

Caracterização da matéria orgânica da sequência sedimentar interceptada pela Sondagem NEMO-1X (Bacia de Moçambique). Potencial para a geração de hidrocarbonetos

Agostinho Mussa

Mestrado em Geologia

Departamento de Geociências, Ambiente e Ordenamento do Território

2014

Orientadora:

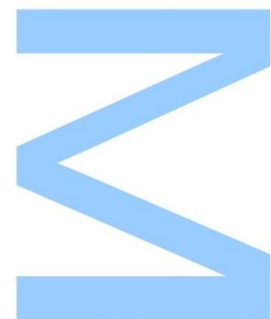
Prof^ª. Dr^ª. Deolinda Flores, Faculdade de Ciências da

Universidade do Porto

Co- orientadora:

Doutora Joana Ribeiro, Faculdade de Ciências da Universidade

do Porto



Caracterização da matéria orgânica da sequência sedimentar intercetada pela Sondagem NEMO-1X (Bacia de Moçambique). Potencial para a geração de hidrocarbonetos



Todas as correções determinadas pelo júri, e só essas, foram efetuadas.
O Presidente do Júri,

Porto, ____/____/____

N

S

Q

Índice Geral

Índice de Tabelas.....	V
Índice de Figuras	VI
Resumo	VIII
Abstract	X
Agradecimentos	XII
Lista de Abreviaturas	XIV
CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Conceitos e Definições	2
1.3. Gênese da matéria orgânica dispersa nos sedimentos.....	3
1.4. Maturação da matéria orgânica	4
1.4.1. Diagénese.....	5
1.4.2. Catagénese.....	6
1.4.3. Metagénese	7
1.4.5. Maturação das rochas geradoras.....	8
1.5. Tipos de matéria orgânica e/ou de Cerogénio	10
1.6. Gênese e origem dos Hidrocarbonetos.....	14
1.7. Migração de Hidrocarbonetos.....	15
1.8. Rocha-reservatório	15
1.9. Trapas ou armadilhas.....	15
1.10. Rocha selante.....	16
CAPÍTULO II – ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO E GEOLÓGICO.....	17
2.1. Enquadramento Geográfico.....	17
2.2. Bacias Sedimentares de Moçambique.....	17
2.2.1. Bacia Sedimentar de Moçambique.....	19

2.2.2. Enquadramento Geológico e Tectónico da Bacia Sedimentar de Moçambique	21
2.2.3. Bacia de Moçambique e as sequências do Rifte do Leste Africano....	22
2.3. Estratigrafia da Bacia de Moçambique	26
2.4. O Furo NEMO-1X	30
2.4.1. Localização	30
2.4.2. Breve Historial sobre o Furo em Estudo (NEMO-1X).....	31
2.4.3. Geologia e Estratigrafia.....	31
CAPÍTULO III- MATERIAIS E METODOLOGIAS.....	35
3.1. Amostragem	35
3.2. Lavagem das amostras	38
3.3. Análise petrográfica	39
3.4. Análise de geoquímica orgânica	41
CAPÍTULO IV – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	45
4.1. Caracterização petrográfica da matéria orgânica.....	45
4.2. Maturação da matéria orgânica	62
4.3. Caracterização Geoquímica	64
4.3.1. Carbono Orgânico Total (COT)	64
4.3.2. Enxofre total.....	67
4.3.3. Resíduo Insolúvel (RI)/teor em carbonatos (CaCO ₃)	67
CAPÍTULO V: INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS	69
CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
Anexo	81

Índice de Tabelas

Tabela 1. Classificação Internacional da MOD do ICCP/TSOP (ICCP 1971, 1998, 2001; Taylor et al., 1998).....	13
Tabela 2: Tabela resumo da composição dos macerais dos diferentes tipos de cerogénio, adaptado de Ediger, 2005	14
Tabela 3. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo Xisto Superior	48
Tabela 4. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo de Areia	49
Tabela 5. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo de Xisto Inferior.....	52
Tabela 6. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Sena. 58	
Tabela 7. Dados da reflectância da vitrinite (R_r , %), número de partículas medidas (N^0) e o desvio padrão σ para todas as amostras do Nemo-1X estudadas.....	63
Tabela 8. Valores de COT (%), Enxofre Total (%), Resíduo Insolúvel (%) e a razão COT/St das amostras estudadas da Sondagem Nemo-1X.....	66

Índice de Figuras

Fig.1. Fases de maturação da MO (Tissot & Welte, 1984).	8
Fig. 2: Correlação da evolução do carvão, maturidade da matéria orgânica dispersa nos sedimentos e as fases de geração de petróleo e gás (Taylor, et al., 1998).	9
Fig.3: Diagrama de van Krevelen com representação esquemática da evolução geral dos diferentes tipos de cerogénio e dos carvões. Indicam-se, ainda, os principais estados de evolução e os principais produtos gerados (adaptado de Tissot & Welte 1984, Durand & Monin 1980).	12
Fig.4: Localização geográfica de Moçambique, acedido em: www.google.com , no dia 21.05.2014.....	17
Fig. 5: Localização das Bacias Sedimentares de Moçambique (ECL, 2000).	18
Fig.6: Estratigrafia generalizada da Bacia de Moçambique, (ECL, 2000).	26
Fig.7. Localização geográfica do furo NEMO-1X, (informação fornecida pela ENH).....	30
Fig.8. Log de sondagem do Furo Nemo-1X (cedido pela ENH).....	33
Figs. 9a), b) e c). Imagens da Litoteca da ENH e do estado de conservação das amostras.	35
Fig. 10. Excerto do log da sondagem Nemo 1 com a representação da litoestratigrafia das formações e localização das amostras estudadas.	37
Figs. 11a e 11b. Demonstração do procedimento metodológico efetuado para lavagem das amostras no Laboratório de Química Orgânica e Inorgânica (DGAOT-FCUP).	38
Figura 12. Acondicionamento das amostras lavadas e secas e respectiva identificação	39
Fig.13. Colocação das amostras em moldes de plástico devidamente identificados para preparação das superfícies polidas.	39
Figs. 14a) Resina e endurecedor; 14b) Amostras já preparadas em fase secagem da resina. .	39
Fig. 15. Blocos polidos devidamente registados e identificados.	40
Fig.16. Amostras armazenadas em exsiccadores.....	40
Fig.17. Observações da MO em microscopia ótica de luz refletida e luz branca.....	41

Fig. 18. Aspectos petrográficos da Formação Domo de Xisto Superior.....	46
Fig. 19. Aspectos petrográficos da Formação Domo de Areia	50
Fig. 20. Aspectos petrográficos da Formação Domo de Xisto Inferior	55
Fig. 21. Aspectos petrográficos da Formação Sena	59
Fig. 22. Variação da reflectância da vitrinite, em percentagem, do COT e do CaCO_3 , em percentagem, e da razão COT/St em profundidade para a sequência interceptada pela Sondagem Nemo-1X.....	70
Fig.23. Histograma da reflectância medida na vitrinite e nas duas famílias de betumes sólidos identificadas na amostra 10810/3295.	72
Fig.24. Histograma das reflectâncias medidas nas duas famílias de betumes sólidos identificadas na amostra 10750/3277.	73

Resumo

A Bacia de Moçambique abrange o onshore e offshore das regiões centro e sul de Moçambique. Contendo sedimentos do Jurássico, Cretácico e Cenozoico ocupa o litoral da planície do sul e centro de Moçambique e estende-se sobre a plataforma continental. Esta Bacia, juntamente com a Bacia do Rovuma, são as principais bacias sedimentares do país, quer em volume de sedimentos acumulados, quer em ocorrências de hidrocarbonetos, onde se tem concentrada grande parte das atividades de pesquisa de hidrocarbonetos. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo o estudo da matéria orgânica da sequência sedimentar interceptada pela sondagem Nemo-1X localizada no offshore da Bacia de Moçambique, através de parâmetros organopetrográficos e organogeoquímicos, nomeadamente estabelecer o tipo de cerogénio presente e avaliar o grau de maturação térmica da matéria orgânica.

A sondagem Nemo-1X atravessou, do topo para a base, as formações de Complexo Deltaico, Cheringoma, Grudja Superior, Grudja Inferior, Domo de Xisto Superior, Domo de Areia, Domo de Xisto Inferior, Sena e Aglomerado Vulcânico. Neste trabalho foi estudada com pormenor a matéria orgânica presente nas trinta e três amostras recolhidas nas seguintes formações: Domo de Xisto Superior, Domo de Areia, Domo de Xisto Inferior e Sena. Verificou-se que em todas as amostras foi identificada uma fração orgânica de natureza continental constituída por macerais dos grupos da vitrinite e da inertinite Trata-se de um cerogénio do tipo III e, por isso, propicio para a geração de HC gasosos. Atendendo à reflectância da vitrinite, esta matéria orgânica dispersa (MOD) encontra-se na catagénese, no entanto, ainda, não suficiente para a produção deste tipo de hidrocarbonetos, cujo início ocorre a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35%. Na Formação de Xisto Inferior foram também identificadas duas famílias de betumes sólidos classificados como Impsonite.

Na sequência sedimentar interceptada pela Sondagem Nemo 1-X, o teor de carbono orgânico total (COT) das amostras estudadas é fraco a médio, verificando-se uma tendência de aumento em profundidade. Estes teores mais elevados parecem estar relacionados com a presença de betumes sólidos que ocorrem na fração mais carbonatada destas amostras.

A sequência é essencialmente siliciclástica verificando-se que uma grande parte da Formação Domo de Xisto Inferior e da Formação Sena apresentam uma

fração carbonatada que chega a atingir 40%. A matéria orgânica em toda a sequência foi preservada em ambientes essencialmente redutores, propícios à sua preservação, o que está de acordo com a presença constante de pirite em toda a sequência. A ocorrência de óxidos de ferro em todas as amostras estudadas está relacionada com a meteorização da pirite.

Palavras- Chave: cerogénio tipo III, maturação da matéria orgânica, potencial de geração de HC, sondagem Nemo-1x, Bacia de Moçambique

Abstract

Mozambique Basin covers the onshore and offshore of the central and southern of Mozambique. Containing Jurassic, Cretaceous and Cenozoic sediments, occupies the coastal plain of southern and central Mozambique and extends over the continental shelf. This Basin along with the Rovuma basin are the main basins of the countries in volume of sediments accumulated and hydrocarbon occurrences where has been concentrated large part of the hydrocarbon exploration activities. In this context, this work has as objective the study of organic matter of the sedimentary sequence cut by the Nemo-1X borehole located in the offshore of the Mozambique Basin through the organopetrographic and organo geochemistry parameters to establish the type of kerogen and evaluate the thermal maturation of the organic matter.

The borehole crossed, from top to base, the following formations: Complex Deltaic, Cheringoma, Upper Grudja, Lower Grudja, Upper Domo Shale, Domo Sand, Lower Domo Shale, Sena and Volcanic Agglomerate. This work was studied in detail the organic matter present in thirty-three samples collected in the Upper Domo Shale, Domo Sand, Lower Domo Shale and Sena Formations. In all samples was identified a organic fraction of continental nature composed by macerals of the Vitrinite and Inertinite groups. This is a type III kerogen that mainly generates gaseous hydrocarbons. Considering the vitrinite reflectance, this dispersed organic matter (DOM) is in the catagen stage however, still not sufficient to produce this type of hydrocarbons that starts at a 0.9% vitrinite reflectance, reaching the maximum production at 1.35%. At the Lower Domo Shale Formation were also identified two families of solid bitumens classified as Impsonite.

At the sedimentary sequence cut by Nemo-1X borehole, the total organic carbon (TOC) content of the studied samples is weak to medium with a tendency to increase in depth. These higher contents may be related with the presence of the solid bitumens that occur in the carbonate fraction of these samples

The sedimentary sequence is essentially siliciclastic, however a large part of the samples from the Lower Domo Shale and Sena Formations show a carbonated fraction that reaches 40%. The organic matter in all sequence was preserved in a reducing environment favourable to its preservation, which is in agreement with the occurrence of pyrite in all sequence. The presence of iron oxides in all samples is related to weathering pyrite.

Key-words: kerogen type III, maturation of the organic matter, potential generation of HC, borehole Nemo-1X, Mozambique Basin

Agradecimentos

Para a materialização dos objectivos plasmados nesta tese e que culminou com a conclusão do Curso de Mestrado em Geologia, houve momentos baixos e altos tal como tem acontecido com outros tipos de trabalhos de natureza científica. Para tal, contei com um grande apoio de pessoas que desde já gostaria de deixar o meu profundo agradecimento.

À minha Orientadora Prof^{ra}. Doutora Deolinda Flores pela orientação cuidadosa da Tese e acompanhamento incansável do meu estágio em Moçambique de forma a permitir que o trabalho fosse materializado.

À minha Co-orientadora Doutora Joana Ribeiro por ter acompanhado todo o meu trabalho na preparação das amostras e observação no laboratório de Petrografia Orgânica da FCUP.

À minha Co-orientadora do estágio Dra. Mónica Chamussa (Chefe do Departamento de Gestão de Dados da ENH) por ter orientado de forma condigna o meu estágio na empresa.

À Comissão Europeia pela Bolsa de estudo concedida (Projecto Mundus ACP2) para fazer este curso, importante para o meu país.

À ENH pela cedência das amostras da sondagem estudada, pela abertura concedida para fazer este trabalho e desenvolver o estágio na empresa dando o acompanhamento e colaboração necessários à amostragem e, ainda, o fornecimento dos dados disponíveis.

Ao Laboratório de Palinofácies e Fácies Orgânicas da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil (LAFO) e ao seu responsável Professor João Graciano Mendonça Filho pelo apoio na realização das análises geoquímicas (COT, St e CaCO₃).

À Dr^a Cândida Maria Pinto da Silva Faria Garcia Neto, responsável pelo Laboratório de Química Orgânica e Inorgânica (DGAOT-FCUP), por me ter ajudado a lavar as amostras, uma vez que foram colhidas secas e não lavadas.

Aos Professores Lopo Vasconcelos e Mussa Achimo da Universidade Eduardo Mondlane pela revisão e correção do Enquadramento Geológico de Moçambique.

À minha família principalmente aos meus pais e irmãos que sempre deram todo o tipo de apoio e apostaram na minha formação.

À minha namorada, aos meus amigos, colegas da Faculdade e todos aqueles que directa ou indirectamente deram os seus contributos para o sucesso deste trabalho vão os meus sinceros agradecimentos.

Lista de Abreviaturas

ENH- Empresa Nacional de Hidrocarbonetos

MO- matéria orgânica

MOD- matéria orgânica dispersa

NH₃- amoníaco

H₂S - sulfeto de hidrogénio

CH₄- metano

CO₂- dióxido de carbono

N₂-Nitrogénio ou azoto

H₂O- água

Rr- reflectância

CH₃- Butano

CH₂- metileno

H/C – razão atómica hidrogénio/carbono

O/C- razão atómica oxigénio/carbono

ICCP- International Committee for Coal and Organic Petrology

TSOP- The Society for Organic Petrology

UNCCD- Convenção das Nações Unidas de Combate a Desertificação

DGAOT- Departamento de Geociências, Ambiente e Ordenamento de Território

FCUP- Faculdade de Ciências da Universidade do Porto

COT- Carbono orgânico total

RI- resíduo insolúvel

CaCo³- teor em carbonatos

St- enxofre total

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

A prospeção e exploração de hidrocarbonetos, principalmente gás natural e petróleo, constituem uma das maiores descobertas nos últimos tempos em alguns países africanos. Estes têm um desafio muito grande na componente de adequar os recursos humanos que têm aos novos desafios que se colocam. Em Moçambique sendo um país emergente na área de recursos naturais constitui um desafio muito grande em formar os cidadãos nacionais de forma a responder prontamente e contribuir para o crescimento económico do país.

Para a prospeção e exploração dos hidrocarbonetos anteriormente mencionados, é imprescindível um estudo mais aprofundado da matéria orgânica dispersa para avaliação e caracterização da rocha geradora. É nesta perspetiva que se desenvolve a presente Tese de Mestrado com o tema: Caracterização da matéria orgânica da sequência sedimentar intercetada pela Sondagem NEMO-1X (Bacia de Moçambique). Potencial para a geração de hidrocarbonetos

1.1. Objetivos

A tese tem como principal objetivo avaliar a rocha geradora de hidrocarbonetos na sequência sedimentar intercetada pela sondagem NEMO-1X na Bacia de Moçambique. Neste contexto, foram definidos objetivos mais específicos, a saber:

- a) Caracterizar a matéria orgânica presente na sequência estratigráfica intercetada pela sondagem, recorrendo a parâmetros organopetrográficos e organogeoquímicos;
- b) Estabelecer o tipo de cerogénio presente;
- c) Avaliar o grau de maturação térmica da matéria orgânica; e,
- d) Identificar as fácies orgânicas e o potencial de geração de hidrocarbonetos da sequência estratigráfica.

Espera-se que este trabalho contribua para a evolução da Ciência, sobretudo a Geologia Moçambicana (Geologia Aplicada) bem como para a criação de uma base de dados coerentes sobre as potencialidades que o país tem na área de hidrocarbonetos, em especial na Bacia de Moçambique.

No memorando de entendimento assinado pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) de Moçambique junto com a Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, que tem como objetivo acolher os estudantes moçambicanos

desta instituição para desenvolver os seus estágios profissionais nesta área, surgiu a oportunidade da empresa atribuir o furo NEMO-1X para trabalhos de investigação e consequente desenvolvimento desta Tese de Mestrado, devendo ser fornecidos e compartilhados os resultados obtidos com a empresa.

A primeira fase dos trabalhos desenvolvidos no âmbito da tese incluiu um estágio, com início no dia 05 de Setembro e término a 03 de Outubro de 2013, na qual consistiu na seleção e colheita de amostras na Litoteca da empresa na Vila Municipal de Vilanculos. A segunda consistiu na recolha de informações relativas ao furo NEMO-1X na sede da empresa na cidade de Maputo. O relatório das atividades desenvolvidas durante o estágio é apresentado em anexo.

1.2. Conceitos e Definições

O termo **matéria orgânica** (MO) refere-se ao material presente nas rochas sedimentares, que é derivado da parte orgânica dos seres vivos, quer vegetais quer animais.

A matéria orgânica é formada a partir da acumulação de restos de plantas terrestres (composta por lignina e carboidratos) e organismos planctónicos e bactérias (compostos basicamente por lipídios e proteínas) em ambientes de baixa energia e sem oxigénio (anóxicos), que permitem a sua preservação. Estes locais geralmente correspondem a ambientes continentais (por exemplo, lagos) e marinhos de circulação restrita, onde a deposição de sedimentos finos, associada à baixa energia, limita o acesso de oxigénio, permitindo a acumulação e preservação da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1984).

Toda a matéria orgânica presente nos sedimentos e rochas (matéria orgânica dispersa – MOD) inclui o cerogénio e o betume. O **cerogénio** é a fração particulada da matéria orgânica sedimentar, que é insolúvel nos solventes orgânicos comuns; enquanto os **betumes** correspondem à fração solúvel.

A MOD nos sedimentos é, então, derivada de organismos vivos que após a sua morte pode: (i) ser incorporada nos sedimentos sendo designada por autóctone; (ii) ser transportada, juntamente com os sedimentos e posteriormente depositada numa bacia de sedimentação, constituindo a MO alóctone; (iii) MO proveniente de rochas sedimentares ou metamórficas que sofreram meteorização e transporte, designada por MO retrabalhada; e, (iv) MO de neoformação, nomeadamente, hidrocarbonetos

líquidos e gasosos, resultante dos processos de decomposição dos restos de organismos incorporados nos sedimentos durante os processos diagenéticos.

1.3. Génese da matéria orgânica dispersa nos sedimentos

A matéria orgânica dispersa (MOD) nos sedimentos é derivada da MO e dos seus produtos metabólicos vivos, dependendo, por isso, da produtividade biológica (Tissot & Welte, 1984).

A composição química da biomassa numa bacia de sedimentação depende das condições físico-químico do meio e do habitat biológico e do nível evolutivo dos organismos. Determinar os fatores associados às condições ambientais incluem: luz, temperatura, nutrientes e condições de água (por exemplo, correntes, temperatura, etc.) além da presença de grupos de organismos.

A MO é constituída por moléculas orgânicas, sob a forma de monómeros ou polímeros, derivadas direta ou indiretamente da parte orgânica dos organismos e composta pelos elementos C - carbono, H - hidrogénio, O - oxigénio, N - nitrogénio e S - enxofre. Excluem-se: esqueletos, conchas, ossos, espinhos, dentes, etc.

A produção, acumulação e preservação da MO não degradada são os pré-requisitos para a formação de rochas contendo MO, que depois de sintetizada pelos organismos, pode ser depositada e preservada nos sedimentos, para que, em função das condições geológicas posteriores se transformar em hidrocarbonetos.

As bactérias, o fitoplâncton, o zooplâncton e as plantas superiores são os principais contribuintes de MO nos sedimentos (Tissot & Welte, 1984), sendo constituídas por uma grande variedade de compostos, cada um deles com características bioquímicas e suscetibilidade ao ataque microbiano diferentes (Tyson, 1995).

Os lipídios e frações lipídicas dos organismos desempenham um papel dominante na génese do petróleo. As rochas sedimentares geralmente contêm minerais e MO com os poros preenchidos principalmente por água, betume, óleo e/ou gás, (Ediger, 2005).

A acumulação da MO nos sedimentos é controlada por um número limitado de condições (Tissot & Welte, 1984), incluindo a produção de biomassa e os processos de degradação e transporte da MO. Assim, a quantidade e qualidade da MO acumulada nos sedimentos são o resultado da influência combinada da produtividade de biomassa, da degradação bioquímica da MO e dos processos de deposição. A

acumulação é restrita aos sedimentos depositados em ambientes aquáticos. Em sedimentos subaéreos, a MO é destruída por oxidação química ou facilmente atacada pela atividade microbiana (Tissot & Welte, 1984). Assim, é necessário que exista equilíbrio entre a energia hidrodinâmica e a taxa de acumulação, preservação e sedimentação da MO nos sedimentos. Como referido anteriormente, esta MO pode ocorrer nos sedimentos em partículas (particulada ou cerogénio insolúvel em solventes orgânicos) ou sob forma de betume (componente orgânico solúvel em solventes orgânicos).

1.4. Maturação da matéria orgânica

A transformação físico-química da MO durante a história geológica das bacias sedimentares não pode ser considerada como um processo isolado. Essa transformação é controlada pelos mesmos fatores que determinam também as variações da composição da fração mineral e da água intersticial dos sedimentos: a atividade biológica em um estágio inicial e, posteriormente, a temperatura e a pressão (Tissot & Welte, 1984.).

O ciclo evolutivo da MOD nos sedimentos é completado por processos bioquímicos e físico-químicos mais ou menos complexos ocorridos após a deposição da MO e designados, genericamente, por maturação. Trata-se de um processo lento e contínuo, sendo o produto de um número de variáveis tais como: contexto tectónico, condições de subsidência e a história térmica da bacia. Após o soterramento, a MO em rochas sedimentares sofre inúmeras mudanças, inicialmente causadas pela atividade biológica (microbiana) Tissot & Welte (1984) e posteriormente por processos termodinâmicos associados à subsidência da bacia, nomeadamente, do aumento da pressão e da temperatura, e do tempo durante o qual atuam. Deste modo, a MO sofre diversas alterações devido ao aumento da profundidade e o consequente aumento da temperatura, transformando-a, progressivamente, em cerogénio, betume, óleo e gás. Esta evolução térmica reflete as alterações progressivas na estrutura da matéria orgânica devido ao aumento da temperatura, propiciando a sua maturação. (Tissot & Welte, 1984).

As principais transformações químicas que ocorrem na MO durante o processo de maturação/incarbonização são graduais e acompanhadas por variações das propriedades físicas da MO. São reconhecidos quatro pontos onde as suas propriedades mudam rapidamente, que sendo conhecidos como saltos de

incarbonização (Taylor et al.,1998) estão, também, relacionados com as principais fases de produção de hidrocarbonetos.

a) O primeiro salto de incarbonização ocorre quando os carvões possuem 80% de carbono, 43% de matéria volátil e uma reflectância da vitrinite de 0,5%. Este salto coincide com o início da produção de hidrocarbonetos líquidos (início da janela do petróleo).

b) O segundo salto de incarbonização ocorre quando os carvões possuem 87% de carbono, 29% de matéria volátil e reflectância da vitrinite de 1,5%. Este salto é caracterizado pelo desaparecimento das propriedades de fluorescência dos macerais do grupo da liptinite e pelo fim da janela do petróleo e início da produção de metano termogénico.

c) O terceiro e quarto saltos de incarbonização ocorrem a reflectância da vitrinite de 2,5% e 3,7%, respetivamente. Caracterizam-se por perdas suplementares em matéria volátil, especialmente, hidrogénio sob a forma de metano e aceleração das reações que produzem condensação dos anéis aromáticos dos macerais do grupo da vitrinite.

O conjunto de processos associados à maturação térmica está dividido em três estágios consecutivos designados por **diagénese**, **catagénese** e **metagénese**.

1.4.1. Diagénese

A diagénese é um processo através do qual o sistema tende a aproximar-se do equilíbrio dentro de condições de baixa profundidade de soterramento onde o sedimento normalmente se torna consolidado.

O termo diagénese, quando aplicado à matéria orgânica, refere-se ao seu estágio inicial de alteração através do qual os restos orgânicos são alterados e/ou degradados por processos de transformação biológicos e químicos de baixa temperatura. Tal processo ocorre inicialmente na história do sedimento e forma uma ligação entre a biosfera e a geosfera (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

Na diagénese, o aumento da temperatura e pressão é baixo e as transformações ocorrem dentro de condições moderadas, uma vez que o intervalo de profundidade relativo é da ordem de poucas centenas de metros.

Durante a diagénese inicial, um dos principais agentes de transformação é a actividade microbiana, a qual é mais elevada na interface água-sedimento e a baixas

profundidades de soterramento. Esta atividade é responsável pela degradação de uma alta proporção da MO originalmente depositada em moléculas simples tal como CO_2 , N_2 e H_2O (condições aeróbicas), depois amoníaco (NH_3), sulfeto de hidrogénio (H_2S) e metano (CH_4) (condições anaeróbicas).

Os principais sobreviventes da degradação microbiana consistem de materiais macromoleculares quimicamente mal definidos chamados ácidos fúlvicos, ácidos húmicos ou humina dependendo de sua solubilidade em ácidos e bases. Todos esses materiais são considerados precursores do cerogénio, os quais, por sua vez, são os principais precursores do petróleo em rochas sedimentares de granulometria fina. A diminuição na concentração, primeiramente, de ácidos fúlvicos e depois de ácidos húmicos ocorre como um resultado da combinação progressiva de reações com o aumento da diagénese (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

1.4.2. Catagénese

A catagénese é o estágio que se segue à diagénese e constitui o principal estágio de formação de óleo, sendo definida por valores de reflectância da vitrinite de 0,5 a 2,0% e é caracterizada pela degradação térmica do cerogénio acompanhada com a formação de petróleo. A “janela de geração de petróleo” está entre 0,5 a 1,3% Rr e a “janela de geração de gás” entre 1,3 a 4,0% Rr (metagénese), em que o limite entre gás húmido e seco é o 2,0% Rr (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

Os autores supracitados sustentam que durante a catagénese, a alifaticidade do cerogénio diminui e sua aromaticidade aumenta, com os valores absolutos dependentes do tipo de cerogénio. O aumento da aromaticidade é refletido fisicamente pelo aumento da reflectância da vitrinite. Outras mudanças que ocorrem durante a catagénese incluem a perda de grupos alifáticos e um aumento na razão de CH_3/CH_2 . Os radicais estáveis formados no cerogénio durante a rotura de ligações aumenta em concentração quando a geração de petróleo ocorre. A concentração de radicais livres depende do tipo de cerogénio e da maturação térmica. A progressiva perda de componentes da estrutura do cerogénio prossegue de acordo com a resistência das ligações químicas, com as ligações mais fracas quebrando antes das mais fortes.

A catagénese resulta do aumento da temperatura durante o soterramento nas bacias sedimentares, proporcionando maturidade às rochas-mãe. Durante a catagénese, parte do cerogénio transforma-se em hidrocarbonetos. Assim, formam-se o petróleo, em primeiro lugar, e, em seguida, o gás. Esse período corresponde ao

principal estágio de formação do óleo e também ao principal estágio de formação do gás húmido.

1.4.3. Metagénese

O processo final, após o estágio catagenético, é a metagénese com temperaturas superiores a 120°C onde a matéria orgânica é representada por componentes residuais com elevado conteúdo de carbono, com a génese de metano.

Metagénese é alcançada somente a grandes profundidades, onde se faz o rearranjo das moléculas aromáticas. Estas moléculas, previamente distribuídas de maneira aleatória no cerogénio, agora reúnem-se para formar agrupamentos relativamente complexos. Neste estágio as rochas-mãe são consideradas supermaturas ou senis, e gera-se apenas gás seco. Contudo, este último estágio de evolução da MO inicia-se antes do metamorfismo da fração mineral (2,0% Rr a 4,0% Rr - correspondendo ao início da fácies do xisto verde).

A metagénese do cerogénio pode ser observada em amostras mais profundas ou em locais com um elevado gradiente geotérmico. A eliminação do hidrogénio neste estágio é lenta e a razão H/C é menor ou igual a 0,5. Grupos alifáticos e ligações C=O desaparecem, restando somente C=C. Em termos de exploração, este estágio está inteiramente situado na zona de gás seco. Ocorre alguma geração adicional de hidrocarbonetos (principalmente metano) do cerogénio, hidrocarbonetos líquidos previamente gerados são também craqueados e convertidos em gás, sendo um estágio de rearranjo residual do cerogénio (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

Para as temperaturas de 210°C já é considerado o estágio de metamorfismo, no qual os componentes orgânicos irão transformar-se em metano, dióxido de carbono e por último a grafite.

A figura 1 abaixo, ilustra os processos de transformação da MO em diversas fases de maturação.

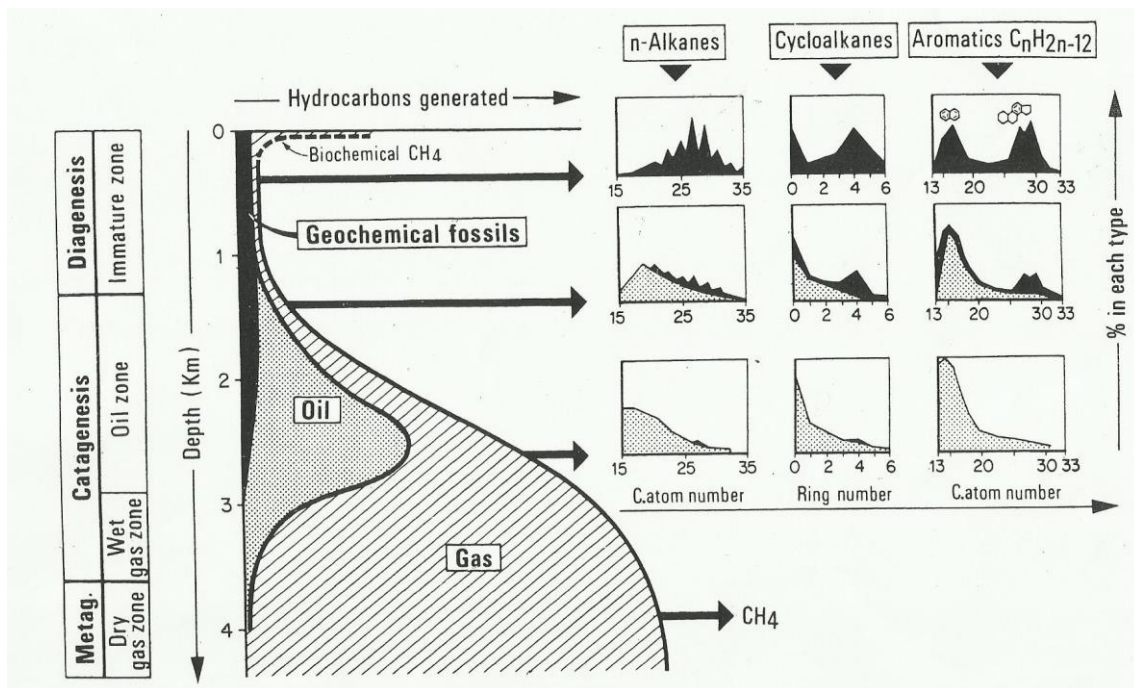


Fig.1. Fases de maturação da MO (Tissot & Welte, 1984).

1.4.5. Maturação das rochas geradoras

As rochas geradoras de hidrocarbonetos são caracterizadas, entre outros, por Hunt (1995), pela presença de MO acumulada e preservada nos sedimentos, devendo conter um mínimo de 0,5 % de carbono orgânico total (COT). Relativamente à maturação, a MO das rochas geradoras pode ser classificada de imatura, madura e supermadura.

A **matéria orgânica imatura**, correspondente à diagénese, sofreu apenas modificações biológicas e química, sem grande influência da temperatura. A **matéria orgânica madura**, correspondente à catagénese, na qual ocorre uma grande degradação térmica do cerogénio, equivalendo à janela de geração de óleo. Na fase senil – **matéria orgânica supermadura** - a matéria orgânica é afectada por altas temperaturas (correspondente à metagénese), reduzindo a sua capacidade de geração de hidrocarbonetos líquidos, mas é a fase por excelência da geração dos hidrocarbonetos gasosos.

Para determinar o grau de maturação da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1984), são usados vários parâmetros, a saber:

1. Reflectância da vitrinite (Rr%) – É proporcional à paleotemperatura máxima à qual a MO foi submetida: (Rr%) < 0,6 → zona imatura; (Rr%) > 0,6% e < 1,35% → Zona Madura; (Rr%) = 1,35 → limite da zona supermadura.

2. Índice de Alteração Térmica (IAT) – Cor da matéria orgânica (quando observada em luz transmitida) principalmente pólenes e esporos, quanto mais escuros, maior é a temperatura máxima alcançada;

Amarelo claro → Laranja → Castanho claro → Castanho escuro → Negro

IMATURA

MADURA

SOBREMADURA

3. PIRÓLISE ROCK-EVAL - cujos resultados permitem inferir o tipo de MO, o grau de maturação assim como o potencial de produção, permitindo avaliar a qualidade da rocha.

A figura 2 que se segue representa o processo de maturação da MO e as potenciais zonas de geração e destruição de hidrocarbonetos.

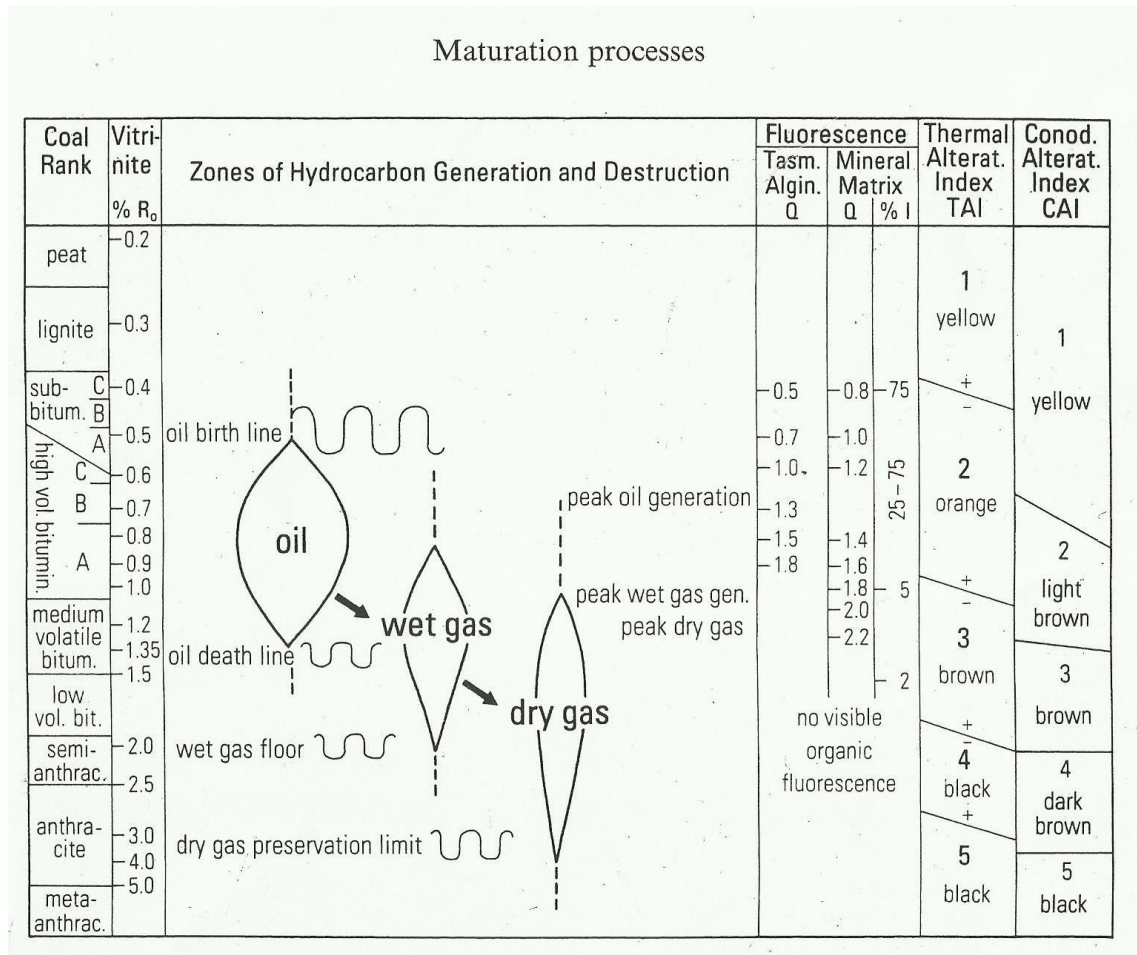


Fig. 2: Correlação da evolução do carvão, maturidade da matéria orgânica dispersa nos sedimentos e as fases de geração de petróleo e gás (Taylor, et al., 1998).

1.5. Tipos de matéria orgânica e/ou de Cerogénio

A definição do cerogénio varia de autor para autor senão vejamos:

- Durand (1980) utiliza a definição de matéria orgânica sedimentar insolúvel nos solventes orgânicos comuns;

- Tissot & Welte (1984) preferem definir cerogénio como as partículas orgânicas presentes nas rochas sedimentares insolúveis em compostos aquosos alcalinos e solventes orgânicos comuns;

- Burgess (1974) define cerogénio como sendo o resíduo orgânico obtido após tratamento com ácidos;

- Hunt (1979) ampliou essa definição para o resíduo de matéria orgânica disseminada nas rochas sedimentares obtido após tratamento com ácidos não-oxidantes, bases e solventes orgânicos.

A quantidade de matéria orgânica de uma rocha sedimentar deverá estar, também, relacionada com a qualidade da MO para a geração de Hidrocarbonetos. Sendo os hidrocarbonetos formados somente por átomos de carbono e hidrogénio, a relação atômica H/C é a que irá determinar se um determinado tipo de matéria orgânica tem condições de gerar hidrocarbonetos, isto é, petróleo ou gás (Triguís & Souza, 2009). Neste sentido, é importante referir que o tipo da matéria orgânica, a quantidade e a qualidade são os fatores que ditam o tipo de hidrocarbonetos a serem gerados. Assim, é necessário definir os tipos de matéria orgânica, uma vez que cada tipo irá corresponder a uma determinada potencialidade para geração de hidrocarbonetos e mesmo tendo essa potencialidade, vai permitir inferir se está relacionada a hidrocarbonetos líquidos ou gasosos. Essa diferenciação está ligada às variações na estrutura química da MO.

O reconhecimento da qualidade da MO para avaliação da sua potencialidade para a geração de hidrocarbonetos pode ser através de análises químicas, para a determinação das razões atômicas H/C e O/C, nomeadamente através do diagrama de Van Krevelen (Taylor et al., 1998).

O tipo de MOD nos sedimentos corresponde ao tipo I (MO lacustre) quando a razão atômica H/C é de 1,5 ou maior, para o tipo II (MO marinha) entre 1,0 e 1,5, enquanto que para o tipo III (MO continental) estaria abaixo de 1,0 (Triguís & Souza, 2009).

A qualidade do cerogénio presente nas rochas pode ser estudada geoquimicamente ou através de métodos petrográficos. Geoquimicamente, o

cerogénio pode ser diferenciado, e o seu potencial gerador de hidrocarbonetos caracterizado por análises químicas elementares, geralmente, com base nas razões atómicas H/C e O/C.

Como mencionado anteriormente, o cerogénio inclui toda a matéria orgânica presente nas rochas e sedimentos modernos e os betumes são produtos orgânicos secundários derivados de transformações do cerogénio relacionadas com transformação bioquímicas e físico-químicas. Estes processos de transformação da MO estão associados à atuação respetivamente dos microorganismos e da temperatura e pressão que ocorrem nas bacias sedimentares por acção da subsidência (Tissot & Welte, 1984).

De acordo com Tissot & Welte (1984), reconhecem-se os seguintes tipos de cerogénio (figura 3):

1. Tipo I é rico em hidrogénio e encontra-se presente na MO rica em lípidos, sendo a sua origem, essencialmente, de material algar lacustres. Este tipo de cerogénio tem um elevado potencial para gerar petróleo.

2. Tipo II apresenta uma composição intermédia e deriva de material algar geralmente marinho (fitoplâncton e zooplâncton) como também de material de origem continental rico em lípidos, tal como esporos e pólenes. Este tipo de cerogénio é o que se encontra presente na grande maioria das rochas mãe de petróleo.

3. Tipo III apresenta valores de hidrogénio baixos e é rico em compostos orgânicos aromáticos derivados de plantas superiores apresentado por isso, um maior potencial para gerar gás do que petróleo em relação aos tipos anteriores.

4. Tipo IV apresenta um potencial nulo para gerar hidrocarbonetos, quer seja petróleo ou gás. Este tipo de cerogénio é formado, essencialmente, por matéria orgânica remobilizada ou altamente oxidada derivada de ambientes marinhos ou continentais.

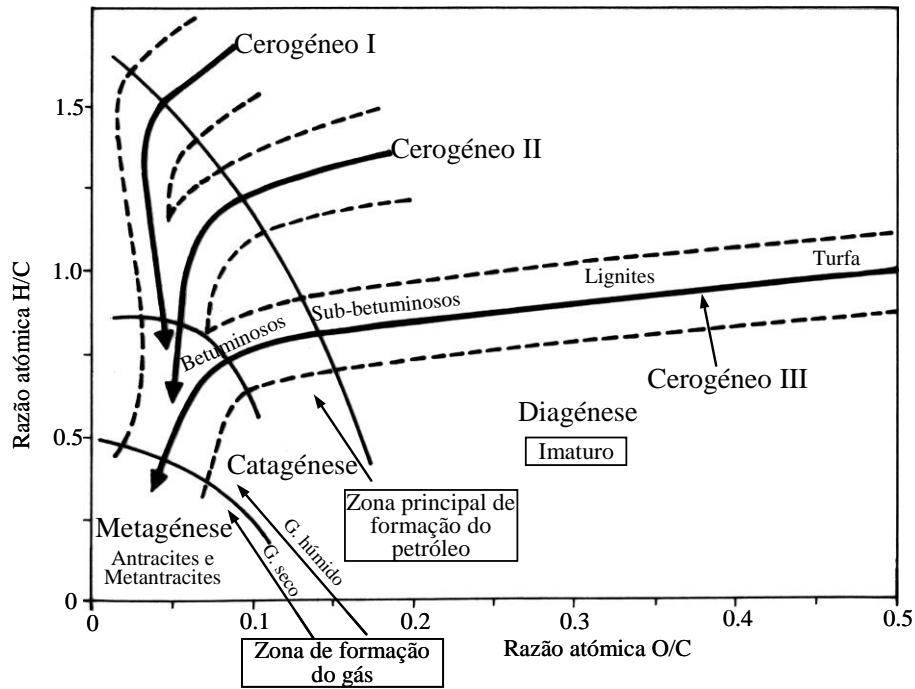


Fig.3: Diagrama de van Krevelen com representação esquemática da evolução geral dos diferentes tipos de cerogénio e dos carvões. Indicam-se, ainda, os principais estados de evolução e os principais produtos gerados (adaptado de Tissot & Welte 1984, Durand & Monin 1980).

Assim, o ambiente em que a MO é depositada, a quantidade e a qualidade vai ditar o tipo de cerogénio a ser produzido. Por sua vez, as condições geológicas condicionam a maturação da MO e consequentemente a geração de hidrocarbonetos. Antes porém, a matéria orgânica deve ser produzida em quantidades suficientes, acumuladas e preservadas por acção da temperatura, pressão e condições geológicas que permitam a geração dos hidrocarbonetos.

Do ponto de vista da petrologia orgânica, a MOD é constituída por macerais, zooclastos e produtos secundários que condicionam o tipo de cerogénio. A classificação da MOD internacionalmente aceite é a do ICCP/TSOP apresentada na tabela 1.

Os macerais estão agrupados em três grupos que diferem na composição química e nas propriedades óticas. As características óticas que permitem distinguir cada grupo de macerais definem-se de forma relativa e com carácter comparativo, uma vez que variam ao longo do processo de maturação. Assim, pode dizer-se que os macerais dos três grupos se caracterizam por (tabela 1):

a) O **grupo da huminite/vitrinite** inclui os constituintes ligno-celulósicos que evoluíram por gelificação em condições essencialmente anaeróbias durante as primeiras fases do processo de maturação;

b) O **grupo da inertinite** também é formado por constituintes lignocelulósicos mas que evoluíram por fusinização em condições oxidantes (aeróbicas);

c) O **grupo da liptinite** inclui constituintes botânicos estruturados, tais como, esporos, pólenes, cutículas, algas e resinas, que apresentam uma composição química idêntica e possuem uma evolução semelhante durante o processo de maturação.

Tabela 1. Classificação Internacional da MOD do ICCP/TSOP (ICCP 1971, 1998, 2001; Taylor et al., 1998)

Grupos	Macerais
Vitrinite	Telinite
	Collotelinite
	Gelinite
	Corpogelinite
	Vitrodetrinite
	Collodetrinite
Liptinite	Alginite
	Betuminite
	Liptodetrinite
	Esporinite
	Cutinite
	Suberinite
	Resinite
	Exudatinite
	Clorofilinite
Inertinite	Fusinite
	Semifusinite
	Macrinite
	Micrinite
	Funginite
	Inertodetrinite
Zooclastos	Escolecodontes
	Graptolitos
	Chitinizoários
	Foraminíferos
Produtos secundários	Betume
	Pirobetume
	Petróleo

Para o mesmo grau de evolução, os três grupos de macerais apresentam diferentes composições químicas (Taylor et al., 1998). Assim, se se comparam grupos de macerais com o mesmo grau de evolução, a liptinite é mais enriquecida em hidrogénio e a inertinite em carbono, quando comparadas com a vitrinite da mesma amostra. Por sua vez, a vitrinite é mais enriquecida em oxigénio. Na tabela 2, mostra-se a composição maioritária em grupos de macerais dos diferentes tipos de cerogénio e respetivo ambiente sedimentar em que se depositou.

Tabela 2: Tabela resumo da composição dos macerais dos diferentes tipos de cerogénio, adaptado de Ediger, 2005

Grupo de Macerais	Tipo de Cerogénio	Origem
Liptinite	Tipo I Altamente propenso à geração do petróleo (Highly Oil Prone)	LACUSTRE: algas, incluindo dinoflagelados, <i>Botriococcus</i> , etc
	Tipo II Propenso a petróleo (Oil Prone)	MARINHO: esporos, pólen, algas, etc
Vitrinite	Tipo III Propenso a gás	CONTINENTAL: plantas superiores
Inertinite	Tipo IV Inerte	MO oxidada

1.6. Génesese e origem dos Hidrocarbonetos

Os Hidrocarbonetos (HC) são compostos orgânicos formados por carbono e hidrogénio. De acordo com a sua estrutura, são classificados em saturados, insaturados e aromáticos (Mendonça Filho, 2010). Os hidrocarbonetos saturados (**alcanos** ou **parafinas**) são aqueles cujos átomos de carbono são unidos somente por ligação simples, constituindo cadeias lineares, ramificadas ou cíclicas interligadas ou não. Os hidrocarbonetos insaturados (**olefinas**) apresentam pelo menos uma ligação carbono-carbono, enquanto os hidrocarbonetos aromáticos (**arenos**) apresentam um anel benzénico na sua estrutura (Triggia et al., 2001).

O petróleo é originado a partir da MO de microrganismos e algas que formam o fitoplâncton, e depositada em sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação de água circulante no seu interior. A interação dos fatores MO, sedimento e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação de petróleo. A MO proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia, a sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem. O tipo de hidrocarbonetos gerados, óleo ou gás, é determinado pela constituição da MO original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela (Triggia et al., 2001).

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e quantidades variáveis de não-hidrocarbonetos. Quando ocorre no estado líquido em reservatórios de subsuperfície ou em superfície, é denominado de **óleo** (ou óleo cru, para diferenciar do óleo refinado). É conhecido como condensado a mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado gasoso em subsuperfície e se torna líquido

na superfície. Já o termo **gás natural** refere-se à fração do petróleo que ocorre no estado gasoso ou em solução no óleo em reservatórios de subsuperfície.

1.7. Migração de Hidrocarbonetos

Para a acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha o seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica (Triggia et al., 2001). Ainda de acordo com os autores anteriormente citados referem que a expulsão de petróleo da rocha onde foi gerada dá-se o nome de migração primária. Ao seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração secundária. A não-contenção do petróleo durante a sua migração dá-se para zonas de menor pressão até se perder através exsudações e oxidação e degradação bacteriana na superfície.

1.8. Rocha-reservatório

O petróleo após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado numa rocha denominada **rocha reservatório**. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir como reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interligados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Desse modo, as rochas-reservatório são normalmente arenitos e calcários e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis (Triggia et al., 2001).

1.9. Trapas ou armadilhas

As configurações geométricas das estruturas das rochas sedimentares que permitem a focalização dos fluidos migrantes nos arredores para locais elevados, que não permitam o escape futuro destes fluidos, obrigando-os a acumularem, são denominadas de trapas ou armadilhas (Milani et al., 2000).

Um dos requisitos para a formação de uma jazida de petróleo é a existência de armadilhas ou trapas, que podem ter diferentes origens, características e dimensões. Mediante a dimensão de bacias sedimentares e o teor de MO e as condições termoquímicas, o volume de petróleo encontrado pode ser distinto dependendo de seus graus de estruturação, da existências e inter-relação das armadilhas e dos

contactos que as propiciem entre as rochas geradoras e reservatórios permeáveis (Triggia et al., 2001).

O desenvolvimento das condições para o aprisionamento de petróleo pode ser determinado pela geração de esforços físicos que vão determinar a formação de elementos arquitectónicos que se transformam em abrigos para a contenção de fluídos. A formação de armadilhas pode consistir da actuação de esforços físicos diretos. As armadilhas podem ser classificadas em **estruturais, estratigráficas e mistas ou combinadas** (Triggia et al., 2001).

a) **As armadilhas estruturais** detém os maiores volumes de petróleo. Elas são a resposta das rochas ao esforço e deformação e neste tipo, enquadram-se as dobras e as falhas;

b) **As armadilhas estratigráficas** não têm relação directa com esforços actuantes nas bacias sedimentares e são determinadas por interação de condições associadas à ocorrência de paleorelevos e variações laterais sedimentológicas que condicionam a permeabilidade;

c) **As armadilhas mistas ou combinadas** são aquelas em que a acumulação de hidrocarbonetos tem controle tanto de elementos estruturais como estratigráficos e/ou sedimentológicos.

1.10. Rocha selante

Depois das condições de geração, migração e acumulação, há necessidade de haver alguma barreira no seu percurso ou caminho. Essa barreira é produzida pela rocha selante cuja principal característica é a baixa permeabilidade.

Além da impermeabilidade, a rocha selante deve ser dotada de plasticidade, característica que a capacita de manter a sua condição selante, mesmo após submetida a deformações. As rochas consideradas selantes por excelência são os argilitos e os evaporitos (Triggia et al., 2001).

CAPÍTULO II – ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO E GEOLÓGICO

2.1. Enquadramento Geográfico

Moçambique localiza-se na costa Sudoeste de África entre 10° 27' e 26° 57' de Latitude Sul e 30° 12' e 40° 51' de Longitude Este. O país estende-se por uma superfície de 799.380 Km² (98% de terra firme e 2% de águas interiores). (UNCCD, 2009).

O país é limitado a Norte pela Zâmbia, pelo Malawi e pela Tanzânia, a Leste pelo Canal de Moçambique e pelo Oceano Índico, a Sul e a Oeste pela África do Sul e a Oeste pela Suazilândia e pelo Zimbabwe tal como ilustra a figura 1 (Lopes, 2008).



Fig.4: Localização geográfica de Moçambique, acedido em: www.google.com, no dia 21.05.2014.

2.2. Bacias Sedimentares de Moçambique

A actividade de pesquisa de hidrocarbonetos concentra-se em zonas de acumulação de rochas sedimentares denominadas Bacias Sedimentares. As 6 grandes Bacias Sedimentares (figura 5) (ECL, 2000) são as seguintes:

- Bacia de Moçambique

- Bacia do Rovuma
- Bacia do Lago Niassa
- Bacia de Maniamba
- Bacia do Médio Zambeze
- Bacia do Baixo Zambeze.

As bacias sedimentares marginais do Rovuma e de Moçambique são as principais bacias do país, quer em volume de sedimentos acumulados, quer em ocorrências de hidrocarbonetos, no que se conhece até à data. Nestas bacias está concentrada grande parte das atividades de pesquisa de hidrocarbonetos convencionais.

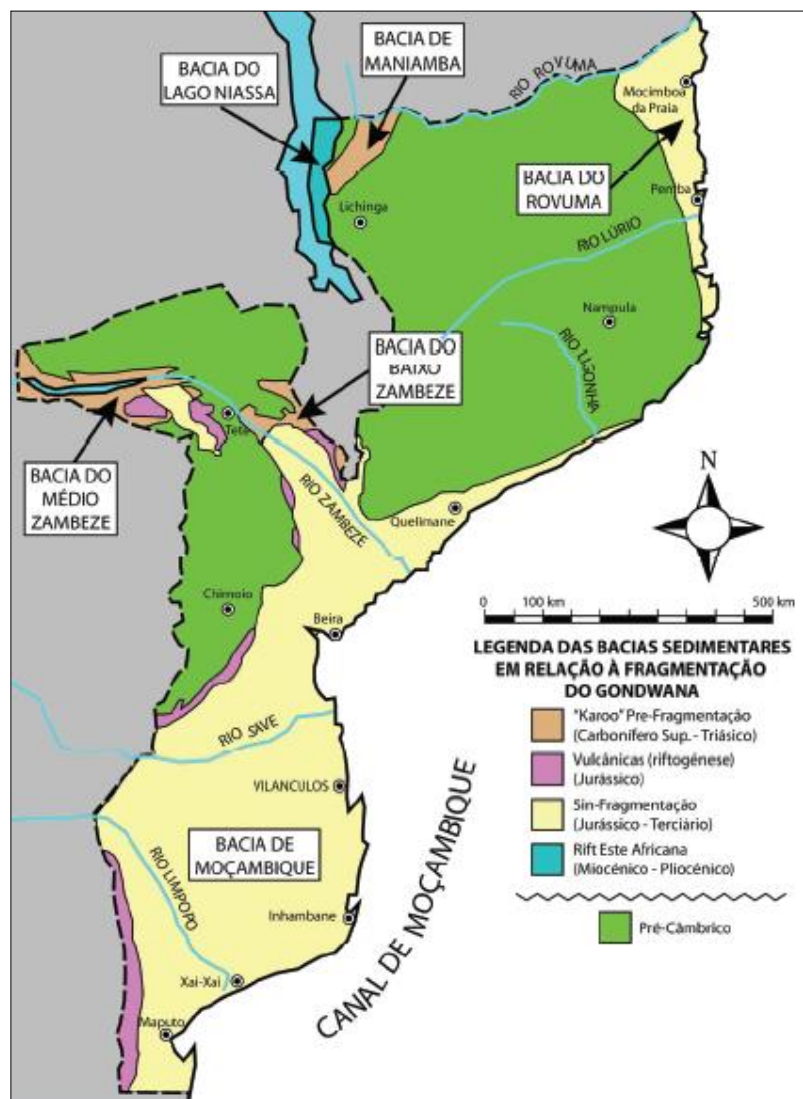


Fig. 5: Localização das Bacias Sedimentares de Moçambique (ECL, 2000).

Para além das bacias de Moçambique e Rovuma anteriormente referidas, existem, ainda, as bacias intracratónicas que se localizam no interior de regiões tectonicamente estáveis - os cratões ou o Supergrupo do Karoo (SGK), daqui em diante chamado simplesmente de Karoo.

O SGK compreende o Karoo superior e o Karoo inferior depositados em fossas tectónicas intracratónicas e em bacias profundas associadas a um rifte abortado ou numa fase de desmembramento do Gondwana, tendo terminado com a instalação da Grande Província Ígnea de Karoo de idade jurássica inferior (~190 Ma) e de outras manifestações ígneas na costa nordeste de Moçambique (GTK Consortium, 2006b; Vasconcelos & Jamal, 2010). As formações do SGK tiveram o seu início no Carbonífero Superior, terminando no Jurássico Inferior (Paulino et al., 2010; Vasconcelos & Jamal, 2010).

O SGK pode ser subdividido em Karoo Inferior e Karoo Superior (Afonso, 1978), ambos depositados num rifte abortado ou numa fase de desmembramento do Gondwana. O SGK é caracterizado pelo desenvolvimento de fossas tectónicas intracratónicas e de bacias profundas, e terminou com a instalação da Grande Província Ígnea do Karoo (KLIP1), de idade Jurássica Inferior (~190 Ma) e de outras manifestações ígneas na costa nordeste de Moçambique (GTK Consortium, 2006b).

Das bacias acima mencionadas, irá ser abordada com mais pormenor a Bacia Sedimentar de Moçambique, tendo em conta que é nesta onde se localiza o furo Nemo-1X em estudo.

2.2.1. Bacia Sedimentar de Moçambique

A Bacia de Moçambique abrange o centro e sul e as partes Onshore e Offshore de Moçambique. Contendo sedimentos do Jurássico, Cretácico e Cenozóico, ocupa a planície costeira do centro e sul de Moçambique e estende-se sobre a plataforma continental.

Dados sísmicos mostram uma grande variedade ao longo da margem continental de Moçambique. “*Seaward Dipping Reflector Sequences (SDRS)*” foram observados na subsuperfície do Talude Continental. Por isso, a margem continental da Bacia de Moçambique não é uma margem passiva convencional, mas sim uma margem do tipo vulcânica, caracterizada por atividade vulcânica de grande escala e eventualmente de curta duração que resultou em grandes volumes de corpos vulcânicos efusivos (Reichert et al., 2008).

A espessura das rochas sedimentares aumenta para o Leste e para o Norte, atingindo o seu máximo de cerca de 12km na Depressão Delta do Zambeze (ECL, 2000).

A Bacia Sedimentar de Moçambique ocupa a planície costeira no sul do país e forma uma grande depressão pericontinental no sistema de margem continental do Leste Africano. Esta é uma grande depressão assimétrica, inclinada em direção a leste e ladeado a oeste pelo cristalino Precâmbriano ou pelos basaltos do Karoo (Salman & Abdula, 1995) e a leste pelos Talude Continental e Crista de Madagascar. Esta cobre as partes Central e Sul, on- e off-shore de Moçambique. A sequência sedimentar é composta por rochas do Cenozóico, Cretácico e Jurássico Superior e recobre as rochas ígneas do Karoo. (Salman & Abdula, 1995). As peculiaridades da estrutura tectónica são determinadas pela relação entre as diversas fases de evolução estrutural, a saber:

- A Bacia de Moçambique faz parte do sistema de margem continental do Leste Africano, cuja formação teve início a partir do final do Jurássico/Cretácico Inferior;

- As estruturas da bacia sobrepõem-se aos da depressão intracratónica do Gondwana e dos grabens do Karoo;

- A depressão pericontinental recobre as estruturas geradas nas primeiras fases da riftogénese (Jurássico Superior/Cretácico Inferior);

- A Bacia está localizada no extremo Sul do Rift Este Africano que é datado da fase de riftogénese (Cretácico/Cenozóico).

Na estrutura tectónica da Bacia de Moçambique, foram identificadas as seguintes fases da história geológica da mesma:

- Embasamento cristalino precâmbrico;

- Fase estrutural Gondwana (SGK);

- Estágio de pós-Gondwana (Jurássico Superior-Cenozóico) (Salman et al., s/d).

As fases estruturais são separadas por disconformidades e são, por sua vez, subdivididas em unidades estruturais. Os elementos estruturais que determinam o carácter tectónico estão associados a movimentos de blocos em que os grabens são uma importante forma. Essas estruturas estão divididas de acordo com o tempo em que foram formadas e desenvolvidas. Assim, do Jurássico ao Cretácico Inferior, geraram-se os grabens da fase inicial de riftogénese e os grabens do Cenozóico da fase neoriftogénese. Pertences às estruturas da fase inicial de riftogénese estão o Médio Zambeze, Palmeira, Limpopo, Chidenguele, Mazenga Oeste e os Grabens de

Changani. As estruturas neoriftogénicas são os grabens do Lago Niassa, Urema, Mazenga e Chissenga (Salman et al., s/d).

2.2.2. Enquadramento Geológico e Tectónico da Bacia Sedimentar de Moçambique

Como já foi referido anteriormente, as duas bacias sedimentares Marginais de Moçambique formaram-se como resultado da fracturação de Gondwana e da abertura do Oceano Índico no final do Mesozóico, sendo denominadas Bacia de Moçambique (a Sul) e Bacia do Rovuma (a Norte). A base dessas bacias é constituída por rochas cristalinas e metamórficas do Precâmbrico (Salman & Abdula, 1995, Lopes, 2008).

Na Bacia sedimentar marginal de Moçambique a sua cobertura sedimentar é subdividida em duas unidades: **Gondwana** e **pós-Gondwana** separadas por uma grande discordância (Lopes, 2008).

A Formação da Bacia de Moçambique é contemporânea á da Bacia da Somália. De acordo com König & Jokat (2006), não existe informação direta relacionada sobre o tempo exato do rifteamento norte-sul e nem da sua transição para expansão do fundo oceânico. Todavia, segundo o mesmo autor, dados de anomalias magnéticas de zonas de fraturas usados para definir a posição relativa de África e Antárctica indicam que a expansão do fundo oceânico durante o Mesozóico entre estes dois continentes estava confinada ao mar de Riiser-Larsen e Bacia de Moçambique. O movimento ocorreu ao longo de falhas ativas e resultou na formação da crusta oceânica mais antiga conhecida nas Bacias de Moçambique e Somália. Na Bacia da Somália, a anomalia mais antiga da crusta oceânica foi datada em M22 (152 Ma) ou mesmo mais antiga que esta em M25 (157 Ma). A anomalia mais antiga no mar conjugado de Riiser-Larsen e Bacia de Moçambique foi tentativamente datada em M24 (155 Ma) ao largo da costa central de Dronning Maud Land (Jokat et al., 2003). Por isso, a primeira crusta oceânica entre África e Antárctica formou-se por volta de 155 Ma.

A unidade de Gondwana compreende o preenchimento da parte inferior da bacia sedimentar 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 (Lopes, 2008).

As unidades litoestratigráficas constituintes do território moçambicano podem ser divididas entre o soco cristalino com idade arcaica-neoprotozoica, e uma cobertura fanerozoica. O soco cristalino compreende um conjunto heterogéneo de paragneisses

supracrustais metamorfizados, granulitos e migmatitos, ortognaisses e rochas ígneas (Paulino et al., 2010).

As rochas supracrustais fanerozóicas compreendem sedimentos terrígenos sub-horizontais associados as rochas vulcânicas que não foram afetadas por deformação penetrativa, mas mostram estruturas extensivas de deformação tectónica quebradiça. A cobertura fanerozóica é dividida em SGK e SREA (Paulino et al., 2010).

Os sedimentos do SGK são caracterizados pela sua origem continental e por se depositarem em bacias controladas por falhas (Paulino et al., 2010).

O SGK em Moçambique foi subdividido em dois principais grupos: o Karoo Inferior e Karoo Superior (Afonso, 1978; GTK Consortium, 2006b).

O Grupo de Karoo Inferior é caracterizado pela ocorrência de formações de depósitos sedimentares acumulados em bacias intracratónicas de graben e semi-graben (half-graben que são observados no centro e norte de Moçambique. Portanto, a sedimentação das principais bacias do SGK do centro de Moçambique iniciou-se com os sedimentos glaciares (do tipo tilito) e flúvio-glaciares no Carbonífero Superior (cerca de 318 Ma), seguidos por sedimentos flúvio-limínicos (carbonosos e areníticos na maioria das bacias do centro e norte de Moçambique durante o Pérmico (Paulino et al., 2010).

O Grupo de Karoo Superior é caracterizado pela continuação do preenchimento das bacias, mas em ambientes essencialmente fluviais e com muitas oscilações tectónicas durante o Triássico e o Jurássico Inferior (Paulino et al., 2010).

A unidade de pós-Gondwana é composta por sequências sedimentares do Jurássico Médio a Superior, Cretácico e Cenozóico, correspondendo tipicamente ao enchimento sedimentar da bacia marginal Este-Africana. Esta bacia tem uma estrutura assimétrica, característica de bacias sedimentares marginais (Salman & Abdula, 1995), aumentando a espessura dos sedimentos para Este e para Norte e atingindo a espessura máxima de 12Km na depressão do delta do Zambeze (Lopes, 2008).

2.2.3. Bacia de Moçambique e as sequências do Rifte do Leste Africano

A Bacia de Moçambique foi formada quase que inteiramente sobre a crosta "proto-oceânica", mas a margem continental herdou o Karoo formado pelo soco-intracratónico (Carbonífero-Pérmico, Karoo Inferior) e transtensional resultando o rifteamento (Triássico, Karoo Superior) (ECL, 2000).

As Sequências de Rifte do Leste Africano compreendem uma assembleia inconsolidada de unidades litoestratigráficas, compostas por estratos sedimentares terrestres a marinhos e rochas sub-vulcânicas associadas, depositadas após o Evento Karoo, marcando o rifte/migração/dispersão do Gondwana. A sua deposição começou há acerca 140 Ma e é aproximadamente contemporânea com o desenvolvimento do Sistema de Rifte do Leste de África (SRLA), o que, porém, não sugere uma relação genética directa com a SRLA (GTK Consortium, 2006a). Estes processos deram origem ao desenvolvimento da Bacia de Moçambique, cujo substrato é constituído por rochas vulcânicas do Karoo Superior (Jurássico Inferior) e coberta pelas sucessões sedimentares do Cretácico Inferior a Médio que data a 140Ma. Cinco sequências deposicionais maiores pós-Karoo, separadas umas das outras por inconformidades períodos de não-deposição ou erosão, foram reconhecidas e incorporadas na estrutura estratigráfica de toda a Bacia de Moçambique (GTK Consortium, 2006a). Esta estrutura estratigráfica é a síntese baseada na geologia superficial e poços profundos de exploração de hidrocarbonetos.

De acordo com a GTK Consortium (2006a/b), descrevem-se 6 sequências distintas:

Jurássico Superior-Cretácico Inferior - Sequência 1

Inclui o Grupo da Lupata, vulcano-sedimentar, contendo carbonatitos e rochas ígneas associadas do sul de Malawi, partes pertencentes à Província Alcalina Chilwa e um grupo de intrusões ígneas predominantemente alcalinas do Jurássico Superior a Cretácico Inferior. O Grupo da Lupata é representado pela Formação Monte Mazambulo (arenitos conglomerático). Além desta formação há ainda as Formações ígneas do Monte Palamuli (riólito) e do Monte Linhanga (membro intermédio e do topo), bem como as formações sedimentares de Tchazica, Monte Linhanga (membro da base). Esta unidade é localmente conhecida como a Formação Rio M'Fidze e está exposta ao longo de um polígono de direcção NNW-SSE, cerca de 20 km de comprimento, a partir da Vila de Dona Ana ao Rio Nhacurule, a Norte do povoado de Mutarara. Esta consiste de grés cor-de-rosa a esbranquiçado e grés tufácea, com granularidade variável, mostrando similaridades com os arenitos Sena. Porém, os primeiros não possuem clastos de lava alcalina, comuns nos arenitos da Formação de Sena.

Cretácico Médio a Superior - Sequência 2

A Sequência 2 é restrita à Formação de Sena, que sobrefaz litologias do Supergrupo do Karoo e do Grupo da Lupata, ou, localmente, diretamente sobre o substrato cristalino. A unidade ocupa estreitas faixas de terrenos ao longo da margem oeste na base do Planalto de Cheringoma, a 25 km da Cidade de Caia e a Sul do rio Zambeze. Estas formam a extensão à leste de vastos afloramentos que cobrem o Graben Chire-Urema e a parte Sul da Garganta de Lupata. A unidade alcança a espessura máxima conhecida de 2.800m no furo de pesquisa de hidrocarbonetos (perfuração Inhaminga 5) no Graben do Urema. A espessura de acerca de 2.000m dos estratos Albianos e Turonianos tem sido demonstrada no delta do Zambeze (perfuração Nhamura 1). Os estratos progridem a SE, indicando um ambiente flúvio-deltaico.

A unidade representa o “Cretácico Continental” e é predominantemente composta por um grés de granulação média a grosseira, conglomerática ou arcósica. Grãos de quartzo e feldspato inalterados indicam uma fonte próxima e/ou rápida deposição.

Cretácico Superior-Paleoceno - Sequência 3

A sequência corresponde ao tempo da deposição da Formação de Grudja Inferior e Superior, separados por uma inconformidade e hiatos do Paleoceno Inferior, o que na parte oeste da Bacia de Moçambique é contemporânea com a deposição de pelitos marinhos e na sua parte leste e offshore, com carbonatos de águas profundas. A base da sequência é formada pela inconformidade e hiato intra-Senoniano.

O contacto superior é com a inconformidade e hiato do Eoceno Inferior. A maioria dos afloramentos atribuídos à Formação de Grudja ocorre em uma faixa estreita, de direção NE-SW. A Formação de Grudja consiste em estratos progressivamente marinhos, compreendendo os calcáriosossilíferos e glauconíticos, de cor amarelo-esverdeado, com raras intercalações de calcário.

Eoceno-Oligoceno - Sequência 4

Na parte leste e offshore da Bacia Moçambique, a sedimentação continuou sem interrupções. Na parte oeste, esta fase de desenvolvimento da bacia iniciou-se com o hiato e inconformidade Paleoceno a Eoceno Inferior e terminou com a inconformidade e hiato.

A unidade repousa discordantemente sobre a Formação de Mapai e é coberta por lamas quaternárias de planície de inundação. A unidade compreende uma parte basal, composta por um arenito micáceo, argilítico, de cor vermelha intensa a creme e de granularidade fina a média, com pequenos fósseis de gastrópodes e lamelibrânquios. A parte superior da unidade possui granularidade grossa, incluindo alguns seixos angulares de quartzo de veio. O teor de mica é mais baixo que na parte de basal da sequência. Em certos lugares, a sucessão começa com um conglomerado grosseiro, com seixos e matacões de granito, gneisse, quartzito do embasamento e basalto do Karoo, cimentado por uma matriz arenosa ou, localmente, por uma matriz mista de areia-carbonato. O conteúdo fossilífero e fácies sedimentares indicam deposição em um ambiente litoral, de mar aberto, com possíveis intercalações deltaicas. Entre 18° S e 20°30' S, as rochas da Formação de Cheringoma são expostas ao longo de uma faixa de direção NE-SW, interrompida pelo Graben Miocénico de Urema, ao longo do flanco Oeste do Horst Inhaminga e Oeste do Graben de Urema no flanco leste do Rio Búzi e ao longo dos flancos do planalto de Cheringoma, onde alcançam 70m de espessura. Os afloramentos meridionais repousam diretamente sobre arenito e conglomerados da Formação de Sena.

Mioceno-Plioceno - Sequência 5

Esta sequência compreende somente litologias da Formação de Mazamba, que compreende uma sequência areno-conglomerática continental, composta por depósitos detríticos de material não-selecionado, areno-argiloso ou conglomerático. Os seixos são compostos predominantemente por quartzo, com proporções menores de grés sacaróide e carbonato. A matriz dos conglomerados de textura matriz-suportada é argilosa. Na parte norte da Baixa do Zambeze e em outros lugares, as fácies deposicionais começam a ser tipicamente litorais e são constituídas por arenitos arcósicos e conglomeráticos de Chicolane.

Quaternário - Sequência 6

Os depósitos quaternários podem ser subdivididos em depósitos pleistocénicos, como dunas internas, arenitos costeiros, terraços fluviais e calcários lacustres, e depósitos holocénicos, como depósitos de planície de inundação de composição areno-argilosa ou lamosa, dunas costeiras, areias de praia e depósitos aluviais. Processos exógenos, notavelmente as significativas flutuações do nível do

mar devido à alternância de episódios glaciais e interglaciais, foram os principais controladores das suas composições.

2.3. Estratigrafia da Bacia de Moçambique

A Bacia de Moçambique possui várias formações geológicas. Da base para o topo da sequência encontram-se as seguintes formações (Fig. 6):

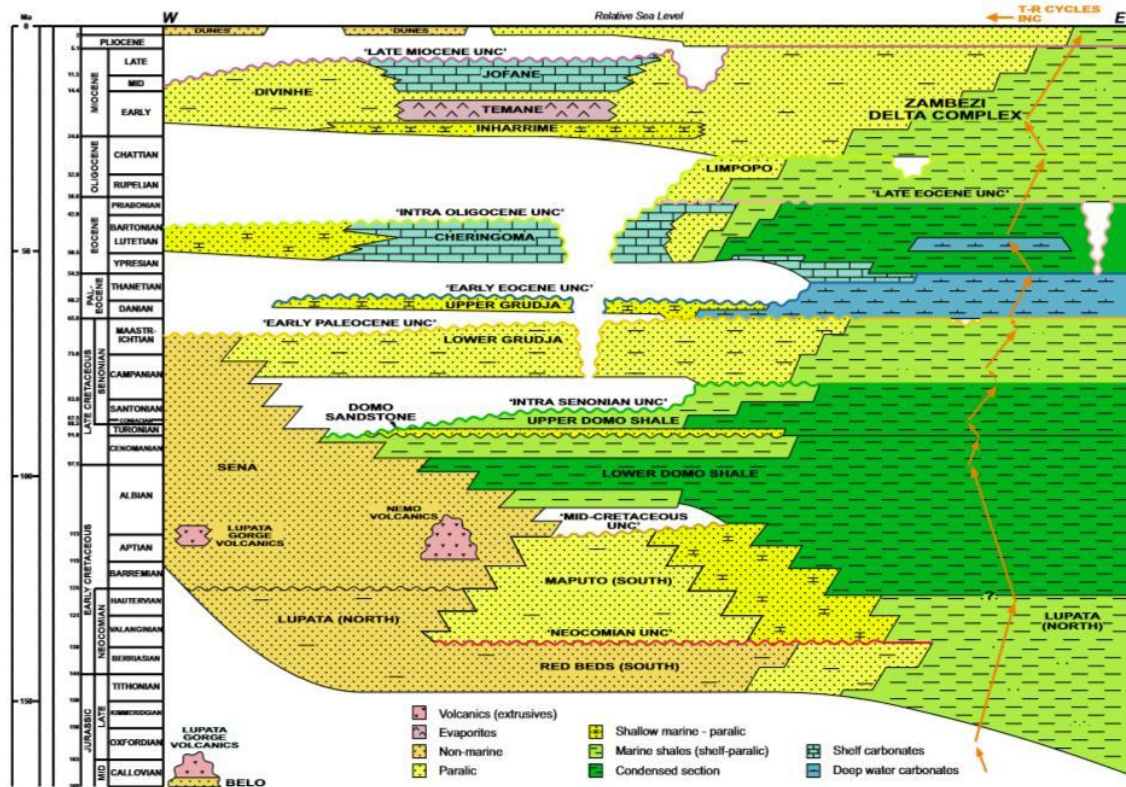


Fig.6: Estratigrafia generalizada da Bacia de Moçambique, (ECL, 2000).

Formação das Camadas Vermelhas: supõe-se que seja do Jurássico Superior e Cretácico Inferior onde, na base da secção sedimentar do pós-Karoo se encontram sedimentos continentais e camadas vermelhas com uma espessura de mais de 900m na parte sul da bacia, que são conhecidas como a Formação das "**Camadas Vermelhas**". A Formação das Camadas Vermelhas é distribuída nos grabens da Palmeira e de Chidenguele e é desenvolvida na zona axial no sistema graben de Changane para oeste. Correspondendo a estes depósitos na parte noroeste da bacia, ocorrem os arenitos continentais do Grupo da Lupata (Salman & Abdula 1995).

O Grupo da Lupata: vulcano-sedimentar, contém carbonatitos e rochas ígneas da Província Alcalina de Chilwa, ocorrendo no Sul de Malawi e as regiões adjacentes

de Moçambique, um grupo de intrusões ígneas predominantemente alcalinas do Jurássico Superior a Cretácico Inferior. O Grupo da Lupata está representado pela Formação (arenito conglomerático) de Monte Mazambulo. Esta unidade é localmente conhecida como Formação do Rio M'Fidze e está exposta ao longo de um polígono de direcção NNW-SSE com cerca de 20km de comprimento, consistindo de arenito cor-de-rosa a esbranquiçado e arenito tufácio, com granularidade variável, mostrando similaridades com os arenitos de Sena (GTK Consortium, 2006a).

Formação Maputo: sequência de grés glauconíticos com camadas e nódulos calcários, indicando condições de deposição costeira á de mar aberto, ambiente que é condicionado pelo desenvolvimento de duas estruturas de rifte profundas, grosso modo paralelas e alinhadas N-S, ou seja, o Graben de Mazenga (a Este) e o Graben de Funhalouro (a Oeste) (GTK Consortium, 2006a).

Formação Sena: é caracterizada por arenito arcósico, de granulometria média a grosseira, seixos e conglomerados. Os seixos são compostos de granito, gnaisse, quartzito e, às vezes, riolitos e lavas alcalinas derivadas do embasamento cristalino, do Karoo vulcânico e do Grupo da Lupata.

A parte inferior desta unidade compreende camadas de calcários impuros com restos de fósseis de fauna e pedras calcárias de barro com fragmentos de escamas de peixe, artrópodes e fósseis de flora. Cores acastanhadas dominam assim como tons vermelhos e amarelo e cinza. A deposição acredita-se ter ocorrido uma inundação na planície aluvial seguida por deposição num ambiente lacustre (Lucas & Afonso, 1965).

A Formação Sena reflecte as fácies continentais da subsidência da bacia na margem interior da planície costeira e está presente ao longo de vastas áreas nas regiões centro-oeste e norte da Bacia de Moçambique. Esta formação foi depositada durante a grande e prolongada transgressão senoniana e é caracterizada pela ocorrência de arenitos arcósicos de grão médio a grosseiro, localmente com calhaus e conglomerados arenosos maciços, alternando com intervalos de siltitos (GTK Consortium, 2006a).

Formação Domo de Xisto Inferior: amplamente distribuído no *offshore* da Bacia de Moçambique e são dominados por argilitos marinhos (até 1500m de espessura), com bandas ocasionais de arenitos arcósicos (ECL, 2000). Esta formação do Cenomaniano assenta discordantemente nos sedimentos da Formação Sena onde ocorrem argilitos escuros com lentículas de arenitos arcósicos. Uma sucessão fina de rochas argilosas, com a presença de fauna marinha é uma clara indicação de sua

origem marinha. A espessura da formação dentro de campo de Pande é de 120m (Salman & Abdula, 1995).

Formação Domo de Xisto Superior: sequência de argilas densas com 600-650m de espessura aumentando na parte central da bacia para 1225m a Norte (Salman & Abdula, 1995). Estes depósitos são também conhecidos na parte central da bacia onde estes estão em arenitos continentais e se tornam parte da sequência da Formação Sena para o noroeste (Salman & Abdula, 1995).

Formação Domo de Areia: trata-se de sedimentos de idade Albaniano-Cenoniano (Cretácico Inferior). A Formação Domo de Areia está representada por arenitos quartzosos com intercalações de argilitos escuros que recobrem os sedimentos da Formação Domo de Xisto Inferior. A formação tem uma espessura de 95m na área de Pande-Temane (Salman & Abdula, 1995).

Formação Grudja: consiste de estratos marinhos, iniciando com uma camada basal com *Alectryonia ungulata*, que é usada como um horizonte marcante separando a Formação de Grudja da Formação de Sena, em conjunto com uma descontinuidade e hiatus intra-senonianos. A Formação do Grudja é caracterizada pela ocorrência de calcarenitos ou calcarenitos glauconíticos, siltitos e margas, intercaladas com calcários em menor proporção. Local e esporadicamente, observam-se variedades conglomeráticas com macrofauna marinha, atingindo arenitos glauconíticos marcadamente enriquecidos em fósseis. Baseada numa descontinuidade e hiatus do Paleoceno Inferior, a Formação de Grudja pode ser dividida em duas partes, sendo uma inferior e outra superior (GTK Consortium, 2006b).

A Formação de Grudja é composta por arenito glauconítico, com lamito calcário e arenito calcário subordinados e de cor amarelo-esverdeados, contendo fósseis de Lopho (*Alectryonia ungulata*) na base, seguido por calcários maciços e fossilífero, com até 200m de espessura. A idade Turoniana-Campaniana (Cretácica Superior) é aceita para a parte inferior desta unidade (Formação de Grudja Inferior). A parte superior da sequência (Formação de Grudja Superior) é atribuída à idade Maastrichiano-Paleoceno

Formação Gudja Inferior: generalizada nas regiões central e sul da Bacia de Moçambique. No norte da bacia, os sedimentos da Formação do Gudja Inferior são desenvolvidos ao longo do flanco ocidental da Depressão do Delta do Zambeze. Eles ocorrem como uma camada de argila com bancadas glauconítico-quartzosas e arenitos. A espessura dos arenitos intercalados varia de 50m a alguns metros, como

resultado de um deslocamento da argila. A espessura total da sequência na parte central da bacia chega a cerca de 1200m, mas diminui em direção à periferia. Os sedimentos de areia desaparecem gradualmente a partir da secção e os depósitos síncronos ocorrem como uma camada uniforme de xistos do Cretácico Superior (Salman et al., s/d).

Durante a deposição dos clastos marinhos de baixa profundidade da Formação do Grudja Inferior na parte ocidental da Bacia de Moçambique, foram depositados carbonatos de águas profundas quer no oceano quer na parte oriental da bacia. Durante a elevação verificada no Eoceno Inferior, a Formação do Grudja Inferior foi erodida em alguns locais.

Formação Grudja Superior: sequência de areias glauconíticas, argilas e margas com bandas de calcários. A espessura total da formação é de cerca de 300-400m. Os sedimentos são da Idade precoce do Paleoceno-Eoceno. A Formação do Grudja Superior representa a sequência basal das transgressões marinhas do Terciário (Salman et al.,s/d).

Formação Cheringoma: forma uma faixa contínua ao longo do limite nordeste da depressão Zângue-Urema, cobrindo áreas extensas a N do Rio Búzi. Esta unidade, separada por um hiatus do Paleoceno-Eoceno dos depósitos cretácicos subjacentes, é composta por calcários glauconíticos e dolomíticos, com calcarenitos no topo. As fácies deposicionais desta formação, rica em fósseis, correspondem a fácies marinhos rasos de alta energia na zona fótica, incluindo águas marinhas oxigenadas e tropicais. A idade Eoceno Médio a Superior é geralmente aceite para a Formação de Cheringoma.

A Formação de Cheringoma compreende também calcários oolíticos e brancos, enriquecidos em Numulites, com uma parte basal glauconítica e pobre em fósseis. As fácies desta formação medem 50m de espessura e representam um ambiente aberto infra-litoral, com águas claras, livres de finas partículas clásticas e de clima quente. Na parte leste da Bacia de Moçambique, a Formação de Cheringoma do Eoceno/Oligoceno foi depositada sem interrupção sobre o Paleoceno.

Complexo deltaico do Zambeze: é o maior complexo deltaico do Cenozóico ao longo da costa do Leste africano. Paleodeltas dos Rios Púnguè e Búzi também estão nesta região. Sendo do Oligoceno, este complexo apresenta sedimentos recentes com uma espessura total de 4000m. A secção compreende uma intercalação de conglomerados, arenitos e xistos, com as camadas e inúmeras interfácies de hiatos e antigos canhões de erosão. Durante o Oligoceno, Neogeno e Quarternário, grande

parte da secção foi preenchida com sedimentos terrígenos e a taxa de deposição foi maior que a subsidência, como resultado do plano deltaico prográdante em direção ao leste (Salman et al., s/d).

Formação Inharrime: compreende uma sequência de dolomitos vermelhos, argilas vermelhas, e arenitos com bandas individuais de anidrite. A espessura desta formação é de 100-350m, cujos sedimentos foram depositados num ambiente lagunar restrito (Salman et al., s/d).

Formação Temane: consiste em anidrites intercaladas em rochas sedimentares com argilas e arenitos vermelhos que foram formados na parte central de uma lagoa salobra. As anidrites de Temane ocupam a parte central da bacia e são similares em idade às camadas de Inharrime. A espessura da formação é de 110m (Salman et al., s/d).

Formação Jofane: ocorre principalmente como um carbonato de fácies de calcários marinhos, calcarenitos e calcários arenosos. Estes são distribuídos praticamente em todos os lugares dentro da planície costeira e atinge uma espessura até 400m (Salman et al., s/d).

2.4. O Furo NEMO-1X

2.4.1. Localização

O furo de sondagem NEMO-1X em estudo localiza-se no *offshore* ao largo da costa do Centro de Moçambique, concretamente na província de Sofala, na Bacia de Moçambique, tal como ilustra a figura 7:

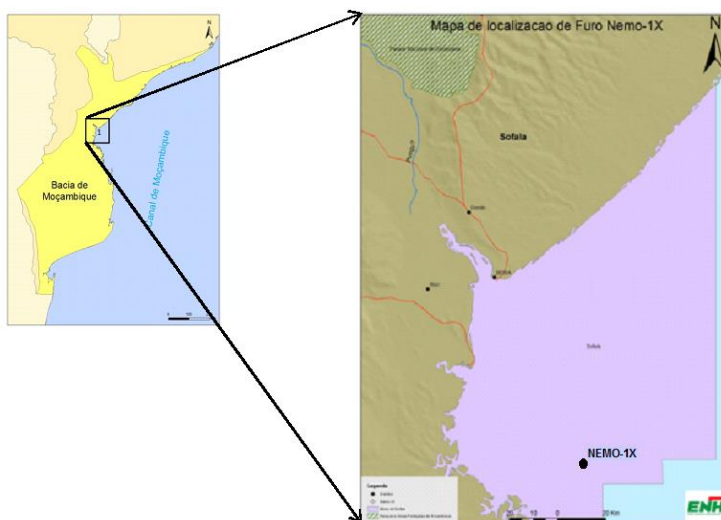


Fig.7. Localização geográfica do furo NEMO-1X, (informação fornecida pela ENH)

2.4.2. Breve Historial sobre o Furo em Estudo (NEMO-1X)

O NEMO-1X é o nome do poço ou furo atribuído pela empresa GULF OIL Co realizado na Bacia de Moçambique. A perfuração foi iniciada a 18 de Dezembro de 1969 e terminada a 17 de Março de 1970, com o propósito de prospear petróleo e gás. Este furo foi abandonado pela empresa e não foram fornecidas informações credíveis sob o ponto de vista das quantidades existentes de recursos energéticos.

Desde essa data o Governo Moçambicano, representado pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), entidade responsável pela prospeção e pesquisa de hidrocarbonetos em Moçambique, assim como a gestão de projetos desenvolvidos ou a desenvolver pelas empresas multinacionais para a exploração dos hidrocarbonetos (petróleo e gás), tem-se mostrado preocupado sobre as verdadeiras informações relativas a este furo.

Pese embora passem-se quatro décadas desde a execução do furo, a vontade e curiosidade da empresa para obtenção de informações sobre o NEMO-1X prevalecem uma vez que que a empresa operadora GULF OIL Co. não apresentou o relatório final da pesquisa.

Considerando o exposto, pode-se dizer que os resultados obtidos nesta dissertação serão importantes para a formação e obtenção do grau de Mestre em Geologia por parte do autor e, por outro, fornecerá informações importantes que poderão ajudar a empresa a desenvolver ações com vista a contribuir para o crescimento económico do país.

2.4.3. Geologia e Estratigrafia

O poço NEMO-1X, foi localizado no flanco de uma grande elevação tendo intercetado formações sedimentares e uma sequência de aglomerados e tufos do Cenozóico e Cretácico Superior, (Salman et al., s/d).

A sequência de rochas vulcânicas do Cretácico ocorre na base. A interpretação de dados geofísicos feita pela empresa ENH, sugere que esta sequência representa fácies de cone vulcânico, depositados na forma de mantos de lava. Os horizontes permeáveis estão localizados nas Formações de Grudja e de Domo de Areia na brecha basal da sequência sedimentar. Durante os testes, a Formação Domo de Areia rendeu uma taxa de fluxo de gás de 25 mil m³/dia. (ECL, 2000). Esta zona também produziu água e pequenas quantidades

de óleo leve. O furo NEMO-1X foi encerrado a uma profundidade de 4127m (Salman et al., s/d).

O furo de sondagem Nemo-1X (Fig. 8) atravessou, do topo para a base, as formações de Complexo Deltaico, Cheringoma, Grudja Superior, Grudja Inferior, Domo de Xisto Superior, Domo de Areia, Domo de Xisto Inferior, Sena e Aglomerado Vulcânico.

a) **Complexo Deltaico** apresenta sedimentos do Mioceno numa espessura de 967m, contendo conglomerados, areias, calcários, arenitos, argilitos e sedimentos marinhos parálicos (Salman & Abdula, 1995).

b) **Formações Cheringoma e Grudja Superior** (Eoceno e Paleoceno, respetivamente) apresentam uma espessura de 183m ocorrendo entre os 1180m a os 1363m de profundidade. Ambas as formações são constituídas por margas intercaladas de areias glauconíticas e calcários (ECL, 2000).

c) Os sedimentos do Senoniano/Turoniano das **Formações Grudja Inferior** e de **Domo de Xisto Superior** ocorrem entre 1363m-2238m e 2238m-2935m de profundidade, respetivamente. Nestas, a espessura da Formação do Grudja Inferior é de 875m e a do Domo de Xisto Superior de 697m. A Formação do Grudja Inferior apresenta calcoarenito, xisto marinho e alguma intercalação de arenito ao passo que a do Domo de Xisto Superior apresenta arenitos continentais, argilas e cinzas escuras resultantes da atividade vulcânica.

d) Por sua vez, o Cenomaniano está representado pelas **Formações Domo de Areia e Domo de Xisto Inferior** ocorrendo entre os 3067m e 3578m de profundidade. Com 132m de espessura, a **Formação Domo de Areia** ocorre no topo da Formação de Domo de Xisto Inferior, sendo constituída essencialmente por arenitos quartzosos e argilitos escuros. Por sua vez, a **Formação Domo de Xisto Inferior**, com 511m de espessura, é constituída por argilitos marinhos e bandas de arenitos.

e) Na base da Formação Domo de Xisto Inferior ocorre a **Formação Sena** do Cenomaniano/Neocomiano com 119m de espessura e ocorrendo de 3578m a 3697m de profundidade. Neste furo esta formação atravessa arenitos arcósicos, seixos e conglomerados.

f) A base do furo é constituída pela Formação **Aglomerado Vulcânico** (Neocomiano?) com uma espessura de mais que 426m, apresentando cinzas e sedimentos resultantes da atividade vulcânica e rochas vulcânicas.

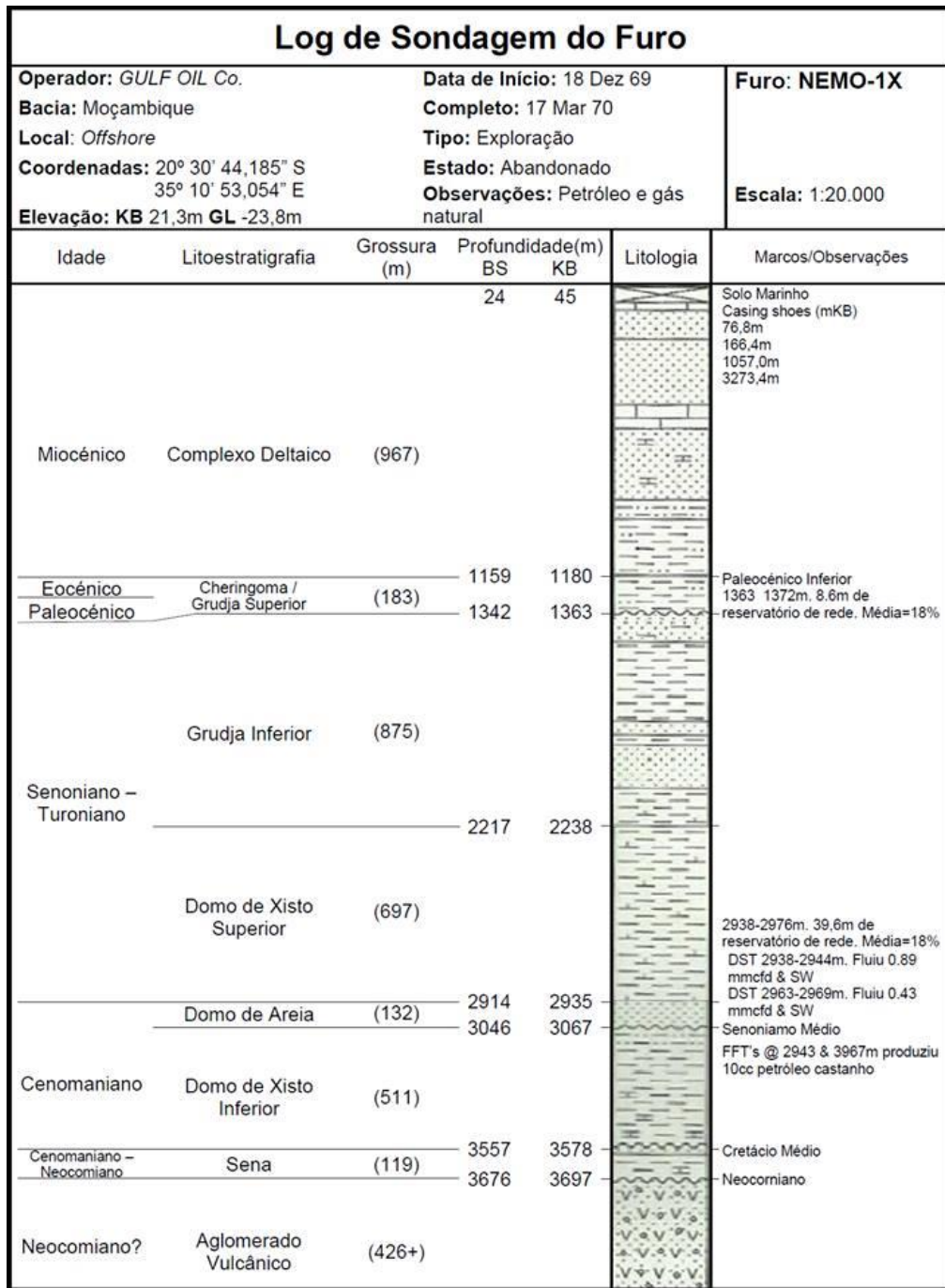


Fig.8. Log de sondagem do Furo Nemo-1X (cedido pela ENH).

CAPÍTULO III- MATERIAIS E METODOLOGIAS

3.1. Amostragem

Durante o estágio efetuado na Empresa ENH em Setembro de 2013, foram colhidas 122 amostras na sondagem Nemo 1X, arquivada na Litoteca da empresa sediada na vila Municipal de Vilanculos, Moçambique. Todas as amostras colhidas, em *cuttings*, encontravam-se secas e não lavadas.

As figuras 9a), 9b) e 9c) mostram a Litoteca da ENH e o estado de conservação das amostras.



Figs. 9a), b) e c). Imagens da Litoteca da ENH e do estado de conservação das amostras.

As 122 amostras colhidas encontram-se distribuídas nos seguintes intervalos (em pés e a sua equivalência em metros): 7273,60' (2217m) a 9560,37' (2914m); 9560,37' (2914m) a 9993,44' (3046m); 9993,44' (3046m) a 11669,94' (3557m); 11669,94' (3557m) a 12060,00' (3676m). Esta amostragem foi realizada em nove formações, nomeadamente (do topo para a base), Complexo deltaico, Formação de

Cheringoma, Formação Grudja Superior, Formação Grudja Inferior, Formação Domo de Xisto Superior, Formação Domo de Areia, Formação Domo de Xisto Inferior, Formação Sena e Formação de Aglomerados Vulcânicos.

Para o desenvolvimento deste trabalho foram, posteriormente, selecionadas 33 amostras. A seleção destas foi feita de forma a obter-se a maior representatividade possível das formações com indicação de ocorrências de hidrocarbonetos (gás e/ou petróleo), através dos trabalhos e/ou análises desenvolvidos anteriormente. Na figura 10 representa-se a parte do log da sondagem Nemo 1X com litoestratigrafia das formações e das amostras selecionadas para este estudo.

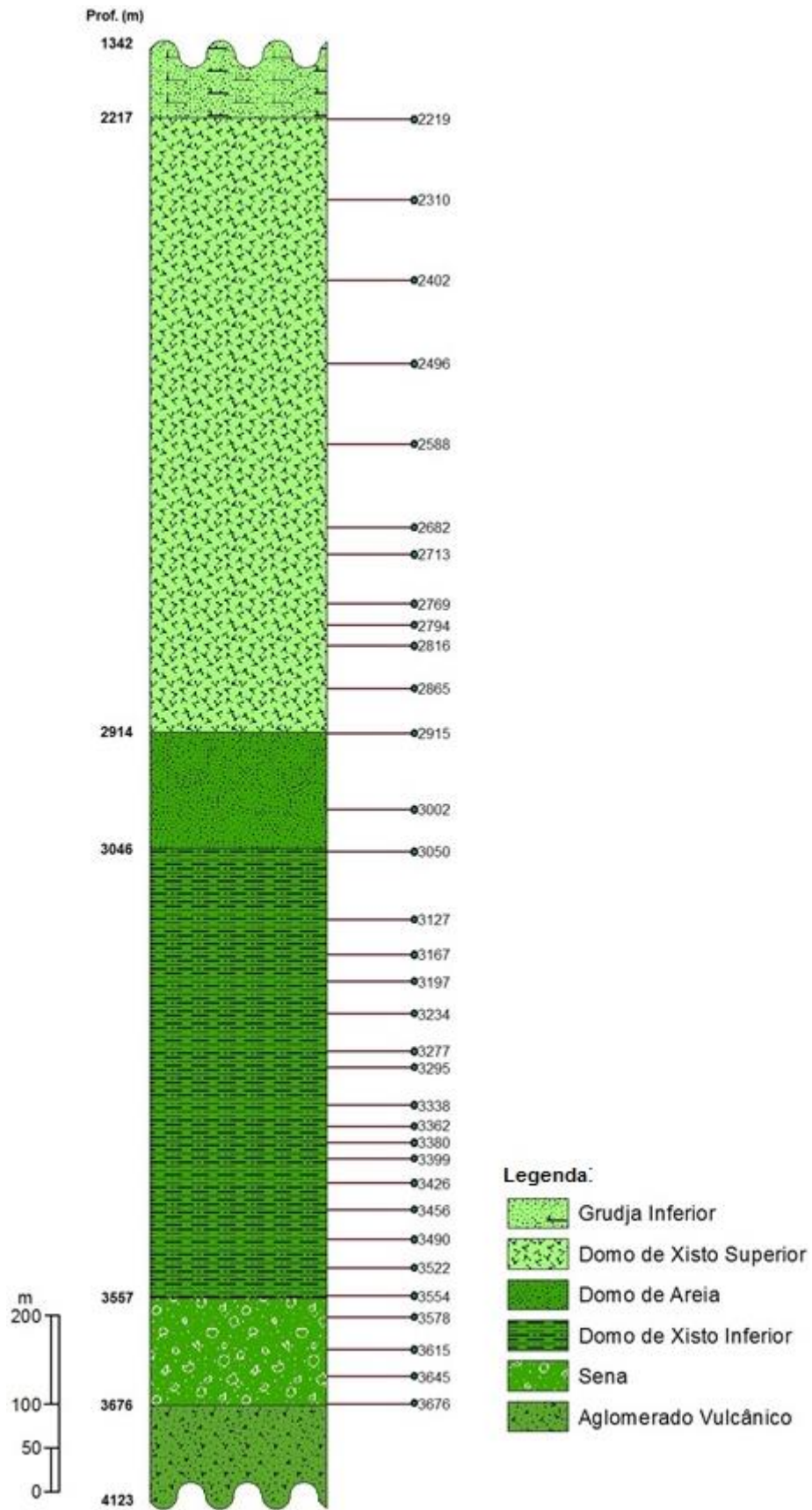
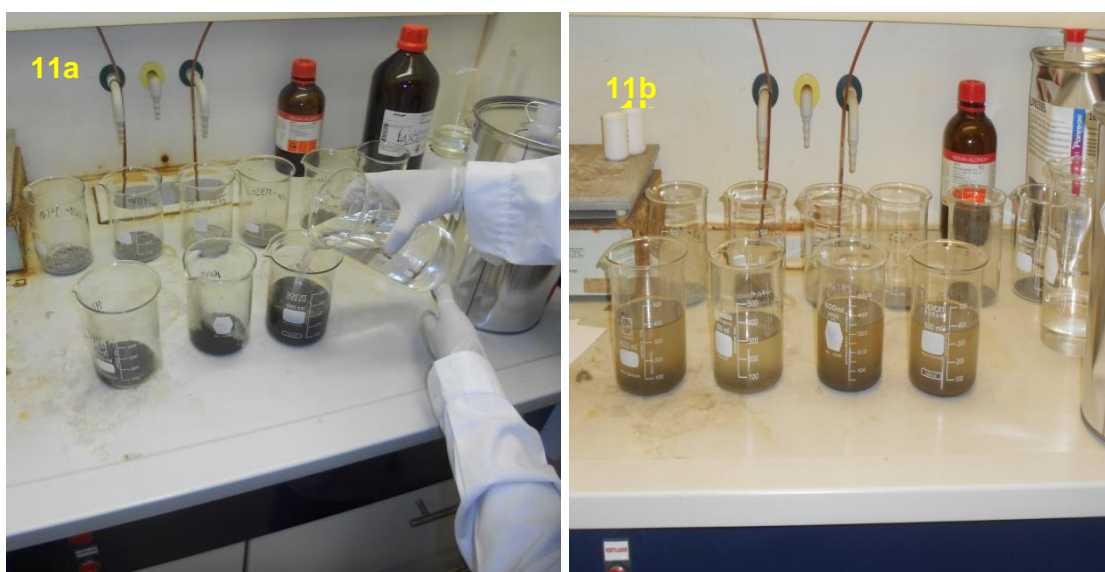


Fig. 10. Excerto do log da sondagem Nemo 1 com a representação da litoestratigrafia das formações e localização das amostras estudadas.

3.2. Lavagem das amostras

Para o estudo das amostras através de técnicas de Petrologia e Geoquímica Orgânicas, foi necessário proceder à lavagem das amostras. Assim, a preparação das amostras secas e não lavadas incluiu a sua lavagem com diclorometano e, posteriormente, secadas na estufa. Durante este complexo e longo processo, as amostras devem ser bem lavadas até o diclorometano apresentar-se com a cor de água limpa, o que leva ao consumo elevado deste produto químico, principalmente quando as amostras se apresentem menos limpas. Após este procedimento, as amostras foram colocadas numa estufa à temperatura de 40°C de um dia para outro. Nas figuras 11a e 11b mostra-se o procedimento de lavagem das amostras.



Figs. 11a e 11b. Demonstração do procedimento metodológico efetuado para lavagem das amostras no Laboratório de Química Orgânica e Inorgânica (DGAOT-FCUP).

Terminado o processo de lavagem e secagem das amostras, estas foram colocadas em sacos plásticos próprios devidamente identificados, através dos intervalos de profundidades das amostras, tal como mostra a figura 12.



Figura 12. Acondicionamento das amostras lavadas e secas e respectiva identificação

3.3. Análise petrográfica

Para a caracterização petrográfica, foram preparados blocos com uma superfície polida para observações ao microscópio óptico, seguindo as especificações indicadas na Norma ASTM D2797 (2011). Basicamente, este processo consiste em colocar cada amostra (≈ 5g) em moldes de plásticos (Figura 13), à qual se adiciona uma mistura de resina e endurecedor (figura 14).



Fig.13. Colocação das amostras em moldes de plástico devidamente identificados para preparação das superfícies polidas.



Figs. 14a) Resina e endurecedor; 14b) Amostras já preparadas em fase secagem da resina.

Posto isto, as amostras são retiradas dos moldes devidamente identificadas mediante o intervalo em profundidade e, seguidamente, polidas. Considerando que

cada amostra corresponde a um dado intervalo de profundidade, em cada bloco polido foi marcado o valor correspondente ao topo do intervalo.

O processo de preparação de uma superfície polida inclui as operações de pré-polimento e polimento. O pré-polimento, destinado a preparar a superfície para o polimento final, efectua-se sobre lixas (papeis de carboneto de silício), utilizando-se sucessivamente as lixas de 220, 500, 1000 e 4000. Para o polimento final, para obter uma superfície polida isenta de riscos e de relevo, utilizaram-se dois panos: TexMet e MasterTex com alumina e sílica coloidal, respetivamente. A figura 15 mostra as amostras devidamente registadas e polidas.



Fig. 15. Blocos polidos devidamente registados e identificados.

Antes da observação das amostras ao microscópio, estas devem ser colocadas num exsicador com sílica gel, para eliminação da humidade residual (figura 16). Os blocos polidos devem ficar no exsicador durante pelo menos 15h antes de se colocar óleo.



Fig.16. Amostras armazenadas em exsicadores.

Todos os trabalhos de preparação das amostras referidos acima foram efetuados no Laboratório de Química Orgânica e Inorgânica do Departamento de

Geociências, Ambiente e Ordenamento do Território da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto.

Para a caracterização qualitativa da matéria orgânica e a determinação da reflectância da vitrinite foi utilizado um microscópio ótico de reflexão LEICA DM 4000M, equipado com um sistema Hilgers FOSSIL MOT, em observação a óleo, e em luz branca e luz azul (fluorescência).

A identificação e caracterização da matéria orgânica foram feitas com base na classificação internacionalmente aceite pelo ICCP - International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP 1998, 2001, veja-se também Tabela 2). A determinação da reflectância da vitrinite, que permite avaliar o grau de maturação da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1984), foi efetuada com base nos procedimentos descritos na norma ASTM D7708 (2011). Afigura 17 ilustra a observação da MO em microscopia ótica de luz refletida e luz branca.



Fig.17. Observações da MO em microscopia ótica de luz refletida e luz branca

As análises petrográficas foram realizadas no laboratório de Petrografia Orgânica do DGAOT/FCUP.

3.4. Análise de geoquímica orgânica

As análises de geoquímica orgânica por si só não nos dão informações completas, por isso os resultados devem ser cruzados com a análise petrográfica (Mendonça Filho et al., 2010). Neste trabalho foram determinados os teores em carbono orgânico total (COT), enxofre total (St) e resíduo insolúvel (RI). Com vista a avaliar a quantidade de matéria orgânica presente nas amostras bem como determinar a percentagem de carbonatos foram usados os valores de COT e RI, respetivamente.

O carbono orgânico total inclui tanto a matéria orgânica insolúvel (cerogénio), bem como a matéria orgânica solúvel (betume) (Tissot & Welte, 1984). Por sua vez o enxofre total (St) dá indicações das condições físico-químicas (oxidação redução) do meio.

Para o presente trabalho, a caracterização geoquímica foi efetuada através da determinação do Teor em Carbono Orgânico Total (COT), enxofre total (St) e resíduo insolúvel (RI) nas 33 amostras estudadas.

A determinação do COT e do St segue a metodologia a seguir indicada. As amostras foram peneiradas usando um peneiro de abertura de malha de 80 mesh. De seguida retirou-se e pesou-se, numa balança de precisão, cerca de 1g da fração fina, para submeter à análise de Carbono Orgânico Total (COT). Armazenou-se o material restante num saco devidamente etiquetado.

A amostra foi então sujeita a tratamento químico para eliminação dos carbonatos (descarbonatação), de acordo com a seguinte metodologia:

- 1- Pesou-se cerca de 0,26g da amostra, previamente pulverizada, num cadinho de porcelana filtrante (de massa conhecida). Após a pesagem, as amostras foram acidificadas com HCl 1:1 a frio. O ataque ácido atuou durante 24 horas, para a eliminação dos carbonatos presentes;

- 2- As amostras foram então lavadas com água destilada quente, durante uma hora, para eliminar os cloretos. Depois lavou-se com água destilada à temperatura ambiente até o pH ficar próximo de 6 e, no final, escoou-se o excesso de água;

- 3- Colocaram-se as amostras numa estufa, a 65°C, durante aproximadamente 3 horas, para secagem. Depois de arrefecer, pesaram-se os cadinhos novamente;

- 4- A amostra foi então sujeita à combustão num LECO SC144, tendo sido introduzido no aparelho a sua massa inicial, ou seja, a massa da amostra antes da acidificação. Este equipamento é uma mufla que atinge temperaturas de 1350°C com circulação de oxigénio, levando à combustão completa da amostra. O equipamento regista as concentrações em gases CO₂ e SO₂, sendo o resultado expresso em percentagem de massa.

O RI corresponde à fração da amostra que não é eliminada através do tratamento com ácido, assumindo que a fração carbonatada foi toda eliminada. O RI é calculado através da seguinte equação:

$$RI = (DM/TM) * 100$$

Onde DM é a massa após do tratamento químico e TM a massa inicial da amostra antes do tratamento químico. O resultado é expresso em percentagem de massa.

Assume-se assim uma relação entre a percentagem de RI de cada amostra e a percentagem de carbonatos (CaCO_3), dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Carbonatos (\%)} = 100 - RI$$

CAPÍTULO IV – APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados do estudo petrográfico e geoquímico das amostras selecionadas para o presente trabalho, nomeadamente os aspetos observados em microscopia em luz branca refletida e em luz azul incidente (fluorescência) das amostras estudadas, quer da fração orgânica quer da fração inorgânica. O estudo petrográfico permite identificar o tipo de cerógeno presente nas amostras assim como avaliar a maturação da MO através da reflectância da vitrinite. Por sua vez, teor em carbono orgânico total permite avaliar o teor em matéria orgânica das amostras estudadas.

4.1. Caracterização petrográfica da matéria orgânica

Tal como anteriormente mencionado, os macerais são os equivalentes aos minerais das rochas, ou seja, são os constituintes orgânicos particulados das rochas sedimentares orgânicas. São microscopicamente diferenciados com base em aspetos morfológicos como a sua reflectância, forma, estrutura e fluorescência (Taylor et al., 1998, Suarez et al., 2012). Neste trabalho, a nomenclatura e classificação usada no estudo da MOD identificada é a do ICCP-TSOP indicada na tabela 1.

No presente trabalho, os resultados da caracterização petrográfica das amostras estudadas vão ser apresentados por formação. Como referido anteriormente, as quatro formações estudadas são as seguintes do topo para a base: Formação Domo de Xisto Superior (11 amostras); Formação Domo de Areia (2 amostras); Formação Domo de Xisto Inferior (16 amostras); e, Formação Sena (4 amostras).

a) Formação Domo de Xisto Superior

Na Formação Domo de Xisto Superior foram estudadas 11 amostras cujos aspetos petrográficos mais relevantes se encontram resumidos na tabela 3 e na figura 18. Assim, pode dizer-se que em todas as amostras foi identificada a fração orgânica constituída essencialmente por partículas de vitrinite (Figs. 18A-C) com uma dimensão entre 2 e 50µm, apresentando uma forma irregular sem estrutura vegetal visível.

Nas cinco amostras do topo da sequência, a fração orgânica é escassa e constituída por partículas de pequena dimensão a média.

Fig. 18. Aspetos petrográficos da Formação Domo de Xisto Superior

18A (7880) 18B (7880) e 18C (8800): MO (partículas de vitrinite)

18D (9165) e 18E (8800): MO (Inertinite)

18F (7880): Aspetos da pirite framboidal singenética

18G (7580) e 18H (7580): Matéria mineral (óxidos de Fe)

Observações em microscopia ótica de luz refletida e luz branca

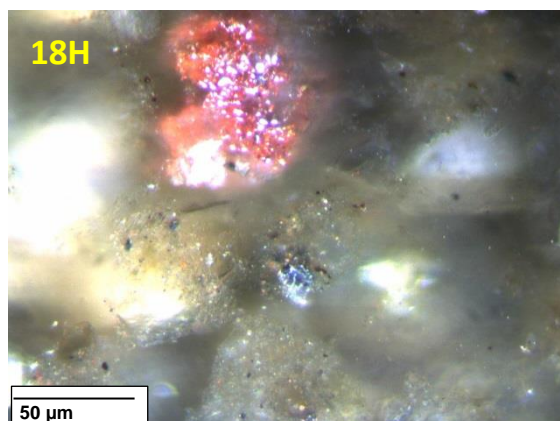
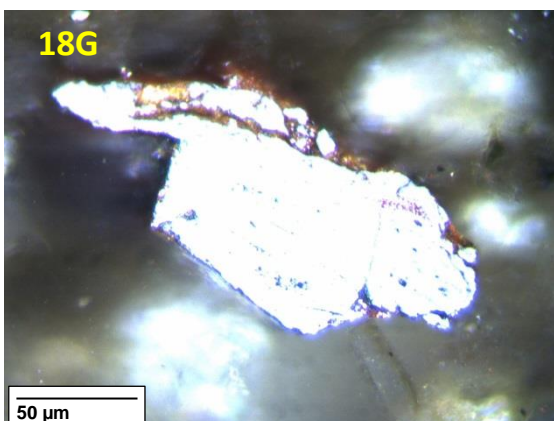
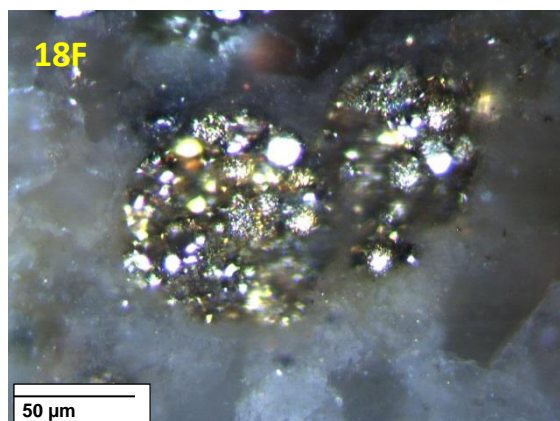
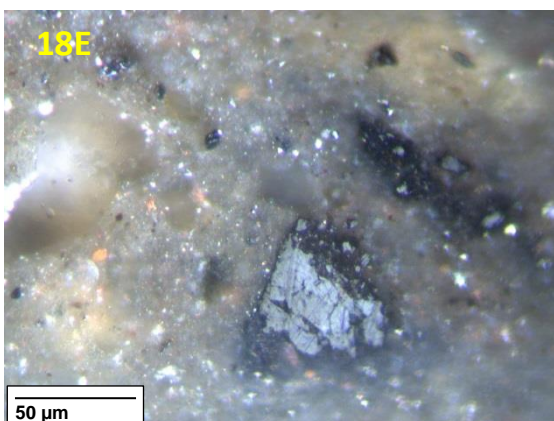
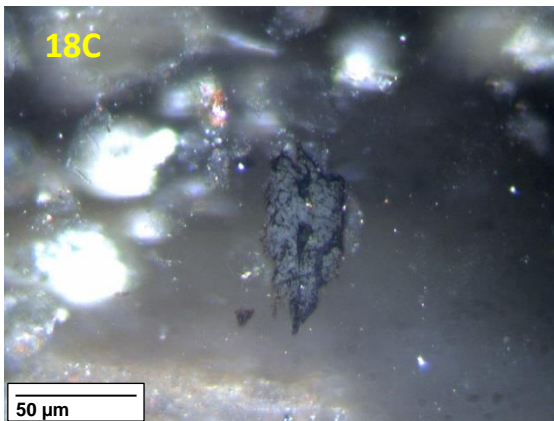
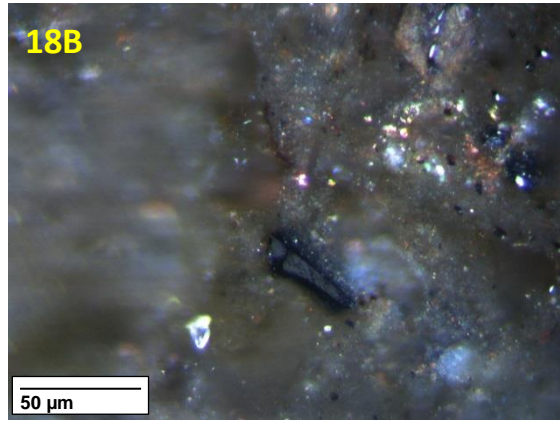
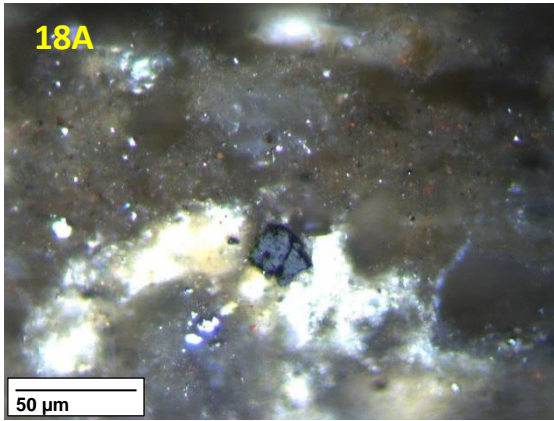


Tabela 3. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo Xisto Superior.

Nº Amostra (pés/m)	Observações
7280/ 2219	Pouca MO (partículas de vitrinite e inertinite), óxidos de Fe e pirite framboidal
7580/ 2310	Pouca MO (pequenas partículas de vitrinite e inertinite), pirite
7880/ 2402	Pouca MO (partículas pequenas e médias de vitrinite e inertinite), óxidos de Fe, pirite framboidal e muita matéria mineral.
8190/ 2496	Pouca MO (vitrinite e inertinite), óxidos de Fe, pirite, estrutura com pequenas e médias partículas de MO.
8490/2588	Pouca MO (partículas pequenas de vitrinite e outras oxidadas, inertinite), pirite e óxido de Fe.
8800/2682	Muita MO (partículas com tamanhos médios e maiores de vitrinite), pirite e óxidos de Fe.
8900/2713	Muita MO (partículas com tamanhos médios e maiores de vitrinite e inertinite) óxidos de Fe e pirite framboidal.
9085/2769	Muita MO (com partículas pequenas e médias de vitrinite e poucas de inertinite), óxidos de Fe e pirite.
9165/2794	Muita MO (tamanhos pequenos e médios de vitrinite, poucas partículas de inertinite), óxidos de Fe e pirite.
9240/2816	Poucas quantidades de partículas de MO (vitrinite e inertinite) e pirite framboidal.
9400/2865	Muita MO (partículas médias de vitrinite e poucas de inertinite), óxidos de Fe e pirite.

Nas restantes amostras desta formação a quantidade de partículas de matéria orgânica é superior, há exceção da amostra 9240/2816, tendo sido identificada a vitrinite em partículas de tamanhos pequenos e médios mas com dimensão inferior a 50µm e algumas partículas de inertinite (Figs. 18D-E).

Todas as amostras estudadas apresentam um teor elevado de matéria mineral de composição siliciclástica e ainda a ocorrência de pirite framboidal (Fig.18F), que nalgumas vezes aparece incluída na matéria orgânica, e óxidos de Fe (Figs. 18G e 18H).

b) Formação Domo de Areia

Nesta formação foram estudadas duas amostras (N1-9565pés/2915m e 9850pés/3002m) estando resumidos na tabela 4 e na figura 19 os aspetos petrográficos mais relevantes. Nestas duas amostras foi identificada uma fração orgânica constituída sobretudo por partículas de vitrinite (Figs.19A-D), apresentando uma forma irregular, nalguns casos com estrutura vegetal visível (Fig.19A) e dimensões entre 2-40µm.

Tabela 4. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo de Areia.

Nº Amostra (pés/m)	Observações
9565/2915m	Muita MO (partículas de vitrinite e inertinite com tamanhos médios e maiores). Óxidos de Fe, pirite framboidal, MO com pirite framboidal inserida no seu interior.
9850/3002m	Pouca MO (partículas de vitrinite e inertinite), pirite e óxidos de Fe, partículas oxidadas de MO.

Na amostra N-9565pés/2915m foram identificadas muitas partículas de MO (vitrinite), relativamente a amostra N1-9850pés/3002m onde para além da quantidade de MO (vitrinite) identificada ser inferior à da amostra anterior, a dimensão das partículas varia entre 3-20 μ m (Fig 19D).

Foram também identificadas partículas de inertinite (Fig.19E) onde a amostra 9565/2915m apresentou maior quantidade de partículas de fração orgânica e com tamanhos relativamente maiores do que na amostra 9850pés/3002m.

Nesta formação, foi identificada a pirite framboidal que aparece algumas vezes inserida na MO, principalmente na vitrinite (Figs.19F-H). Para além da pirite framboidal identificada, observaram-se, também, óxidos de Fe (Fig.19I).

A matéria mineral, de natureza essencialmente siliciclástica, apresenta-se sob a forma de fragmentos líticos nas amostras da Formação Domo de Areia.

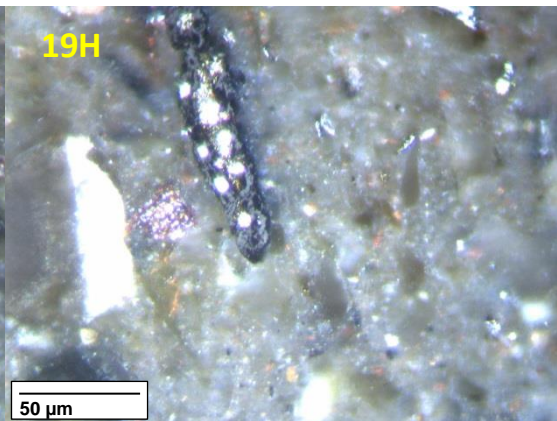
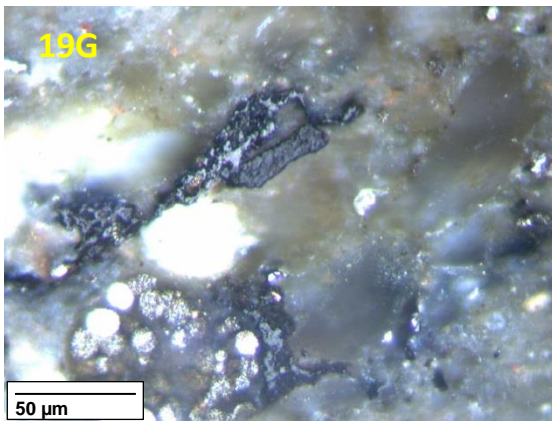
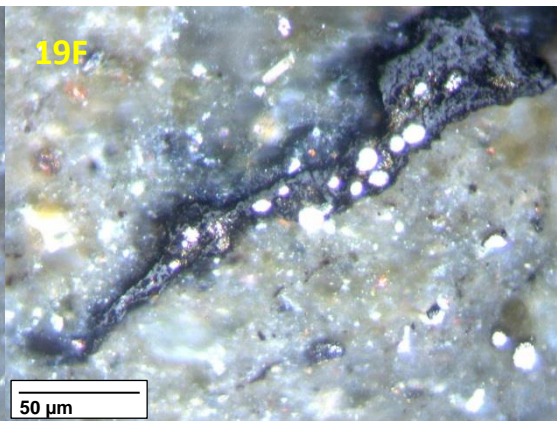
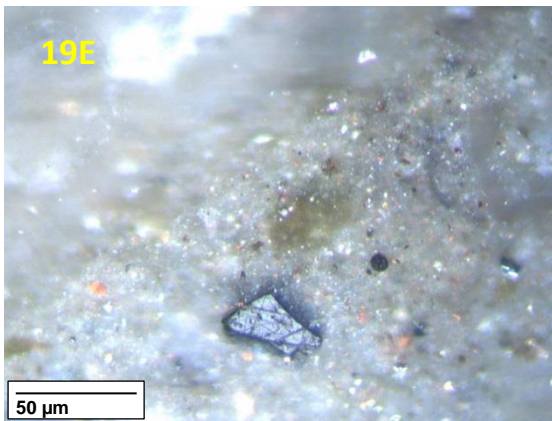
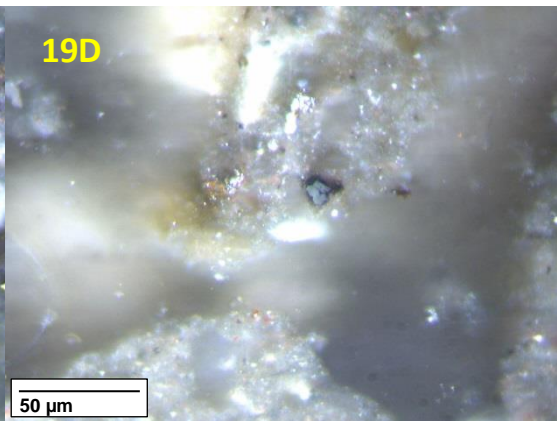
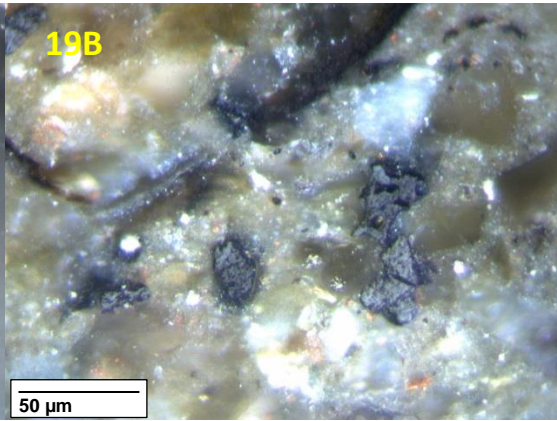
Fig. 19. Aspetos petrográficos da Formação Domo de Areia

19A (9565), 19B (9565), 19C (9565) e 19D (9565): Partículas de MO (vitrinite)

19E (9850): MO (Inertinite)

19F (9565), 19G (9565) e 19H (9565): Pirite framboidal inserida na MO (vitrinite)

Observações em microscopia ótica de luz refletida e luz branca



c) Formação Domo de Xisto Inferior

Na Formação Domo de Xisto Inferior foram estudadas 16 amostras estando representados os aspetos petrográficos mais relevantes na tabela 5 e na figura 20. Em todas as amostras estudadas a fração orgânica é constituída principalmente por partículas de vitrinite (Figs. 20A-C.), com uma dimensão que varia entre 2-60µm e com uma estrutura vegetal ocasionalmente visível.

Tabela 5. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Domo de Xisto Inferior.

Nº Amostra (pés/m)	Observações
10005/ 3050	Pouca MO (partículas pequenas e médias de vitrinite e inertinite) FeO ₂ e pirite.
10260/ 3127	Pouca MO (partículas pequenas, médias e maiores de vitrinite), pouca inertinite, Muita MM, FeO ₂ , pirite framboidal/pirite.
10390/ 3167	Pouca MO (muitas partículas de tamanhos pequenos e médios de vitrinite), poucas partículas pequenas, médias e maiores de inertinite, pirite, pirite framboidal e FeO ₂ .
10490/ 3197	Muita MO (partículas com tamanhos pequenos, médios e maiores de vitrinite e inertinite), muita matéria mineral siliciosa com imenso brilho, pirite framboidal e FeO ₂ .
10610/ 3234	Muita MO (partículas de vitrinite e inertinite de todos os tamanhos) e FeO ₂ .
10750/ 3277	Muita MO (partículas com tamanhos médios e maiores de vitrinite e pequenos, médios e maiores de inertinite), foram identificados betumes sólidos a preencher espaços livres na matéria mineral. Matéria mineral siliciclástica, FeO ₂ e pirite.
10810/ 3295	Muita MO (vitrinite de todos os tamanhos), esporinite, betumes sólidos, pirite framboidal, pirite e FeO ₂ .
10950/ 3338	Muita MO (partículas com dimensões pequenas, médias e maiores de vitrinite e inertinite), betumes sólidos, pirite e FeO ₂ .
11030/ 3362	Muita MO (estruturas de diversos tamanhos de vitrinite, muita inertinite), betumes sólidos. Presença de pirite framboidal, nalguns casos a preencher lúmens celulares da MO, e FeO ₂ .
11090/ 3380	Muita MO (vitrinite com estruturas pequenas e médias; inertinite com diversas estruturas desde pequena, média e maior), betumes sólidos, pirite framboidal e FeO ₂ .
11150/ 3399	Muita MO (vitrinite de tamanhos médios) inertinite em forma de betumes sólidos, FeO ₂ e pirite.
11240/ 3426	Pouca MO (partículas pequenas, médias e grandes de vitrinite; inertinite de vários tamanhos), betumes sólidos, pirite framboidal, FeO ₂ resultante da oxidação da pirite.
11340/ 3457	MO (tamanhos médios e grandes de inertinite e vitrinite), betumes sólidos, pirite framboidal, muita pirite com diversos tamanhos, e inserida na MO.
11449/ 3490	Muita MO (vitrinite e inertinite de todos os tamanhos), betumes sólidos, pirite inserida na MO, pirite framboidal e FeO ₂ .
11555/3522	Muita MO (partículas de vitrinite com tamanhos pequenos, médios e maiores), pouca inertinite (tamanhos pequenos e médios), betumes sólidos, pirite framboidal, FeO ₂ resultante da oxidação da pirite, partículas oxidadas de MO.
11660/ 3554	Muita Mo (tamanhos médios de vitrinite, e maiores de inertinite), FeO ₂ e pirite framboidal.

Nas 12 amostras (10490'/3197m; 10610'/3234m; 10750'/3277m; 10810'/3295m; 10950'/3338m; 11030'/3362m; 11090'/3380m; 11150'/3399m; 11340'/3457m; 11449'/34890m; 11555'/3522m; e 11660'/3554m) foram identificadas muitas partículas de MO (vitrinite) de todos os tamanhos e com uma dimensão que varia entre 2-60µm, ou seja, acima de 50µm, relativamente às restantes 4 amostras (10005'/3050m; 10260'/3127m; 10390'/3167m e 11240'/3426m) onde foi identificada pouca MO (vitrinite), com tamanhos que variam entre 3-40µm.

Para além da vitrinite, foram também observados betumes sólidos na maioria das amostras da Formação Domo de Xisto Inferior, em 10 amostras (10750'/3277m; 10810'/3295m; 10950'/3338m; 11030'/3362m; 11090'/3380m; 11150'/3399m; 11240'/3426m; 11340'/3457m; 11449'/34890m e 11555'/3522m) das 16 estudadas. Os betumes sólidos (Figs. 20D-H) que ocorrem a preencher espaços livres, inter-cristalinos, na matéria mineral, mostram, nalguns casos, um aspecto pseudo-botânico de estruturas semelhantes a fragmentos de fusinite. Estes betumes sólidos podem, por vezes, preencher fracturas na matéria mineral. Do ponto de vista óptico apresentam cor cinzento claro, com reflectância superior à da vitrinite associada. Com base na reflectância e no aspeto que apresentavam, foram identificadas duas famílias de betumes sólidos (Fig. 20E).

Uma família apresenta uma reflectância de 1,5 a 2%Rr e aspeto irregular com superfície picotada. A outra família apresenta uma reflectância entre 2,1% e 2,6%Rr, com superfície muito lisa e regular. Ambas as famílias de betumes sólidos não apresentam fluorescência. A relação entre os betumes sólidos e a matéria mineral parece indicar que se tratam de migrabetumes. De acordo com a classificação de Jacob (1989) os betumes sólidos identificados são do grupo da impsonite.

A quantidade de partículas de inertinite identificada na Formação Domo de Xisto Inferior foi superior na maioria das amostras (N1-10490'/3197m; 10610'/3234m; 10750'/3277m; 10950'/3338m; 11030'/3362m; 11090'/3380m; 11150'/3399m; 11240'/3426m; 11340'/3457m; 11449'/3490; 11660'/3554m), apresentando diversos tamanhos (Figs. 20H-J), relativamente às restantes 5 amostras (10005'/3050m; 10260'/3127m; 10390'/3167m; 10810'/3295m e 11555'/3522m) que apesar de ter os mesmos tamanhos, foi identificada menor quantidade de inertinite.

Os macerais do grupo de liptinite foram observados muito raramente, tendo sido identificada a esporinite (20I).

A matéria mineral desta formação é essencialmente de natureza siliciclástica sob a forma de fragmentos líticos, ainda que foram também identificados alguns carbonatos,

normalmente associados aos betumes sólidos. Foram, também, observados óxidos de Fe (Figs. 20K-N) e pirite framboidal singenética (Figs. 20O-P). Alguns bioclastos (Fig. 20Q) correspondentes a conchas de fósseis foram identificados na Formação Domo de Xisto Inferior.

Fig. 20. Aspectos petrográficos da Formação Domo de Xisto Inferior

20A (10390), 20B (10750) e 20C (10810): MO (vitrinite)

20D (11449), 20E (10950), 20F (11449) 20G (11449) e 20H (11449): MO-
Betumes sólidos a preencherem espaços livres na matéria mineral (B1 e B2 famílias
de betumes sólidos 1 e 2)

20I (10810): Esporinite maceral do grupo da liptinite

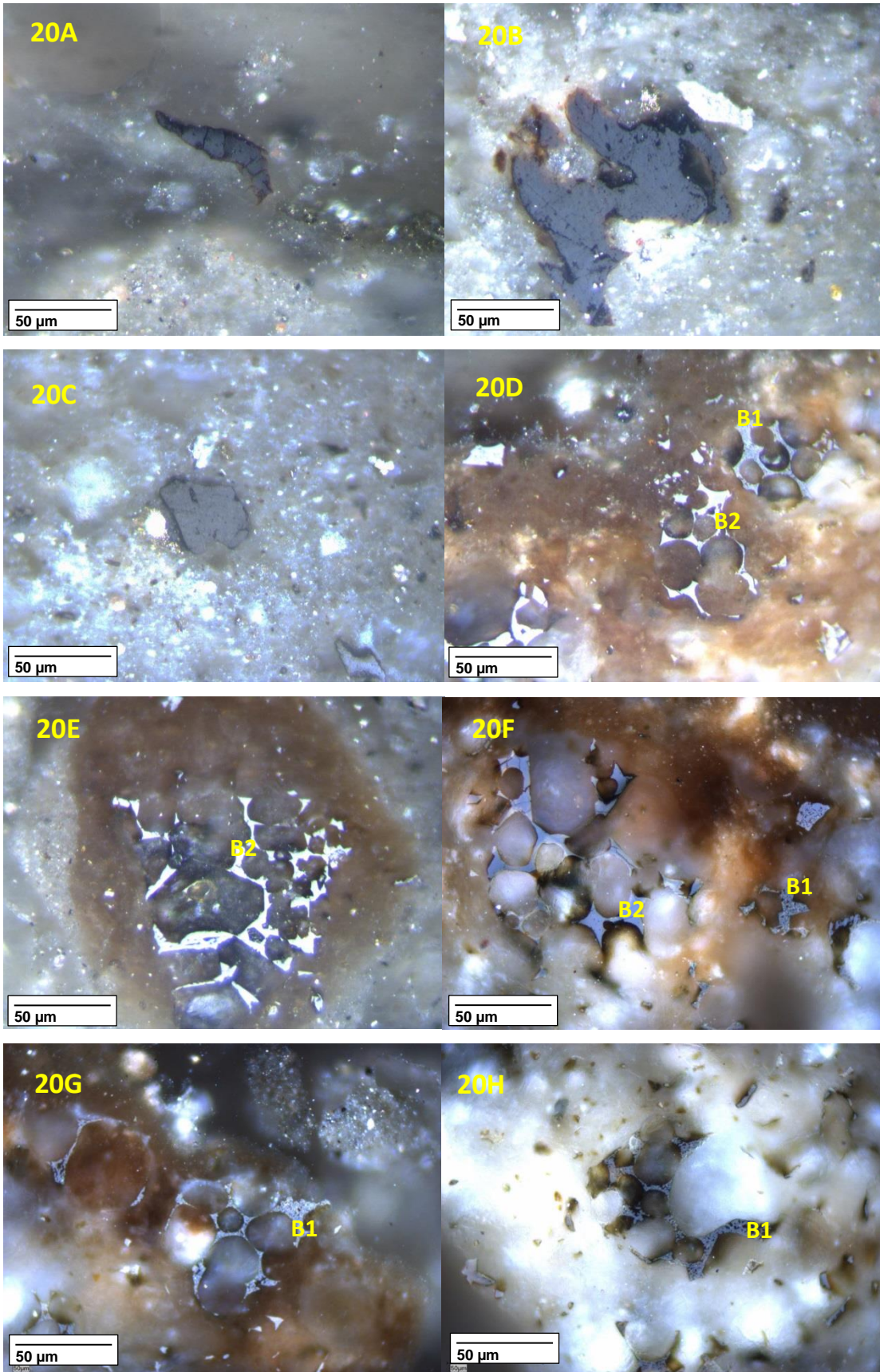
20J (10490), 20K (11030) e 20L (10950): MO (Inertinite)

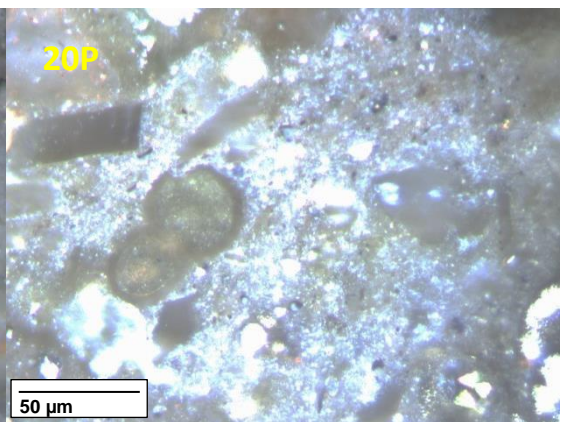
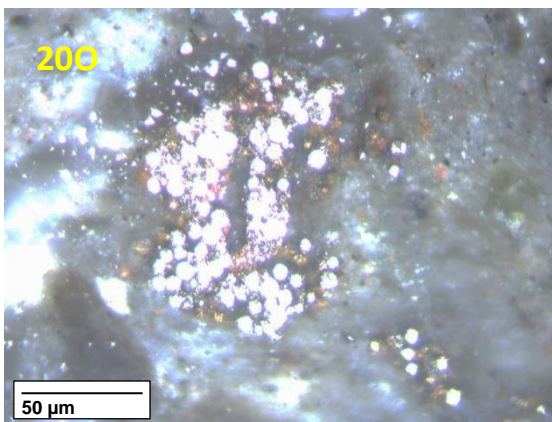
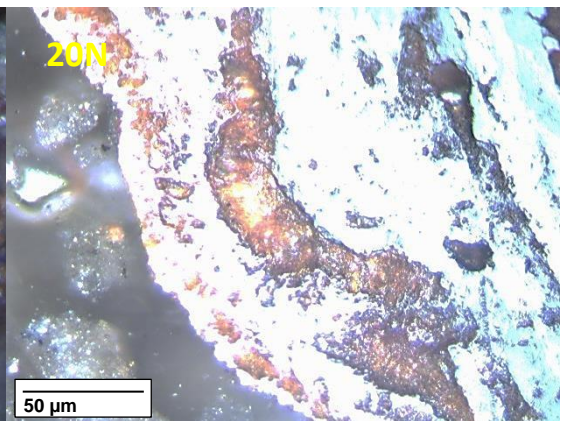
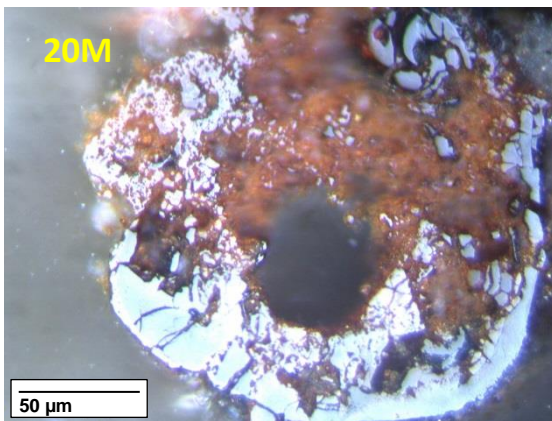
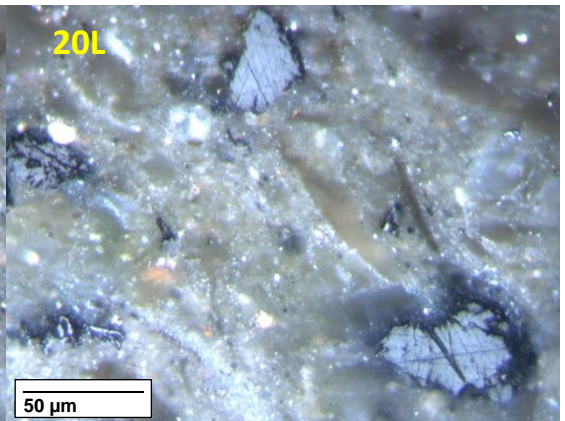
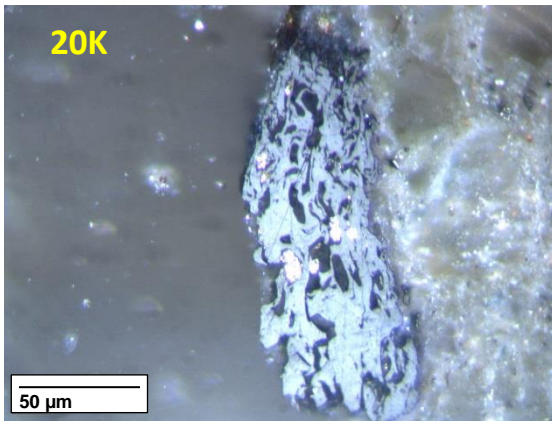
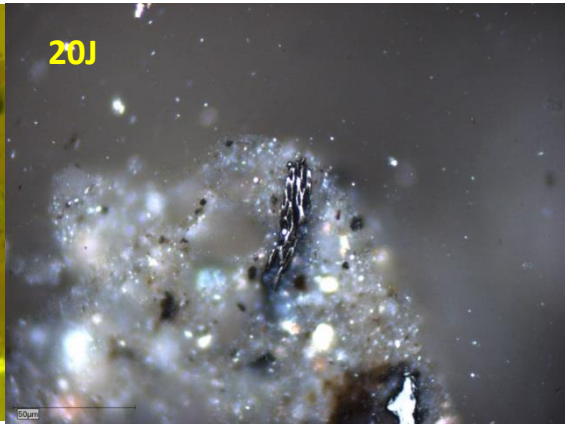
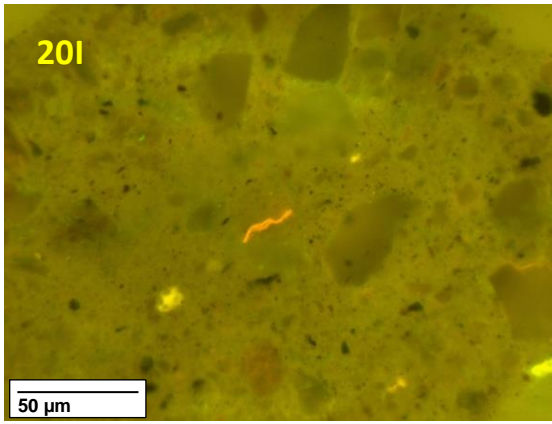
20M (11240) e 20N (10950): Óxidos de Fe

20O (10490): Pirite framboidal singenética

20P (11150): Bioclastos

Observações em microscopia ótica de luz refletida e luz branca (20A a 20H e
20J a 20P) e em fluorescência (20I)





d) Formação Sena

Na Formação Sena foram estudadas 4 amostras (11740'/3578m; 11860'/3615m; 11960'/3646m e 12060'/3676m), cujos aspetos petrográficos mais relevantes se encontram resumidos na tabela 6 e na figura 21.

Tal como nas outras formações anteriormente referidas, a fração orgânica identificada é essencialmente constituída por vitrinite (Figs. 21A-D). As partículas apresentam dimensões entre 2-60µm, algumas vezes com estrutura vegetal visível. Em todas as amostras foram identificadas muitas partículas de MO (vitrinite), a inertinite ocorre em quantidades maiores em 2 amostras (11740'/ 3578m e 11960'/3646m) com tamanhos diversificados, desde pequenos, médios e maiores.

Tabela 6. Resumo da caracterização petrográfica das amostras estudadas da Formação Sena.

Nº Amostra (pés/m)	Observações
11740/ 3578	Muita MO (partículas de tamanhos maiores de vitrinite, muitas partículas de inertinite), FeO ₂ resultante da oxidação da pirite, pirite framboidal e bioclastos.
11860/ 3615	Muita MO (partículas de tamanhos médios e maiores de vitrinite, inertinite com diversos tamanhos), pirite nalguns casos inserida na MO e FeO ₂ .
11960/ 3646	Muita MO (partículas de tamanhos médios e maiores de vitrinite e inertinite), betumes sólidos, pirite framboidal, FeO ₂ , muitos bioclastos.
12060/ 3676	Muita MO (tamanhos maiores de vitrinite, poucas partículas de inertinite), pirite framboidal por vezes a preencher a estrutura vegetal da inertinite, FeO ₂ .

Na amostra 11960'/3646m foram identificados betumes sólidos (Fig. 21E) que ocorrem a preencher espaços livres na matéria mineral das duas famílias com a reflectância que de 1,5 a 2,1% R_r respectivamente. Para além dos migrabetumes, foram observados os bioclastos (Fig. 21F) correspondentes a conchas de fósseis na amostra (11740'/3578m e 11960'/ 3646m).

Na Formação Sena, a quantidade de partículas de inertinite foi maior nas duas amostras 11740'/3578m e 11960'/3646m com tamanhos variados (Figs. 21G-I) relativamente às amostras (11860'/3615m e 12060'/3676m), onde foram identificadas poucas partículas de inertinite.

As 4 amostras estudadas apresentam muita matéria mineral incluindo pirite framboidal (Fig. 21L) e óxidos Fe (Figs. 21J e 21K). A matéria mineral, de natureza siliciclástica apresenta-se sob a forma de fragmentos líticos.

Fig. 21. Aspetos petrográficos da Formação Sena

21A (11740), 21B (11860), 21C (11860) e 21D (11860): MO (vitrinite)

21E (11860), 21F (11860) e 21G (11740): Mo (Inertinite)

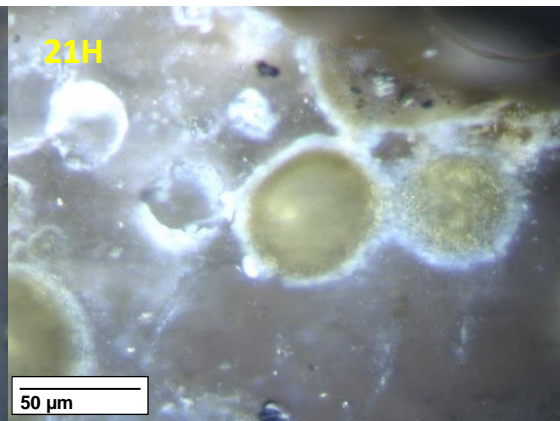
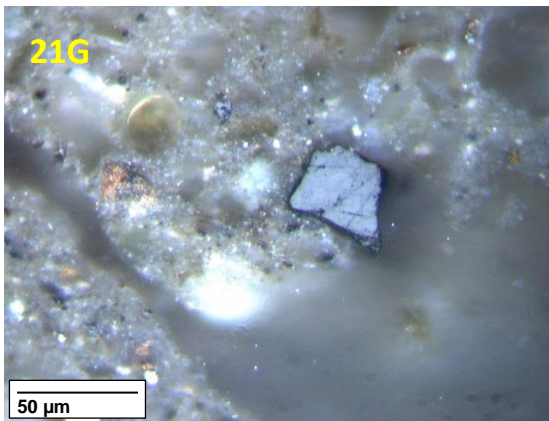
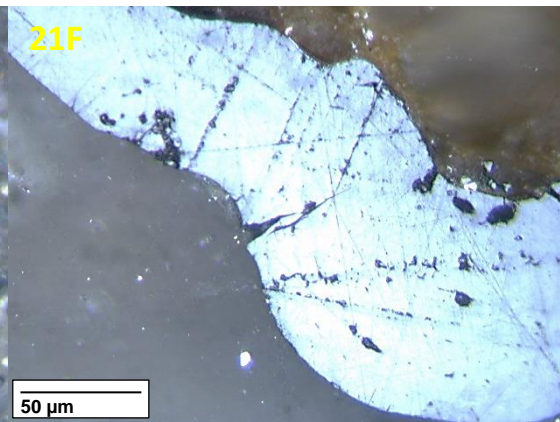
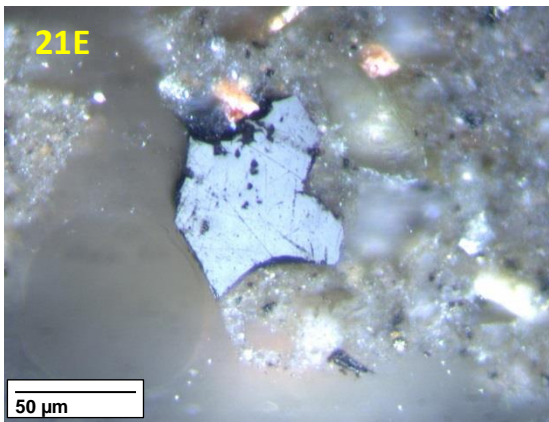
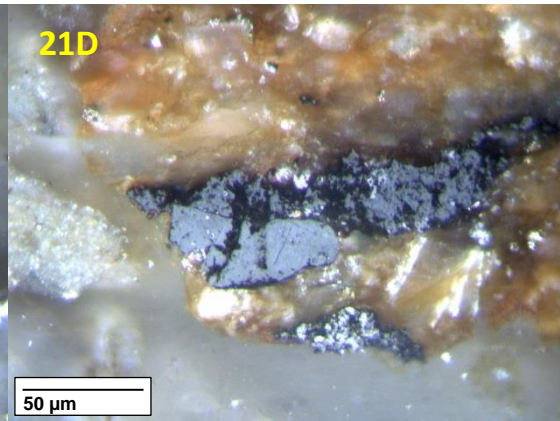
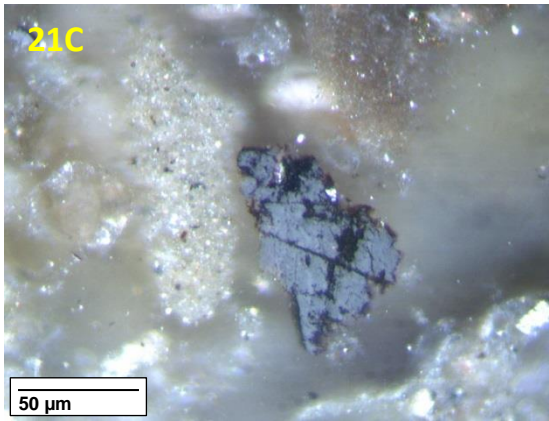
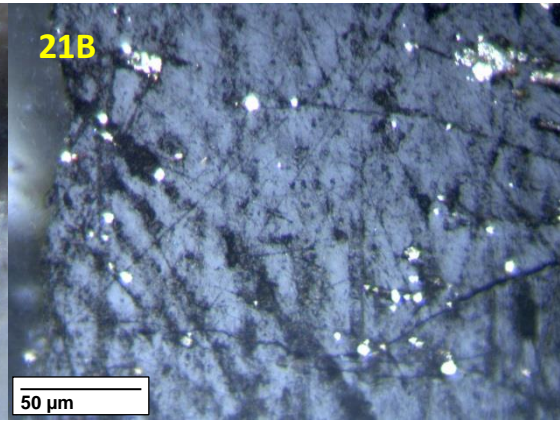
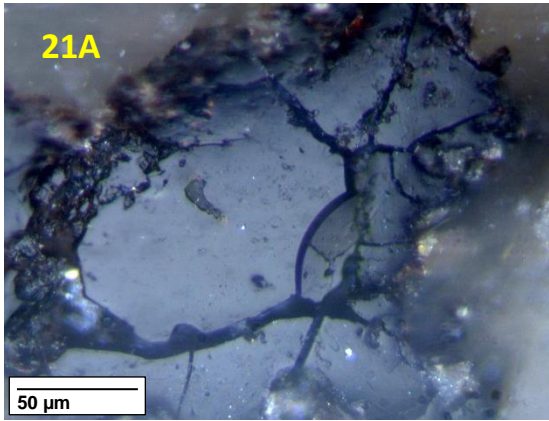
21H (11740): Bioclastos com o interior da concha

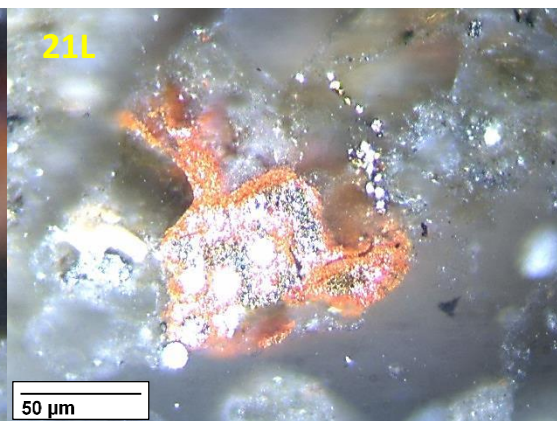
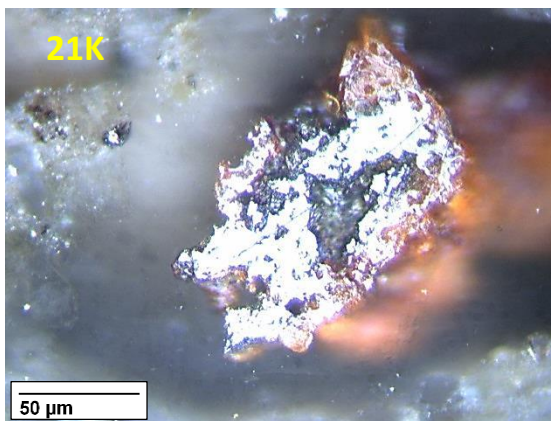
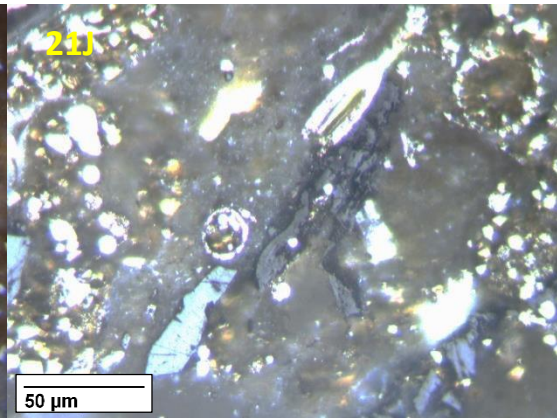
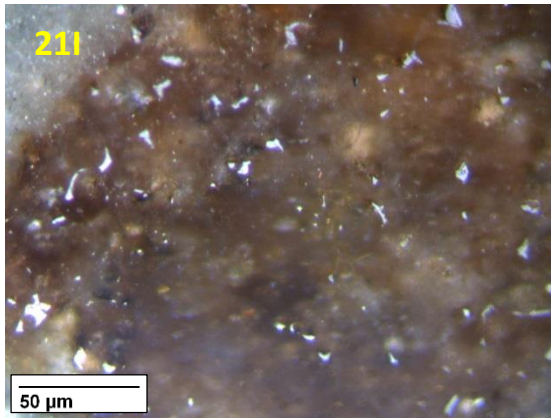
21I (11960): MO (Betumes sólidos a preencherem espaços livres na matéria mineral)

21J (11860): Pirite framboidal e MO

21J (11740), 21K (12060): Óxidos de Fe

Observações em microscopia ótica de luz refletida e luz branca





4.2. Maturação da matéria orgânica

A maturação da matéria orgânica foi avaliada através da reflectância da vitrinite de todas as amostras estudadas. Na tabela 7 estão indicados os valores médios da reflectância da vitrinite, o número de pontos medidos em cada uma das amostras assim como o desvio padrão da distribuição.

Na Formação Domo de Xisto Superior, das 11 amostras estudadas, cinco apresentam um número de partículas medidas superior a 50, ao passo que nas restantes amostras 7280'/2219m; 7580'/2310m; 7880'/2402m; 8190'/2496m; 8490'/2588m e 9240'/2816m, pelo facto de apresentarem pouca MO, o número de partículas de vitrinite medidas variou entre 12-33.

A reflectância da vitrinite varia entre 0,653% e 0,738%. De uma maneira geral, na Formação Domo de Xisto Superior os valores de reflectância da vitrinite são sempre inferiores a 0,70% com a exceção de três amostras 7280'/2219m; 7580'/2310m e 8900'/2713m que apresentam valores superiores a 0,70%.

Tabela 7. Dados da reflectância da vitrinite (Rr,%), número de partículas medidas (Nº) e o desvio padrão σ para todas as amostras do Nemo-1X estudadas.

Formação	Nº Amostra (pés/m)	Rr, %	Nº	σ
Domo de Xisto Superior	7280/ 2219	0,738	19	0,072
	7580/ 2310	0,730	12	0,088
	7880/ 2402	0,653	19	0,108
	8190/ 2496	0,672	33	0,094
	8490/2588	0,682	25	0,084
	8800/ 2682	0,683	50	0,104
	8900/ 2713	0,714	84	0,095
	9085 / 2769	0,687	100	0,095
	9165/ 2794	0,683	54	0,087
	9240/ 2816	0,691	33	0,088
	9400/ 2865	0,662	68	0,077
Domo de Areia	9565/ 2915	0,703	100	0,081
	9850/ 3002	0,717	40	0,104
Domo de Xisto Inferior	10005/3050	0,666	41	0,094
	10260/ 3127	0,680	48	0,080
	10390/ 3167	0,694	32	0,086
	10490/ 3197	0,725	93	0,097
	10610/ 3234	0,690	92	0,083
	10750/ 3277	0,728	86	0,100
	10810/ 3295	0,793	54	0,090
	10950/ 3338	0,713	96	0,106
	11030/ 3362	0,764	67	0,088
	11090/ 3380	0,710	56	0,100
	11150/ 3399	0,702	83	0,095
	11240/ 3426	0,871	44	0,059
	11340/ 3457	0,657	81	0,072
	11449/34890	0,750	100	0,088
	11555/ 3522	0,726	97	0,089
11660/ 3554	0,744	82	0,096	
Sena	11740/ 3578	0,691	55	0,107
	11860/ 3615	0,708	102	0,101
	11960/ 3646	0,713	92	0,084
	12060/ 3676	0,863	50	0,093

Na Formação Domo de Areia foram estudadas duas amostras (9565'/2915m e 9850'/3002m). Na amostra do topo desta formação (9565'/2915m) foram medidas 100 partículas de vitrinite, ao passo que a amostra 9850'/3002m, o número de partículas de vitrinite medidas foi muito inferior. A reflectância da vitrinite é de 0,703% na amostra 9565'/3002m e de 0,717 na amostra de maior profundidade.

Das 16 amostras estudadas da Formação Domo de Xisto Inferior, em 12 delas foram identificadas muitas partículas de vitrinite, tendo sido medidas entre 54-100 partículas. Para estas amostras a reflectância da vitrinite varia de 0,657% e 0,793%.

Comparativamente, nas 4 amostras restantes (10005'/3050m; 10260'/3127m; 10390'/3167m; e 11240'/3426m) foram medidos entre 32-48 pontos, variando a reflectância da vitrinite entre 0,67% e 0,87%.

De um modo geral, é importante referir que esta formação apresenta muita vitrinite com o número de partículas medidas a variar entre 32-100 pontos e a reflectância da vitrinite entre 0,66% e 0,87%, com a maioria das amostras com reflectância acima dos 0,70%.

Na Formação Sena, as 4 amostras estudadas apresentam muita quantidade de MO (vitrinite), tendo sido medidos entre 50-102 pontos, variando a reflectância da vitrinite entre 0,69% a 0,86%.

De um modo geral, pode dizer-se que na sequência estudada a reflectância da vitrinite varia entre 0,65% e 0,87%, apresentando uma tendência para um aumento da reflectância com a profundidade.

4.3. Caracterização Geoquímica

As análises de geoquímica orgânica por si só não dão informações completas, por isso os resultados devem ser cruzados com a análise petrográfica (Mendonça Filho et al., 2010). Neste trabalho foram determinados os teores em carbono orgânico total (COT), enxofre total (St) e resíduo insolúvel (RI). Com vista a avaliar a quantidade de matéria orgânica presente nas amostras bem como determinar a percentagem de carbonatos foram usados os valores de COT e RI, respetivamente. O carbono orgânico total inclui tanto a matéria orgânica insolúvel (cerogénio) como a matéria orgânica solúvel (betume) (Tissot & Welte, 1984). Por sua vez o enxofre total (St) dá indicações das condições físico-químicas (oxidação-redução) do meio.

4.3.1. Carbono Orgânico Total (COT)

Depois da caracterização petrográfica, neste item far-se-á a caracterização geoquímica, ou seja, a apresentação dos resultados obtidos através da análise geoquímica.

O COT quantifica o teor em matéria orgânica relativamente à rocha total (Mendonça Filho, 2010), indicando o potencial de uma rocha para a geração de hidrocarbonetos (Mendonça Filho & Menezes, 2001). Deste modo, a quantidade de MO presente na rocha mede-se através do teor de carbono orgânico total expresso em

percentagem de massa. O teor em COT está relacionado com a produção primária de matéria orgânica e o ambiente deposicional onde se processa a acumulação e preservação da MO.

Na tabela 8 apresentam-se os dados da caracterização geoquímica nomeadamente o COT, o enxofre total e o teor em resíduo insolúvel. Das quatro formações atravessadas pela sondagem registaram-se os seguintes valores de COT:

a) Formação Domo de Xisto Superior: as 11 amostras estudadas, apresentam valores de COT que variam entre 0,43-0,79%. Estes têm uma tendência de crescer com o aumento da profundidade, pese embora com algumas oscilações.

b) Formação Domo de Areia: com duas amostras (9565´/2915m e 9850´/3002m), apresenta valores de COT de 0,58% e 0,50% respetivamente.

c) Formação Domo de Xisto Inferior: as 16 amostras apresentam valores de COT que oscilam entre 0,41-1,34%, verificando-se que os valores de COT, em geral, apresentam uma tendência de aumentarem em profundidade, ainda que com algumas ligeiras variações tal como acontece noutras formações acima apresentadas.

d) Na Formação Sena, foram estudadas 4 amostras e os valores de COT variam de 0,84-0,96%. Um facto importante a realçar nesta formação, é que há um decréscimo dos valores de COT na medida em que a profundidade vai aumentando, portanto, partindo do valor máximo de 0,96% de COT no topo desta formação até os 0,84% na base da mesma.

Tabela 8. Valores de COT (%), Enxofre Total (%), Resíduo Insolúvel (%) e a razão COT/St das amostras estudadas da Sondagem Nemo-1X.

Formação	Amostra (pés)/(m)	COT (%)	Enxofre Total (%)	COT/St	CaCO ₃ (%)
Domo de Xisto Superior	7280/ 2219	0,43	0,42	1,02	21
	7580/ 2310	0,52	0,38	1,37	21
	7880/ 2402	0,51	0,28	1,82	21
	8190/ 2496	0,67	0,36	1,87	22
	8490/2588	0,63	0,34	1,88	29
	8800/ 2682	0,56	0,45	1,25	25
	8900/ 2713	0,60	0,56	1,08	25
	9085 / 2769	0,69	0,21	3,25	25
	9165/ 2794	0,70	0,29	2,44	26
	9240/ 2816	0,67	0,43	1,55	27
9400/ 2865	0,74	0,48	1,56	27	
Domo de Areia	9565/ 2915	0,58	0,28	2,07	28
	9850/ 3002	0,50	0,24	2,06	25
Domo de Xisto Inferior	10005/ 3050	0,41	0,24	1,70	21
	10260/ 3127	0,56	0,26	2,18	21
	10390/ 3167	0,68	0,38	1,82	24
	10490/ 3197	0,79	0,26	3,03	25
	10610/ 3234	1,14	0,50	2,27	26
	10750/ 3277	0,89	0,45	1,99	35
	10810/ 3295	0,89	0,34	2,58	32
	10950/ 3338	1,06	0,38	2,76	32
	11030/ 3362	0,84	0,33	2,58	36
	11090/ 3380	0,89	0,43	2,08	34
	11150/ 3399	0,99	0,39	2,55	32
	11240/ 3426	0,96	0,39	2,46	35
	11340/ 3457	0,71	0,41	1,75	32
	11449/ 3490	1,34	0,44	3,04	36
	11555/ 3522	1,14	0,33	3,45	31
11660/ 3554	0,96	0,40	2,42	40	
Sena	11740/ 3578	0,85	0,32	2,62	32
	11860/ 3615	1,09	0,46	2,37	31
	11960/ 3646	0,88	0,47	1,88	36
	12060/ 3676	0,84	0,43	1,94	21

De um modo geral, os valores de COT variam entre 0,41-1,34% em todas as formações atravessadas pela sondagem. As formações Domo de Xisto Superior e Domo de Areia apresentam valores de COT que variam entre 0,41-0,74% evidenciando um potencial de geração de HC médio. Contrariamente às formações Domo de Xisto Inferior e Sena que apresentam valores de COT que variam entre 0,41-1,34% (Formação Domo de Xisto Inferior) e 0,84-1,09% (Formação Sena) evidenciando ambas as formações um potencial alto de geração de HC, tal como ilustra a tabela 8.

4.3.2. Enxofre total

Relativamente ao teor em enxofre total (Tabela 8), obtiveram-se os seguintes resultados, por formação:

a) Formação Domo de Xisto Superior: Para esta formação 11 amostras, o teor em enxofre varia entre 0,21-0,56% não sendo observada uma tendência da sua variação ao longo da sequência.

b) Formação Domo de Areia: Nesta formação foram estudadas duas amostras sendo os teores de S muito próximos de 0,28% e de 0,24% na primeira e segunda amostras, respetivamente.

c) Formação Domo de Xisto Inferior: Com 16 amostras analisadas, o valor do teor em enxofre total situa-se abaixo de 0,5%, com uma variação de 0,24-0,50%.

d) Formação Sena: nesta última formação foram analisadas 4 amostras e o teor em enxofre varia entre 0,32-0,47%.

Considerando toda a sequência estudada, os valores de enxofre total variam de 0,21% e 0,56%, não tendo sido encontrada nenhuma tendência e/ou variação em profundidade.

4.3.3. Resíduo Insolúvel (RI)/teor em carbonatos (CaCO_3)

Na análise da MOD é preciso avaliar dentre os vários parâmetros analisados, o Resíduo Insolúvel (RI) que indica a fração mineral que resulta após a amostra ser tratada com ácidos, ou seja, após a lavagem com o ácido clorídrico para retirar os carbonatos. Portanto, trata-se do remanescente após a eliminação dos carbonatos. Deste modo, pode-se estimar o teor em carbonatos (CaCO_3) de cada amostra subtraindo o resíduo insolúvel a 100% (ver 3.4).

Os dados relativos ao teor em carbonatos (CaCO_3), expressos em percentagem de massa, são apresentados na tabela 8.

Na formação Domo de Xisto Superior, com 11 amostras, a percentagem do RI varia entre 21-29%, e na Formação Domo de Areia, com duas amostras é de 25% e 28% respectivamente.

Na Formação Domo de Xisto Inferior, com 16 amostras verificaram-se valores de CaCO_3 que variam entre 21-40%. Estes valores são elevados nas primeiras 5 amostras (10005/3050m; 10260/3127m; 10390/3167m; 10490/3197m e 10610/3234m) com valores inferiores a 26%, e sendo mais elevados nas restantes

amostras à medida que a profundidade aumenta, com valores a oscilarem entre 31% e 40% de CaCO_3 .

Na formação da base da sequência estudada (Formação de Sena), com 4 amostras, o teor em CaCO_3 varia entre 21% e 36%.

Deste modo, após o tratamento das amostras para a retirada dos carbonatos, constatou-se que a percentagem dos carbonatos tende a aumentar com o aumento da profundidade, desde a Formação Domo de Xisto Superior (topo) até a Formação Sena (base).

Considerando a totalidade da sequência estudada, pode-se afirmar que o teor em carbonatos aumenta em profundidade, tal como pode ser verificado na tabela 8.

CAPÍTULO V: INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

O estudo petrográfico da matéria orgânica, tal como as análises de geoquímica orgânica, são importantes na caracterização da matéria orgânica dispersa nos sedimentos. A integração dos parâmetros obtidos através da aplicação destes métodos permite inferir quanto ao tipo de cerogénio presente nas amostras, na maturação térmica da matéria orgânica, assim como o potencial de geração de hidrocarbonetos nas amostras estudadas.

a) **Formação Domo de Xisto Superior - Senoniano/Turoniano (2219m a 2865m)**

A abundância de vitrinite nas amostras desta formação e a ausência de material líptico permite inferir que a MOD é maioritariamente composta por material ligno-celulósico proveniente de plantas terrestres superiores e por isso trata-se de um cerogénio tipo III (Tissot & Welte, 1984). Este é o tipo menos produtivo de hidrocarbonetos líquidos mas é uma boa rocha-mãe de gás.

A reflectância da vitrinite varia entre 0,653% e 0,738% (Figura 22), o que significa que a matéria orgânica presente nesta formação encontra-se na catagénese, em estado maturo para a produção de hidrocarbonetos líquidos (Tissot & Welte, 1984), no entanto, uma vez que se trata de cerogénio tipo III, uma boa rocha-mãe de gás, a maturação da MO não é, ainda, suficiente para a produção de gás seco que tem início a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35% (veja figura 2).

Os valores de COT variam entre 0,43% e 0,74 %, o que indica um conteúdo fraco em carbono orgânico (Peter & Cassa, 1994; Tyson, 1995), tendo em conta que é uma formação de composição siliciclástica, uma vez que o teor em CaCO_3 varia entre 21% e 29%. A relação entre o COT e St é inferior a 3 (há exceção da amostra 9085/2769), indica um ambiente deposicional redutor (Berner, 1995; Borrego et al., 1998). Vale a pena ressaltar que os valores mínimos destes parâmetros não podem ser aplicados a rochas geradoras em estágio avançado de maturidade térmica, pois, o conteúdo de carbono orgânico neste caso pode indicar uma quantidade residual. Uma rocha geradora deve conter um teor médio de matéria orgânica de 1% (Mendonça Filho et al., 2010). No caso de rochas siliciclásticas, somente as que apresentam teores iguais ou superiores a 1% de carbono orgânico são considerados potenciais geradoras de hidrocarbonetos em quantidades comerciais (Mendonça Filho et al., 2010).

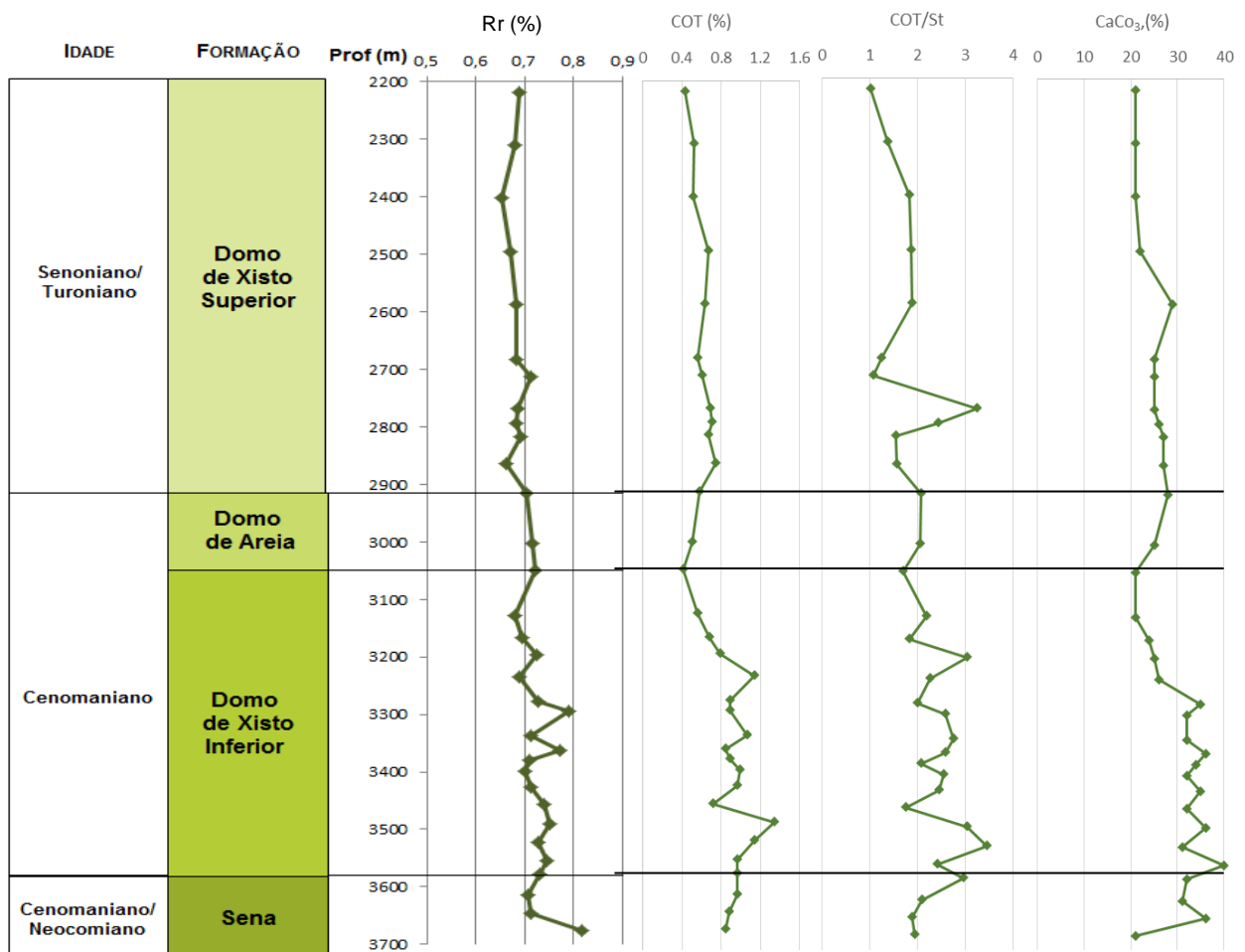


Fig. 22. Variação da reflectância da vitrinite, em percentagem, do COT e do CaCO₃, em percentagem, e da razão COT/St em profundidade para a sequência intercetada pela Sondagem Nemo-1X.

b) Formação Domo de Areia - Cenomaniano (2915m a 3002m)

Tal como na Formação Domo de Xisto Superior, a abundância de vitrinite nas duas amostras desta formação e a ausência de material líptico permite inferir que a MOD é maioritariamente composta por material ligno-celulósico proveniente de plantas terrestres superiores e por isso trata-se de um cerogénio tipo III (Tissot & Welte, 1984), propício à produção de gás e não de hidrocarbonetos líquidos.

A reflectância da vitrinite ronda os 0,7% (Figura 22), o que significa que a matéria orgânica presente nesta formação se encontra na catagénesis e por isso em estado maturo (Tissot & Welte, 1984). Porém, tal como referido anteriormente, uma vez que se trata de cerogénio tipo III, que é uma boa rocha-mãe de gás, a maturação da MO não é, ainda, suficiente para a produção de gás seco que tem início a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35% (veja figura 2).

Os teores de COT rondam os 0,5 % (Figura 22), o que indica um conteúdo fraco em carbono orgânico (Peter & Cassa, 1994; Tyson, 1995), tendo em conta que é uma formação de composição siliciclástica uma vez que o teor em CaCO_3 é inferior a 30% (Figura 22). A relação entre o COT e St é inferior a 3 (Figura 22) indicando um ambiente deposicional redutor (Bernier, 1995; Borrego et al., 1998). No entanto, tal como referido anteriormente, uma vez que a MO desta formação se encontra madura, os teores de COT correspondem ao carbono orgânico residual, razão pela qual estes parâmetros devem ser considerados com alguma precaução.

c) Formação Domo de Xisto Inferior - Cenomaniano (3050m a 3554m)

Tal como nas duas formações anteriores, a abundância de vitrinite nas amostras desta formação e a ausência de material líptico permite inferir que a MOD é maioritariamente composta por material ligno-celulósico proveniente de plantas terrestres superiores e por isso trata-se de um cerogénio tipo III (Tissot & Welte, 1984.), propício à produção de gás e não de hidrocarbonetos líquidos.

A reflectância da vitrinite varia entre 0,657 e 0,871% (Figura 22), o que significa que a matéria orgânica presente nesta formação se encontra na catagénesis e por isso em estado maduro (Tissot & Welte, 1984). Do mesmo modo que para as formações anteriores, o cerogénio tipo III é uma boa rocha-mãe de gás e a maturação da MO não é, ainda, suficiente para a produção deste tipo de hidrocarbonetos que tem início a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35% (veja figura 2).

Nas amostras 10750/3277 a 11555/3522 foram identificadas duas famílias de betumes sólidos que ocorrem a preencher espaços livres, inter-cristalinos, na matéria mineral. A família designada B1 apresenta uma reflectância entre 1,5 a 2% e a outra família (B2) patenteia uma reflectância entre 2,1% e 2,6%, que segundo a classificação de Jacob (1989) são classificadas como epi-impsonite (famílias B1) e meta-impsonite (famílias B2). Na figura 23 está representado o histograma de medidas da reflectância onde se pode identificar a distribuição correspondente à vitrinite assim como as duas famílias de betumes sólidos perfeitamente identificadas e na figura 24 apenas o histograma das medidas efetuadas na amostra 10750/3277 onde é bem visível a variação da reflectância nas duas famílias de betumes sólidos identificadas.

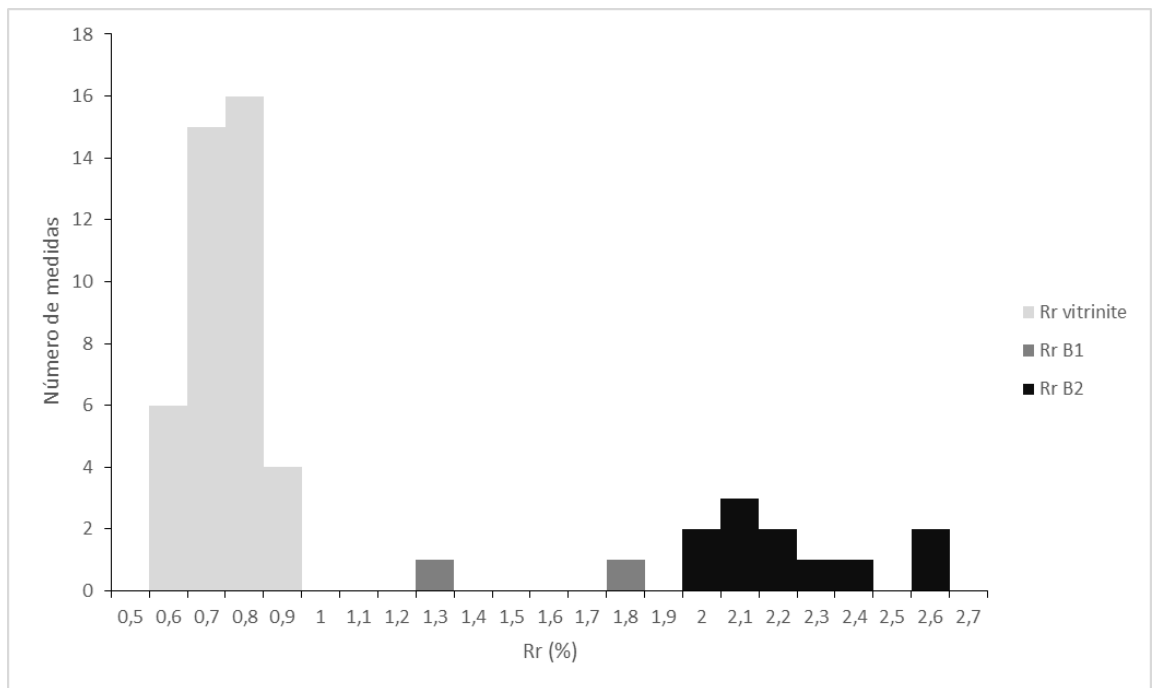


Fig.23. Histograma da reflectância medida na vitrinite e nas duas famílias de betumes sólidos identificadas na amostra 10810/3295.

Nesta formação os teores de COT são globalmente superiores com a maioria das amostras com teores superiores a 0,9% em 4 amostras mesmo com valores superiores a 1% (Figura 20), o que indica um conteúdo médio em carbono orgânico (Peter & Cassa, 1994; Tyson, 1995), tendo em conta que é uma formação de composição siliciclástica, ainda que o teor em CaCO_3 é, nas amostras 10750/3277 a 11555/3554, superior a 30% (Figura 20). Faz-se notar que as amostras com teores mais elevados de carbonatos são aquelas em que foram identificados os betumes sólidos (Figs 20E-F). Isto deve-se ao facto da componente carbonatada apresentar uma maior porosidade e por isso a existência de espaços livres onde podem ficar retidos os betumes sólidos.

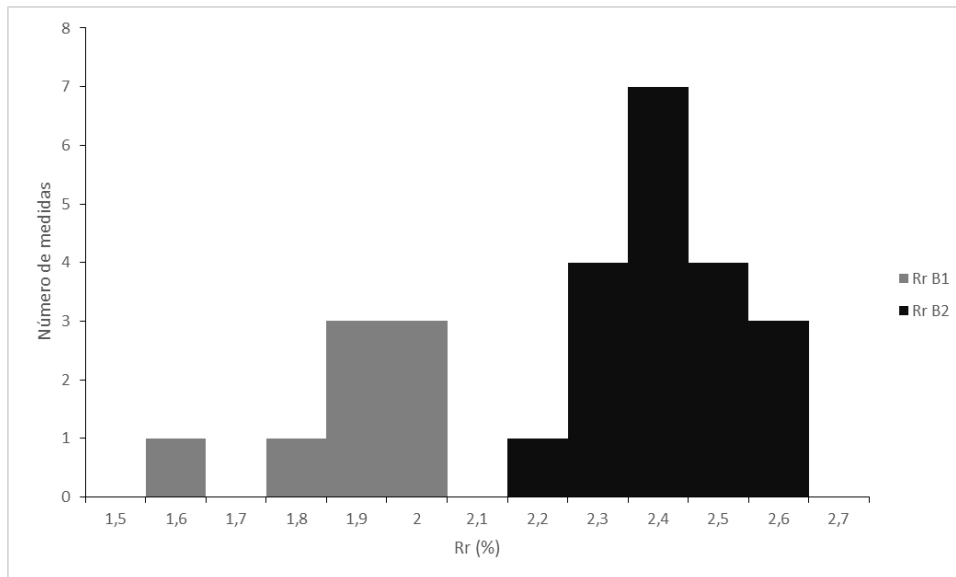


Fig.24. Histograma das reflectâncias medidas nas duas famílias de betumes sólidos identificadas na amostra 10750/3277.

A relação entre o COT e St é inferior a 3 (Figura 22) indicando um ambiente deposicional redutor (Berner, 1995; Borrego et al., 1998), ainda que em três amostras este valor é superior a 3.

Mais uma vez deve ser ressaltado que os valores mínimos destes parâmetros geoquímicos não são aplicados a rochas geradoras em estágio avançado de maturidade térmica, pois, o conteúdo de carbono orgânico neste caso poderia indicar uma quantidade residual. Uma rocha geradora deve conter um teor médio de matéria orgânica de 1% (Mendonça Filho et al., 2010). No caso de rochas siliciclásticas, somente as que apresentam teores iguais ou superiores a 1% de carbono orgânico são considerados potenciais geradoras de hidrocarbonetos em quantidades comerciais (Mendonça Filho et al., 2010).

d) Formação Sena - Cenomaniano/Neocomiano (3578m a 3676m)

Tal como nas formações anteriores, a abundância de vitrinite nas amostras desta formação e a ausência de material líptico permite inferir que a MOD é maioritariamente composta por material ligno-celulósico proveniente de plantas terrestres superiores e por isso trata-se de um cerogénio tipo III (Tissot & Welte, 1984), sendo este tipo de cerogénio produtivo para gás mas não para hidrocarbonetos líquidos.

A refletância da vitrinite varia entre 0,691 e 0,863% (Figura 22), o que significa que a matéria orgânica presente nesta formação se encontra na catagénese e por isso em estado maturo (Tissot & Welte, 1984). Do mesmo modo que para as formações

anteriores, o cerogénio tipo III é uma boa rocha-mãe de gás e a maturação da MO não é, ainda, suficiente para a produção deste tipo de hidrocarbonetos que tem início a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35% (veja figura 2).

Na amostra 11960/3646 foram identificados betumes sólidos que ocorrem a preencher espaços livres na matéria mineral nomeadamente na fração mais carbonatada, notando-se que nesta amostra o teor em CaCO_3 é superior às restantes amostras desta formação.

Nesta formação os teores de COT oscilam entre 0,84% e 0,96% (Figura 22), o que indica um conteúdo fraco a médio em carbono orgânico (Peter & Cassa, 1994; Tyson, 1995), tendo em conta que é uma formação de composição siliciclástica, ainda que o teor em CaCO_3 seja globalmente superior a 30% (Figura 22).

A relação entre o COT e St é inferior a 3 (Figura 22) indicando um ambiente deposicional redutor (Berner, 1995; Borrego et al., 1998).

CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES

De um modo geral, a e de acordo com os dados petrográficos constatou-se que o tipo de cerogénio que ocorre nas amostras da Sondagem Nemo 1-X é do tipo III sendo continental e, por isso, propicio para a geração de HC gasosos.

Nesta sondagem constatou-se que a MOD identificada encontra-se na catagénese, constituindo a fase principal para a geração dos HC líquidos e início da geração dos hidrocarbonetos gasosos. Atendendo à reflectância da vitrinite medida, que oscila entre 0,7% e 0,9% e relacionando com a abordagem de vários autores (Tissot & Welte, 1989, Mendonça et al., 2010) que consideram que a MO está dentro da chamada “janela de petróleo”.

A Catagénese constitui o principal estágio de formação de óleo, sendo definida por valores de reflectância da vitrinite de 0,5 a 2,0% e é caracterizada pela degradação térmica do cerogénio acompanhada com a formação de petróleo. A “janela de geração de petróleo” está entre 0,5 a 1,3% Rr e a “janela de geração de gás” entre 1,3 a 4,0% Rr (metagénese), em que o limite entre gás húmido e seco é o 2,0% Rr (Mendonça Filho & Menezes, 2001). Assim sendo, e uma vez que o cerogénio identificado é do tipo III (uma boa rocha-mãe de gás) a maturação da MO não é, ainda, suficiente para a produção deste tipo de hidrocarbonetos que tem início a uma reflectância da vitrinite de 0,9% atingindo o máximo de produção a 1,35%.

Na Formação Domo de Xisto Inferior foram identificadas duas famílias de betumes sólidos com reflectâncias e aspetos petrográficos distintos e classificados como Impsonites (Jacob, 1989). Estes betumes sólidos necessitam, ainda, de um estudo pormenorizado para a identificação da sua origem e eventual relação entre com a matéria orgânica autóctone.

Na sequência sedimentar intercetada pela Sondagem Nemo 1-X o teor de COT das 33 amostras estudadas é fraco a médio, verificando-se uma tendência de aumento em profundidade e por isso os valores mais elevado foram encontrados na Formação Domo de Xisto Inferior. Estes teores mais elevados parecem estar relacionados com a presença de betumes sólidos que ocorrem na fração mais carbonatada destas amostras.

A sequência é essencialmente siliciclástica verificando-se que uma grande parte da Formação Domo de Xisto Inferior e Formação Sena apresentam uma fração carbonatada que chega a atingir 40%. A matéria orgânica em toda a sequência é de natureza continental preservada em ambientes essencialmente redutores, propícios à sua preservação, o que está de acordo com a presença constante de pirite em toda a

sequência. A ocorrência de óxidos de ferro em todas as amostras estudadas está relacionada com a meteorização da pirite.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Afonso, R.S., 1978. A geologia de Moçambique: notícia explicativa da carta geológica de Moçambique, 1:2 000 000, Serviço de Geologia e Minas, Moçambique, Imprensa Nacional de Moçambique, 191p.

ASTM D2797/D2797M-11a, 2011. Standard practice for preparing coal samples for microscopical analysis by reflected light: Annual book of ASTM standards: Petroleum products, lubricants, and fossil fuels; Gaseous fuels; coal and coke, sec. 5, v. 5.06: ASTM International, West Conshohocken, PA, 454-458.

ASTM D7708-11, 2011. Standard test method for microscopical determination of the reflectance of vitrinite dispersed in sedimentary rocks: Annual book of ASTM standards: Petroleum products, lubricants, and fossil fuels; Gaseous fuels; coal and coke, sec. 5, v. 5.06: ASTM International, West Conshohocken, PA, p. 823-830.

Berner, R.A. 1995. Sedimentary organic matter preservation: an assessment and speculative synthesis-a comment. *Marine Chemistry*, 49: 121-122.

Borrego, J., Lopez, M., Pedon, J.G., Morales, J.A., 1998. C/S ratios in estuarine sediments of the Odiel River-mouth, S.W. Spain. *Journal of Coastal Research*, 14(4): 1276-1286.

Convenção das Nações Unidas de Combate a Desertificação (UNCCD) nos países da CPLP, 2009, Relatório Nacional de Consultoria de Moçambique, Moçambique.

Burgess, J.D., 1974, Microscopic examination of kerogen (dispersed organic matter) in petroleum exploration, in *Carbonaceous Materials as Indicators of Metamorphism*, R.R. Dutcher, P.A. Hacquebard, J.M. Schopf, J.A. Simon, (Eds.), GSA Special Paper, 19-30.

ECL, 2000, *The Petroleum Geology and Hydrocarbon Prospectivity of Mozambique '2000'*, volume 1, Moçambique, ENH. 144p.

Ediger, V.S., 2005. *Petroleum Geology "Petroleum Prospecting is an art"*, 69p.

Durand, B., 1980. Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen, in: B. Durand (Ed.), *Kerogen: Organic matter from sedimentary rocks*: Editions Technip, Paris, 13-34.

Durand, B., Monin, J.C., 1980. Elemental analysis of kerogens (C, H, O, N, S, Fe). In: B.Durand, Ed., *Kerogen. Insoluble organic matter from sedimentary rocks*, p.113-142. Éditions Technip, Paris.

GTK Consortium, 2006a. Map Explanation; Volume 1: Sheets 2032 – 2632. Geology of Degree Sheets, Espungabera/Chibabava, Nova/Mambone, Massangena, Chidoco, Save/Bazaruto, Chicualacuala, Machaila, Chigubo, Mabote/Vilanculos, Rio Singuédzi/Massingir, Rio Changana, Funhalouro/Inhambane, Chilembene, Chókwè, Zavala/Inharrime, Maputo, Xai-Xai/Zavala and Bela-Vista, Mozambique, Ministry of Mineral Resources, National Directorate of Geology, Maputo, 375p.

GTK Consortium, 2006b. Map Explanation; Volume 2: Sheets Mecumbura (1631), Chioco (1632), Tete (1633), Tambara (1634), Guro (1732,1733), Chemba (1734), Manica (1832), Catandica (1833), Gorongosa (1834), Rotanda (1932), Chimoio (1933) E / and Beira (1934), Escala 1: 25000, Mozambique, Ministry of Mineral Resources, National Directorate of Geology, Maputo, 449p.

Hunt, J.M., 1979, Petroleum geochemistry and geology: Freeman, San Francisco, Krumbein, W.C., 617p.

Hunt, J.M. 1995. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed. New York: W. H. Freeman, 743 pp. ISBN 7167 2441 3.

ICCP, 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994). Fuel 77, 349-358.

ICCP, 2001. The new inertinite classification (ICCP system 1994). Fuel 80, 459-471.

International Committee for Coal Petrology - ICCP, International Handbook of Coal Petrography, Supplement to the 2nd Ed. Centre National de la Recherche Scientifique, Academy of Sciences of the USSR, Paris, Moscow, 1971.

Jacob, H., 1989, Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitume"): International Journal of Coal Geology 11, 65-79

Jokat, W., Boebel, T., König, M., Meyer, U., 2003. Timing and geometry of early Gondwana breakup. Journal of Geophysical Research 108(B9), 2428, doi:10.1029/2002JB001802.

König, M., Jokat, W., 2006. The Mesozoic breakup of the Weddell Sea. Journal of Geophysical Research 111, B12102, doi:10.1029/2005JB004035.

Lopes, F.C., 2008. Regiões sismogénicas de Moçambique: contextos e desafios. In: As Geociências no Desenvolvimento das Comunidades Lusófonas – Conferência Internacional, Coimbra, 13 e 14 de Out. 2008). Memórias e Notícias, Universidade de Coimbra, 3 (Nova Série), 207-216.

Lucas, D.B., Afonso, R.S., 1965. Contribuição para o conhecimento do Grés de Sena. Rev. Est. Ger. Univ., 2, 1-23, Lourenço Marques, Mozambique.

Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., 2001, Curso de Palinofácies e Fácies Orgânicas, RJ, IGEO, 119p.

Mendonça Filho, J.G. 2010. Geoquímica do Petróleo. In: Flores, D., Marques, M., (Eds.), XVI Semana de Geoquímica/X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa, Porto, Memórias 16, 3-56.

Milani, E.J., Brandão, J.A.S.L., Zalan, P.V., Gamboa, L.A.P., 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, 18(3), 352-396.

Paulino, F., Vasconcelos, L., Marques, J., 2010. Estratigrafia do Karoo em Moçambique. Novas Unidades. In: Flores, D., Marques, M., (Eds.), Memórias nº14, XVI Semana de Geoquímica/X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa, Porto, 1285-1294.

Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry, in Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system-From source to trap: Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 93-117.

Reichert, C., Neben, S., Adam, J., Aslanian, D., Roest, W., Mahanjane, S. James, E.S., Bargeloh, H.-O., Behrens, T., Block, M., Ehrhardt, A., Heyde, I., Jokat, W., Kallaus, G., Klingelhoefer, F., Moulin, M., Kewitsh, P., Schrader, U., Schreckenberger, B., Sievers, J., 2008. Cruise Report – BGR Cruiser BGR07 – R/V Marion Dufresne Cruises MD163 & MD164 – Project: MoBaMaSis 2008. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

Salman, G., Abdula, I., 1995, Development of the Mozambique and Ruvuma sedimentary basins, offshore Mozambique, Moçambique, ENH, 32p.

Salman, G., Sheremetiev, Y., Koblents, A., s/d, The Northern Part of Mozambique Basin, A Report on the Geology And the Oil and Gas Potential of Zambezi Licence Block, ENH, Moçambique, 127p.

Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Mendonça Filho, J.G., Hackley, P.C., 2012, Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, Geological applications: International Journal of Coal Geology 99, 54-112.

Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., Robert, P., 1998. Organic Petrology; Gebrüder Borntraeger, Berlin, Stuttgart, 704 p.

Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence (Second revised edition), Springer-Verlag, Berlin, 699p.

Triguís, J.A., Souza, E.S., 2009. Geoquímica de Petróleo Utilizada na Exploração, Produção e Meio Ambiente Impactado pelo Petróleo, Brasil, UFPE, 2009, 75p.

Triggia, A.A., Correia, C.A., Filho, C.V., Xavier, J.A.D., Machado, J.C.V., Thomas, J.E., Souza Filho., J.E., Paula., J.L., Rossi, N.C.M., Pitombo, N.E.S., Gouvea, P.C.V.M., Carvalho., R.S., Barragem, R.V., 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, RJ, Interciência, 278p.

Tyson, R.V., 1995. Sedimentary organic matter. Organic facies and palynofacies. Chapman & Hall, 615 p.

Vasconcelos, L., Jamal, D., 2010. A Nova Geologia de Moçambique. In: Flores, D., Marques, M., (Eds.), Memórias nº14, XVI Semana de Geoquímica/X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa, Porto, 53-66.

Anexo

Relatório de Estágio efectuado na Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), Moçambique

RELATÓRIO DE ESTÁGIO EFECTUADO NA EMPRESA
NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, EP- MOÇAMBIQUE

Por:

Agostinho Mussa

Orientadora:

Prof^a.Dr^a.Deolinda Flores

Co-orientadora:

Dr^a. Mónica Chamussa
(Chefe. do DGD)

Maputo, Outubro de 2013

1. Introdução

Mediante o protocolo assinado entre a Universidade do Porto (Portugal) e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (Moçambique) que visa acolher os estudantes moçambicanos em Portugal e proporciona-los uma competência técnica na área de hidrocarbonetos, área pela qual Moçambique coloca um desafio muito grande na parte dos seus cidadãos na componente de formação, importa referir que efectuou-se o estágio nesta empresa de forma ordeira e num ambiente são.

De acordo com o Plano de estágio que visava: Descrever a sequência estratigráfica, litológica e sedimentológica da sondagem e realizar o respectivo log e; Efectuar a colheita das amostras nos testemunhos da sondagem para os estudos de caracterização da matéria orgânica.

Findo estágio, houve a necessidade de elaborar um relatório que descreve de forma minuciosa o processo de decurso das actividades sobretudo os procedimentos usados na colheita das amostras, as informações disponibilizadas mediante o plano de actividades, os resultados alcançados e os constrangimentos encontrados no decurso do estágio.

2. Descrição Metodológica do procedimento de colheita das amostras

Com vista a materialização dos objectivos que norteiam para o desenvolvimento da Tese para a obtenção do Grau académico de Mestre em Geologia no âmbito do Protocolo assinado entre a Universidade do Porto e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), foram colhidas as amostras do NEMO-1X para o estudo petrográfico e geoquímico. No âmbito do mesmo Protocolo acima referenciado, importa frisar que o estágio teve início no dia 05 de Setembro e terminou no dia 03 de Outubro de 2013, tendo sido efectuado numa 1ª fase na Litoteca da empresa na Vila municipal de Vilanculos entre os dias 09.09 até 14.09 e a 2ª fase foi na Sede da empresa na cidade de Maputo entre os dias 16.09 á 03.10 de 2013. Como o furo atribuído (NEMO-1X) para o estudo data a mais de 4 décadas e mediante o estado mais avançado de degradação dos locais onde foram conservadas as amostras e a sua exiguidade (amostras secas e lavadas) obteve-se como solução em colher as secas e não lavadas como forma de responder aos objectivos que norteiam o trabalho. No total foram colhidas 122 amostras distribuídas em seguinte intervalo em (Pés) e a sua equivalência em metros (m): 7273,6´ (2217m) ----- 9560,37´ (2914m); 9560,37´(2914m) ----- 9993,44´ (3046m); 9993,44´ (3046m) ----- 11669,94´ (3557m); 11669,94´ (3557m) ----- 12060´ (3676m). A escolha deste intervalo foi devido aos trabalhos desenvolvidos anteriormente e análises feitas que dão indicação a ocorrência de Hidrocarbonetos (gás natural e petróleo) já que a companhia que estava a fazer os trabalhos não forneceu mais pormenores. Mas a análise geoquímica feita traz uma indicação carecendo de uma informação mais pormenorizada e detalhada a respeito.

3. Literatura disponibilizada

Foi fornecida uma obra considerada “mãe” onde aparecem todas as sondagens feitas e os resultados obtidos em termos de prospecção na área de Hidrocarbonetos ao estagiário de forma a explorar através de leitura e tomada de notas das partes consideradas importantes sob ponto de vista de sustentabilidade da Tese de Mestrado do Estagiário.

No que concerne a literatura específica da sondagem estudada pelo estagiário (NEMO-1X) foi fornecida uma tabela que ilustra a estratigrafia e outra de resultados geoquímicos obtidos pelos resultados anteriores em que o estagiário mediante as suas investigações poderá fazer uma correlação e tirar as suas ilações.

4. Resultados alcançados após o estágio na Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), EP

Mediante o estágio realizado na Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP a luz do protocolo assinado entre esta empresa com a Universidade do Porto, obteve-se como resultado a aquisição de competências em matéria de colheita de amostras, os procedimentos do seu armazenamento, a sua conservação e os cuidados a ter na sua colheita com vista a evitar a contaminação. Para além desta componente técnica considerada de extrema importância, o estagiário teve a oportunidade de participar numa palestra realizada no Hotel Cardoso junto com os funcionários da empresa ENH onde se ilustrava o uso de Software da PETREL na prospecção e interpretação quantitativa dos hidrocarbonetos (gás e petróleo), através de Prospecção Geofísica. A participação na referida palestra aliada ao convívio laboral e espírito de trabalho em equipa revivida durante o decurso do estágio tanto na vila municipal de Vilanculos bem como na Sede da empresa no Maputo, vem dilatar as competências e habilidades na prestação de serviços por parte do estagiário.

4.1. Constatações e constrangimentos

Sabe-se que o furo de NEMO-1X atribuído ao estagiário para os efeitos da sua Tese de Mestrado data a 4 décadas atrás facto que contribuiu substancialmente no défice de informação sobre o furo, ou seja, não foi encontrado por parte do estagiário o “Final Report” para servir de base de suporte durante o desenvolvimento da sua Tese. Para além do considerado “Final Report” não disponibilizado ou não encontrado tal como se referiu na abordagem anterior, não se encontrou uma bibliografia básica acerca do furo capaz de sustentar na totalidade o trabalho, mas foi disponibilizada uma obra considerada “mãe” ao estagiário para a tomada de notas e relatórios contendo pequenas informações a respeito do furo em estudo com vista a ser como base para o sustento da Tese do estagiário.

Pelo facto do furo ser antigo tal como foi referenciado anteriormente, as amostras secas e lavadas foram armazenadas nas caixas de madeira muito antigas e pelo elevado grau de degradação e aliado a exiguidade das amostras secas e lavadas capazes de constituírem uma representatividade fez com que se tomasse como opção a colheita das amostras secas e não lavadas do furo.

O outro constrangimento não menos importante foi a demora na organização das condições de acolhimento e autorização de estágio que previa a realização de

estágio em 2 meses (Agosto e Setembro) tal como vinha inequivocamente no Protocolo, mas a empresa concedeu 1 mês, facto que contribuiu na permanência e familiaridade das actividades profissionais, sobretudo na colheita e tratamento de amostras. Sabe-se que a realização dos trabalhos num intervalo um pouco longo, contribuiria significativamente na aquisição de mais competências por parte do estagiário e no aprimoramento de conhecimentos teórico-práticos aprendidos durante a sua formação

5. Conclusão

De acordo com o planejado em termos de actividades a desenvolver aquando o estágio na ENH, EP concluiu-se o seguinte: Foram obtidas as tabelas da estratigrafia do furo NEMO-1X com vista a fazer uma descrição litologia e estratigráfica. Foram igualmente colhidas 122 amostras secas e não lavadas com vista a fazer o estudo da caracterização da matéria orgânica na sequência sedimentar da bacia de Moçambique interceptada pela sondagem NEMO-1X e o seu potencial na geração de hidrocarbonetos. Salientar também que o estágio foi muito importante para o estudante na medida em que proporcionou uma experiência não só em termos de profissionalismo como também no aprimoramento dos conhecimentos teórico- práticos adquiridos durante as aulas nas diversas unidades curriculares.

6. Recomendações/sugestões

Face os problemas constados no decurso do estágio e como forma de contorná-los recomenda-se o seguinte:

Para a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP

Que proporcione e disponibilize informação como forma de facilitar e contribuir para o sucesso do estágio atendendo à confidencialidade de informação disponibilizada;

Acompanhamento contínuo das actividades do estágio e a proporção de mais competências e diversos sectores com vista a dilatar ou mesmo incrementar a experiência profissional do estagiário;

Que seja mais breve no fornecimento de respostas solicitadas e cumpra devidamente com os protocolos assinados com algumas instituições particularmente para acolhimento de estagiários;

Que melhore as condições e ambientes de acolhimento cada vez mais para os estudantes moçambicanos que pretendam estagiar na empresa sobretudo os que estudam fora ajudando simbolicamente em termos financeiros e condições logísticas durante o estágio.

Para os estudantes estagiários

A valorização e consideração das oportunidades concedidas pela empresa para adquirir mais competências profissionais sobretudo na área dos Hidrocarbonetos;

O respeito e o cumprimento integral das normas internas vigentes e a promoção de espírito de coesão e trabalho em equipa dentro da empresa;

A obediência das cláusulas vigentes no Memorando de entendimento entre ambas as partes (Empresa e a Instituição de Ensino do estudante) com vista a garantir a confidencialidade da informação eventualmente disponibilizada e a consolidação cada vez mais do sigilo profissional.