

**CLASSIFICAÇÃO E ALTERAÇÃO DE ÓLEOS NA BACIA
TERRESTRE DO ESPÍRITO SANTO**

L.A.F. Trindade

RESUMO

Análises geoquímicas de 62 amostras de óleo recuperados de poços na porção litorânea da Bacia do Espírito Santo permitiram a caracterização de três tipos distintos de óleos: os óleos classificados como Tipo "A" são predominantemente acumulados nas rochas-reservatórios turbidíticas do Cretáceo e Terciário, nos "Paleocanyons" de Regência e Fazenda Cedro e nas rochas-reservatórios Albianaes da Plataforma Regência; os óleos considerados como Tipos "B" e "C" são encontrados em rochas-reservatórios Aptianas da Plataforma São Mateus.

Dados cromatográficos, fragmentogramas de massas (marcadores biológicos) e outros parâmetros geoquímicos sugerem que os óleos dos Tipos "B" e "C" foram submetidos a graus variáveis de alteração. O óleo Tipo "A", em geral, não apresenta evidência de degradação. Degradação microbiológica é o principal processo de alteração de hidrocarbonetos. Existe boa correlação entre a curva de isoterma de 65°C, que representa o limite máximo de um processo efetivo de biodegradação, e a curva 25° API.

ABSTRACT

Geochemical analyses of 62 oil samples recovered from wells in the onshore part of the Espírito Santo Basin allowed the characterization of three different types of oils: the oils classified as Type "A" are mainly accumulated in the turbiditic reservoir rocks of Cretaceous and Tertiary, in the Paleocanyons of Regência and Fazenda Cedro, and in the Albian reservoir rocks of the Regência Platform; the oils considered as Type "B" and Type "C" are found in Aptian reservoir rocks of the São Mateus shelf. Chromatographic data, mass fragmentograms (biological markers) and other geochemical parameters suggest that the oils Type "B" and Type "C" were submitted to different degree of alteration. The oil Type "A" in general have no evidence of degradation. Microbiological degradation is the principal process of hydrocarbon alteration. There is a good correlation between the 65°C isothermal curve, that represents the maximum limit of an effective biodegradation process, and the 25° API curve.

INTRODUÇÃO

Os resultados apresentados neste trabalho constituem parte de um estudo desenvolvido na PETROBRÁS, coordenado pelo geólogo Breno Wolff, abrangendo aspectos geológicos e geoquímicos, relacionados com a geração, migração, acumulação e alteração dos óleos na Bacia Terrestre do Espírito Santo. No presente trabalho a ênfase será focalizada na classificação dos óleos e nos processos de alteração dos mesmos.

A Bacia Terrestre do Espírito Santo é constituída de quatro províncias geológicas: Plataforma de São Mateus, Plataforma de Regência, *Paleocanyon* de Fazenda Cedro e *Paleocanyon* de Regência (Fig. 1).

Existem, atualmente, 30 acumulações de hidrocarbonetos com produtividade variável, que podem ser classificadas de acordo com a idade dos reservatórios produtores (Fig. 1). Os campos que produzem Arenitos Alagoas, localizados preferencialmente na Plataforma de São Mateus, caracterizam-se por trapas essencialmente estruturais, proporcionadas por falhas normais que afetam desde o embasamento até rochas terciárias de idade eocênica (Wolff *et al.*, 1986). Os campos de reservatórios calco-arenosos albianos, localizados na Plataforma de Regência, também são caracterizados por trapas predominantemente estruturais, controladas por falhas lítricas (Wolff *et al.*, 1986). Porém, apresentam, adicionalmente, uma forte componente estratigráfica, dada por variações faciológica-diagenéticas nas rochas carbonáticas (Wolff *et al.*, 1986). Por último, os campos com reservatórios turbidíticos cretácico-terciários, situados nos dois *paleocanyons*, apresentam trapas estratigráficas.

As rochas sedimentares da Bacia são englobadas pelos Grupos Nativo e Espírito Santo. O primeiro compreende sedimentos depositados no Cretáceo Inferior, bem como os reservatórios Alaperior ao Cenozóico (Fig. 2). São enfocados com maior destaque no presente trabalho os folhelhos geradores do Membro Mucuri, depositados no Cretáceo Inferior, bem como os reservatórios alagoas do Membro Mucuri, albianos da Formação Barra Nova e cretácico-terciários da Formação Urucutuca.

CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA DOS DIFERENTES TIPOS DE ÓLEOS

Com o objetivo de caracterizar os tipos de óleo conhecidos na Bacia Terrestre do Espírito Santo quanto à origem, bem como avaliar o estágio de alteração dos mesmos, foram analisados geoquimicamente 62 amostras de óleo, coletadas de poços produtores, previamente selecionados. Os dados permitem a classificação de três grupos distintos, descritos a seguir:

TIPO "A"

Óleo leve, muito maturo, gerado a partir da matéria orgânica depositada em ambiente de lagos salgados, de modo geral não biodegradado (Fig. 3).

Esse tipo de óleo ocorre preferencialmente nos reservatórios turbidíticos cretácico-terciários dos *Paleocanyons* de Fazenda Cedro e Regência, e nos reservatórios albianos da Plataforma de Regência.

Características principais

Fator de caracterização (KUOP)	11,7 a 12,1
Parafina predominante	n-C 15

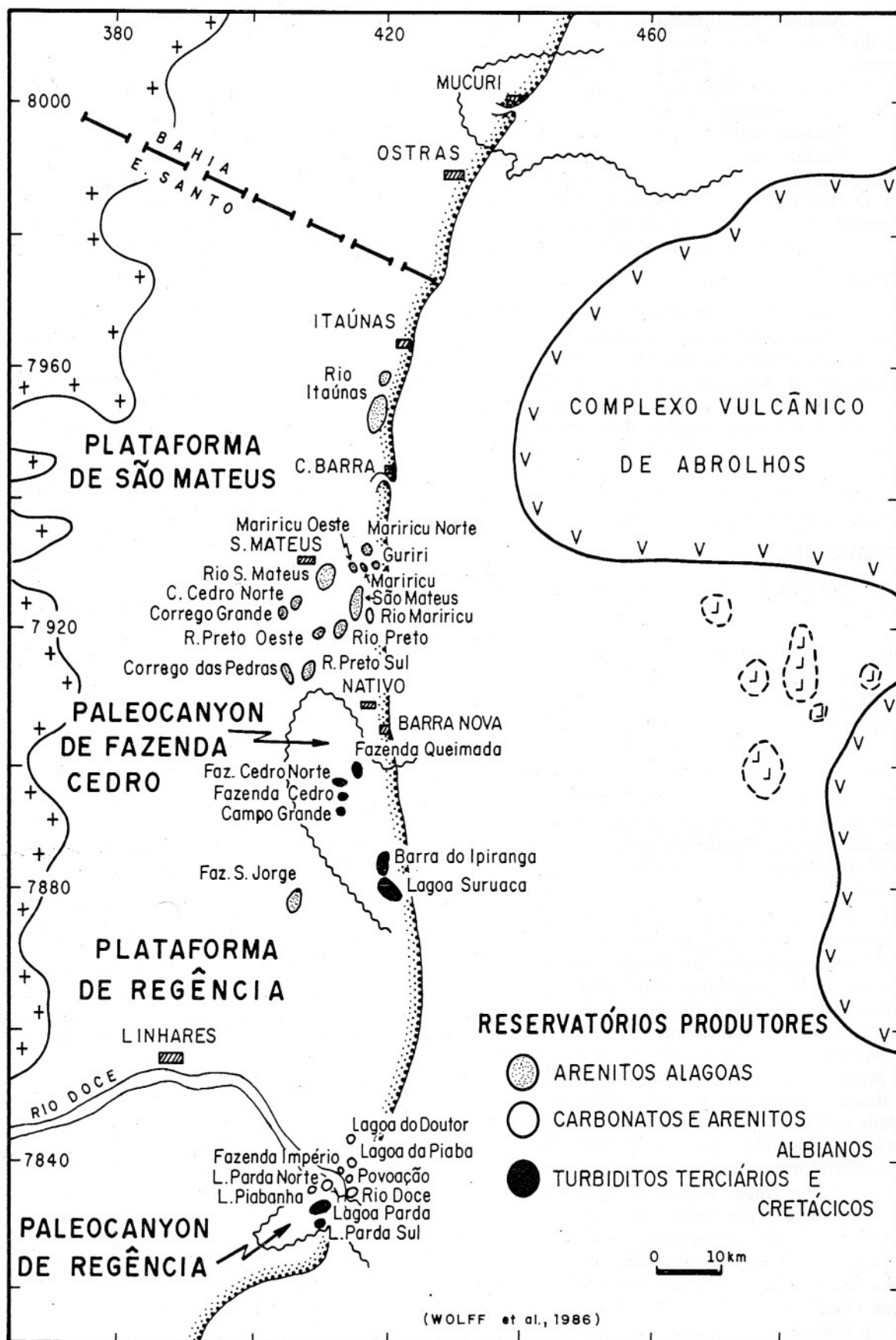
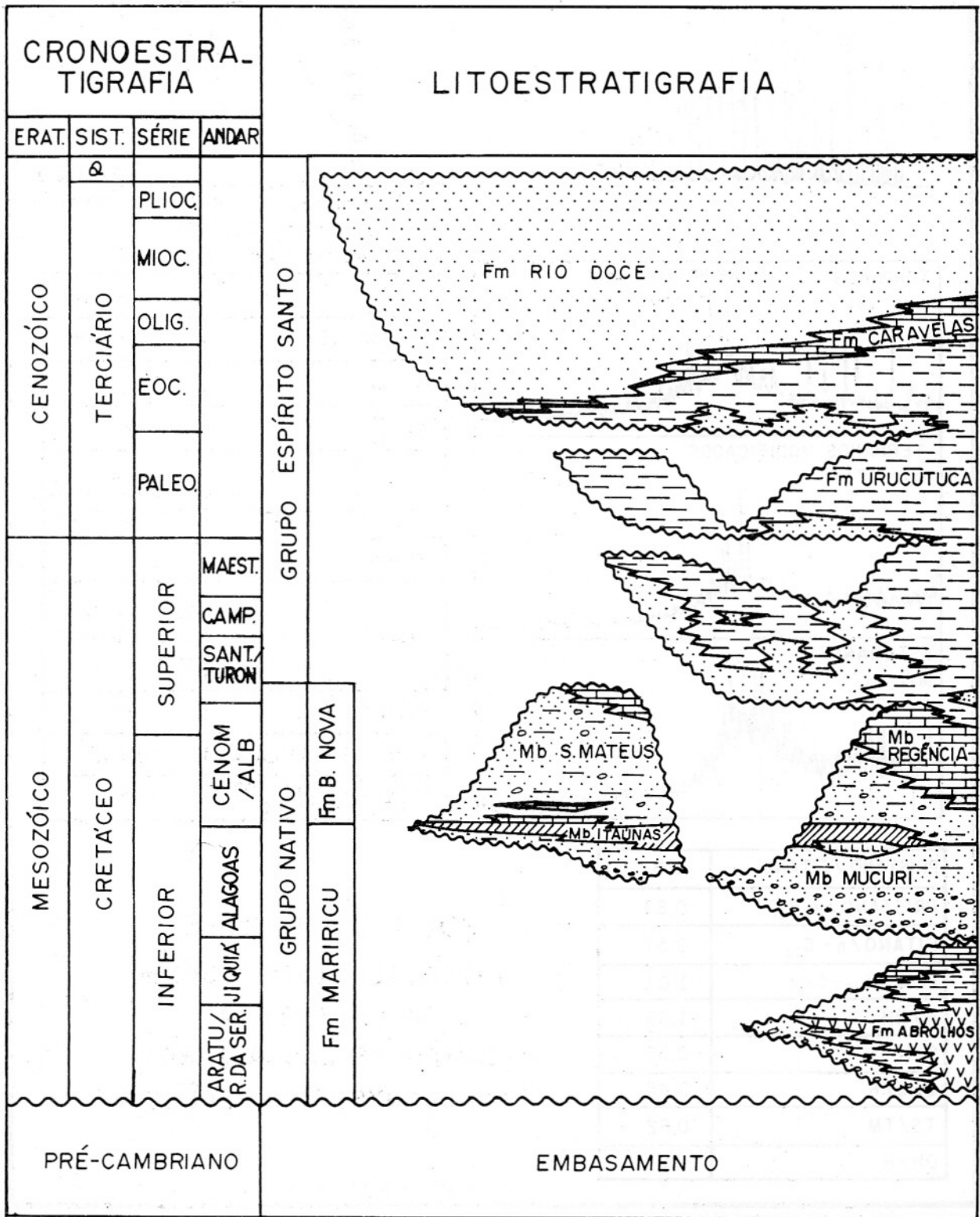
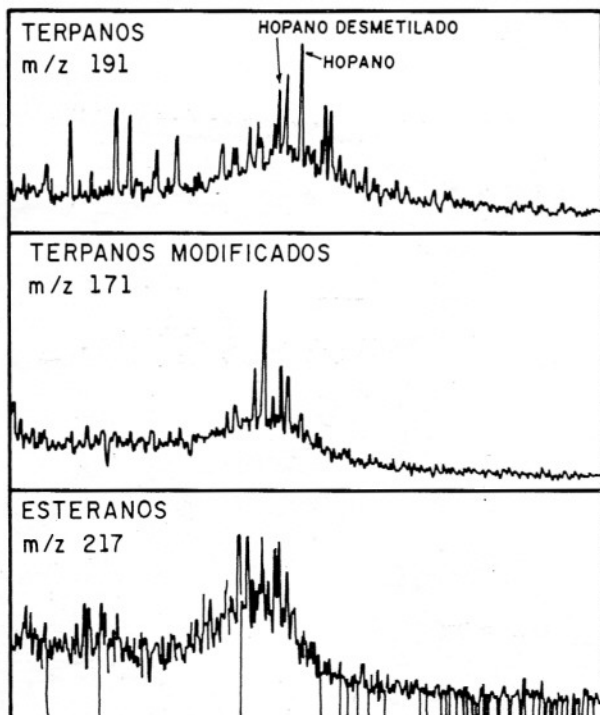
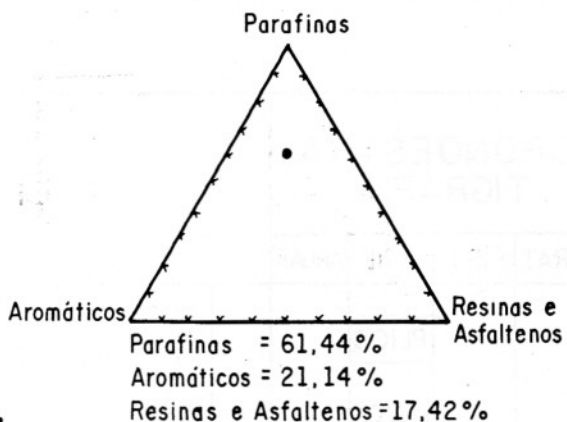
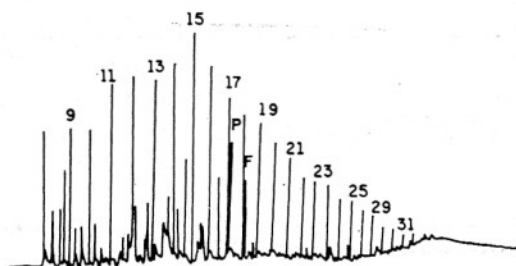


Figura 1 — Mapa com a localização dos campos.



(Modif. ALVES et al., 1978)

Figura 2 — Coluna estratigráfica da Bacia Terrestre do Espírito Santo.



$\delta^{13}C$	-24,3 ‰
DENSIDADE	26,8 °API
S	0,2 %
Ni	8 ppm
V	6 ppm
ÍNDICE DE ACIDEZ	0,46 mgKOH/g
KUOP	11,8
VISCOSIDADE	20,6 Cp a 38°C 17,6 Cp a 44°C 14,8 Cp a 50°C
TEOR DE SAL	—
ÁGUA POR DESTILAÇÃO	13,7%
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	66°C

PRISTANO / FITANO	1,81
PRISTANO / n-C ₁₇	0,83
FITANO / n-C ₁₈	0,57
I.P.C. (C ₁₈ -C ₂₆)	1,01
H/NH	1,38
G/H	0,55
22S/R	0,45
TS/TM	0,62
DH/H	0,61

POÇO 7-LP-21-ES
INTERVALO 1539 / 1541 m
FM. URUCUTUCA
CAMPO DE LAGOA PARDA
"PALEOCANYON" DE REGÊNCIA

(TRINDADE IN WOLFF et al., 1986)

Figura 3 — Exemplo característico de óleo Tipo "A".

Pristano/n-C 17	< 1
Pristano/n-C 17	> 1
Índice preferencial de carbono (I.P.C.)	$\cong 1,0$
$\delta^{13}C$	-21,4 a -25,3 ⁰ / ₀₀
Densidade	21,4 a 32,7° API
Enxofre	0,1 a 0,6%
Parafinas	50 a 67%
Aromáticos	16 a 29%
Resinas e asfaltenos	13 a 32%

TIPO "B"

Óleo gerado a partir da matéria orgânica depositada em ambiente de lagos salgados, termicamente menos evoluído que o óleo do Tipo "A" (Fig. 4) e comumente submetido a avançado estágio de biodegradação.

A ocorrência desse tipo de óleo é restrita aos reservatórios Alagoas, de campos da Plataforma de São Mateus, Rio Mariricu, Rio Preto, Rio Preto Oeste e Córrego das Pedras.

Características principais

Fator de caracterização (KUOP)	11,5 a 12,2
Parafina predominante	n-C 15 (quando não biodegradado)
Pristano/n-C 17	$\cong 1$
Fitano/n-C 18	< 1
Índice preferencial de carbono (I.P.C.)	> 1,0
$\delta^{13}C$	-24,2 a -25,3 ⁰ / ₀₀
Densidade	14,8 a 26,8° API
Enxofre	-
Parafinas	43 a 56%
Aromáticos	19 a 26%
Resinas e asfaltenos	23 a 36%

TIPO "C"

Óleo misto, gerado a partir de matéria orgânica depositada em ambiente de água salgada, com influência de matéria orgânica de origem continental de água doce (Fig. 5).

Esse óleo caracteriza-se, principalmente, por valores de razão isotópica de carbono mais negativos que -26%.

A ocorrência do óleo Tipo "C" é restrita aos reservatórios Alagoas, constituindo trapas estratigráficas observadas especialmente na Plataforma de São Mateus (Campos de Mariricu, Mariricu Oeste, Rio São Mateus, Córrego Cedro e Córrego Grande) e secundariamente no *Paleocanyon* de Fazenda Cedro (Campo de Campo Grande).

As acumulações de Córrego Cedro Norte e Córrego Grande foram também interpretadas como óleo misto, mesmo apresentando $\delta^{13}C$ de até -25,6. Os óleos destas acumulações encontram-se extremamente biodegradados, o que justificaria estes valores.

Características principais

Fator de caracterização (KUOP)	11,7 a 12,0
Parafina predominante	n-C 15 e n-C 23 (bimodalidade)

Pristano/n-C 17	< 1
Fitano/n-C 18	< 1
Índice preferencial de carbono (I.P.C.)	$\cong 1,0$
$\delta^{13}C$	-25,6 a -27,1 ⁰ / ₀₀
Densidade	15,3 a 27,6° API
Enxofre	0,05 a 0,08%
Parafinas	43 a 62%
Aromáticos	17 a 37%
Resinas e asfaltenos	19 a 37%

CORRELAÇÃO ENTRE PETRÓLEO E ROCHA GERADORA

A correlação detalhada entre óleos e extratos orgânicos vem sendo estudada em projeto conjunto, com participação do CENPES e da Universidade Federal do Rio de Janeiro, contando com a colaboração de consultores especializados em biomarcadores.

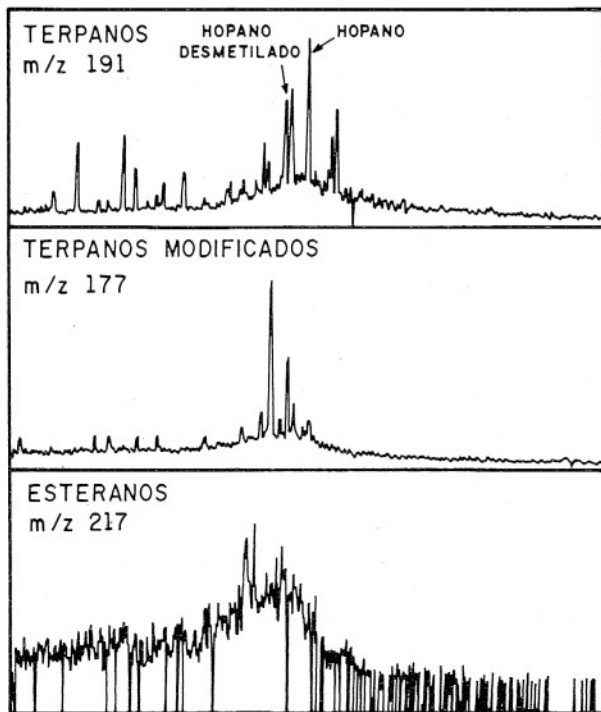
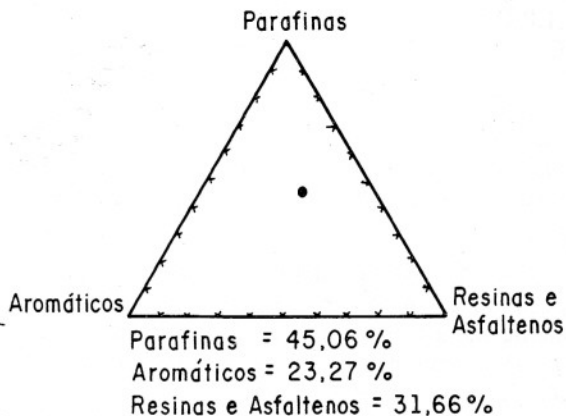
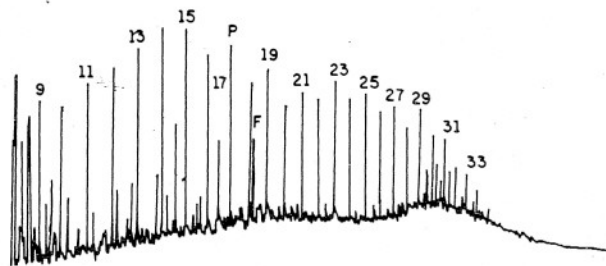
Como exemplo, é apresentado o perfil do poço 1-N-2-ES, mostrando a evolução dos parâmetros geoquímicos, obtidos dos extratos orgânicos com a maturação e modificação dos mesmos em função de variações ambientais (Fig. 6). Nota-se uma marcante evolução nos terpanos, principalmente nos tricíclicos, e cromatogramas mais ricos em parafinas de menor peso molecular com a profundidade. A predominância de parafinas de alto peso molecular pode ser observada na seção pré-Jiquiá. O cromatograma da amostra correspondente ao Andar Jiquiá não é correlacionável aos óleos, pois encontra-se em estágio inicial de maturação (0,61% Ro).

Os valores de razão isotópica de carbono dos extratos orgânicos da seção pré-Jiquiá mostram-se bastante negativos, variando de -27,9 a -29,5⁰/₀₀. No Andar Jiquiá, o valor de -26,5⁰/₀₀ não se correlaciona aos óleos devido ao caráter marginalmente maduro da seção neste poço. Com a evolução da maturação, a razão isotópica tende a valores menos negativos. No poço 2-N-1-ES foi encontrado um valor $\delta^{13}C = -22,5^{0}/_{00}$ dentro do Andar Jiquiá. As razões isotópicas variam consideravelmente em folhelhos do Andar Jiquiá através de toda a Bacia, refletindo mudanças de salinidade no ambiente de deposição. Entretanto, observa-se uma tendência para valores menos negativos, portanto, associados a maior salinidade, para os sedimentos mais novos que os pertencentes aos pré-Jiquiá.

Desta forma, há uma modificação gradacional dos parâmetros geoquímicos a partir dos sedimentos pré-Jiquiá, em direção ao pacote Jiquiá.

Razões isotópicas de carbono, em folhelhos correspondentes ao Andar Alagoas, são sempre menos negativas, entre -24 e -25⁰/₀₀, atestando a maior salinidade no ambiente de deposição desta seção.

Assim os óleos do Tipo "A" foram gerados por folhelhos do Andar Jiquiá, como reportado por Estrella *et al.* (1983). Os óleos do Tipo "B"



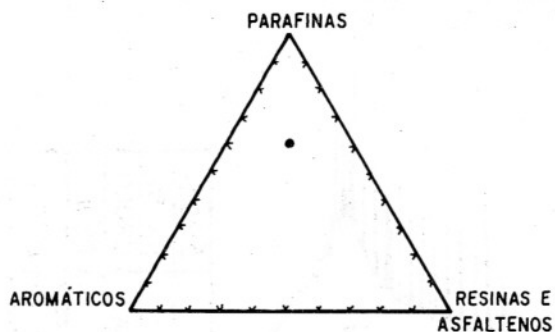
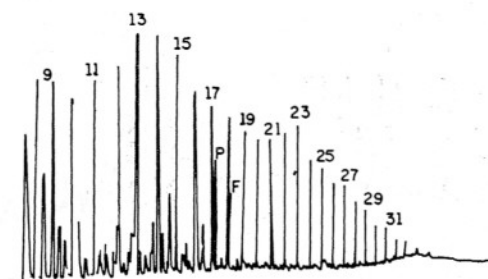
$\delta^{13}C$	- 25 ‰
DENSIDADE	20,1 °API
S	0,5 %
Ni	17 ppm
V	8 ppm
ÍNDICE DE ACIDEZ	0,39 mgKOH/g
KUOP	11,8
VISCOSIDADE	270Cp a 38°C 194Cp a 44°C 139Cp a 50°C
TEOR DE SAL	—
ÁGUA POR DESTILAÇÃO	—
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	—

PRISTANO / FITANO	1,96
PRISTANO / n-C ₁₇	1,23
FITANO / n-C ₁₈	0,67
I.P.C. (C ₁₈ - C ₂₆)	1,1
H/NH	1,55
G/H	0,59
22S/R	0,76
TS/TM	0,55
DH/H	0,57

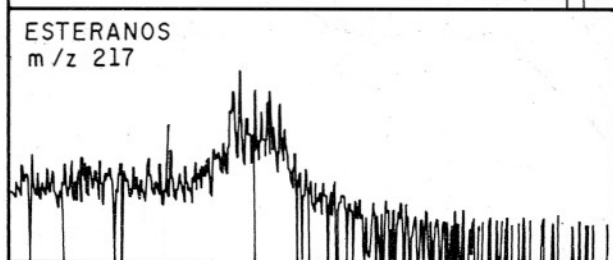
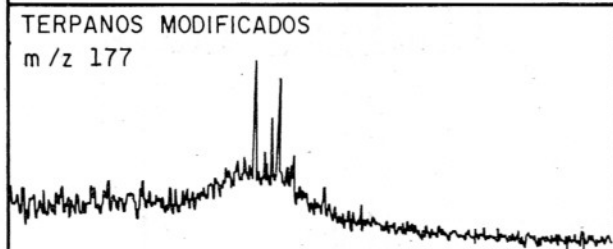
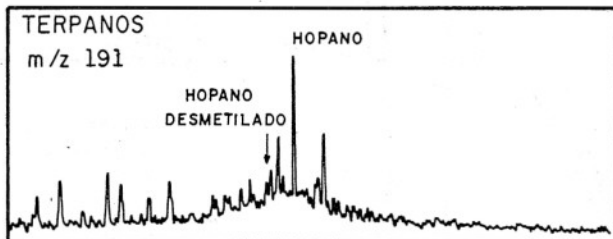
POÇO 7-SM-41-ES
INTERVALO 1412,5 / 1422,5 m
FM. MARIRICU / Mb. MUCURI
CAMPO DE SÃO MATEUS
PLATAFORMA DE SÃO MATEUS

(TRINDADE IN WOLFF et al., 1986)

Figura 4 — Exemplo característico de óleo Tipo "B".



PARAFINAS = 57,64 %
 AROMÁTICOS = 22,48 %
 RESINAS E ASFALTENOS = 19,87 %



$\delta^{13}C$	-26,8 ‰
DENSIDADE	27,1°API
S	0,12 %
Ni	7 ppm
V	4 ppm
ÍNDICE DE ACIDEZ	0,34 mgKOH/g
KUOP	12,0
VISCOSIDADE	24,4Cp a 38°C
	21,7Cp a 44°C
	19,6Cp a 50°C
TEOR DE SAL	—
ÁGUA POR DESTILAÇÃO	0,1 %
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	68°C

PRISTANO / FITANO	2,28
PRISTANO / n - C ₁₇	0,69
FITANO / n - C ₁₈	0,33
I.P.C. (C ₁₈ - C ₂₆)	0,99
H / NH	2,62
G / H	0,66
22S / R	0,75
TS / TM	0,75
DH / H	0,19

POÇO 1-MAO-1-ES
 INTERVALO : 1305 / 1329 m
 FM. MARIRICU / MB. MUCURI
 CAMPO DE MARIRICU OESTE
 PLATAFORMA DE SÃO MATEUS

(TRINDADE IN WOLFF et. al., 1986)

Figura 5 — Exemplo característico de óleo Tipo "C".

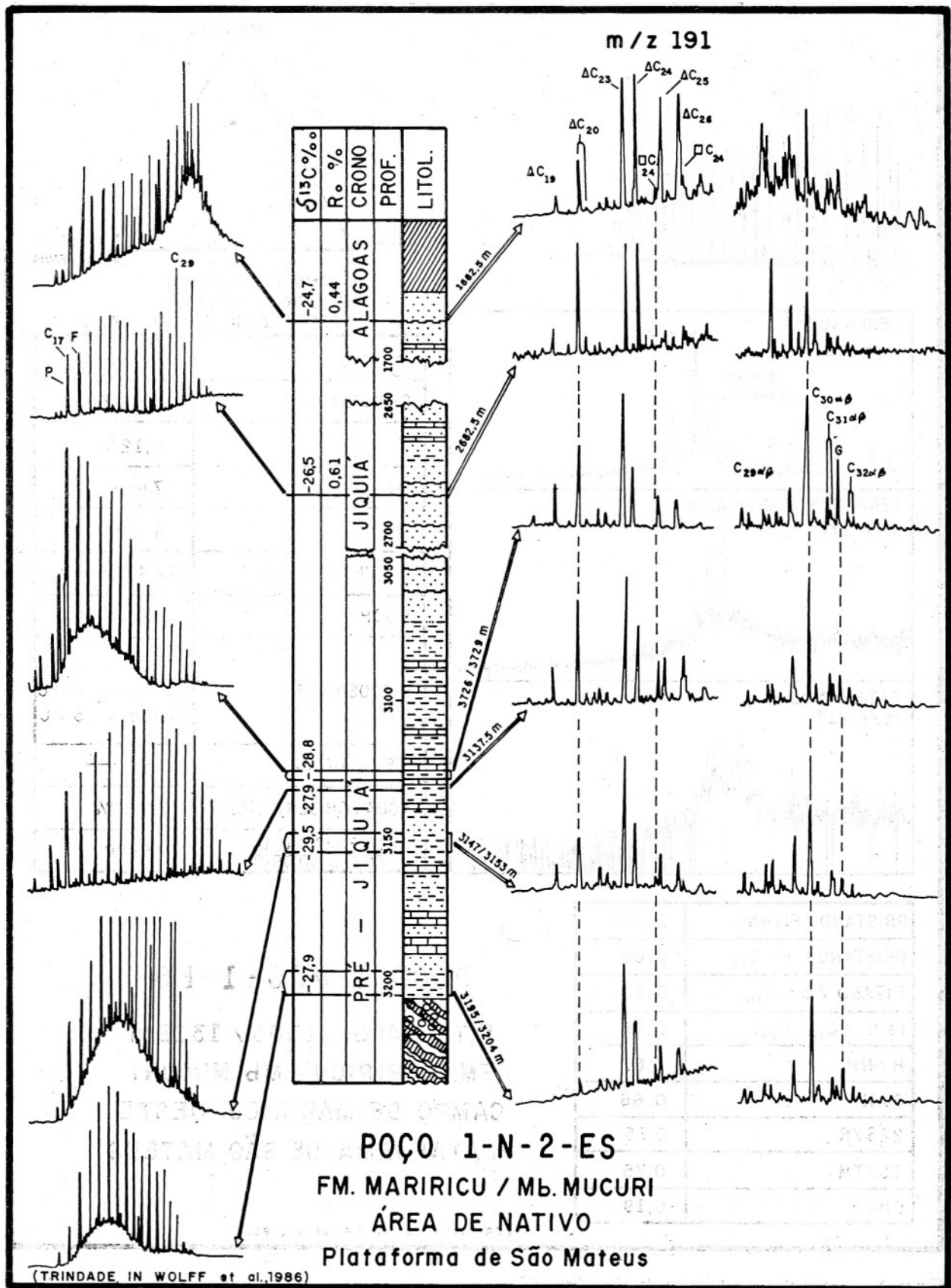
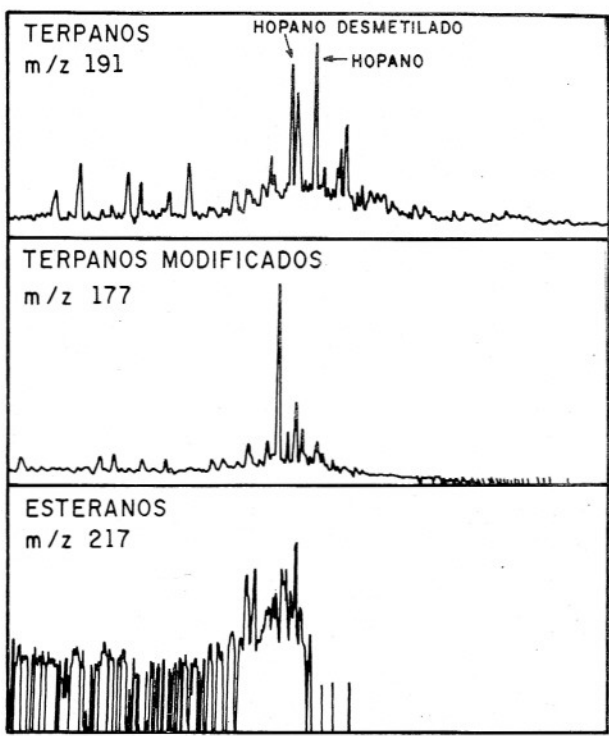
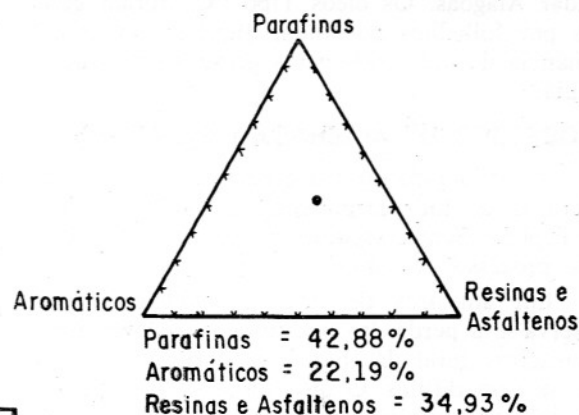
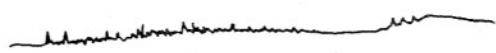


Figura 6 — Evolução dos parâmetros geoquímicos em extratos orgânicos em função da maturação e variações ambientais.



$\delta^{13}C$	-24,3 ‰
DENSIDADE	14,8 °API
S	0,5 %
Ni	27 ppm
V	9 ppm
ÍNDICE DE ACIDEZ	2,86 mgKOH/g
KUOP	11,6
VISCOSIDADE	2116 Cp a 38 °C 1426 Cp a 44 °C 917 Cp a 50 °C
TEOR DE SAL	>10000 mgNaCl/g
ÁGUA POR DESTILAÇÃO	12,0 %
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	53 °C

PRISTANO / FITANO	—
PRISTANO / n-C ₁₇	—
FITANO / n-C ₁₈	—
I.P.C (C ₁₈ -C ₂₆)	—
H/NH	1,52
G/H	0,54
22S/R	0,66
TS/TM	0,43
DH/H	0,88

POÇO 7-R1-10-ES
 INTERVALO 1242 / 1255 m
 FM. MARIRICU / MB. MUCURI
 CAMPO DE RIO ITAÚNAS
 PLATAFORMA DE SÃO MATEUS

(TRINDADE IN WOLFF et al., 1986)

Figura 7 — Exemplo característico de óleo biodegradado.

foram gerados por folhelhos do Andar Jiquiá e do Andar Alagoas. Os óleos Tipo "C" foram gerados por folhelhos do Andar Jiquiá, com predominância de hidrocarbonetos gerados pelo pacote Jiquiá.

PROCESSOS DE ALTERAÇÃO DO PETRÓLEO

A biodegradação é o processo dominante na alteração de hidrocarbonetos na Bacia Terrestre do Espírito Santo, seguido em menor intensidade pelo processo de *water washing*.

Em amostras de óleo alterado da Bacia, observa-se a perda das parafinas mais leves e um decréscimo geral das parafinas normais em relação às isoparafinas. O óleo torna-se mais pesado havendo enriquecimento relativo em resinas e asfaltenos, no teor de enxofre e nos teores de níquel e vanádio. O índice de acidez naftênica tende a valores maiores que 0,5 mg KOH/g, devido à formação de ácidos naftênicos, através de processos de biodegradação. Tais características são comumente observadas em jazidas rasas da Bacia, principalmente na Plataforma de São Mateus (Fig. 7).

Em estágios avançados de biodegradação, observa-se o surgimento do composto hopano desmetilado, interpretado internacionalmente como originado a partir da remoção de uma metila do triterpano hopano, por ação de bactérias.

A ocorrência simultânea de hopano desmetilado e parafinas normais, em acumulações como Campo de São Mateus, sugere a mistura de óleos alterados e inalterados no mesmo reservatório (Fig. 8). Isto pode ser resultado da ocorrência de dois pulsos de migração, ocorrendo uma biodegradação intensa no óleo que saturou o reservatório no primeiro pulso. Outra alternativa seria através de um processo contínuo de migração, onde a biodegradação seria progressivamente diminuída, à medida que a água de formação fosse expulsa do reservatório.

Nos óleos que se encontram totalmente biodegradados as parafinas normais e isoparafinas já foram integralmente removidas, como pode ser observado nos cromatogramas (Fig. 7). Há um enriquecimento em compostos mais pesados (resinas e asfaltenos), com conseqüente diminuição do grau API. Os teores de S, Ni e V aumentam consideravelmente, assim como o índice de acidez naftênica, que atinge valores superiores a 2,0 mg KOH/g. O composto hopano desmetilado surge em maiores proporções, tornando-se, juntamente com o hopano, o pico dominante no fragmentograma de terpanos ($m/Z = 191$).

Inúmeros fatores geológicos controlam a biodegradação, interagindo entre si, de modo a inibir ou proporcionar condições favoráveis para que o processo ocorra. Entre estes fatores destacam-se como mais importantes:

— temperatura do reservatório: a temperatura de aproximadamente 150°F (65 a 70°C) é

tida como limite máximo para um processo efetivo de biodegradação (Phillipi, 1977);

— composição química da água de formação: a presença de SO_4 e O_2 favorecem a biodegradação aeróbica e a salinidade é um fator limitante;

— facilidades de movimentação da água através da trapa;

— posição do óleo em relação ao contato óleo-água;

— distância da migração secundária.

Tais fatores, em alguns casos, atuam em sentidos opostos. Deste modo, procurou-se verificar aquele fator que melhor controlasse o processo de biodegradação.

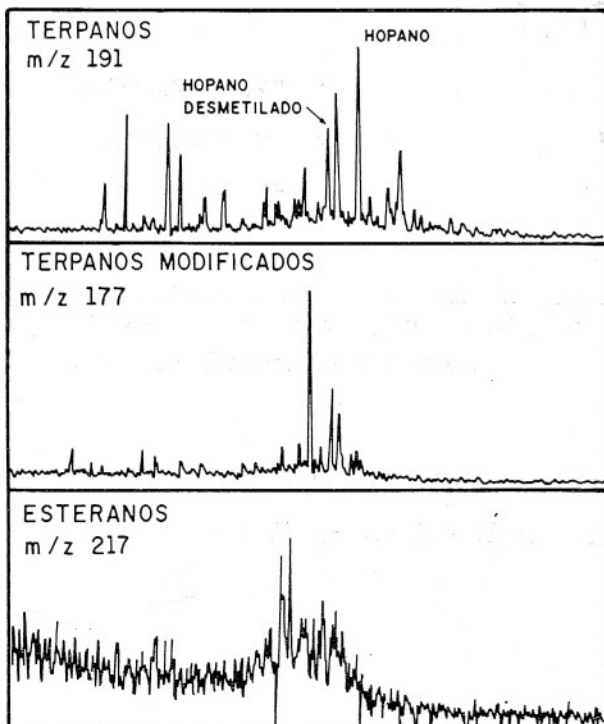
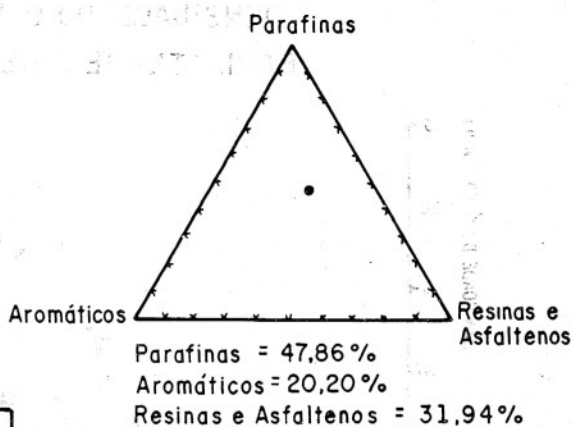
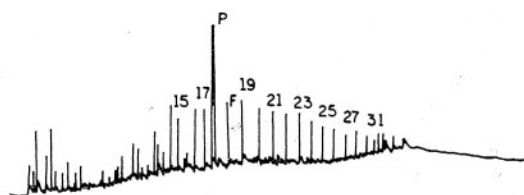
Através de inúmeras razões comparativas, gráficos e mapas, observou-se que a temperatura é o fator que melhor se correlaciona com o grau API do óleo, o qual, por sua vez, reflete consideravelmente bem o estágio de biodegradação dos óleos na Bacia do Espírito Santo.

As relações entre densidade do óleo e profundidade e densidade do óleo e temperatura são ilustradas pela Figura 9. Como o gradiente geotérmico pode ser considerado constante na Plataforma de São Mateus, observa-se também uma correlação positiva entre a densidade do óleo e a profundidade.

O estudo focalizou preferencialmente a Plataforma de São Mateus, onde se dispõe de um número mais significativo de amostras. As mesmas possibilitaram o mapeamento de parâmetros geoquímicos dos óleos acumulados em reservatórios do Membro Mucuri. Foram correlacionadas as curvas de isotermas e isodensidades desses óleos (Fig. 10). Nota-se uma excelente correlação entre a curva de 65°C (limite máximo para um processo de biodegradação efetivo) e a curva de 25° API. Assim, óleos com densidade menor do que 25° API apresentam mais nitidamente os efeitos de biodegradação.

Pode-se, portanto, delimitar áreas, em função da temperatura dos reservatórios, prevendo-se a ocorrência de óleos inalterados, óleos medianamente biodegradados e óleos intensamente biodegradados. Na Plataforma de São Mateus, de um modo geral, a biodegradação torna-se mais intensa em direção à borda oeste da Bacia, devido a menor profundidade dos reservatórios e, conseqüentemente, menor temperatura.

Nas áreas do *Paleocanyon* de Fazenda Cedro, Plataforma de Regência e *Paleocanyon* de Regência, o número de amostras mais reduzido e a maior diversidade de reservatórios, dificultou o mapeamento das características geoquímicas dos óleos. Nestas áreas, a biodegradação afetou um número menor de acumulações, destacando-se como portadores de óleos intensamente biodegradados os Campos de Lagoa Piabanha, Lagoa Parda Norte e Fazenda São Jorge na Plataforma de Re-



$\delta^{13}C$	- 24,6 ‰
DENSIDADE	17,1 °API
S	0,15 %
Ni	9 ppm
V	5 ppm
ÍNDICE DE ACIDEZ	0,54 mgKOH/g
KUOP	11,7
VISCOSIDADE	888Cp a 38°C 596Cp a 44°C 391Cp a 50°C
TEOR DE SAL	—
ÁGUA POR DESTILAÇÃO	TRAÇOS
TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO	60°C

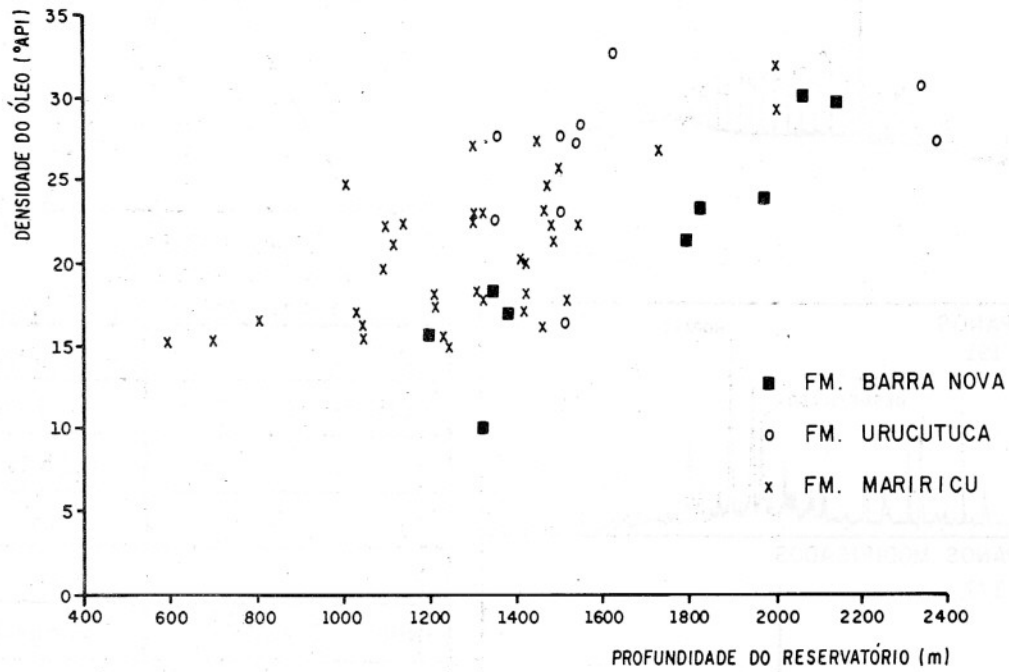
PRISTANO/FITANO	2,26
PRISTANO/n-C ₁₇	2,15
FITANO/n-C ₁₈	0,89
I.P.C. (C ₁₈ -C ₂₆)	1,04
H/NH	1,36
G/H	0,46
22S/R	1,25
TS/TM	0,45
DH/H	0,53

POÇO 4-SM-51-ES
INTERVALO 1418 / 1424 m
FM. MARIRICU / MB. MUCURI
CAMPO DE SÃO MATEUS
PLATAFORMA DE SÃO MATEUS

(TRINDADE IN WOLFF et al., 1986)

Figura 8 — Exemplo de óleo em estágio de biodegradação intermediário.

DENSIDADE DO ÓLEO x PROFUNDIDADE
BACIA TERRESTRE DO ESPIRITO SANTO



DENSIDADE DO ÓLEO x TEMPERATURA
BACIA TERRESTRE DO ESPIRITO SANTO

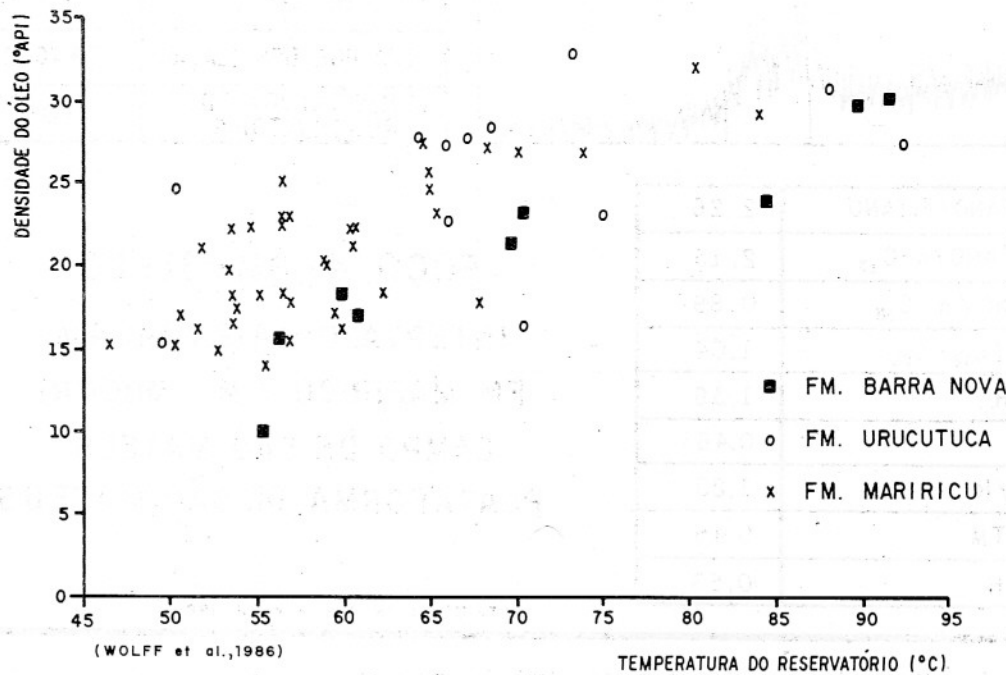


Figura 9 — Densidade vs. profundidade do reservatório. Densidade vs. temperatura do reservatório.

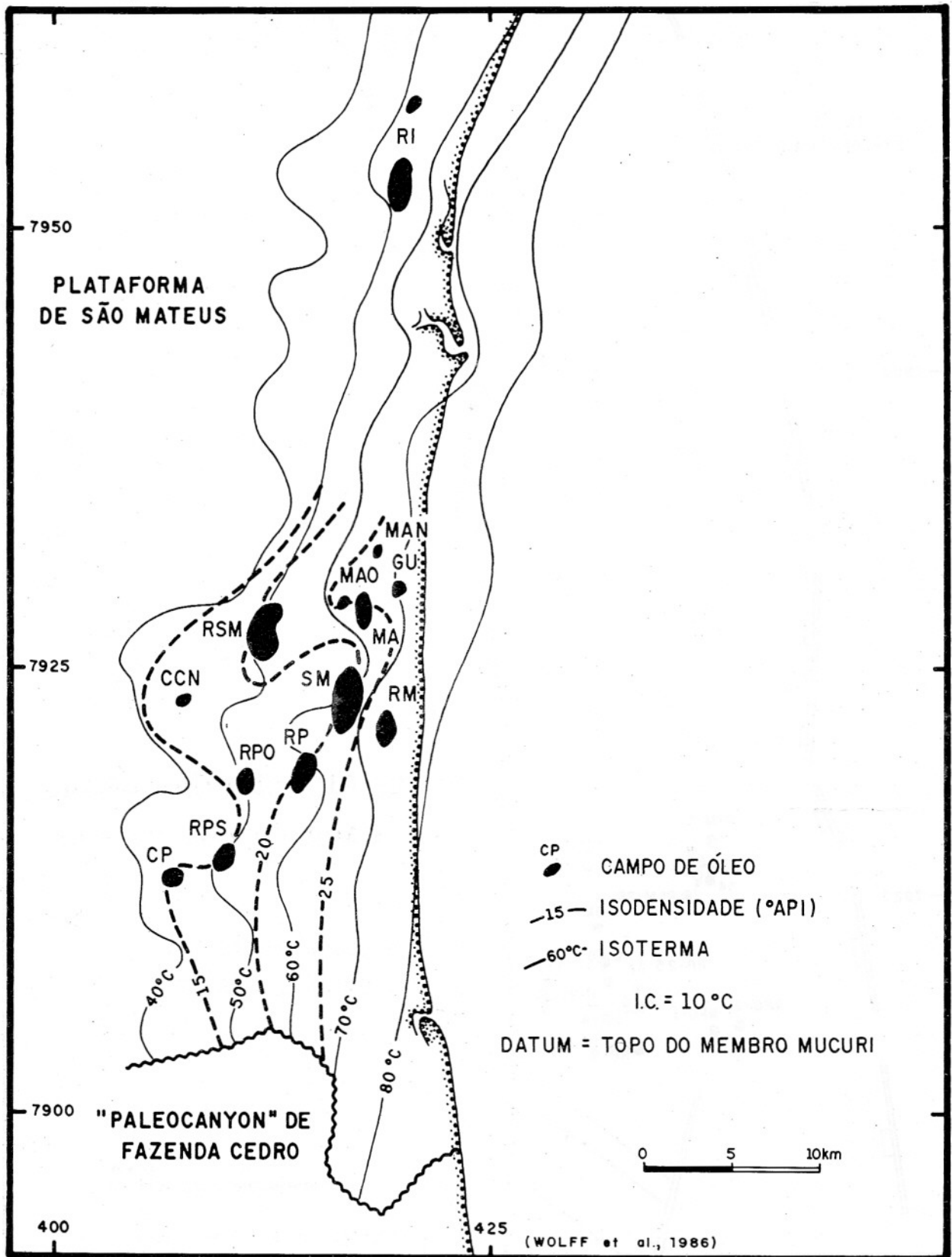


Figura 10 — Mapa de isotermas e isodensidades de óleo na Plataforma de São Mateus.

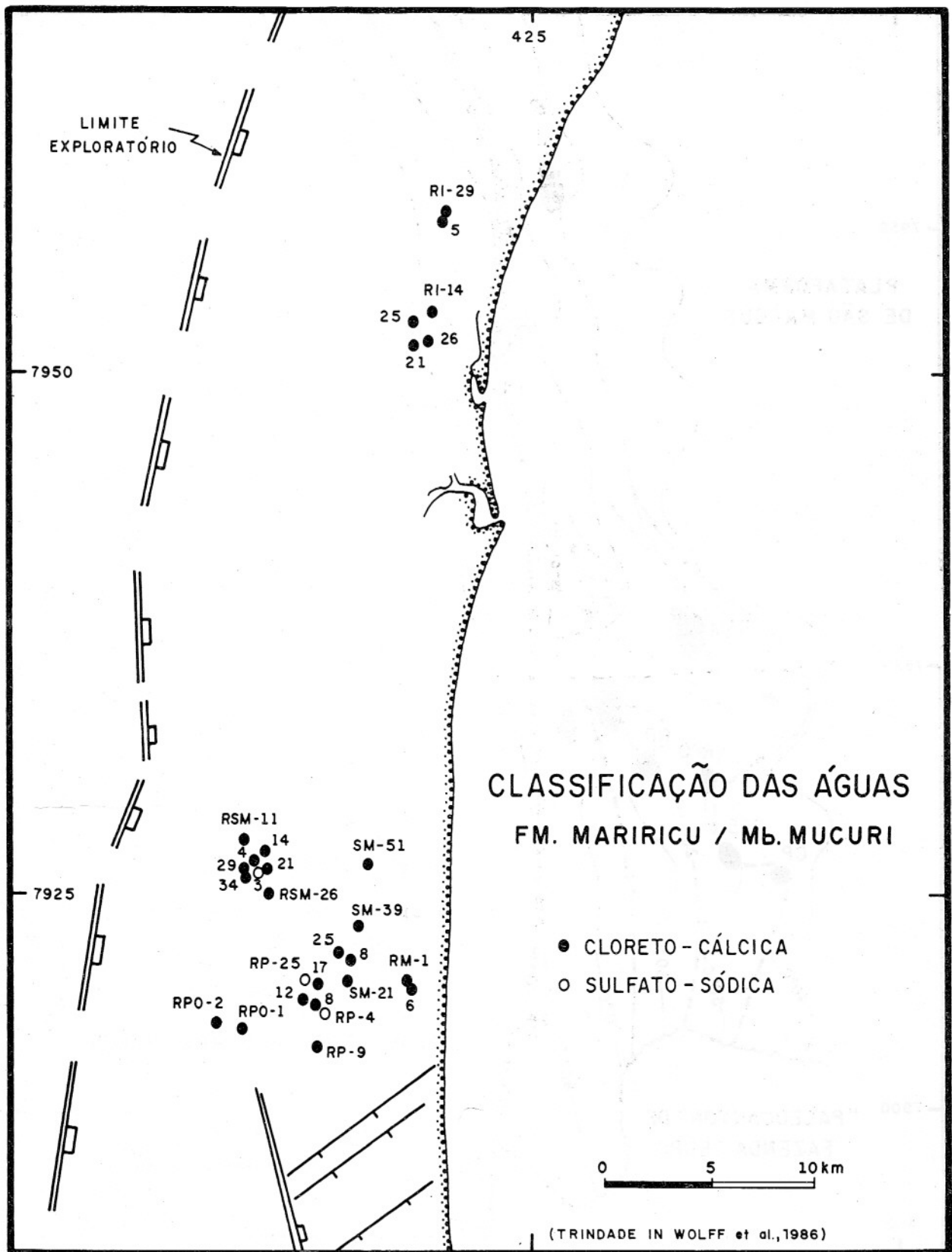


Figura 11 — Mapa de distribuição dos tipos de água de formação na Plataforma de São Mateus (classificação de Sulin).

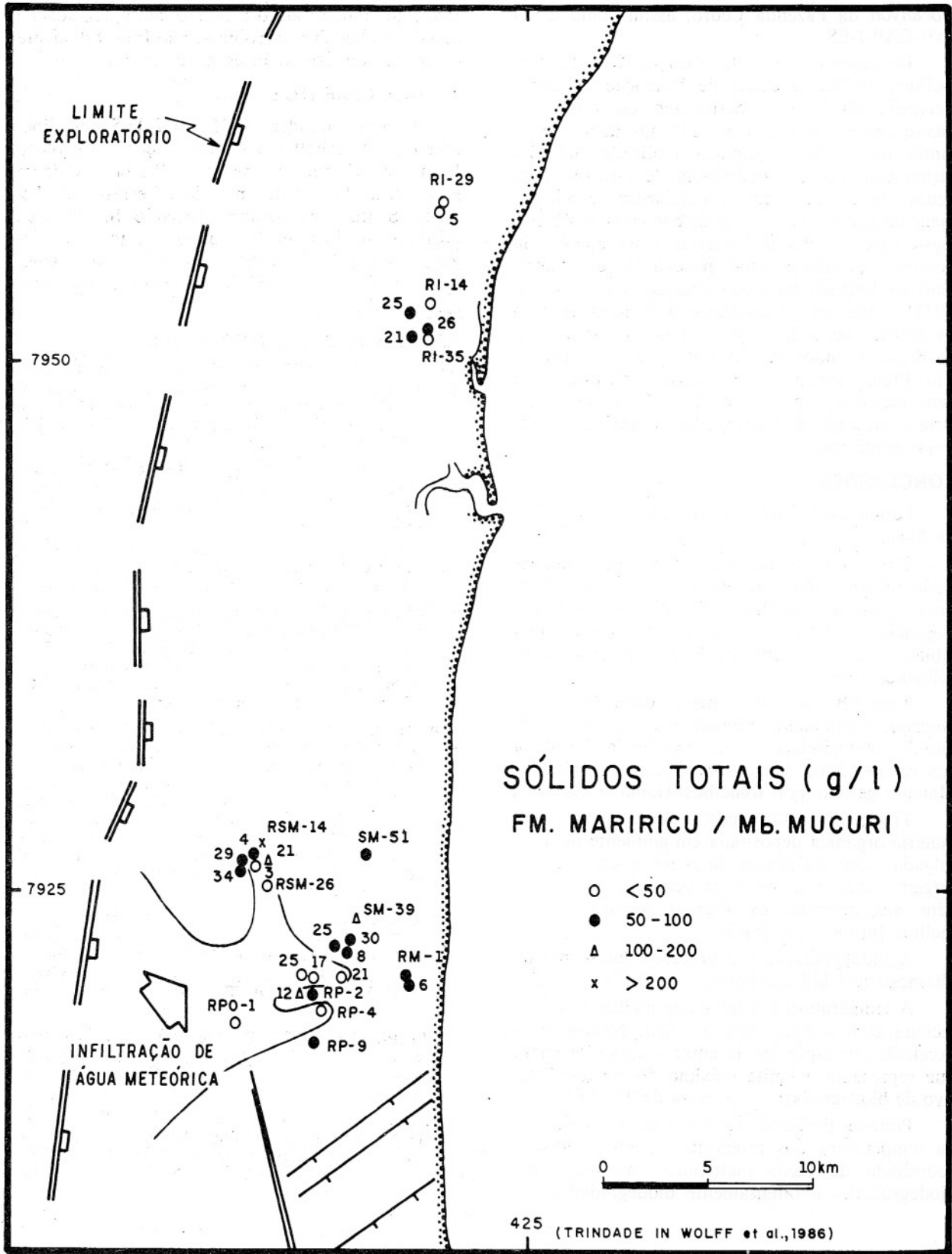


Figura 12 — Mapa de concentração de sólidos totais na Plataforma de São Mateus.

gência e o Campo de Fazenda Queimadas no *Paleocanyon* da Fazenda Cedro, assim como o poço 1-CAP-1-ES.

De acordo com a classificação de Sulin (*in*: Collins, 1975), as águas de formação da Bacia Terrestre do Espírito Santo são predominantemente cloreto-cálcicas (Fig. 11). Os dados resultantes das análises químicas realizadas não indicam claramente a ocorrência de infiltração de águas meteóricas, que propiciariam condições mais adequadas à atividade de bactérias aeróbicas. Neste caso, a ação de bactérias anaeróbicas seria dominante, embora estas necessitem um tempo mais prolongado para sua atuação (Bailey *et al.*, 1973). Entretanto, a constatação de certa diluição na concentração de sólidos totais na borda oeste da Bacia (Campos de São Mateus, Rio Mariricu e Rio Preto) sugere uma possível infiltração de água meteórica nesta área (Fig. 12), o que induziria o processo de biodegradação através de bactérias aeróbicas.

CONCLUSÕES

Foram caracterizados três tipos de petróleo na Bacia:

Tipo "A" — Óleo leve, muito maturo, encontrado preferencialmente nos reservatórios turbidíticos cretácicos-terciários dos *Paleocanyons* de Regência e Fazenda Cedro e nos reservatórios albianos da Plataforma de Regência, gerado por folhelhos Jiquiá.

Tipo "B" — Óleo menos evoluído que o anterior, comumente submetido a avançado estágio de biodegradação, cuja ocorrência é restrita aos reservatórios Alagoas da Plataforma de São Mateus, gerado por folhelhos Jiquiá e Alagoas.

Tipo "C" — Óleo misto, gerado a partir de matéria orgânica depositada em ambiente de água salgada, com influência da matéria orgânica de origem continental de água doce. Restrito, também, aos reservatórios Alagoas, gerado por folhelhos Jiquiá e pré-Jiquiá.

A biodegradação é o processo dominante na alteração dos hidrocarbonetos da Bacia.

A temperatura é o fator que melhor se correlaciona com o grau API do óleo. Nota-se uma excelente correspondência entre a curva de 65°C, que representa o limite máximo do processo efetivo de biodegradação, e a curva de 25° API.

Pode-se, portanto, delimitar áreas, em função da temperatura dos reservatórios, prevendo-se a ocorrência de óleos inalterados, medianamente biodegradados e intensamente biodegradados.

A ocorrência de infiltração de águas meteóricas, que induziriam o processo de biodegradação através de bactérias aeróbicas, não foi nitidamente caracterizado por análises geoquímicas.

AGRADECIMENTOS

O autor agradece à PETROBRÁS pela liberação deste trabalho para publicação, ao geólogo Breno Wolff que coordenou o Projeto "Origem e alteração do petróleo na Bacia Terrestre do Espírito Santo", ao geólogo Arnaldo S. Biassusi, participante do referido projeto, e a todos os demais colegas do CENPES e do Distrito de Exploração do Sudeste (DESUD) que colaboraram com este trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, R.J.; GUEIROS, E.A.C.; NEPOMUCENO FILHO, F. (1978) Geologia e perspectivas petrolíferas das Bacias do Espírito Santo, Mucuri e "Arco" de Vitória. PETROBRÁS. DEXPRO, DIVEX, Relatório Interno, 31p.
- BAILEY, N.J.L.; JOBSON, A.M.; ROGERS, M.A. (1973) Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data. *Chem. Geol.*, 11:203-221.
- COLLINS, A.G. (1975) Geochemistry of oil field waters. *Developments in petroleum science 1*. Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 496p.
- ESTRELLA, G.O.; MELLO, M.R.; GAGLIANONE, P.C.; AZEVEDO, R.L.M.; TSUBONE, K.; ROSETI, E.; CONCHA, J.; BRÜNNING, I.M.R.A. (1983) Bacia do Espírito Santo, caracterização das rochas geradoras e "habitat do petróleo". PETROBRÁS, CENPES, Relatório Interno.
- KIANG, C.H.; MELLO, M.R.; KOWSMANN, R.O. (1983) Aplicação dos conceitos de subsidência térmica na evolução da janela de geração na Bacia do Espírito Santo. In: ESTRELLA, G.O.; MELLO, M.R.; GAGLIANONE, P.C.; AZEVEDO, R.L.M.; TSUBONE, K.; ROSETI, E.; CONCHA, J.; BRÜNNING, I.M.R.A. Bacia do Espírito Santo, caracterização das rochas geradoras e "habitat do petróleo". PETROBRÁS, CENPES, Relatório Interno, p. 48-59.
- PANTOJA, J.L.; OLIVEIRA, F.B.; MONRIAK, W.V.; ANTUNES, R.L. (1984) Evolução geológica e modelos de acumulação no "Paleocanyon" de Fazenda Cedro, Bacia do Espírito Santo. PETROBRÁS, DEPEX, DESUD, DINTER, SEBAT. Relatório Interno, 34p.
- PHILLIPI, G.T. (1977) On the depth, time, and mechanism of origin of the heavy to medium-gravity naphthenic crude oils. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 41:33-52.
- WOLFF, B.; BIASSUSI, A.S.; TRINDADE, L.A.F. (1986) Origem e alteração do petróleo na Bacia Terrestre do Espírito Santo. PETROBRÁS, DEPEX, DESUD, DINTER CENPES. Relatório Interno, 47p.