</b>	0.83	14.17	45.83

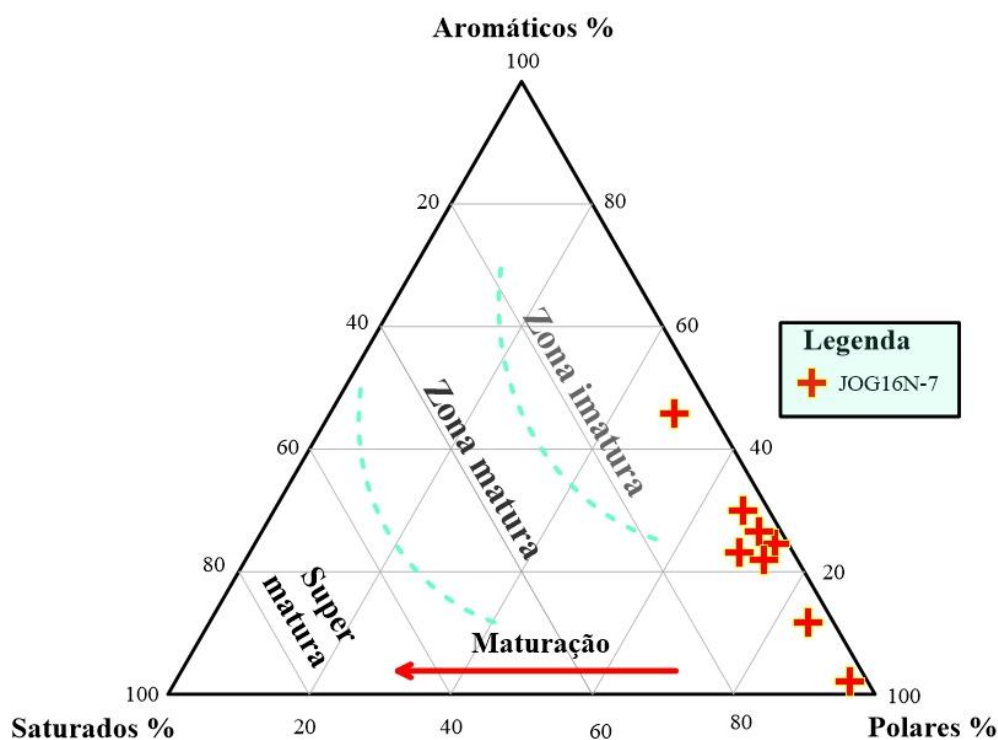
Tissot & Welt (1984), dizem ainda que, a evolução térmica de uma amostra é acompanhada pelo aumento exponencial das concentrações de hidrocarbonetos saturados e consequentemente a diminuição de concentrações dos hidrocarbonetos aromáticos e polares nessa mesma amostra.

Analisando a tabela 3, é possível observar que, as concentrações de hidrocarbonetos saturados nas amostras do furo **JOG16N-7**, são dominadas pelas concentrações de hidrocarbonetos aromáticos

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBÁ COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

e polares nas mesmas amostras. Esta dominância das frações aromáticas e polares sobre as frações saturadas, segundo Tissot & Welt (1984), levam-nos a concluir que as amostras deste furo, apresentam baixos níveis de maturação térmica, isto é, são imaturas.

A relação entre os hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares, também pode ser analisada através do diagrama (figura 17), que constitui uma adaptação de Rohrbach (1983).



**Figura 17:** Diagrama ternário de distribuição dos hidrocarbonetos saturados, aromáticos e polares nas amostras do furo JOG16N-7. (Adaptação de Rohrbach, 1983).

Analisando o diagrama de distribuição de hidrocarbonetos (figura 17), as amostras do furo JOG16N-7, mostram-se imaturas concordando com a teoria defendida por Tissot & Welt (1984).

### 6.2. Relação entre Pristano e Fitano

Pertencentes a família dos isoprenóides, o pristano (Pr/C<sub>17</sub>) e fitano (Ph/C<sub>18</sub>) são biomarcadores identificados por meio de cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas e são largamente utilizados pela Geoquímica orgânica no estudo de rochas potencialmente geradoras.

**ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS**

Derivados do fitol, estes biomarcadores são excelentes indicadores das condições de deposição, da matéria orgânica, onde o pristano caracteriza ambientes ricos em oxigénio e o fitano caracteriza ambientes redutores, pobres em oxigénio (Vecchia, 2009).

A dominância do pristano sobre o fitano nas amostras do furo **JOG16N7** (tabela 4), revela um ambiente de deposição óxico, isto é, um ambiente rico em oxigénio. Estes ambientes não favorecem a preservação da matéria orgânica, diminuindo assim o potencial de geração de petróleo e gás natural na Bacia de Maniamba.

**Tabela 4:** Concentrações dos isoprenóides: Pristano (Pr/C<sub>17</sub>) e Fitano (Ph/C<sub>18</sub>)

Parâmetros		Pr/C <sub>17</sub>	Ph/C <sub>18</sub>	Pr/Ph
<b>Amostras Furo JOG16N-7</b>	<b>R15</b>	12.84	0.96	6,76
	<b>R17</b>	2.62	0.45	4.66
	<b>R19</b>	1.72	0,58	2.19
	<b>R29</b>	3.34	0.73	4.46
	<b>R30</b>	2.37	0.29	6.36
	<b>R49</b>	1.52	0.22	6.02
	<b>R60</b>	0.07	0.41	0.04
	<b>R63</b>	5.29	0.50	7.94

Para além da determinação das condições deposicionais das amostras analisadas, através do diagrama (figura 18), a relação entre o pristano e fitano, permitiu determinar o estágio de maturação térmica e tipo de querogénio presente nas amostras.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

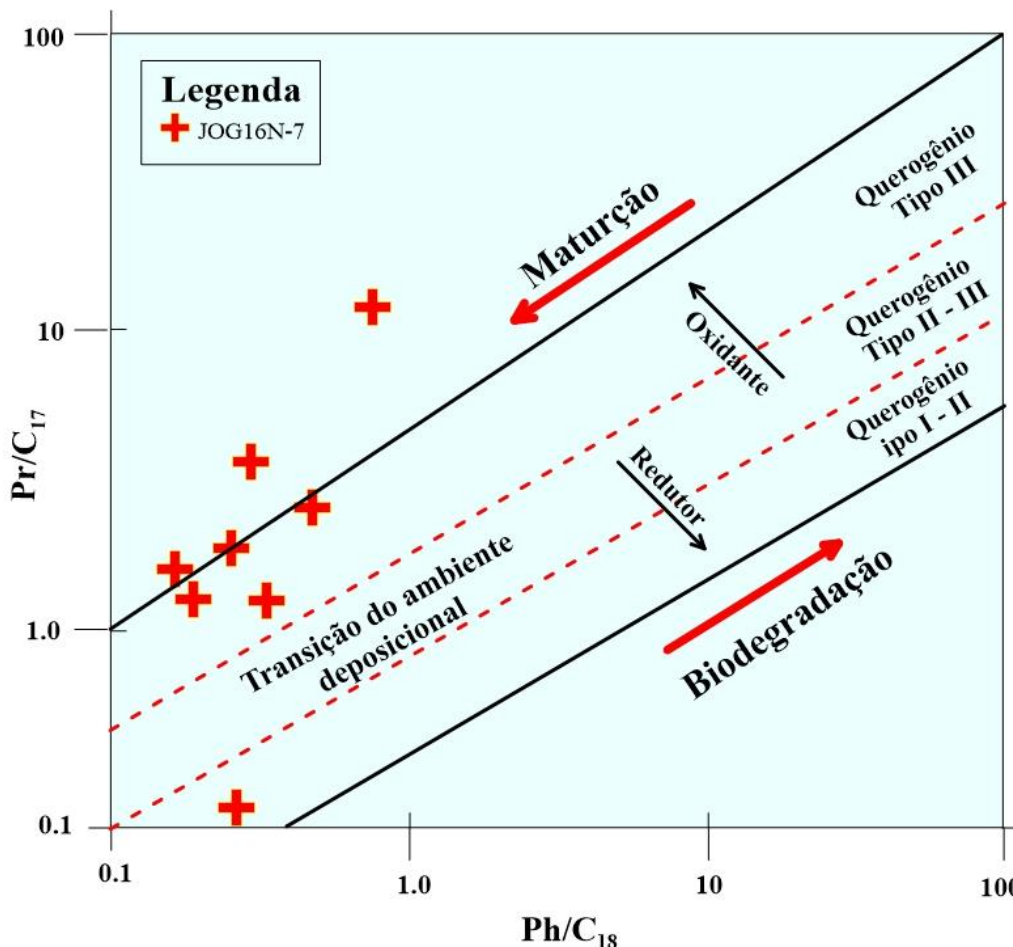


Figura 18: Diagrama binário pristano (Pr/C17) versus fitano (Ph/C18) do Furo JOG16N-7. (Adaptação de Shanmugam, 1985).

**a) Maturação térmica**

Segundo o diagrama pristano versus fitano (figura 17), as amostras analisadas apresentam sinais de maturação, não sendo possível através do mesmo determinar o seu estágio de evolução térmica.

**b) Ambiente deposicional**

A relação entre o pristano e fitano (figura 17), definiu um ambiente deposicional é óxico, isto é, com elevadas contracções de oxigénio.

Segundo Gulayas e Richard (2004), ambientes óxicos, não são propícios a preservação da matéria orgânica, contudo as amostras analisadas segundo o gráfico pristano e fitano, não

apresentam biodegradação, com exceção da amostra **R60** que mostra um comportamento diferente, provavelmente causado pela contaminação da mesma.

**c) Tipo de querogénio**

A relação entre os isoprenóides (figura 18), mostra dominância do querogénio tipo III, apresentando somente uma amostra (R60) com querogénio de tipo II. O querogénio dominante (tipo III) é aquele que segundo (Gulayas & Richard, 2004) apresenta baixo potencial de geração de hidrocarbonetos, contudo pode gerar gás natural.

### **6.3. Relação entre OEP e $C_{29}S(S+R)$**

O acrónimo **OEP**, deriva do inglês que significa "*Odd-Even Predominance*" ou simplesmente "predominância ímpar sobre par". Este parâmetro, é amplamente usado pela Geoquímica de hidrocarbonetos para descrever a distribuição de hidrocarbonetos saturados com número de carbono ímpar ou par em amostras de petróleo ou de sedimentos.

O **OEP** é usado para determinar o estágio de maturação térmica e a origem dos sedimentos, onde predominância de hidrocarbonetos com número par de carbono ( $OEP < 1$ ) esta associada a matéria orgânica imatura de origem marinha e a predominância de ímpares ( $OEP > 1$ ) associa-se matéria orgânica imatura de origem terrestre (Tissot & Welt, 1984).

As amostras analisadas no presente projecto, são dominadas por **OEP** maior que 1 ( $OEP > 1$ ), indicando dominância de hidrocarbonetos saturados com número ímpar (tabela 5).

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Tabela 5: Concertações OEP das amostras do furo JOG16N-7.

Parâmetros	OEP-1	OEP-2	
Amostras Furo JOG16N-7	R15	1.19	2.58
	R17	1.34	2.33
	R19	1.11	1.64
	R29	1.23	1.96
	R30	1.33	2.13
	R49	1.55	2.54
	R60	0.64	0.8
	R63	1.14	2.02

Baseando-se nos dados de OEP vistos da tabela 5, as amostras do furo **JOG16N-7** segundo Tissot & Welt (1984) são de origem terrestre e termicamente imaturas.

O estágio de evolução das amostras analisadas, também pode ser definido pela relação entre OEP e  $C_{29}S(S+R)$  como mostra a figura 19.

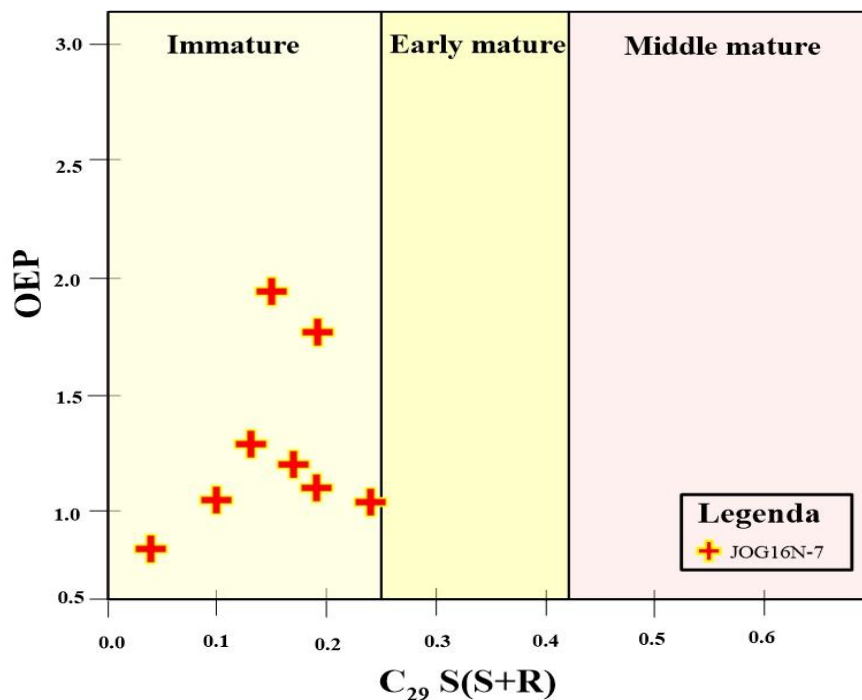


Figura 19: Diagrama binário OEP versus  $C_{29}S(S+R)$

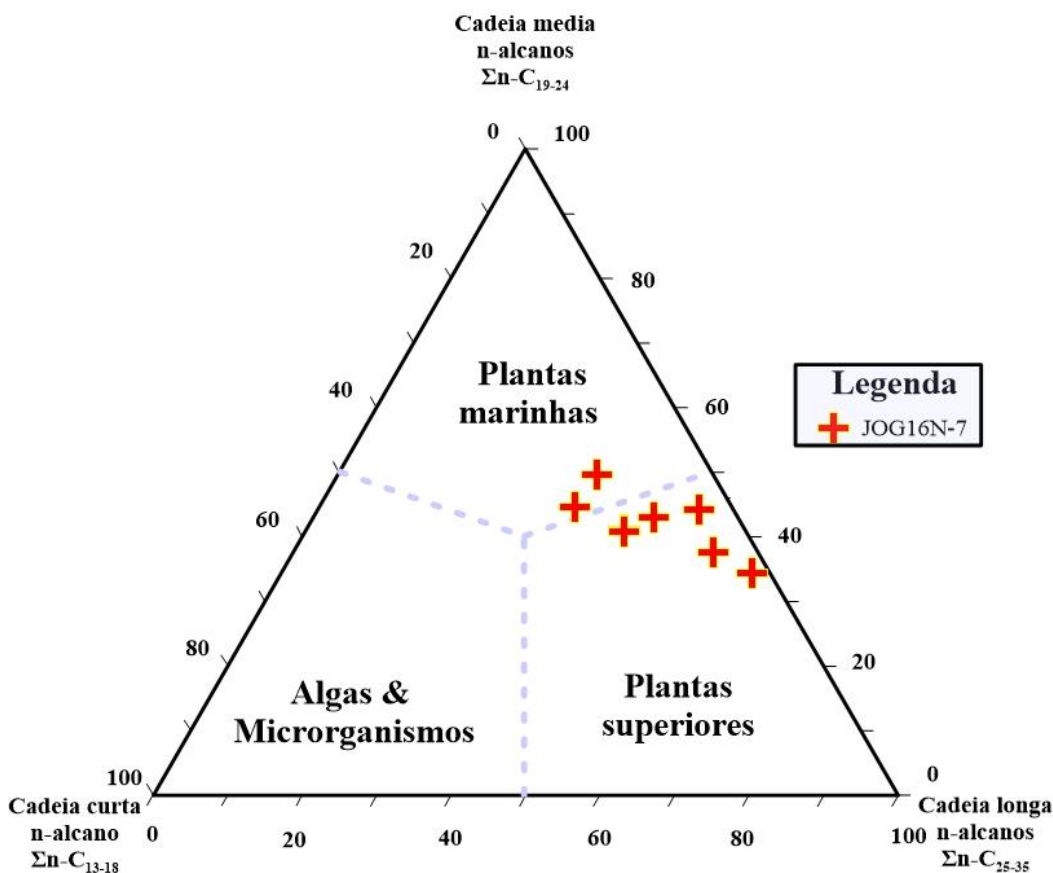
## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Como podemos observar na figura 19 as amostras do furo JOG16N-7 revelam-se imaturas.

### 6.4. Relação entre hidrocarbonetos saturados de cadeias curtas, médias e longas

A relação entre os hidrocarbonetos saturados de cadeia curta, média e longa (figura 20) é usada para determinar a origem da matéria orgânica.

Os hidrocarbonetos saturados de cadeia curta compreendem os alcanos com até 18 carbonos na sua estrutura, de cadeia média de 19 a 24 carbonos e os hidrocarbonetos de cadeia longa compreendem de 25 á 35 carbonos.



**Figura 20:** Diagrama ternário de distribuição de hidrocarbonetos saturados de cadeia curta, média e longa em amostras do furo JOG16N-7.

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

A origem da matéria orgânica é um excelente indicador do hidrocarboneto expectável. Gulayas & Richard (2004) defendem que MO de origem marinha é mais propícia a geração de petróleo e a MO de origem terrestre é propícia a geração de gás natural.

Segundo o diagrama de distribuição de hidrocarbonetos saturados de cadeia curta, média e longa (figura 20), a origem das amostras do furo **JOG17N-7** é dominada por plantas terrestres.

Segundo a origem destas amostras, é expectável que estas apresentem maior potencial de geração de gás natural.

### 6.5. Relação entre os esteranos regulares C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub> e C<sub>29</sub>

Os esteranos são biomarcadores muitíssimo importantes e usados pela Geoquímica orgânica para a identificação da origem biológica da matéria orgânica.

A relação entre os esteranos regulares C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, e C<sub>29</sub> pode indicar a predominância da origem da matéria orgânica.

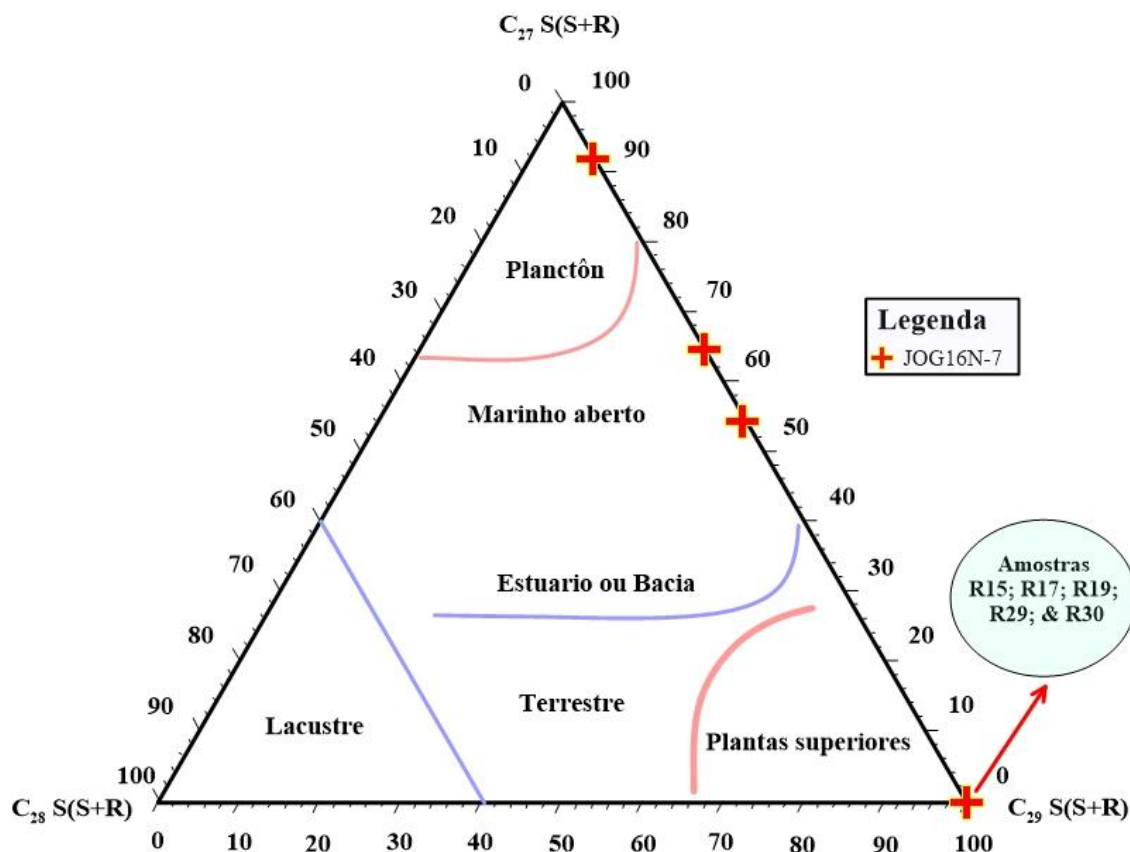
Concentrações dominantes de esteranos C<sub>29</sub>, caracterizam matéria orgânica de terrestre (tabela 6).

**Tabela 6:** Percentagens dos esteranos regulares nas amostras do furo JOG16N-7

Parâmetros		C <sub>27</sub> S/(S+R)%	C <sub>28</sub> S/(S+R)%	C <sub>29</sub> S/(S+R)%
<b>Amostras Furo JOG16N-7</b>	<b>R15</b>	0.00	-	100
	<b>R17</b>	0.00	-	100
	<b>R19</b>	0.00	-	100
	<b>R29</b>	0.00	-	100
	<b>R30</b>	0.00	-	100
	<b>R49</b>	64.91228	-	35.08772
	<b>R60</b>	93.61702	-	6.382979
	<b>R63</b>	55.35714	-	44.64286

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

Como se pode ver na tabela 6, as concentrações dos esteranos  $C_{27}$  são iguais a 0 em 5 das 8 amostras analisadas e as concentrações dos esteranos  $C_{28}$ , não foram detectadas para nenhuma das amostras do furo JOG16N-7



**Figura 21:** Diagrama ternário de relação dos esteranos regulares  $C_{27}$ ;  $C_{28}$ ;  $C_{29}$  do furo JOG16N-7. (Adaptação de Huang & Meinchein, 1976)

Como se pode observar na figura 21, as amostras furo **JOG16N-7** são dominadas por matéria orgânica de origem continental, onde no universo das oito (8) amostras cinco (5) indicam MO proveniente plantas superiores.

## 6.6. Cromatograma de massas

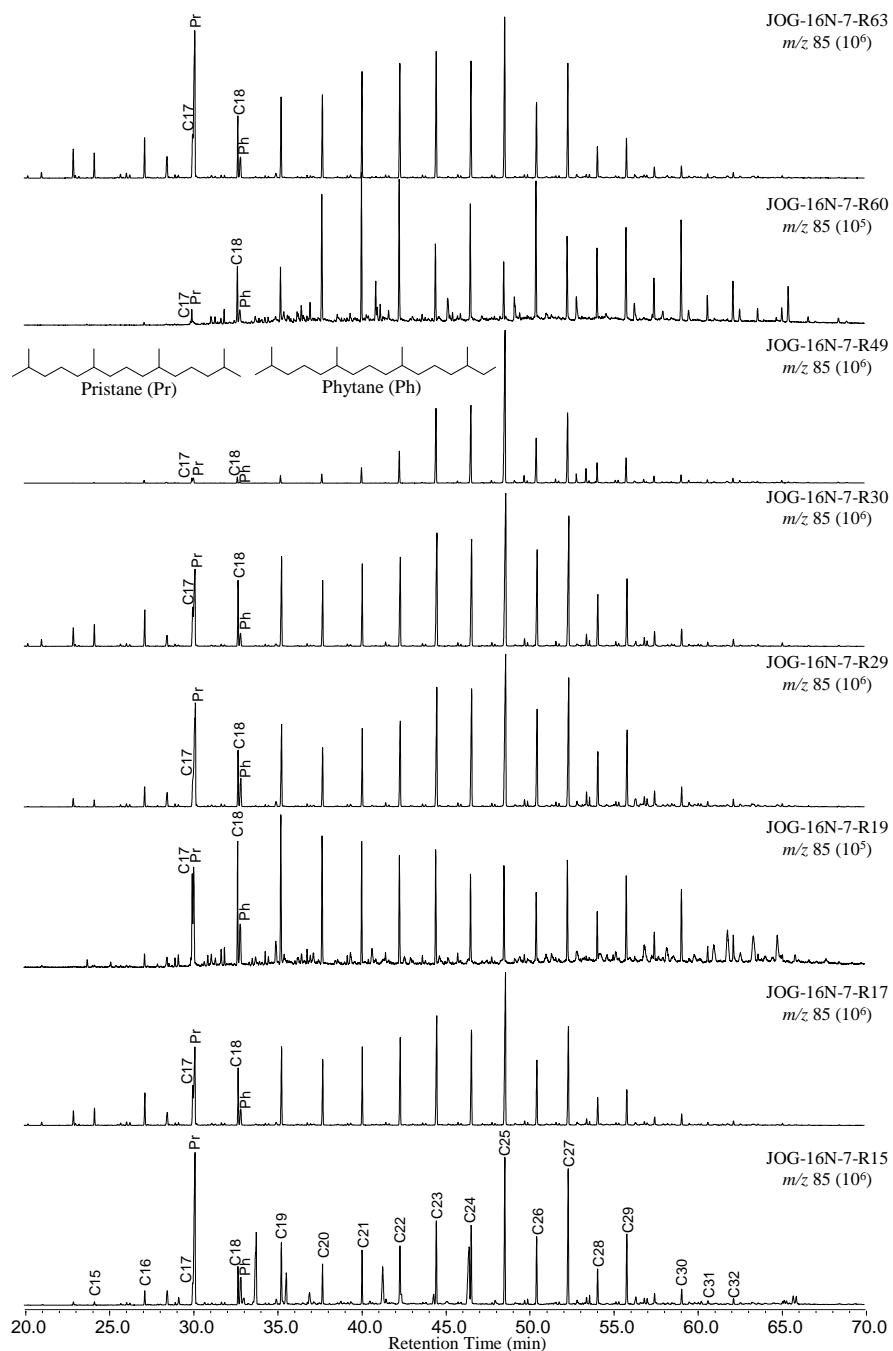
Um cromatograma de massas é representação gráfica gerada pela técnica de cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas (GS/MS).

Esta representação binária representa em seus eixos x e y o tempo e a intensidade, respectivamente que os compostos de uma amostra são detectados pelo analisador GS/MS.

O cromatograma de massas do furo JOG16N-7 (figura 22) mostra-nos os compostos e suas respectivas intensidades detectados por meio de cromatografia gasosa acoplada a espectrometria de massas, sendo os isoprenóides e os terpanos os biomarcadores mais abundantes.

Os isoprenóides são hidrocarbonetos saturados muito presentes em amostras de sedimentos e/ou de petróleo, usados como indicadores do ambiente de deposição, os compostos pristano e fitano ajudam-nos a definir a influência do oxigênio nesses lugares (Vecchia, 2009).

## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS



**Figura 22:** Cromatograma de massas ( $m/z$  85) de hidrocarbonetos saturados do furo JOG16N-7

Como se pode observar no cromatograma de massas de hidrocarbonetos saturados (figura 20), a intensidade do pristano (C17) mostra-se sempre maior que a do fitano (C18), com exceção das amostras R60 e R19 constituindo duas no universo de oito (2/8). Este comportamento atípico,

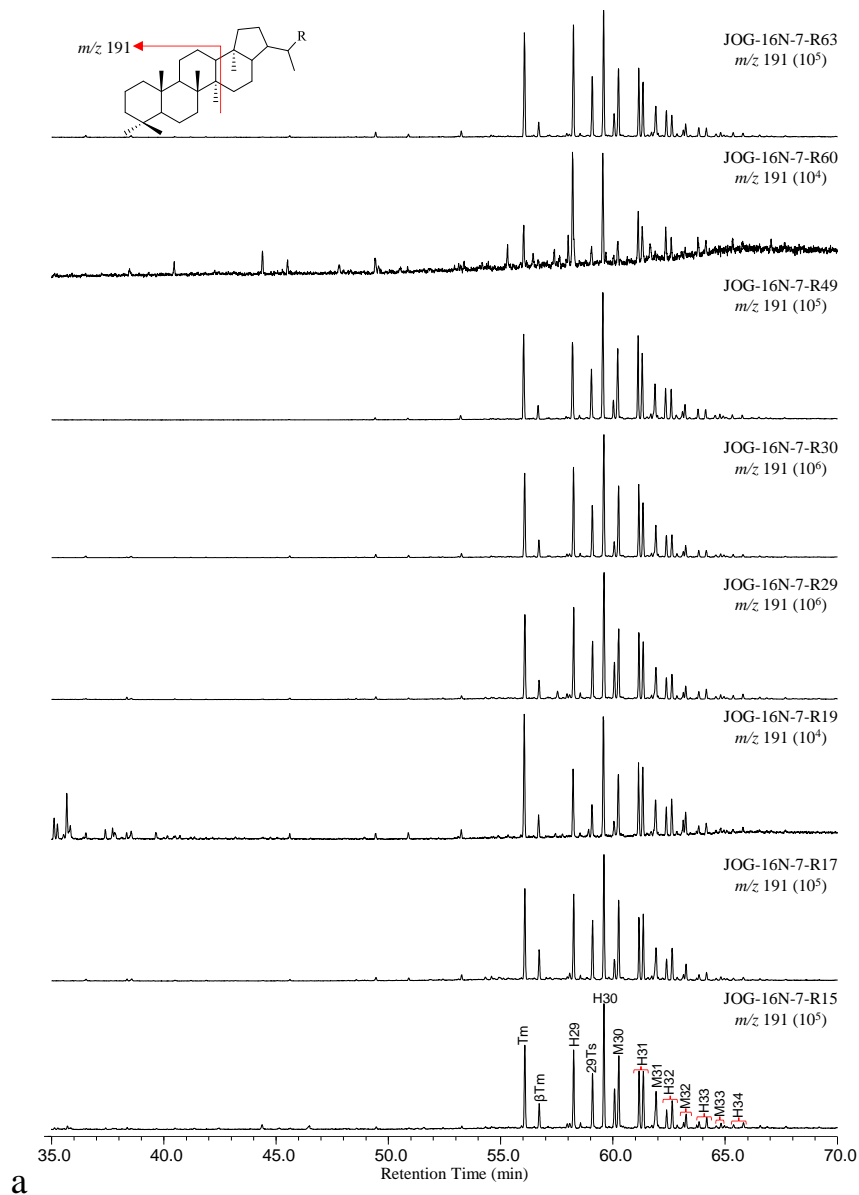
## ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

provavelmente seja resultado da contaminação ou oxidação das amostras durante a o transporte e/ou durante as análises no laboratório.

Segundo Tissot & Welt (1984), concentrações dominantes de pristano sobre o fitano indicam ambientes ricos em oxigênio, não sendo ideais para a preservação e transformação da matéria orgânica em hidrocarbonetos.

Para além dos isoprenóides os cromatogramas de massas também revelam os terpanos, principalmente os pentacíclicos (figura 22). Estes são frequentemente usados como indicadores de maturação térmica pois apresentam elevada robustez o que lhes concede alta resistência (Vecchia, 2009).

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS



**Figura 23:** Cromatograma de massas ( $m/z$  191) de terpanos pentacíclicos do furo JOG 16N-7.

O cromatograma de massas dos terpanos pentacíclicos (figura 23) apresenta altas concentrações do composto **H30** (hopano). Segundo Tissot & Welt (1984), este composto é resultado de actividade bacteriana revelando que a matéria orgânica fora depositada em ambiente óxico. Outro pico facilmente identificado é o **Tm** (trisorhopano) que é um composto pertencente a classes dos hopanoides, que assim como o hopano é indicador de maturação térmica e de matéria orgânica de origem micro-bactérian.

## 7. Conclusões e Recomendações

Após análises de biomarcadores em hidrocarbonetos saturados presentes nas amostras do furo JOG16NN-7, conclui-se o seguinte:

### 7.1. Conclusões

- As amostras do furo JOG16N-7 apresentam baixas concentrações de hidrocarbonetos saturados, sendo dominadas pelos aromáticos e polares;
- A matéria orgânica presente nas amostras do furo JOG16N-7, é de origem terrestre, concretamente de plantas superiores;
- As amostras do furo JOG16N-7 foram preservadas em ambientes óxicos, os seja, ricos em oxigênio
- As amostras do furo JOG16N-7 são termicamente imaturas;
- As amostras do furo JOG16N-7 são dominadas pelo querogênio de tipo III e tipo IV.
- As amostras analisadas não apresentam potencial para gerar petróleo, contudo podem gerar gás natural;

### 7.2. Recomendações

Visando maior volume de detalhes o que concede fieldade aos resultados apresentados, recomenda-se o seguinte:

- Estudos de biomarcadores analisando diferentes grupos de hidrocarbonetos como os polares e aromáticos nas amostras furo JOG16N-7;
- Estudos de biomarcadores baseados na cromatografia líquida nas amostras do furo JOG16N-7;
- Estudos de biomarcadores em outros furos de sondagem feitos na Bacia de Maniambá;
- Estudos correlacionando dados de biomarcadores, pirolise, palinologia, carbono orgânico, entre outras disponíveis nas amostras do furo JOG16N-7; e
- Estudos da refletância da vitrinite nas amostras do furo JOG16N-7, especialmente nas de carvão ao longo.

## 8. Referências bibliográficas

- AFONSO, R. (1978). *A Geologia De Moçambique*. Maputo, Moçambique: Direção Nacional de Geologia e Minas, Imprensa Nacional de Moçambique.
- HUANG, W. Y., MEINSCHEN, W. G. (1979). *Sterols as ecological indicators, Geochimical et Cosmochimica Acta*, 43, 739-745.
- TISSOT, B. P., & WELT, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (Vol. 2). Berlin, New York, Tokyo : Springer-Verlag.
- VERNIERS, P., JOURDAN, P. P., PAULIS, R. V. (1986). *The Karoo Graben Of Metangula Northen Mozambique*. Maputo, Moçambique: Direção Nacional de Geologia
- CHOSSON, P. L. (1991). Biodegradation of Refractory Hydrocarbon Biomarkers From Petroleum Under Laboratory Conditions. *Nature* 351, 640-644
- PETERS , K. E., & MOLDOWAN, J. M. (1993). *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils In Petroleum And Ancient Sediments* . Nova Jersey, EUA: Prentice Hall
- MAGOON, L. B., & DOW, W. G. (1994). *The Petroleum System - From Source To Trap* . California, EUA: AAPG MEMOIR.
- HUNT , J. M. (1996). *Petroleum and Geology* . New York, EUA: W.M. Freeman
- HSU, C. S. (2003). *Biomarker Analysis In Petroleum Exploration*. Miami, EUA: Springer
- GULAYAS, J., & RICHARD, S. (2004). *Petroleum Geochemistry and Geology*. San Francisco, EUA: Blackwell
- MAGOON, L. B. (2004). *Encyclopedia Of Energy* (Vol. 1). (C. J. Cleveland, Ed.) Boston, United States: Elsevier.
- JON, G., & RICHARD, S. (2004). *Petroleum Geoscience*. Malden, USA: Blackwell Science Ltd.
- KILOPS, S. D., & KILOPS, V. J. (2005). *The Biomarker Guide, Vol I*. Survey - California UEA: Blackwell Publishing.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

- MINISTERIO DA ADMINISTRAÇÃO ESTATAL, M. (2005). *Perfil do distrito do lago, Provincia de Niassa*. Niassa: Direção Nacional de Administração local
- PETERS, K. E., WALTERS, C. C., & MOLDOWAN, M. J. (2005). *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History* (2nd ed., Vol. 1). New York, EUA: Cambridge University
- MORRISON, R. D., & MURPHY, B. L. (2005). Crude Oil and Refined Product Fingerprinting: Principles. Em Z. Wang, M. Finggs, Y. Chun, & J. H. Cristensen, *Environmental Forensics* (Vol. 1ª, pp. 339-407). EUA: Academic Press.
- CONSORTIUM, G. (2006). *Noticia Explicativa, Volume 4*. Maputo Moçambique: Direção Nacional De Geologia, Ministério Dos Recursos Minerais
- NORCONSULT. (2007). *Noticia Explicativa*. Maputo, Moçambique: Direção Nacional de Geologia e Minas.
- AUGUSTO, J. (2008). *Química Orgânica, Alcanos - Aula 3*. São Paulo: Instituto de Química (IQ) Unicamp.
- LANÇAS, F. M. (2009). *Cromatografia líquida e Espectometria de Massas*. São Paulo, Brazil : Lanças Editor.
- VECCHIA, I. D. (2009). *Uso de Biomarcadores Geoquímicos Na Avaliação da Contaminação Antropogênica na Enseada De Porto Belo, SC* . Florianópolis, Brazil : Unversidade Federal de Santa Catarina .
- VASCONCELOS, L. (2009). *Coal in Mozambique, Symposium on Gondwana Coals*. Maputo, Moçambique: Universidade Eduardo Mondlane.
- BARZA, M. V. (2014). *Classificação e Qualificação do Petróleo* . São Paulo, Brasil : EEL- Universidade de São Paulo.
- TEIXEIRA, B. R. (2015). *Estudo Organofaciológico e Biomarcadores do Evento Oceânico Anóxico do Toarciano Inferior nas Bacias Lusitânica e Astúrias (Península Ibérica)*. Coimbra, Portugal: Universidade De Coimbra.

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

- FERREIRA, J. A. (2016). *Caracterização e Modelação de reservatórios Carbonatados: Estudo de caso baseado em análogos do Jurássico da região de Vale Florido*. Lisboa, Portugal : Faculdade de Ciências - Unversidade De Lisboa .
- RODRIGUES, S. Q. (2016). *Caracterização Be Biomarcadores Geoquímicos Orgânicos Em Solos e Águas Subterrâneas* . Lisboa, Portugal : Universidade Nova de Lisboa
- PAZ, V. (2018). *Sistemas Depositionais e Fácies Sedimentares Da Bacia Carbonífera de Maniamba*. Maputo, Moçambique: Departamento de Geologia - Unversidade Eduardo Mondlane
- BOI, L. M. (2023). *Caracterização Dos Componentes Orgânicos Particulados de Alguns Afloramentos Da Bacia de Maniamaba Como Auxilio À Pesquisa Petrolífera*. Maputo, Moçambique: Instituto Superior de Ciências E Tecnologias De Moçambique
- JAMISSE, D. J. (2023). *Análise De Biomarcadores Como Indicadores De Maturidade Térmica Do Petróleo - Caso De Estudo: Furo MOCIMBOA-1 (Bacia do Rovuma, Moçambique)* . Maputo, Moçambique : Universidade Wutivi - Unitiva
- KUNDO, S. N. (2023). *Geocience For Petroleum Engineers*. Em S. N. Kundo, *The Petroleum System* (pp. 94-105). Cuttack, India : Spinger.
- MACHABANA, A. F. (2024). *Estudo das Rochas Geradoras de Hidrocarbonetos Intersectadas pelo Furo JOG16N-5, Bacia de Metangula*. Maputo, Moçambique : DEPTO GEOLOGIA - Unversidade Eduardo Mondlane .
- DEUS, O. R. (2024). *Avaliação do Potencial Gerador de Hidrocarbonetos na Secção JOG16N-5 da Formação K4 - Bacia de Maniamba* . Maputo, Moçambique: Departatamento De Geologia - Universidade Eduardo Mondlane .

# ANEXOS

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

**ANEXO 1:** Resultado das concentrações de biomarcadores nas amostras do furo **JOG16N-7**.

Parâmetros	R15	R17	R19	R29	R30	R49	R60	R63
<b>SOM</b>	1.9	3.1	0.85	2.9	2.8	1.52	0.02	0.81
<b>%Sat.</b>	0.2	2.42	0.46	0.79	4.95	0.81	2.5	0.83
<b>%Aro.</b>	4.49	14.55	0.93	12.75	15.72	28.46	30	14.17
<b>%Polars.</b>	23.47	41.21	30.23	39.04	44.88	59.35	32.5	45.83
<b>Σ(C13-18)</b>	7.38	12.65	14.68	9.2	11.5	13.22	2.12	5.1
<b>Σ(C19-24)</b>	39.86	46.28	47.7	41.44	41.63	49.47	35.16	45.91
<b>Σ(C25-35)</b>	52.76	41.07	37.62	49.37	46.87	37.31	62.72	48.99
<b>CPI</b>	2.59	2.5	1.84	2.08	2.2	2.98	1.15	2.05
<b>CPI-1</b>	2	1.9	1.39	1.71	1.81	2.27	0.77	1.57
<b>OEP-1</b>	1.19	1.34	1.11	1.23	1.33	1.55	0.64	1.14
<b>OEP-2</b>	2.58	2.33	1.64	1.96	2.13	2.54	0.8	2.02
<b>TAR</b>	2.8	1.19	1.13	1.9	1.66	8.94	4.32	1.12
<b>Pr/Ph</b>	6.76	4.66	2.19	4.46	6.36	6.02	0.04	7.94
<b>Pr/(Pr+Ph)</b>	0.87	0.82	0.69	0.82	0.86	0.86	0.04	0.89
<b>Pr/C17</b>	12.84	2.62	1.72	3.34	2.37	1.52	0.07	5.29
<b>Ph/C18</b>	0.96	0.45	0.58	0.73	0.29	0.22	0.41	0.5
<b>Ts/Tm</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>C<sub>30</sub> β<sub>α</sub>/(αβ+βα)</b>	0.39	0.41	0.36	0.36	0.37	0.37	0.11	0.37
<b>C<sub>31</sub> αβ S/(S+R)</b>	0.5	0.49	0.5	0.54	0.57	0.56	0.65	0.57
<b>C<sub>32</sub> αβ S/(S+R)</b>	0.39	0.38	0.4	0.44	0.49	0.49	0.63	0.55
<b>C<sub>33</sub> αβ S/(S+R)</b>	0.36	0.43	0.41	0.44	0.49	0.51	0.53	0.53
<b>C<sub>34</sub> αβ S/(S+R)</b>	0.38	0.4	0.44	0.44	0.48	0.51	-	0.53
<b>C<sub>27</sub> S/(S+R)</b>	-	-	-	-	-	0.37	0.44	0.31
<b>C<sub>29</sub> S/(S+R)</b>	0.17	0.13	0.1	0.16	0.19	0.2	0.03	0.25

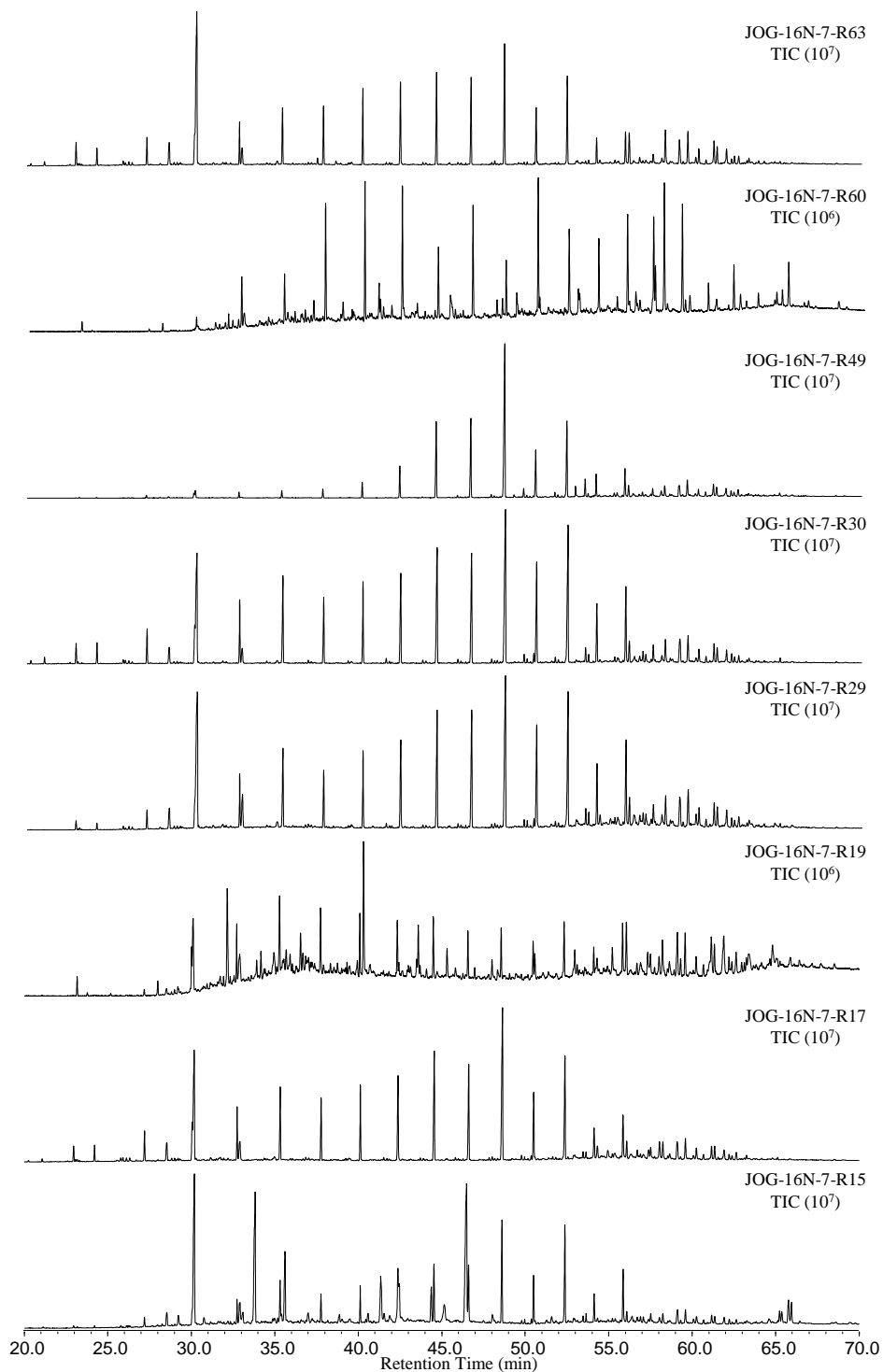
ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

**ANEXO 1.1.** Legenda & fórmulas dos parâmetros analisados nas amostras do furo **JOG16N-7**.

PARÂMETROS	DESCRIÇÃO/FÓRMULA
<b>SOM</b>	Matéria orgânica solúvel
<b>%Sat.</b>	Percentagem de saturados baseados em dados gravimétricos
<b>%Aro.</b>	Percentagem de aromáticos baseados em dados gravimétricos
<b>%Polares.</b>	Percentagem de polares baseados em dados gravimétricos
<b>CPI</b>	$0.5(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29})/[C_{22}+2(C_{24}+C_{26}+C_{28})+C_{30}]$ <i>m/z</i> 85
<b>CPI-1</b>	$2(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29})/[C_{22}+2(C_{24}+C_{26}+C_{28})+C_{30}]$ <i>m/z</i> 85
<b>OEP-1</b>	$(C_{21}+6C_{23}+C_{25})/(4C_{22}+4C_{24})$ <i>m/z</i> 85
<b>OEP-2</b>	$(C_{25}+6C_{27}+C_{29})/(4C_{26}+4C_{28})$ <i>m/z</i> 85
<b>TAR</b>	$(C_{27}+C_{29}+C_{31})/(C_{15}+C_{17}+C_{19})$ <i>m/z</i> 85
<b>Pr/Ph</b>	Pristano/Fitano <i>m/z</i> 85
<b>Pr/(Pr+Ph)</b>	Pristano/(Pristano + Fitano) <i>m/z</i> 85
<b>Pr/C<sub>17</sub></b>	Pristano/C <sub>17</sub> <i>n</i> -alcanos <i>m/z</i> 85
<b>Ph/C<sub>18</sub></b>	Fitano/C <sub>18</sub> <i>n</i> -alcanos <i>m/z</i> 85
<b>T<sub>s</sub>/T<sub>m</sub></b>	C <sub>27</sub> 18α(H)-22,29,30 - trisnorneohopane/C <sub>27</sub> 17α(H)-22,29,30-trisnorhopane in <i>m/z</i> 191
<b>T<sub>s</sub>/(T<sub>s</sub>+T<sub>m</sub>)</b>	22,29,30 – trisnorneohopane/C <sub>27</sub> 18 <sub>a</sub> (H)+22,29,30 – trisnorneohopane + C <sub>27</sub> 17α(H) - 22,29,30 - trisnorhopane) <i>m/z</i> 191
<b>C<sub>30</sub> βα/(αβ+βα)</b>	C <sub>30</sub> -17β(H),21α(H) - moretane/(C <sub>30</sub> -17α(H),21β(H) - hopane + C <sub>30</sub> -17β(H),21α(H) - moretane) <i>m/z</i> 191
<b>C<sub>31</sub> αβ S/(S+R)</b>	C <sub>31</sub> - 17α(H),21β(H) - homohopane 22S/(C <sub>31</sub> - 17α(H),21β(H) - homohopane 22S + C <sub>32</sub> - 17α(H),21β(H) - homohopane 22R) <i>m/z</i> 191
<b>C<sub>32</sub> αβ S/(S+R)</b>	C <sub>32</sub> - 17α(H),21β(H) - bishomohopane 22S/(C <sub>32</sub> - 17α(H),21β(H) - bishomohopane 22S + C <sub>32</sub> - 17α(H),21β(H) - bishomohopane 22R) <i>m/z</i> 191
<b>C<sub>34</sub> αβ S/(S+R)</b>	C <sub>34</sub> - 17α(H),21β(H) - tetrakishomohopane 22S/(C <sub>34</sub> - 17α(H),21β(H) - tetrakishomohopane 22S + C <sub>34</sub> - 17α(H),21β(H) - tetrakishomohopane 22R) <i>m/z</i> 191
<b>C<sub>27</sub> S/(S+R)</b>	C <sub>27</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - cholestane S/(C <sub>27</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - cholestane S + C <sub>27</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - cholestane R) in <i>m/z</i> 217
<b>C<sub>29</sub> S/(S+R)</b>	C <sub>29</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - stigmastane S/(C <sub>29</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - stigmastane S + C <sub>29</sub> 5α(H),14α(H),17α(H) - stigmastane R) in <i>m/z</i>

ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

ANEXO 2. Cromatograma de iões totais de hidrocarbonetos saturados do furo JOG16N-7



ANÁLISE DE HIDROCARBONETOS SATURADOS EM AMOSTRAS DO FURO JOG16N-7 NA BACIA DE MANIAMBA COMO FERRAMENTA DE ESTUDO DE ROCHAS POTENCIALMENTE GERADORAS

ANEXO 3. Cromatograma de massas de esteranos e diasteranos  $m/z$  217 do furo JOG16N-7.

