



Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Centro de Tecnologia e Ciências
Faculdade de Geologia

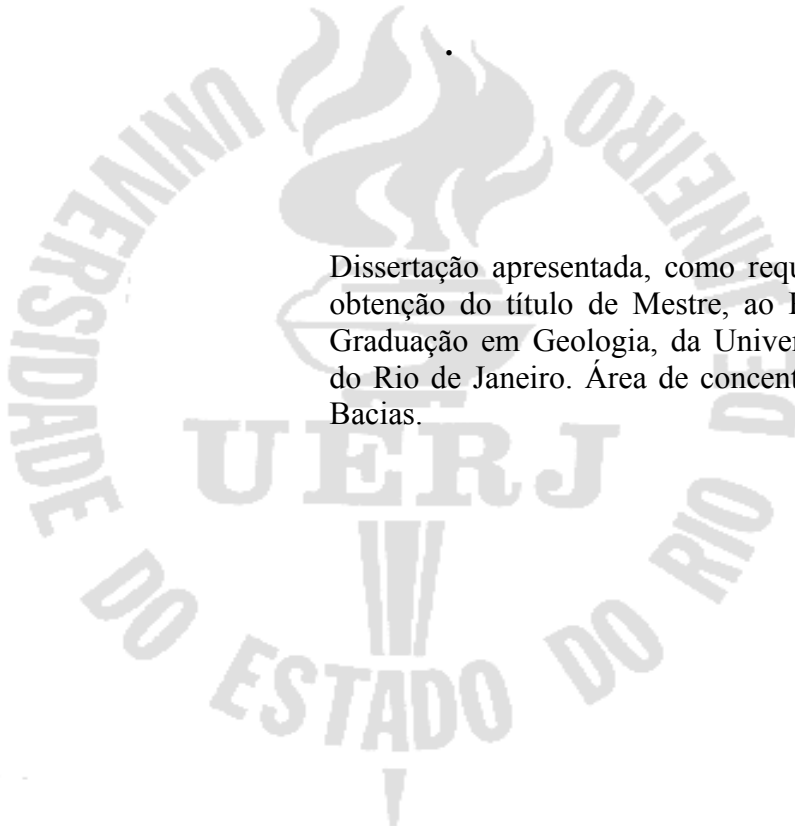
Lina Liliana Osorio Sanabria

**Avaliação da origem dos hidrocarbonetos observados na região limítrofe entre as
bacias de Almada e Jequitinhonha, BA**

Rio de Janeiro
2013

Lina Liliana Osorio Sanabria

**Avaliação da origem dos hidrocarbonetos observados na região limítrofe entre as
bacias de Almada e Jequitinhonha, BA**



Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira

Coorientador: Prof. Dr. René Rodrigues

Rio de Janeiro

2013

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

O838 Osorio Sanabria, Lina Liliana.
Avaliação da origem de hidrocarbonetos observados na
região limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha, BA
/ Lina Liliana Osorio Sanabria. – 2013.
188 f. : il.

Orientador: Egberto Pereira
Coorientador: René Rodrigues.
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia.

1. Petróleo – Almada, Rio, Bacia (BA) - Teses. 2. Petróleo
– Jequitinhonha, Rio, Bacia (MG e BA) - Teses. 3. Geologia
estratigráfica - Teses. 4. Marcadores biológicos – Teses. 5.
Geoquímica – Teses. I. Pereira, Egberto. II. Rodrigues, René.
III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de
Geologia. III. Título.

CDU 553.982(813.8)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese.

Assinatura

Data

Lina Liliana Osorio Sanabria

**Avaliação da Origem dos Hidrocarbonetos Observados na Região Limítrofe entre as
Bacias de Almada e Jequitinhonha, BA**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 25 de março de 2013.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Egberto Pereira

Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi

Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Mario Ferreira de Lima Filho

Departamento de Geologia da UFPE

Rio de Janeiro

2013

DEDICATÓRIA

Para Don Oscar por me ensinar o valor do conhecimento,
a Mariutsi e Oscar porque me ensinaram a sonhar,
a Carmen Amanda por ser meu maior suporte,
e Francisco por ser o meu equilíbrio.

AGRADECIMENTOS

A Prof. Dr. Egberto Pereira pela orientação técnica, pela motivação de selecionar a área de estudo e claro, pela paciência durante estes dois anos.

Ao meu co-orientador prof. Dr René Rodrigues pela experiência transmitida, por guiar-me nas análises geoquímicas e pelos conselhos, sempre oportunos.

A prof^ª. Dra. Luzia Atonioli, pela presteza de fazer as análises palinológicas.

A prof. Dr. Sergio Bergamaschi pelas sugestões e correções durante o desenvolvimento desta dissertação e pela amizade.

Aos geólogos consultores seniores do Petrel-Schlumberger: Fernando Carvajal, Saul Trujillo e José Araujo, pela grande colaboração e sugestões na interpretação das seções sísmicas.

Ao prof. Dr. Hernani Chaves pela oportunidade de participar no projeto do IBA – Imperial Barrel Awards junto com o Chapter UERJ-AAPG. De igual forma a todo time, minhas amigas, com quem tive a oportunidade de conviver e compartilhar um grande desafio profissional; foi uma experiência inesquecível.

A ANP e ao PRH-17 pela bolsa de estudos, o apoio financeiro proporcionado a esta pesquisa e pelos dados fornecidos para o desenvolvimento desta dissertação.

Aos técnicos do Laboratório Geológico de Preparação de Amostras-LGPA e do Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica-LGQM, da Faculdade de Geologia da UERJ, pela colaboração durante o processamento das amostras e realização das análises geoquímicas.

Ao pessoal do Laboratório de Geotecnologias-LABGIS, da Faculdade de Geologia da UERJ, pela colaboração e disponibilização do laboratório na elaboração do mapa da área.

A toda minha família por nunca deixar que sentíssemos que estava longe de casa.

Enfim gostaria de agradecer publicamente a todos meus amigos pela energia positiva que sempre me transmitiram.

RESUMO

OSORIO, Lina Liliana Sanabria . *Avaliação da origem de hidrocarbonetos observados na região limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha* . 2013. 188 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

O presente estudo aborda a caracterização geológica em termos estruturais e estratigráficos do sistema petrolífero responsável pela ocorrência de exsudações de óleos encontradas sobre o embasamento cristalino na região limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha. A partir das amostras de óleo coletadas no campo, foram feitas análises geoquímicas (Isótopos e biomarcadores) que permitiram definir duas famílias de óleo: (a) Família I, com altas proporções de esteranos C_{28} , predominância do terpanos tricíclico C_{23} e proporções elevadas do Hopano C_{29} , características de óleos gerados em ambiente marinho carbonático, provavelmente de idade albiana a turoniana; e (b) Família II, com valores $\delta^{13}C$ de -26,8‰, e presença marcante de gamacerano, que sugere uma rocha geradora formada em um ambiente hipersalino, característico do Aptiano. A interpretação das linhas sísmicas possibilitou a definição de um sistema de migração, para os óleos analisados, da rocha geradora até a superfície. O arcabouço estrutural sugere um processo de migração das falhas do rifte para os altos estruturais ao longo de um sistema de falhas NW-SE, encontradas na região associada às zonas de transferência de Ilhéus. A ausência de um selo efetivo favoreceu a migração do óleo até a superfície. A interpretação geológica integrada à caracterização geoquímica dos óleos indica a existência de sistemas petrolíferos ativos e sugere o controle estrutural na distribuição das exsudações de óleo. Adicionalmente, se fez uma caracterização faciológica, palinológica e geoquímica (%COT, RI, %S, isótopos de carbono e biomarcadores) dos sedimentos aflorantes entre as cidades de Ilhéus e Una, que foram associados neste estudo à Formação Rio Doce. A partir da correlação dos afloramentos estudados observa-se que os mesmos representariam a porção mais superior da Formação Rio Doce depositada no Mioceno, segundo as análises palinológicas. Esta deposição ocorreu dentro de uma progressiva tendência de raseamento, no contexto de um trato de sistema de mar alto, onde teriam-se desenvolvido espessos pacotes de folhelhos sílticos de água rasa, intercalados com barras arenosas em um contexto estuarino.

Palavras-chave: Bacia de Almada e Jequitinhonha. Exsudações de óleos. Biomarcadores. Formação Rio Doce.

ABSTRACT

The following study, presents the geologic characterization from the structural and stratigraphic point of view of the petroleum system, found out on top of the basement located in the boundaries region of the Almada and Jequitinhonha basins. Taking as an starting point the oil samples gathered during the field phase, the geochemical analysis (Isotopes and biomarkers) were done, allowing the identification of two oil families: The first family, with high portions of steranes C₂₈, predominance of the C₂₃ tricycle and high portions of C₂₉ hopane, which characterized a carbonate marine environment to source rock and most probably Albian to Turonian age. The second family, with $\delta^{13}\text{C}$ -26.8‰, and the imminent presence of gammacerane, which suggest a source rock generated in a hypersaline environment, commonly found in the Aptian. The interpretation done with the seismic lines facilitated the definition of a source rock migration system to reach the surface. The structural framework suggests a migrating process associated to the rift faults going to higher structures throughout a fault system NW-SE, found out in the region associated to the Ilhéus transference zones; the absence of an effective seal permitted the oil migration till reach the surface. The integral interpretations with the geochemical characterization of the oil indicate the presence of active petroleum system which suggests structural controls in the oil seeps. Furthermore, the current study addresses the faciologic, palynological and geochemical characterization (%TOC, IR, %S, isotopes and biomarkers) of sedimentary rocks cropping out in the Rio Doce formation between Ilhéus and Una cities. As from the correlation of the section study it is observed that these are represented at the higher portion of the Rio Doce formation, deposited in Miocene, also supported by the palynologic analysis. The deposition occurred inside a progressive trend of shallow upgrade, in the context of a highstand systems tract, where thick packages of argillaceous shale, intercalated with sand bars in an estuarine context.

Keywords: Almada and Jequitinhonha basin. Seeps. Biomarkers. Rio Doce Formation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de localização da área de estudo. Retângulo vermelho ressalta a área de trabalho	16
Figura 2 – Metodologia geral	20
Figura 3 – Mapa Geológico da área de estudo. Localização dos afloramentos onde foi realizada a coleta de amostras na área de estudo e dados disponíveis	24
Figura 4 – Fluxograma da metodologia para análises de Folhelhos	26
Figura 5 – Fluxograma para análises de cromatografia gasosa GC/MS e GC/MS/MS/MS	29
Figura 6 – Mapa Geológico e seção geológica da Bacia de Almada	34
Figura 7 – Placa Sul-Americana e seus domínios tectono-sedimentares	36
Figura 8 – Mapa esquemático mostrando as estruturas maiores das Faixas Araçuaí-Congo Oriental na América do Sul e África. Localização das principais zonas de cisalhamento no período orogênico e sua correlação com o arcabouço de falhas do rifte de Camamu e Almada	37
Figura 9 – Arcabouço estrutural das Bacias de Camamu e Almada	40
Figura 10 – Carta estratigráfica da Bacia de Almada.	43
Figura 11 – Carta estratigráfica da Bacia de Jequitinhonha	44
Figura 12 – Seção esquemática mostrando os diferentes tipos de trapas na Bacia de Camamu-Almada	54
Figura 13 – Carta de eventos do sistema petrolífero da Bacia de Camamu-Almada	55
Figura 14 – Caracterização das Rochas Geradoras Mariricu e Regência, Bacia de Jequitinhonha	56
Figura 15 – Carta de eventos do sistema petrolífero da Bacia de Jequitinhonha	57
Figura 16 – Definição do nível do mar	59
Figura 17 – Geometrias estratais numa sequência tipo 1, sobre uma margem com quebra na plataforma	60
Figura 18 – Modelo evolutivo da seção rifte. (a) Relação entre soerguimento no <i>footwall</i> e subsidência no <i>hangingwall</i> ; (b): Modelo evolutivo apresentando a relação entre a criação de espaço devido a um pulso tectônico e a chegada atrasada do aporte sedimentar	64
Figura 19 – Classificação das unidades rifte, suas superfícies limítrofes e seus padrões estratais. (b) Modelo proposto para a ocorrência de discordâncias internas à fase rifte	65
Figura 20 – Tipos de padrões de terminações de refletores nos limites inferior e superior de uma sismossequência	68
Figura 21 – Aspecto do afloramento, no Ponto 03, apresentando camada de coloração escura e mergulho radial	78
Figura 22 – Dique de diabásio: a) Dique de diabásio, observando-se alteração. b) Observa-se dique em direção das fraturas (N70E)	78
Figura 23 – Perfil estratigráfico da Formação Rio Doce, Ponto 02, Praia Pontal (em frente da pista do aeroporto da cidade de Ilhéus)	81
Figura 24 – Perfil estratigráfico, Ponto 05, da Formação Rio Doce	83
Figura 25 – Perfil estratigráfico, Ponto 06, da Formação Rio Doce	84

Figura 26 – Perfil estratigráfico, Ponto 07, da Formação Rio Doce	85
Figura 27 – Afloramento no Ponto 06 apresentando sigmóides	88
Figura 28 – Bloco diagrama ilustrativo dos vários sub-ambientes em uma transgressão no sistema de ilha barreira.	91
Figura 29 – Fotomicrografias de espécies selecionadas do intervalo estudado.....	94
Figura 30 – Corte esquemático ao longo do eixo de um estuário dominado por maré a partir dos perfis de campo para a formação Rio Doce	98
Figura 31 – Fragmentogramas m/z 85, 191 e 217 da amostra LALM44 da formação Urucutuca.	102
Figura 32 – Diagrama Tipo “Van Krevelen” mostrando a distribuição dos pontos de campo para a Formação Rio Doce	103
Figura 33 – Fragmentogramas m/z 85, 191 e 217 da amostra 5017, fácies folhelhos cinza	105
Figura 34 – Fragmentogramas m/z 85, 191 e 217 da amostra 5039, fácies folhelhos pariáceos	107
Figura 35 – Cromatograma m/z 191 mostra os terpanos tricíclicos e tetracíclicos da amostra LALM5039, em detalhe Oleanano C30 e seu espectro de massa	108
Figura 36 – Fragmentogramas m/z 85, 191 e 217 da amostra LALM5021, fácies folhelhos carbonosos	110
Figura 37 – Diagrama triangular das proporções de hidrocarbonetos saturados e aromáticos compostos NOS	112
Figura 38 – Cromatogramas de íons totais (TIC) das amostras LALM: (a)5012, (b)500, (c) 5034	114
Figura 39 – Cromatogramas de íons totais (TIC) das amostras LALM: (a)5026, (b)5028, (c)5029	115
Figura 40 – Cromatograma do íon totais (TIC) da amostra LALM5030	116
Figura 41 – Fragmentograma subgrupo um de m/z85 das amostras de óleo	118
Figura 42 – Fragmentograma subgrupo dois de m/z85 das amostras de óleo	119
Figura 43 – Fragmentogramas m/z 191 para todas as amostras de óleo coletadas	121
Figura 44 – Identificação dos esterano (C26 m/z 358→ 217; C27 m/z 372→ 217; C28 m/z 386→ 217; C29 m/z 400→ 217 e C30 m/z 414→ 217) por CG/MS/MS/MS, amostra LALM 5028	125
Figura 45 – Fagmentogramas m/z 217 e 218 das amostras de óleo coletadas	127
Figura 46 – Diagrama ternário das %C27, %C28 e %C29 dos esteranos regulares	129
Figura 47 – Identificação do dublete do terpano poliprenóide tetracíclico (m/z 414→259) por GC/MS/MS/MS, amostra LALM 5027	131
Figura 48 – Gráfico da razão TPP (indicador de algas de agua doce/saobre) e %C30 esteranos. Correlação de Biomarcadores como indicadores do <i>input</i> de matéria orgânica e ambiente deposicional proposto por Holba et al., 2003	132
Figura 49 – Fragmentograma m/z 191 (terpanos), 217 e 218 (esteranos) da amostra LALM5012	134
Figura 50 – Fragmentograma m/z 259 da amostra LALM 5012.....	135

Figura 51 – Correlação dos parâmetros de origem diasterano/TPP1 (m/z 259) e hopano/esterano entre as amostras de óleo coletadas e as amostras das bacias de Almada, Jequitinhonha, Recôncavo e Sergipe, compiladas da literatura	136
Figura 52 – Identificação dos esterano (C26 m/z 358→ 217; C27 m/z 372→ 217; C28 m/z 386→ 217; C29 m/z 400→ 217 e C30 m/z 414→ 217) por CG-MS/MS/MS, amostra LALM 5012	136
Figura 53 – Plotagem das amostras de óleo da família I no gráfico esterano C28/C29 <i>versus</i> tempo geológico.	139
Figura 54 – Correlação entre as razões $\alpha\alpha\alpha$ 20S/(20R+20S) e $\alpha\beta\beta$ /($\alpha\alpha\alpha$ + $\alpha\beta\beta$) dos esteranos C29 nas amostras do óleo	140
Figura 55 – Relação entre os parâmetros moleculares de evolução térmica e os valores de reflectância da vitrinita (Ro%)	141
Figura 56 – Fragmentograma dos hidrocarbonetos aromáticos m/z 182, 192 da amostra ALM5027	143
Figura 57 – Parâmetros de maturação MPI-1 <i>versus</i> C29 $\alpha\alpha\alpha$ 20S/(20S+20R), referente às amostras analisadas	144
Figura 58 – <i>Ranking</i> de biodegradação	145
Figura 59 – O aumento da biodegradação é indicado pelo aumento na proporção de compostos demetilados, como também de terpanos tricíclicos marcado pela seta vermelha observados no fragmentograma m/z 191 e 177 das amostras do óleo LALM 5034 e 5029	147
Figura 60 – O aumento da biodegradação é indicado pelo aumento na proporção de compostos demetilados, como também de terpanos tricíclicos (C ₂₃) no fragmentograma m/z 177 e 191 das amostras do óleo LALM 5033 e 5015	148
Figura 61 – Relação de terpanos tricíclicos/ hopanos <i>versus</i> C28 Demetilado/C29 hopano	149
Figura 62 – Observam-se altas proporções de compostos demetilados, o composto 29D foi identificado nos dois fragmentograma m/z 191 e 177 o que sugere uma forte biodegradação da amostras do óleo LALM 5012	150
Figura 63 – Fragmentograma m/z 191 e 218 mostrando as principais características para cada uma das famílias de óleo	152
Figura 64 – Cubo sísmico com as linhas sísmicas interpretadas	154
Figura 65 – Horizonte corresponde ao topo do embasamento mapeado em todas as linhas sísmicas	156
Figura 66 – Mapa de isópacas da seção Pré-rifte. Em roxo, destaca-se o embasamento cristalino	157
Figura 67 – Seção sísmica <i>dip</i> onde se observam falhas sintéticas mapeadas e estruturas tipo <i>horst</i> afetando a sequencia rifte, e também falhamento lístrico na seção rifte.....	159
Figura 68 – Detalhe sísmico mostrando a seção <i>dip</i> 268 com padrões internos progradantes em cunha da Formação Urucutuca. Nota-se que a falha de borda ocorreu até a base da discordância Pré-Urucutuca. Localização do Poço IBAS-083	161

Figura 69 – Seção sísmica <i>dip</i> mostrando a falhas normais, e as reativações da falha de borda na sequência terciária. Observam-se falhamentos na sequência pós-rifte terciária	163
Figura 70 – Mapa de isópaca em tempo da base da seção Pós-rifte correspondente à discordância erosiva Pré-Urucutuca na seção <i>strike</i>	164
Figura 71 – Linha sísmica <i>strike</i> mostrando o contato erosivo da fase rifte e pré-rifte. As falhas do embasamento limitam os <i>horsts</i> e <i>grabens</i> . Assim como as falhas de transferência	166
Figura 72 – Mapa aeromagnetométrico total para a região Bahia Sul. Destaca-se as setas brancas os lineamentos (falhas) direção NE-SW	167
Figura 73 – Mapa Gravimétrico de Anomalia de Bouguer	168
Figura 74 – Integração do Mapa de Anomalia de Bouguer, na porção <i>offshore</i> das bacias de Camamu, Almada e Jequitinhonha	169
Figura 75 – Seção sísmica NE-SW, em tempo em água profunda na Bacia de Almada e as exsudações do óleo detectadas por sensoriamento remoto ..	172
Figura 76 – Em detalhe linha <i>dip</i> , onde se observam falhas de componente normal, que coloca no bloco alto o embasamento e a sequência recente no bloco baixo	173
Figura 77 – Mapa de anomalia de Bouguer Filtrado (Banda 5). Bacia de Jequitinhonha e Almada	174

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Relação de Poços usados na Bacia de Almada	22
Tabela 2 –	Dados de cromatografia líquida do óleo	112
Tabela 3 –	Dados de $\delta^{13}\text{C}$ das amostras de óleo.....	113
Tabela 4 –	Relações entre os alcanos normais e isoprenóides acíclicos das amostras de óleo	117
Tabela 5 –	Razões entre os terpanos nas amostras de óleo	120
Tabela 6 –	Esteranos regulares em porcentages	126
Tabela 7 –	Valores dos parâmetros de evolução térmica para as frações aromáticas	142

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
COT	Carbono orgânico total (%)
CPRM	Serviço Geológico do Brasil.
FGEL	Faculdade de Geologia
GC / MS	Cromatografia Gasosa-Espectrometria de Massas
GC/MS/MS/MS	Detector de massas triplo quadrupolo
FGEL	Faculdade de Geologia
HC	Hidrocarbonetos
IH	Índice de hidrogênio (mg HC/g COT)
IO	Índice de oxigênio (mg CO ₂ / g COT)
LGQM	Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica
Ma.	Milhões de Anos
R.I.	Resíduo o Insolúvel (%)
Ro	Refletância de vitrinita
RoE	Refletância de vitrinita equivalente
S	Enxofre total (%)
S ₂	Potencial gerador (mg HC / g Rocha)
S ₃	Quantidade de dióxido de carbono (mg CO ₂ / g Rocha)
TIC	Cromatograma de íons totais
Tmax (°C)	Temperatura máxima de geração.
TPP	Terpano polipreonoíde tetracíclico
TSMA	Trato de Sistemas de Mar Alto
TST	Trato Sistemas Transgressivo
UCM	Perfil de compostos não resolvidos
UERJ	Universidade do Estado do Rio de Janeiro

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	16
	Objetivo	19
1	MATERIAIS, DADOS E MÉTODOS	20
1.1	Pesquisa bibliográfica e levantamento de dados	20
1.2	Base de dados	21
1.2.1	<u>Mapa geológico da área de estudo</u>	21
1.2.2	<u>Dados de poço e sísmica da Bacia de Almada</u>	21
1.2.2.1	Análise e interpretação de seções sísmicas	22
1.2.3	<u>Métodos Potenciais</u>	23
1.3	Campanha de campo	23
1.4	Análises geoquímicas	25
1.4.1	<u>Tratamento dos materiais utilizados nas análises geoquímicas</u>	26
1.4.1.1	Análises de COT, enxofre total, Resíduo insolúvel e Pirolises Rock-Eval	26
1.4.1.2	Isótopos Estáveis	27
1.4.1.3	Extração do Betume	28
1.4.1.4	Fracionamento de amostra por Cromatografia líquida	29
1.4.1.5	Cromatografia gasosa-espectrometria de massas (GC/MS)	30
1.4.1.6	Cromatografia gasosa com detector de triplo quadrupolo (GC-MS/MS/MS)	30
2.	CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL	32
2.1	Evolução tectônica regional	35
2.2	Arcabouço Estrutural	39
2.3	Arcabouço estratigráfico	42
2.3.1	<u>Megassequência Continental</u>	46
2.3.1.1	Fase Pré-rifte	46
2.3.1.2	Fase rifte	46
2.3.2	<u>A Sequência Transicional</u>	47
2.3.3	<u>Megassequência Marinha</u>	48
2.3.3.1	A Sequência Marinha Carbonática Rasa	48
2.3.3.2	A Sequência Marinha Transgressiva	49
2.3.4	<u>A Sequência Marinha Regressiva</u>	50
2.4	Sistema petrolífero	51
2.4.1	<u>Sistema petrolífero da Bacia de Almada</u>	51
2.4.2	<u>Sistema petrolífero da Bacia de Jequitinhonha</u>	55
3.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	58
3.1	Estratigrafia de sequências	58
3.1.1	<u>Sequência e trato de sistemas</u>	60
3.1.2	<u>Limite de sequência</u>	61
3.1.3	<u>Parassequência e conjunto de parassequência</u>	61
3.1.4	<u>Ciclicidade temporal do registro sedimentar</u>	62
3.2	Estratigrafia de sequências aplicada às bacias tipo rifte	63

3.3	Sismoestratigrafia	66
3.3.1	<u>Padrões internos de reflexões sísmicas</u>	67
3.4	A geoquímica orgânica do petróleo	69
3.4.1	<u>Carbono Orgânico Total</u>	69
3.4.2	<u>Tipo e maturação da matéria orgânica</u>	70
3.4.3	<u>Isótopos estáveis de carbono</u>	71
3.4.4	<u>Biomarcadores</u>	71
4.	ANÁLISE FACIOLOGICA E GEOQUIMICA DOS SEDIMENTOS AFLORANTES	76
4.1	Análises sedimentológica e estratigráfica	76
4.1.1	<u>Formação Urucutuca</u>	76
4.1.1.1	Descrição de fácies	76
4.1.2	<u>Formação Rio Doce</u>	79
4.1.2.1	Caracterização sedimentológica	80
4.1.2.2	Descrição de fácies	86
4.1.2.3	Ambiente Depositional	91
4.1.2.4	Palinologia	92
4.1.2.5	Modelo estratigráfico	96
4.2	Análises Geoquímicas dos folhelhos das formações Urucutuca e Rio Doce	100
4.2.1	<u>Formação Urucutuca</u>	100
4.2.1.1	COT, S, RI	100
4.2.1.2	Biomarcadores	101
4.2.2	<u>Formação Rio Doce</u>	103
4.2.2.1	Fácies folhelho cinza (Ponto 05)	104
4.2.2.1.1	COT, S, RI	104
4.2.2.1.2	Biomarcadores	104
4.2.2.2	Fácies folhelho papiráceo (Ponto 06)	106
4.2.2.2.1	COT, S, RI	106
4.2.2.2.2	Biomarcadores	105
4.2.2.3	Fácies folhelho carbonoso (Ponto 07)	108
4.2.2.3.1	COT, S, RI	109
4.2.2.3.2	Biomarcadores	109
5	CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA DAS OCORRÊNCIAS DE ÓLEO	111
5.1	Propriedades geoquímicas gerais dos óleos	111
5.1.1	<u>Cromatografia líquida</u>	111
5.1.2	<u>Isótopos estáveis de carbono</u>	112
5.1.3	<u>Cromatografia de íons totais (TIC)</u>	112
5.2	Biomarcadores	116
5.2.1	<u>Família I</u>	117
5.2.1.1	Alcanos lineares e isoprenóides ramificados	117
5.2.1.2	Terpanos	120
5.2.1.3	Esteranos	124
5.2.1.4	Terpanos poliprenóides	130
5.2.2	<u>Família II</u>	133

5.3	Idade do óleo	138
5.3.1	<u>Família I</u>	138
5.3.2	<u>Família II</u>	138
5.4.	Grau de evolução térmica	140
5.5	Estágio de biodegradação	145
5.6	Correlação óleo – óleo e óleo rocha	150
6	CONTEXTO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO DA BACIA DE ALMADA	153
6.1	Análise estratigráfica	155
6.1.1	<u>Embasamento</u>	155
6.1.2	<u>Sequência Pré-rifte</u>	156
6.1.3	<u>Sequência Rifte</u>	158
6.1.4	<u>Sequência Pós-rifte</u>	160
6.2	Análise estrutural	167
7	SISTEMA PETROLÍFERO	171
8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS	175
	REFERÊNCIAS	179

INTRODUÇÃO

A área de estudo localiza-se na margem continental brasileira, situando-se na porção sul do Estado da Bahia, compreendendo a cidade de Ilhéus e as localidades adjacentes Alto de Itacaré até o município de Una entre os paralelos 14°55' a 15°15' de latitude sul, aproximadamente, entre os meridianos 39°15' a 38°72' de longitude oeste. A bacia de Almada está limitada ao norte pelo Alto de Itacaré, que a separa da Bacia de Camamu; a oeste pelo embasamento pré-cambriano, e ao sul pelo Alto de Olivença, que a limita a Bacia de Jequitinhonha (Figura 1).

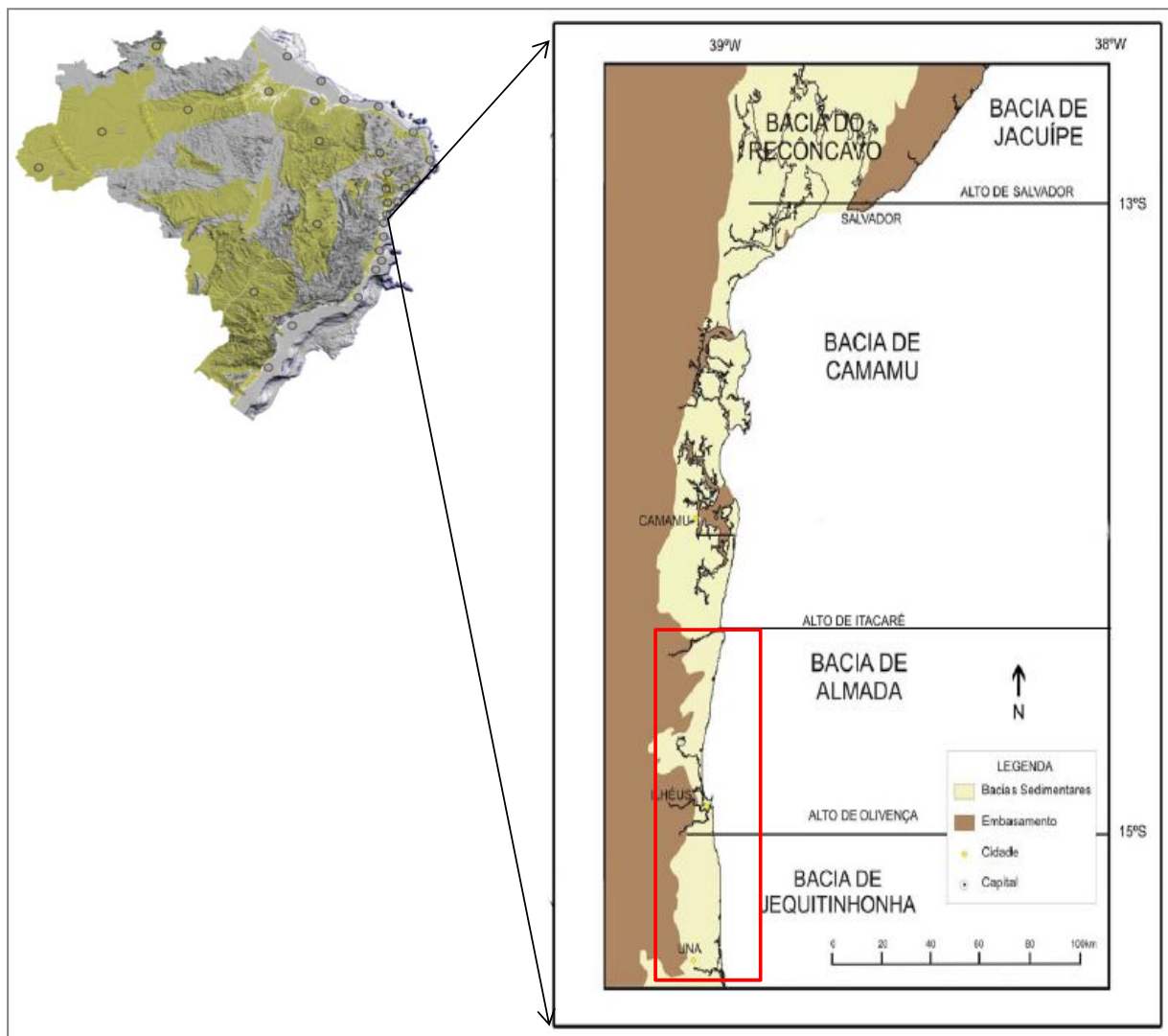


Figura 1 – Mapa de localização da área de estudo. Retângulo vermelho ressalta área de trabalho.

Fonte: Modificado de LIMA, S., 2008.

A área inclui uma pequena porção emersa das bacias, com extensão de 300 km² e espessura máxima que varia entre 1450m a 1800m (Figura 2). A plataforma continental é mais expressiva adentrando por cerca de 1300 km² até a cota batimétrica de 2000 m, com espessuras sedimentares superiores a 600 m (BRUHN e MORAES, 1989).

A Bacia de Almada, junto com a Bacia de Camamu, geralmente são descritas por suas semelhanças geológicas, considerando-as em alguns casos como uma única bacia. Na área de estudo existe um número reduzido de poços exploratórios (06 poços) exclusivamente localizados na região do cânion de Almada, sendo encontrados nos mesmos indícios de óleo e presença de gás em volume não comercial e dois poços em águas profundas sem indícios de óleo. Assim, consideram-se estas bacias como uma fronteira exploratória em função do pequeno conhecimento geológico, além das baixas taxas de perfuração. Na região não se perfura um poço exploratório desde 1993.

Nas últimas décadas, a bacia tem sido estudada por varias companhias de petróleo, como a Petrobras (JESUS, 2004), El Paso (GORDON, 2011) e Statoil (BEGLINGER et al., 2009), as quais não chegaram a perfurar seus *plays* por diversos motivos, entre os quais as incertezas que existem sobre os processos de geração, migração, acumulação e preservação de hidrocarboneto.

Apesar de terem sido realizados vários estudos regionais em nível de pesquisas geológicas, alguns de cunho estratigráfico e tectônico, e diversos levantamentos geofísicos, quase todos foram focalizados, principalmente, na porção emersa da bacia, correspondente ao cânion de Almada. Alguns estudos de particular importância basearam-se na utilização de métodos potencias e de sensoriamento remoto para a detecção de exsudações de óleo na porção *offshore* das bacias de Camamu, Almada (LIMA S., 2008), Jequitinhonha e Cumuruxatiba (CASTILHO, 2005).

Embora alguns trabalhos tenham se preocupado com o estudo e análise do cânion de Almada, tanto na sua descrição estratigráfica como no seu controle estrutural, nenhum deles abarca uma análise exploratória completa, ao nível das bacias de Almada e Jequitinhonha, com pesquisas geoquímicas que integrem os dados da porção *onshore* e *offshore* destas bacias.

Dessa forma, uma fase inicial de campo, como princípio básico no exercício da geologia de exploração, tornou-se imprescindível no entendimento dos processos geológicos responsáveis pela ocorrência de exsudações de óleo no embasamento cristalino, observadas desde o norte da cidade de Ilhéus até o município de Una (Alto de Olivença), sendo este fato uma evidência direta da presença de um sistema petrolífero ativo.

A região não conta com nenhum estudo detalhado que integre as informações geológicas disponíveis com as exsudações de óleo sobre as rochas aflorantes em superfície. A única descrição da presença de óleo corresponde ao relatório apresentado por Carvalho (1965) intitulado: Mapeamento geológico de superfície na porção emersa da Bacia de Almada, publicado no Boletim Técnico da Petrobras; sendo um dos primeiros projetos na fase de exploração e avaliação da Bacia de Almada. Nesse informe, o autor desenvolve o estudo com base nas exsudações de óleo observadas em localidades próximas ao município de Ilhéus. Netto e Sanches (1991) divulgaram um roteiro geológico de campo baseado em antigas publicações, no qual foi apresentada uma abordagem estrutural, e uma breve descrição da seção sedimentar. No mesmo, são descritas vagamente algumas exsudações de óleo presentes na área emersa, as quais não correspondem aos pontos citados anteriormente por Carvalho (1965).

Objetivo

O presente trabalho objetiva caracterizar, analisar e entender as ocorrências de óleo observadas em rochas do embasamento e nas zonas de fraturas expostas na região *onshore* (linha de praia) da região limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha. Para tanto, foi realizada uma integração de dados, em escala regional, combinando ferramentas geológicas, geoquímicas e geofísicas, para se determinar os prováveis mecanismos envolvidos na migração e acumulação dos hidrocarbonetos, de forma a melhor compreender os sistemas petrolíferos que deram origem aos hidrocarbonetos presentes na região.

Assim, pretende-se gerar uma avaliação geoquímica e estratigráfica renovada da área de estudo com o intuito de se definir novos cenários exploratórios, assim como identificar os tipos de dados cruciais a serem adquiridos no futuro, para fortalecer as interpretações e os modelos geológicos da bacia; tendo isso como alvo, compilaram-se todas as informações estratigráfica e geoquímica das bacias geradas até o presente momento, e se desenvolveu um programa de geração de novas informações a partir dos trabalhos de campo e interpretações sísmicas. A avaliação das rochas geradoras de hidrocarbonetos é uma técnica fundamental, no que concerne à determinação do potencial petrolífero de uma bacia sedimentar. Assim, tornou-se o segundo objetivo deste estudo avaliar as unidades de folhelhos registrados em superfície, de forma a caracterizar seu potencial gerador por meio da identificação da matéria orgânica presente.

Dessa forma, o trabalho realizado encontra-se assim distribuído. No capítulo 1 são apresentados os métodos de análise empregados e os dados previamente publicados sobre a área. No capítulo 2 são apresentados o arcabouço tectônico e o arcabouço estratigráfico da área, bem como o sistema petrolífero das bacias. No capítulo 3 são tecidas considerações sobre estratigrafia de sequências, sismoestratigrafia e geoquímica orgânica. No capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados da caracterização estratigráfica dos afloramentos. No capítulo 5 são apresentados e interpretados os resultados geoquímicos das análises de óleo. No capítulo 6 se discutem as possíveis rotas de migração de hidrocarbonetos, a partir de interpretação das linhas sísmicas. E, finalmente, no capítulo 7 se discute o possível sistema petrolífero ativo responsável pelas ocorrências de óleo. No capítulo 8 apresentam-se as conclusões do trabalho.

1 MATERIAIS, DADOS E MÉTODOS.

Neste capítulo, se faz uma breve descrição das etapas que permitiram o desenvolvimento de toda a pesquisa.

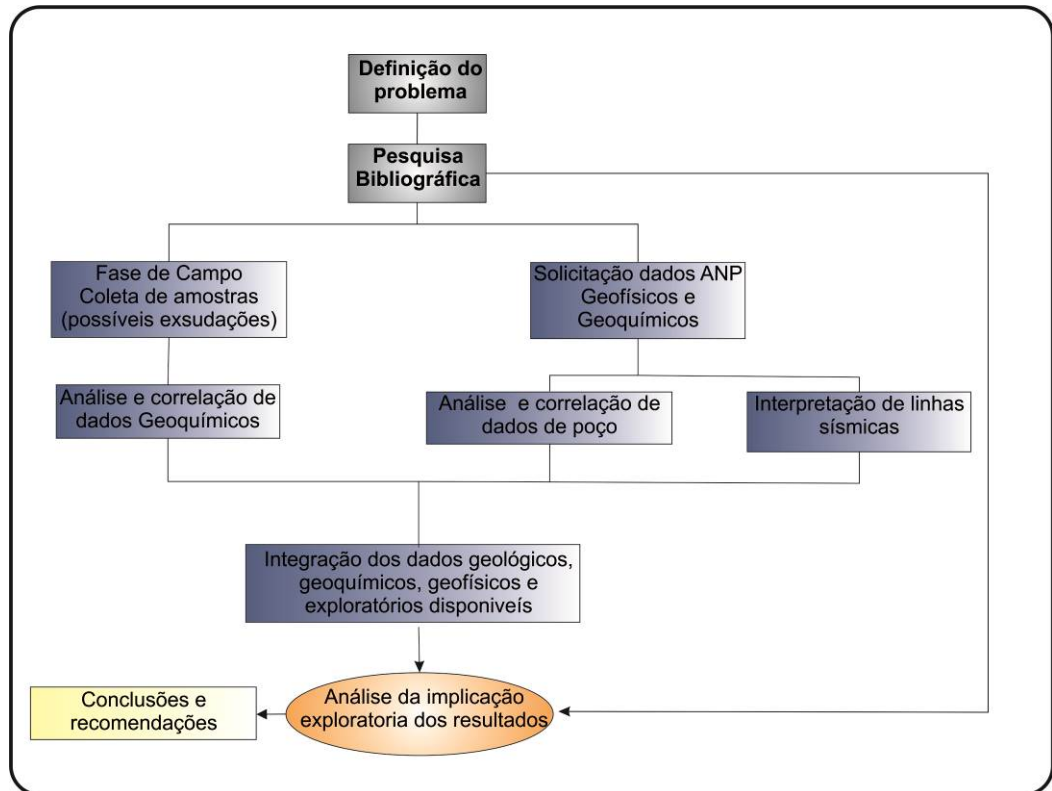


Figura 2 – Metodologia geral.

1.1 Pesquisa Bibliográfica e levantamento de dados

Esta atividade teve como objetivo a pesquisa e compilação dos trabalhos publicados na área de interesse. Isto corresponde à evolução tectono-estratigráfica das bacias Almada e Jequitinhonha, tendo especial ênfase no controle estrutural das sequências Sin-rifte e Pós-rifte. Nesta pesquisa foi dado um enfoque maior aos trabalhos realizados sobre o sistema petrolífero descrito para as bacias e para regiões próximas (bacias de Camamu e Camaruxatiba), que foram fundamentais e serviram como exemplo análogo para a compreensão da área estudada.

Durante esta fase foi de grande importância o levantamento e solicitação de dados disponíveis para fins de investigação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Serviço Geológico do Brasil (CPRM), os quais forneceram os dados correspondentes aos poços exploratórios, as linhas sísmicas, ao levantamento aerogravimétrico e a cartografia geológica da área, informações essas essenciais para a viabilização do objetivo de consolidar um banco de dados das bacias de Almada e Jequitinhonha.

1.2 Base de Dados

1.2.1 Mapa geológico da área de estudo

Para esta dissertação foram usados os mapas originais disponíveis no banco de dados GEOBANK da CPRM. O mapa geológico foi elaborado a partir dos dados vetoriais correspondentes à folha SD-24 da Bahia em escala 1:1.000.000. Os mesmos foram editados, através da utilização do *software* ArcGis (Versão 9.3), o que permitiu a geração do mapa base *Mapa Geológico da área de Estudo*. Adotaram-se os dados e a proposta de divisão litoestratigráfica fornecidas pela CPRM, com o reconhecimento dos grupos e formações da Bacia de Almada, as quais constituem o Embasamento cristalino, Suíte alcalina Itabuna, formações Morro de Barro e Rio das Contas, Grupo Barreiras e depósitos litorâneos recentes indiferenciados.

1.2.2 Dados de poços e sísmica da Bacia de Almada

Para esta pesquisa foram disponibilizados pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP cinco poços e sete linhas sísmicas da Bacia de Almada, conforme a política de cessão pública de dados para as Universidades.

Os dados foram gerenciados através de um banco de dados da Bacia de Almada. O pacote de dados de poço corresponde às curvas de Raios Gama (GR), Sônico (DT) e Resistividade (ILD). As características gerais dos poços, que foram utilizados nesta pesquisa, estão descritas na Tabela 1, e a localização destes na bacia é mostrada na figura 3. Durante esta fase realizou-se uma análise detalhada dos cinco poços, tendo como objetivo a definição das principais quebras estratigráficas com base nas variações observadas nos perfis elétricos. Em seguida, desenvolveu-se a correlação dos poços a fim de se realizar um detalhamento das unidades estratigráficas.

Tabela 1 – Relação de Poços utilizados na Bacia de Almada

Nome do poço	Classificação	Profundidade Total (m)	Início da Perfuração	Término da perfuração
1-BAS-0082-BA	Seco sem indicação de HC	2215	04-set-88	04-out-88
1-BAS-0083-BA	Seco sem indicação de HC	2904	10-out-88	06-nov-88
1-BAS-0102-BA	Seco sem indicação de HC	5200	03-jul-93	01-set-93
1-SSA-0001-BA	Seco com indicação de HC	1650	13-abr-82	09-mai-82
1-BAS- 0036-BA	Produtor subcomercial de gás	2242	24-mai-77	27-jul-77

As linhas sísmicas solicitadas foram: 0096-127, 0096-0135, 0096-0143, 0096-0147, 0096-0268, 0096-0276, 0096-0280 e 0096-0284.

A utilização dos perfis permitiu a geração do sismograma sintético entre o perfil sônico do poço e a seção sísmica e, posteriormente, a interpretação de seções sísmicas ajudou na definição de parâmetros estruturais da bacia.

1.2.2.1 Análise e interpretação de seções sísmicas

As linhas sísmicas 2D migradas em tempo foram analisadas e interpretadas de acordo com as técnicas da estratigrafia sísmica (ou sismoestratigrafia) propostas por Vail *et al.* (1977). Assim, realizou-se uma análise sismoestratigráfica, que teve como fundamento a análise da geometria dos refletores, além da definição dos padrões de empilhamento dos pacotes sedimentares pela identificação de superfícies de *onlap*, *downlap*, *toplap* e

truncamentos erosivos. A análise sismoestratigráfica foi feita utilizando-se o programa *OpenTect*, Versão 4.4, em *workstation*, na Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (FGEL-UERJ).

1.2.3 Métodos Potenciais

Os métodos potenciais são muitas vezes utilizados em mapeamentos regionais, sendo que nesta dissertação os mesmos foram analisados com o objetivo de determinar o arcabouço estrutural da bacia. Utilizaram-se os dados gravimétricos e magnetométricos. A área em estudo possui cobertura gravimétrica com a integração de três tipos de levantamento: marítimo (EG13-Bahia), aerogravimétrico, e Projeto Aerogeofísico Itaberá-Belmonte (Projeto 1021) da CPRM.

Os dados utilizados foram recortados para folha Itabuna 1:100.000, nos limites de 14°30" S a 15°30" e 39°30" W e 39°50". Para a visualização dos dados foi utilizado o software GEOSOFT, com os módulos MAGMAP, onde foi criado um banco de dados do tipo GBD para a geração de mapas.

1.3 **Campanha de Campo**

A campanha de campo consistiu em uma descrição sistemática de afloramentos, a fim de coletar as amostras das possíveis exsudações de óleo, além de levantamento de dados estruturais como: lineamentos e fraturas das rochas e basculamento das camadas, que serviram para compreender melhor o controle tectônico na região. Ao mesmo tempo, se fez uma seção estratigráfica para cada ponto descrito. A figura 3 mostra o mapa geológico da área de estudo, incluindo-se a localização geográfica de todas as estações de campo, bem a localização dos poços e linhas sísmicas utilizados nesta pesquisa. A coleta de amostras foi realizada na faixa aflorante do domínio do cânion de Almada, envolvendo sedimentos das formações Urucutuca e Rio Doce, e exsudações de óleo no embasamento cristalino, na área limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha.

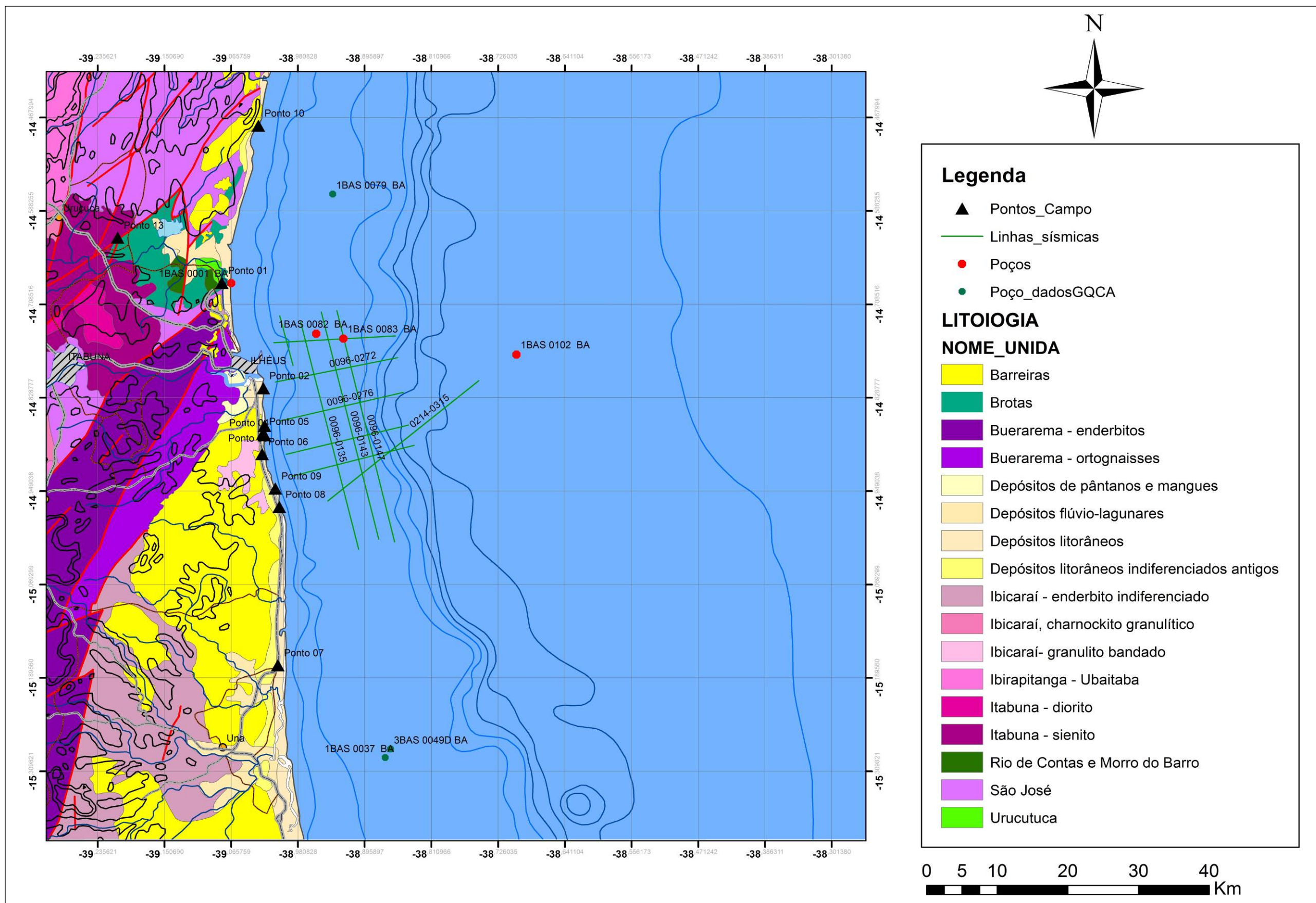


Figura 3 – Mapa Geológico da área de estudo. Localização dos afloramentos onde foi realizada a coleta de amostras na área de estudo e dados disponíveis.
Fonte: Modificado CPRM, Folha SD-24 Bahia.

Os principais objetivos do levantamento estratigráfico em cada afloramento foram: observação da litologia e textura da rocha, determinação da espessura e inclinação das camadas, descrição de estruturas sedimentares, determinação da natureza dos limites entre as camadas e, finalmente, amostragem sistemática de folhelhos como possíveis geradores e arenitos manchados com suspeita de óleo para posteriores análises geoquímicas.

1.4 Análises Geoquímicas

Foi constatada a presença de óleo em diversos pontos situados junto a atual linha de praia, os quais se estendem desde a praia de Pé da Serra, situada na porção nordeste da cidade de Ilhéus, área do Alto de Itacaré, até a região do Alto de Olivença ao sul de Ilhéus. As ocorrências de óleo se estendem por pelo menos 15 km desde o sul de Ilhéus até o município de Olivença, conforme foi constatado na fase de campo. O óleo foi coletado diretamente em fraturas do embasamento na linha de costa.

O procedimento inicial para a análise geoquímica consistiu na determinação de teores de Carbono Orgânico Total (COT) para os folhelhos coletados em campo, seguidamente, as amostras com teores de COT superior a 1% foram submetidas a análises de Pirólise Rock-Eval. Tanto os folhelhos como os arenitos impregnados de óleo, assim como as alíquotas de óleo, foram encaminhados para análises de Isótopos Estáveis de Carbono, Cromatografia Gasosa-Espectrometria de Massas (GC/MS) e Cromatografia Gasosa com Detector Triplo quadrupolo (GC/MS/MS/MS).

Um total de dez amostras de óleo foi selecionado para a identificação de biomarcadores, bem como quatorze amostras de folhelhos. Todas as análises foram realizadas no Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica (LGQM) da FGEL-UERJ.

1.4.1 Tratamento dos materiais utilizados nas análises geoquímicas

1.4.1.1 Análises de COT, enxofre total, Resíduo Insolúvel e Pirólise Rock-Eval

Para as análises das amostras de folhelhos foi seguida a metodologia descrita na figura 4. A análise de teor de COT reflete a quantidade de matéria orgânica acumulada nos sedimentos. Quanto maior o teor de matéria orgânica numa rocha, potencialmente maior será a quantidade de óleo ou gás que poderá ser gerada a partir desta rocha (TISSOT e WELTE, 1984)

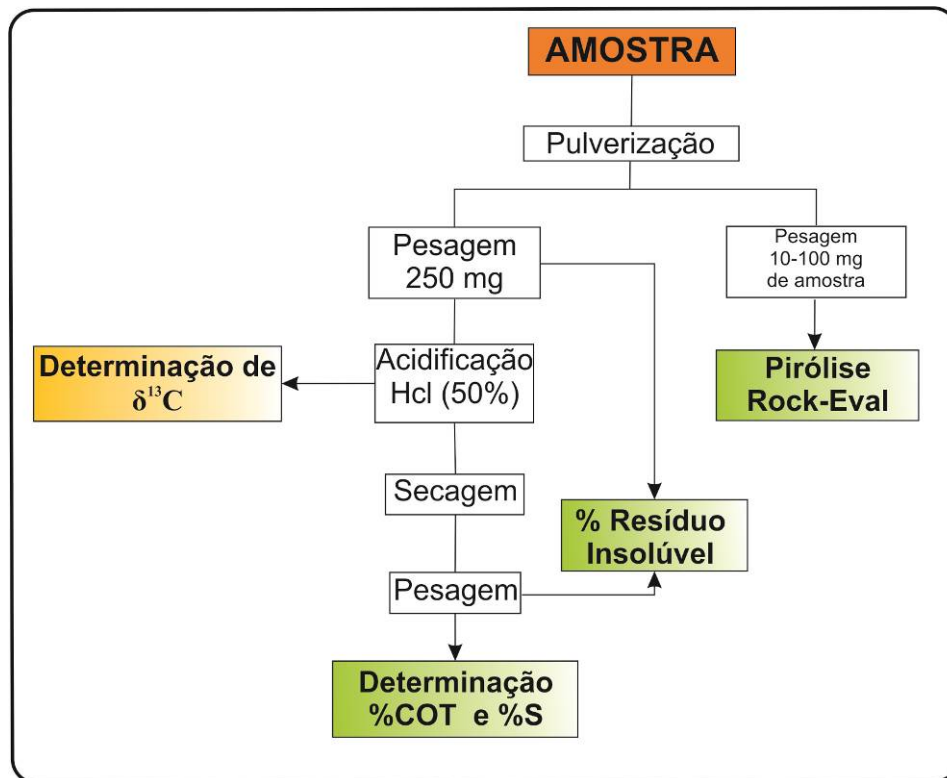


Figura 4 – Fluxograma da metodologia para análises de Folhelhos.

Em termos gerais, a Pirólise Rock-Eval consiste na simulação em condições de laboratório do processo natural de meta/catagênese da matéria orgânica e da geração de petróleo. Corresponde, assim, ao método físico-químico mais usado para caracterizar os tipos de querogênios presentes nas rochas, como também, para fornecer os seus respectivos potenciais de geração.

Foram adotados basicamente os procedimentos estabelecidos por Espitalié *et al.* (1977) e implementados no LGQM-UERJ, para serem aplicados no equipamento Rock-Eval 6, onde cada amostra é aquecida à temperatura de 300° a 650°C, utilizando-se hélio como gás de arraste. Os gases provenientes do aquecimento são divididos em duas partes, a primeira parte passa por um detector de ionização de chama, enquanto a segunda, por um detector de condutividade térmica. A análise de pirólise fornece quatro parâmetros importantes (TISSOT E WELTE, 1994):

- ✓ Hidrocarbonetos livres (pico S1) liberados até 300°C, que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos (betume mg HC/g rocha).
- ✓ Quantidade de hidrocarbonetos restantes ou quantidade de hidrocarbonetos obtidos por craqueamento térmico do querogênio entre 350° e 650°C, durante a pirólise (pico S2), em mg HC/g rocha);
- ✓ Temperatura onde a altura do pico S2 é máxima (Tmax), que corresponde a temperatura de máxima liberação de hidrocarbonetos.
- ✓ Quantidade de dióxido de carbono (CO₂) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio entre 300° - 400°C, expresso em mg CO₂/g rocha (Pico S3).

Uma vez que os picos S2 e S3 refletem respectivamente a quantidade de hidrogênio e oxigênio presentes na matéria orgânica, é possível utilizar esses parâmetros para caracterizar a matéria orgânica.

1.4.1.2 Isótopos Estáveis

As amostras de rocha foram previamente descarbonatadas, enquanto as amostras de óleo passaram pelo processo de extração de soxhlet. As amostras de rocha e óleo são colocadas num carrossel sendo introduzidas automaticamente num analisador elementar acoplado a um espectrômetro de massas. O equipamento usado foi Isotope Spetrometer (IRMS), modelo Delta V advantage, da Thermo Finningan.

Os resultados são expressos em $\delta^{13}\text{C}$ utilizando a seguinte equação:

$$\delta^{13}\text{C} (\text{‰}) = \left[\left(\frac{^{13}\text{C}/^{12}\text{C}_{\text{amostra}}}{^{13}\text{C}/^{12}\text{C}_{\text{padrão}}} \right) - 1 \right] * 1000$$

Para o controle das análises, um óleo com $\delta^{13}\text{C}$ (PDB) conhecido foi utilizado como padrão secundário.

1.4.1.3 Extração do Betume

As rochas impregnadas de óleo foram previamente maceradas para posterior extração do óleo. Assim como as amostras de óleo bruto, os extratos de rocha também foram encaminhados para análises de cromatografia gasosa–espectrometria de massas (CG/MS) e cromatografia gasosa com detector de triplo quadrupolo (GC-MS/MS/MS).

A preparação das amostras de folhelhos inicia-se com a pulverização das mesmas. Em seguida, elas passam a ser descarbonatadas, seguindo o procedimento descrito anteriormente, e posteriormente são submetidas à extração. As amostras de arenitos impregnadas com óleo, bem como os óleos coletados em campo também passam pelo processo de extração tipo Soxhlet. Utilizou-se diclorometano como solvente extrator durante 48 horas. O betume e as alíquotas de óleo foram concentrados em um rotoevaporador, transferidos para um frasco, previamente tarado e pesado para a determinação da porcentagem de substrato orgânico da amostra (% E.O.).

Seguidamente, as amostras correspondentes aos óleos são encaminhadas para análises de isótopos estáveis de carbono e cromatografia gasosa, conforme o fluxograma apresentado na figura 5.

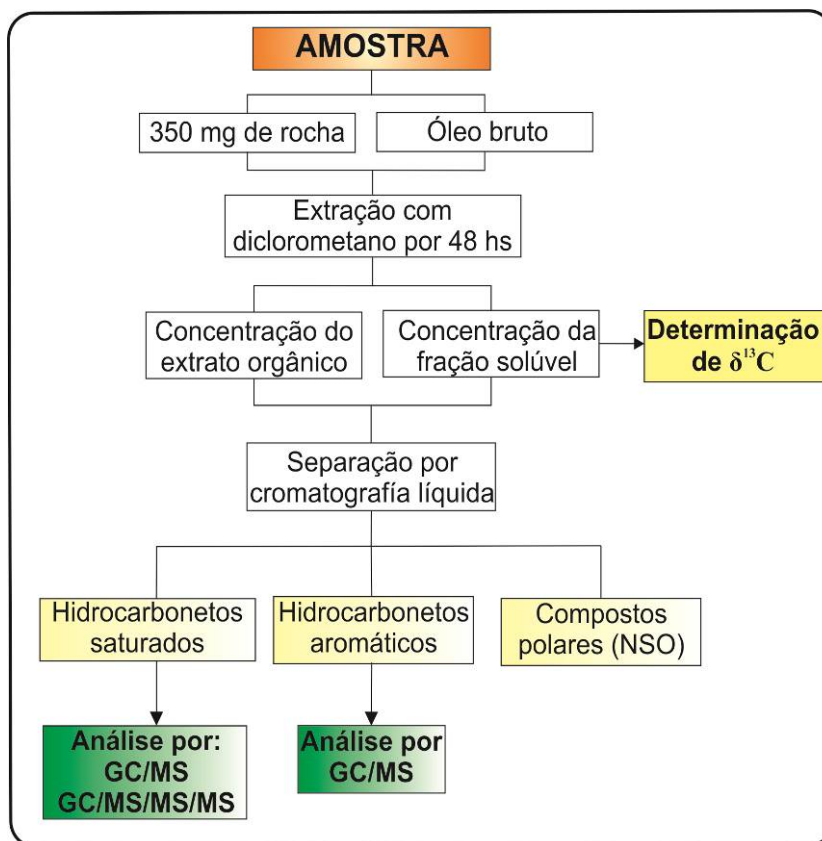


Figura 5 – Fluxograma para análises de cromatografia gasosa GC/MS e GC-MS/MS/MS.

1.4.1.4 Fracionamento da amostra por Cromatografia líquida

Nesta etapa utilizou-se o extrato orgânico obtido na etapa anterior ou uma alíquota de óleo. O objetivo é a separação do extrato orgânico em duas frações: hidrocarbonetos saturados e aromáticos, que serão utilizados na cromatografia gasosa.

No laboratório LGQM-UERJ adaptou-se o procedimento implementado no laboratório. O extrato orgânico obtido por extração com o Soxhlet foi fracionado por cromatografia líquida, utilizando uma coluna de vidro de 10 mm de diâmetro e 25 cm de comprimento. A fase sólida composta por uma mistura de sílica gel/alumina (1/3:2/3) foi ativada por aquecimento entre 120-150°C por 12 horas.

Para cada amostra foi utilizada a proporção de 1g de fase sólida para cada 10mg de extrato orgânico/óleo. Para a eluição dos compostos saturados foi utilizado hexano (3,5 mL/g

de fase sólida), enquanto os aromáticos foram extraídos por uma mistura 1:1 de hexano/diclorometano (4 ml/g de fase sólida). Não são extraídas as frações NSO e os asfaltenos. As frações foram recolhidas num frasco e concentradas por evaporação a temperatura ambiente e transferidas para um frasco, retomando-se o volume a 1,5 ml, com hexano para injeção em cromatógrafo a gás com detector de massas.

1.4.1.5 Cromatografia gasosa-espectrometria de massas (GC/MS)

A cromatografia gasosa é utilizada acoplada à espectrometria de massas em um sistema *on-line* de separação e aquisição do espectro de massas dos componentes individuais contidos na fração saturada e na fração aromática. A Cromatografia em fase gasosa de hidrocarbonetos saturados foi realizada utilizando um equipamento Agilent modelo 6890, equipado com injetor automático, acoplado a um espectrômetro de massas marca Agilent, modelo 5973 Network.

Os hidrocarbonetos saturados e aromáticos foram monitorados no modo *full scan* e SIM (*Selective Ion Monitoring*) correspondem aos seguintes íons m/z:

- ✓ Saturados – TIC, 85, 177, 191, 217, 218 e 259
- ✓ Aromáticos – TIC, 178; 192

1.4.1.6 Cromatografia gasosa com detetor de triplo quadrupólo (GC-MS/MS/MS)

O óleo extraído das rochas foi selecionado para ser analisado por cromatografia gasosa com detector de triplo quadrupolo (GC-MS/MS/MS) em um sistema *on-line* de separação do espectro de massas dos componentes individuais, contidos na fração saturada e aromática. Esse conjunto consta do acoplamento do espectrômetro de massas marca Agilent, modelo 7890, acoplado a um detector de triplo quadrupolo modelo 7000.

No detector, cada composto proveniente da amostra é submetido à energia de colisão de 10 eV, produzindo a fragmentação da molécula na forma de íons. Estes íons foram adquiridos pelo modo MRM (*Metastable Reaction Monitoring*), onde uma série de transições entre íons precursores e produtos previamente definidos foram monitorados, e os espectros de massa do íon precursor podem ser obtidos durante uma transição do íon selecionado. Devido à alta seletividade do equipamento, a obtenção dos espectros ocorre sem a interferência com outras substâncias, o que permite a identificação de compostos.