

**CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA DOS ÓLEOS
DA BÁCIA DO RECÔNCAVO**

P.C. Gaglianone, L.A.F. Trindade

ABSTRACT

Geochemical analyses were performed on twenty two oil samples from Recôncavo Basin, Brazil.

The oils were analyzed by whole-oil gas chromatography, liquid chromatography, stable carbon isotopes and biomarkers (gas chromatography/mass spectrometry). All the oils are light, mature, with gross composition revealing a very high percentage of paraffins and low content of resins plus asphaltene (low sulphur content). Carbon isotope ratios furnish values typical of oil from continental origin (common genetic origin).

The chromatograms of the saturate fractions display that these oils are in different stage of maturation. Steranes and terpanes are only present in low amounts, probably due to the high level of maturity of the oils or to the type of organic matter present in the source rocks.

RESUMO

Análises geoquímicas foram executadas em 22 amostras de óleo da Bacia do Recôncavo, Brasil.

Os óleos foram analisados por cromatografia whole-oil, cromatografia líquida, isótopos estáveis de carbono e biomarcadores. Todos os óleos são leves, maduros, com a composição bruta revelando alta porcentagem de parafinas e baixo conteúdo de resinas + asfaltenos (baixo teor de enxofre). As razões isotópicas de carbono fornecem valores típicos de óleos de origem continental (formação genética comum).

Os cromatogramas das frações saturadas indicam que esses óleos mostram diferentes estágios de maturação. Esteranos e terpanos ocorrem apenas em baixas concentrações, provavelmente devido ao alto nível de maturação dos óleos ou ao tipo da matéria orgânica presente na rocha-mãe.

INTRODUÇÃO

Foram analisadas geoquimicamente vinte e uma amostras de óleo da Bacia do Recôncavo e uma amostra de óleo da Bacia de Tucano Sul (CON-5-BA), tendo por objetivo caracterizar e correlacionar os óleos entre si.

As análises geoquímicas efetuadas foram as seguintes: cromatografia líquida, cromatografia *whole-oil*, isótopos de carbono, esteranos e terpanos, além de densidade °API, viscosidade, fator de caracterização KUOP, ponto de fluidez, ponto de ebulição e enxofre total.

A Bacia do Recôncavo, com uma área de 11500 km², situa-se na região nordeste do Estado da Bahia, constituindo-se numa das bacias mais prolíferas do Brasil. Encontra-se em avançado exploratório, sendo que cerca de 82% das reservas originais estão distribuídas entre os sete maiores campos da bacia (Água Grande, Buracica, Miranga, Dom João, Araçás, Candeias e Taquipe).

A Bacia do Recôncavo ocupa uma faixa alongada de direção NE-SE, entre as falhas de Maragogipe e Salvador e estende-se desde o Alto de Aporá, seu limite norte com a Bacia de Tucano, até o paralelo de 13°S, onde se limita ao sul com a Bacia de Camanu (Fig. 1).

SUMÁRIO GEOLÓGICO

A configuração do arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo é o resultado da combinação de dois sistemas principais de falhamentos normais: um de direção NE e outro de direção NW, os quais formaram uma série de blocos escalonados, altos e baixos estruturais, classificando-se como bacia do Tipo III (segundo a classificação de Klemme, 1971). Sua origem está relacionada com os estágios iniciais da formação do Atlântico Sul. Admite-se que a separação da África e

América do Sul tenha sido antecedida de um prolongado período de arqueamento crustal desde o Permiano até o final do Jurássico, quando a área soerguida começou a sofrer subsidência, formando uma depressão alongada na direção N-S, conhecida como Depressão Afro-Brasileira (segundo Ponte *et al.*, 1972). Na área ocupada pela Bacia do Recôncavo e Tucano, esta depressão teria começado a se delinear durante o Andar Dom João. A partir do Andar Rio da Serra médio, iniciou-se um período de intenso tectonismo, quando se teria originado um sistema de *rift-valleys*. Outra fase tectônica importante deu-se durante a idade Buracica.

Embora a maioria dos falhamentos iniciados no Andar Rio da Serra não tenha atingido o Andar Aratu, alguns mantiveram-se ativos, com menor intensidade, até o Andar Buracica. A sedimentação sintectônica, com elevadas taxas de deposição, propiciou a formação de estruturas geotáticas, tais como diápiros de folhelhos, falhas de crescimento e anticlinais de compensação.

Os falhamentos Buracica são muito frequentes na bacia e afetaram com a mesma intensidade todo o pacote sedimentar pré-Marizal.

Os dados de litoestratigrafia (Fig. 2), de acordo com a Revisão Estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano (Viana *et al.*, 1971), e os dados de ambiente de deposição das rochas sedimentares, obtidos através de Neto (1978) são descritos a seguir:

A *Formação Aliança*, pertencente ao Sistema Jurássico Superior (Andar Dom João), é representada por um conjunto de *red beds*, em contato discordante com rochas do embasamento. Esta formação é subdividida em três membros

— O Membro Afligidos, depositado em lagos rasos, localmente dissecados como *playa-lakes*

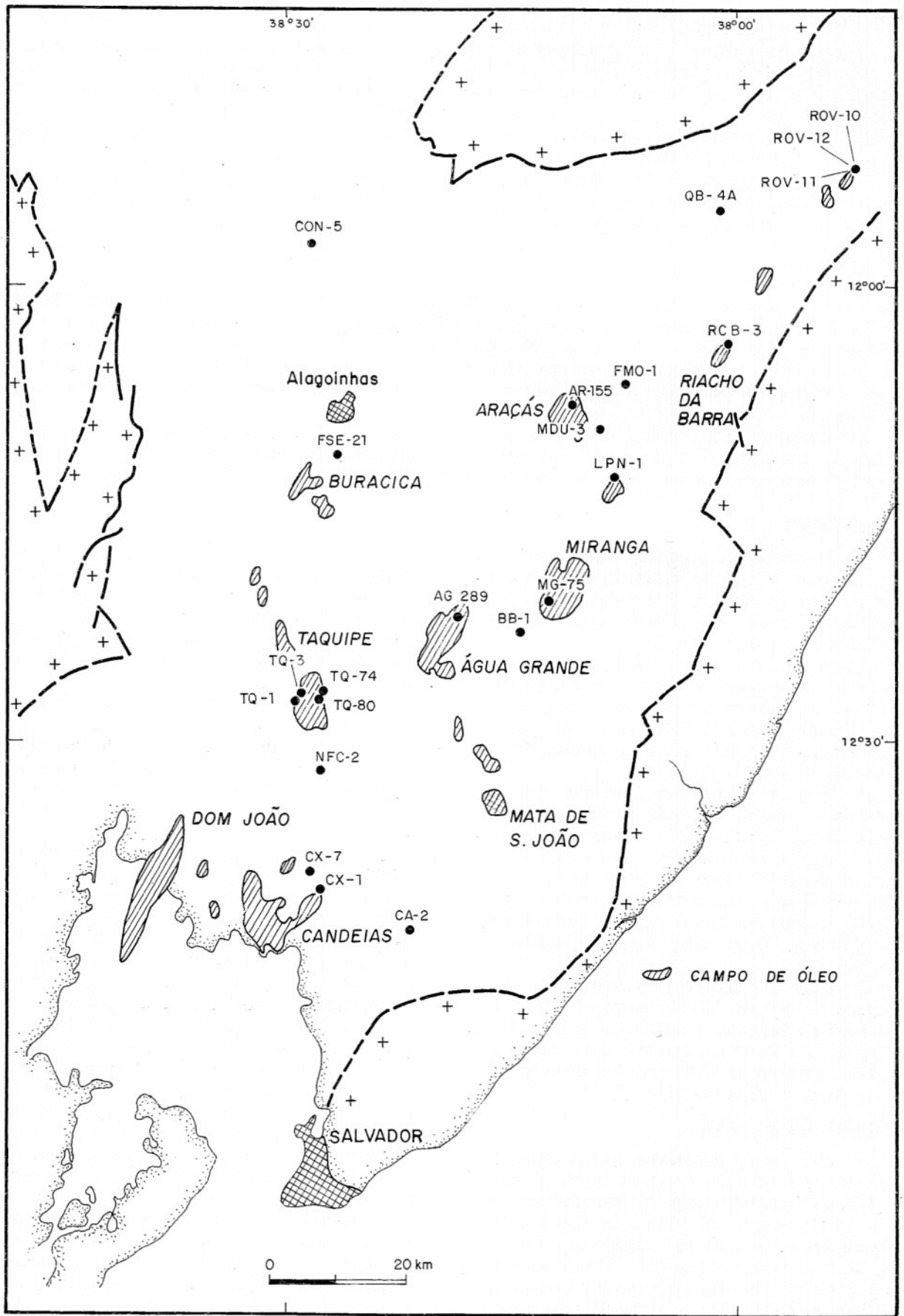


Figura 1 — Localização dos óleos analisados.

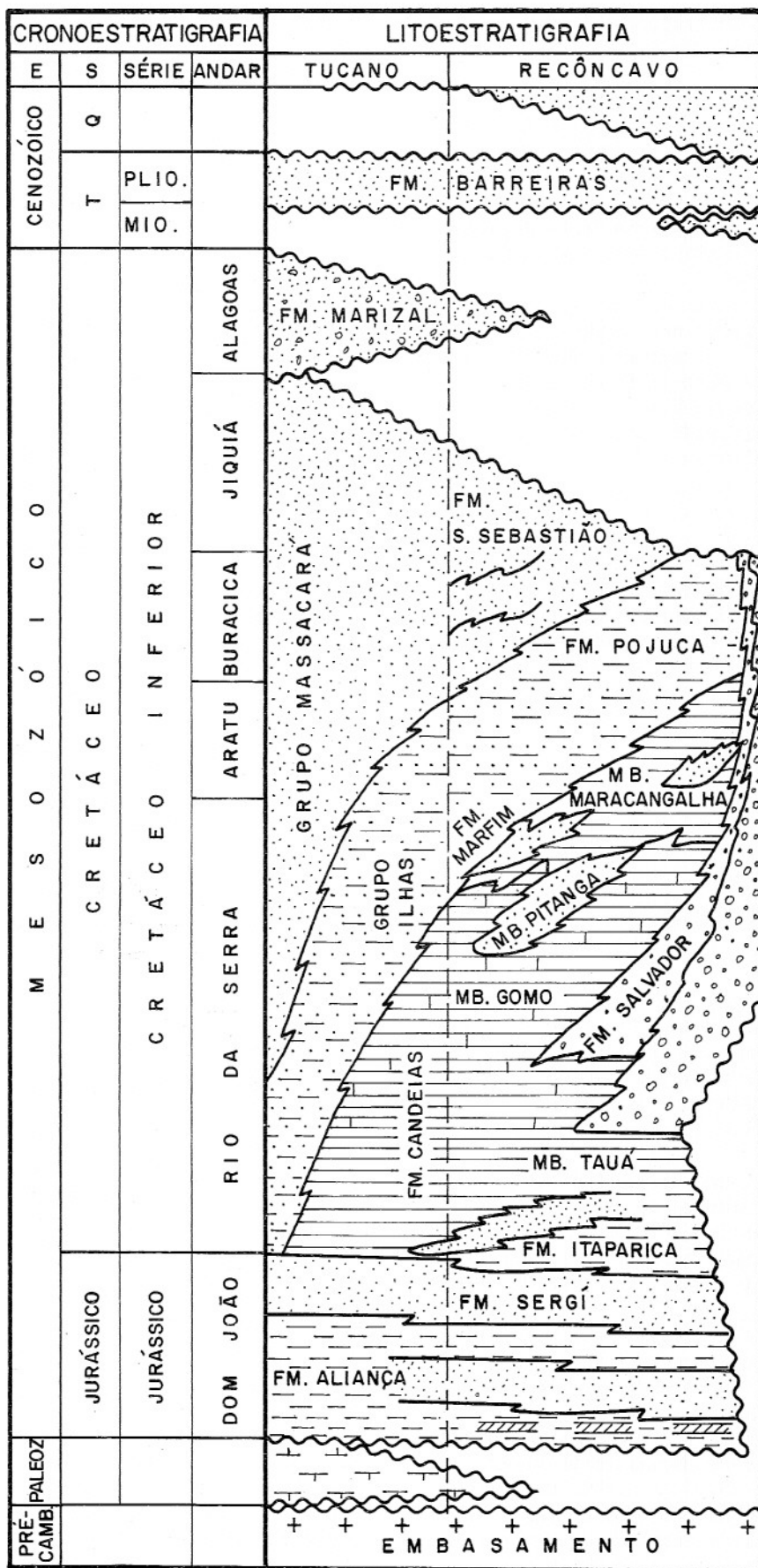


Figura 2 — Unidades estratigráficas das Bacias do Recôncavo e Tucano.

com precipitação de evaporitos, é constituído de folhelhos vermelhos com intercalações de siltitos vermelhos;

— O Membro Boipeba representa uma planície aluvial com canais confinados que acumularam arenitos avermelhados, finos a médios, chegando até 230 m de espessura;

— O Membro Capianga, parte superior do pacote Aliança, depositado em áreas alagadas rasas, de grande extensão, constitui-se de lamitos e folhelhos vermelhos.

A *Formação Sergi* sobrepõe-se concordantemente à Formação Aliança, sendo constituída de arenitos finos a conglomeráticos, depositados sob a forma de leques aluviais, fluvial anastomosado e capeados por dunas eólicas. Estes arenitos apresentam grande extensão, com espessuras máximas, no sul do Recôncavo, de até 440 m.

A *Formação Itaparica*, depositada principalmente em regime fluvial, de idade Cretáceo Inferior (Andar Rio da Serra) é composta de folhelhos, siltitos e arenitos. Os folhelhos são cinza-esverdeados, fossilíferos, passando a marrons no topo. Na parte mediana ocorre um corpo de arenito, fino a siltico, denominado "Arenito B". Capeando toda a seqüência, ocorre o Membro Água Grande, sendo representado por arenito, fino a médio, raramente grosseiro a conglomerático, com espessura máxima ao redor de 50 m. O contato superior com os sedimentos da Formação Candeias é concordante.

A *Formação Candeias*, pertencente ao Andar Rio da Serra, é constituída de folhelhos e siltitos, contendo intercalações finas de calcários e espessos corpos de arenito. O pacote Candeias, depositado em ambiente lacustre, é subdividido nos seguintes membros: Tauá, Gomo, Pitanga e Maracangalha.

O Membro Tauá é a unidade basal, depositada em ambiente fluvial que vai sendo afogado até compor um lago que delimita o *rift-valley* do Recôncavo. Constitui-se de folhelhos cinza-escuros, muito fossilíferos, sílico-argilosos. Estes sedimentos apresentam baixa resistividade em perfil elétrico.

O Membro Gomo, depositado em regime de lagos fundos, constitui-se de folhelhos cinza-acastanhados, cinza-escuros, calcíferos, com freqüentes lentes de calcário cinza e creme, siltico-argilosos. Este pacote apresenta, em perfil elétrico, alta resistividade.

O Membro Maracangalha constitui-se de folhelhos, fossilíferos, depositados em ambiente lacustre profundo. Inclui arenitos maciços muito finos e silticos, localmente com bolas de argila, fragmentos de folhelhos e abundantes estruturas de escape de fluido formalmente denominado Membro Pitanga. O Membro Maracangalha faz parte de uma seqüência genética na qual são observados turbiditos. Este fato permite inferir um eficiente sistema de circulação de águas, propiciando uma ampla distribuição de oxigênio no fundo do lago.

A *Formação Salvador* é constituída por fanglomerados com fragmentos de rochas cristalinas, calcários e metassedimentos, interdigitados com sedimentos das formações Candeias, Marfim e Pojuca. O início da deposição desta seqüência (*clastic wedge* subaquoso) é muito bem assinalado, ocorrendo simultaneamente à deposição dos sedimentos Gomo. Estes ocorrem ao longo da borda leste da Bacia do Recôncavo, apresentando-se em forma de leque, com grande espessura e elevado grau de mergulho. Os arenitos grosseiros e finos, geralmente feldspáticos, situados na frente dos fanglomerados, constituem o Membro Morro do Barro.

A *Formação Marfim* é constituída de intercalações de arenitos finos e silticos, folhelhos cinza-esverdeados, claros e escuros, e siltitos cinza-esverdeados, depositados em ambiente lacustre. O contato superior com a Formação Pojuca é gradacional, e marcado no topo do Marfim pelos arenitos do Membro Catu.

A *Formação Pojuca*, depositada em regime de delta lacustre, consiste em: arenitos muito finos a silticos; folhelhos cinza-esverdeados, castanhos e negros, fossilíferos; siltitos e calcários castanhos, localmente oolíticos, ostracoidais.

A *Formação São Sebastião*, depositada em ambiente que varia de fluvial a planície de inundação, correspondente aos andares Buracica e Jiquiá, constitui-se de arenitos grosseiros e finos, intercalados com folhelhos silticos. O "folhelho preto", considerado uma boa camada-chave, é fossilífero e calcífero.

MÉTODOS ANALÍTICOS

Foram analisadas 22 amostras de óleo, com o objetivo de se caracterizar e correlacionar os óleos entre si.

As seguintes análises foram efetuadas:

Cromatografia líquida

A análise de cromatografia líquida consiste na separação das amostras de óleo em três frações, através de uma coluna preenchida com sílica-gel, alumina e cobre coloidal. A fração parafinas é obtida utilizando-se n-pentano como solvente, a fração aromáticos é dissolvida com uma mistura de tolueno e n-pentano, e o conjunto de resinas e asfaltenos é obtido através do uso de tolueno e metanol. A quantidade relativa destes componentes é dependente do tipo de óleo, estágio de evolução térmica e estágio de alteração.

Cromatografia *whole-oil*

As amostras de óleo são analisadas através da injeção das mesmas em um cromatógrafo de alta resolução. Há uma programação de temperatura e os componentes são volatilizados e separados de acordo com seu tempo de retenção ao percorrerem uma coluna capilar, sendo carregados por hidrogênio até o detector de ionização de chama.

As assinaturas dos cromatogramas permitem caracterizar diferentes óleos em relação à origem, estágio de maturação e alteração.

O Índice Preferencial de Carbono (I.P.C.), obtido a partir dos cromatogramas, corresponde à relação parafinas ímpares/parafinas pares. Este índice varia conforme o estágio de maturação dos óleos.

Biomarcadores

A análise de biomarcadores é obtida através do acoplamento entre um cromatógrafo e um espectrômetro de massa. Esteranos e terpanos são duas classes de compostos naftênicos bastante utilizados em correlações geoquímicas. A fração parafinas é injetada no cromatógrafo, ionizada e fragmentada por bombardeamento de elétrons.

Esteranos são parafinas com quatro anéis saturados, derivados de compostos bioquímicos conhecidos como esteróis. Terpanos são derivados de terpenóides e possuem três (diterpanos) e cinco (triterpanos) anéis de átomos de carbono.

Estes compostos fornecem informações sobre origem, estágio de maturação e alteração dos hidrocarbonetos, embora sejam pouco afetados pela biodegradação.

Razão isotópica

As razões entre os isótopos estáveis de carbono $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ são obtidas utilizando-se um espectrômetro de massa de alta resolução, e os resultados reportados como $\delta^{13}\text{C}$, em relação ao padrão internacional PDB.

A razão isotópica original é função do ambiente de deposição da rocha geradora, sendo os valores de matéria orgânica depositada em ambiente de água doce mais negativos (mais rico em ^{12}C) que em ambiente de água salgada. Entretanto, estes valores não modificados por maturação, migração e alteração.

Densidade ($^{\circ}\text{API}$)

O grau API dos óleos foi determinado pelo medidor digital de densidade. Aproximadamente 0,7 ml de amostra líquida é introduzida em um tubo oscilante, e a modificação na frequência de oscilação causada pela mudança na massa do tubo é utilizada em conjunto com dados de calibração para determinar a densidade das amostras.

Teores de enxofre

Os teores deste elemento são determinados por fluorescência de raios X. O espectrômetro de raios X utilizado é um Rigaku, modelo Geigerflex. Consiste em um tubo de tungstênio que emite esses raios, excitando a amostra de óleo, a qual libera uma certa quantidade de radiação. O resultado é expresso em percentagem.

Viscosidade

É a medida da resistência ao fluxo. A viscosidade cinemática mede o tempo de escoamento

através de capilares calibrados a temperatura controlada. O método utilizado no CENPES é o MB-293 (ASTM D-445), que expressa a viscosidade cinemática em centistokes (cst.), sendo então convertida para centipoise (cp). A viscosidade do óleo aumenta com o tamanho das moléculas.

Fator de caracterização

É a classificação do petróleo, de acordo com o "U.S. Bureau of Mines", dependendo do tipo de hidrocarboneto predominante. O critério utilizado leva em conta a faixa de destilação do petróleo e a sua densidade. Através de uma relação matemática determina-se o fator K, que classifica o petróleo como parafínico (12,0-12,5), intermediário (11,5-11,9), naftênico (11,0-11,4) e aromático (10,5-11,0).

Índice de acidez

A acidez naftênica do petróleo é devida a processos de biodegradação. O índice de acidez é determinado por titulação volumétrica, e o resultado é expresso em mg KOH/g de óleo.

Ponto de fluidez

Por definição, o ponto de fluidez é a menor temperatura em que o óleo ainda flui, quando resfriado em condições determinadas.

Ponto de ebulição

O ponto de ebulição de um líquido é definido como a temperatura na qual sua tensão de vapor é de uma atmosfera. Tratando-se de hidrocarbonetos, os seus pontos de ebulição não somente os caracterizam, como também podem ser correlacionados com outras propriedades físicas.

CORRELAÇÃO DE ÓLEOS

Análises geoquímicas diversas foram realizadas em 22 amostras de óleos do Recôncavo, abrangendo reservatórios das formações Aliança, Sergi, Itaparica, Candeias, Marfim e Pojuca (Tabelas 1 a 7).

- Foram analisados os seguintes óleos (Fig. 1):
- Fm. Aliança: 7-AG-289-BA (1564-1600 m); 7-AR-155-BA (2937-3002 m).
 - Fm. Sergi: 4-MDU-3-BA (3276-3295 m); 7-ROV-12-BA (1387-1530 m).
 - Fm. Itaparica: 1-FMO-1-BA (3368-3381 m); 7-FSE-21-BA (2299-2302 m); 7-ROV-10-BA (1388-1394 m); 7-ROV-11-BA (1315-1328,5 m).
 - Fm. Candeias: 3-CON-5-BA (2108-2125,6 m); 4-CX-1-BA (2822-2826 m); 4-CX-7-BA (2999-3006 m); 1-QB-4A-BA (626-639m); 3-RCB-3 (1795-1397 e 1826-1828 m).
 - Fm. Marfim: 7-MG-15-BA (1328-1332 m); 3-NFC-2-BA (1129,5-1134,5 m).
 - Fm. Pojuca: 1-BB-1-BA (1079-1084 m); 1-CA-2-BA (922,5-926,7 m); 1-LPN-1-BA (1413,5-1448 m); 1-TQ-1-BA (1045-1048 m).

Tabela 1 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Pojuca).

	BB-1 1079-1084 m	CA-2 922,5-926,7 m	LPN-1 1413,5-1448 m	TQ-1 1045-1048 m	TQ-3 1015-1017,5 m	TQ-74 957,6-959,6 m	TQ-80 929-948 m
Densidade °API	39,1	38,0	36,8	39,6	38,3	38,2	39,4
Densidade relativa	0,8256	0,8310	0,8370	0,8232	0,8295	0,8300	0,8242
Viscosidade (CST)	108°F					13,190	8,742
	122°F	8,369	8,337	12,660	7,350	14,620	10,430
	132°F	6,581	7,517	9,601	6,479	9,915	8,412
	140°F	5,965	6,513	8,101	5,931	7,530	6,529
Fator de caracterização KUOP	> 12,6	12,6	> 12,6	> 12,6	> 12,6	> 12,6	> 12,6
Ponto de fluidez (°C)	39	45	36	42	42	36	36
Ponto de ebulição (°C)	377	374	368	374	388	382	388
Enxofre total (%)	0,05	0,05	0,07	0,06	0,07	0,05	0,04
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 28,8	- 29,5	- 29,8	- 30,5	- 30,5	- 30,7	- 30,4
Parafinas (%)	71,8	73,0	64,4	72,6	66,7	72,2	75,8
Aromáticos (%)	17,7	13,7	20,0	20,8	17,3	18,3	18,5
Resinas + Asfaltenos (%)	10,5	13,3	15,6	6,6	16,0	9,5	5,7

m); 7-TQ-3-BA (1015-1017,5 m); 7-TQ-74-BA (957,6-959,6 m); 7-TQ-80-BA (929-948 m).

Os óleos são do tipo leve e suas densidades variam de 29,5 °API (QB-4A) até 47,3 °API (MDU-3) (Fig. 3). As densidades dos óleos aumentam com o aumento de profundidade das rochas-reservatório. As maiores variações de densidades (de 29,5 °API até 43,5 °API) foram observadas nos óleos dos reservatórios Candeias, em função das grandes variações de profundidades destas rochas. As menores variações do °API (de 36,8 a 39,4) ocorreram nos óleos pertencentes aos reservatórios Pojuca, onde as profundidades das rochas variavam somente de 900 a 1450 m.

Os petróleos do Recôncavo enquadram-se no tipo parafínico, através do fator de caracterização e método UOP (Universal Oil Products Company), com todos os valores ultrapassando 12,0 (Fig. 4). O fator de caracterização é um dos parâ-

metros utilizados na classificação dos óleos, levando em conta a faixa de destilação do petróleo. Assim:

Petróleo	Fator "K"
Parafínico	maior do que 12
Intermediário	11,5-11,9
Naftênico	11,0-11,4
Aromático	menor do que 11,0

Os valores de *ponto de fluidez* expressos para os óleos do Recôncavo variaram de 18°C a 48°C e são típicos de óleos parafínicos (Fig. 5). O ponto de fluidez é a menor temperatura na qual a amostra ainda flui, quando resfriada. Os óleos de composição naftênica ou naftênico-parafínica apresentam ponto de fluidez negativo. Nos óleos do Recôncavo observa-se uma tendência à diminuição do ponto de fluidez, com o aumento da densidade °API.

Tabela 2 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Marfim).

	MG-15 1328-1332 m	
Densidade °API	41,1	
Densidade relativa	0,8160	
Viscosidade (CST)	108°F	8,413
	122°F	5,888
	132°F	5,164
	140°F	
Fator de caracterização KUOP	> 12,6	
Ponto de fluidez (°C)	33	
Ponto de ebulição (°C)	366	
Enxofre total (%)	0,04	
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 28,3	
Parafinas (%)	50,6	
Aromáticos (%)	13,9	
Resinas + Asfaltenos (%)	35,5	

Tabela 3 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Candeias).

	CON-5 2108-2125,6 m	CX-1 2822-2826 m	CX-7 2999-3006 m	QB-4A 626-639 m	RCB-3 1795-1797 m	NFC-2 1129,5-1134,5 m
Densidade °API	38,4	42,0	43,5	29,5	32,1	33,7
Densidade relativa	0,8290	0,8117	0,8047	0,8752	0,8612	0,8528
Viscosidade (CST)	108°F		6,584			
	122°F		7,2	(149°F) 29,45	18,87	18,41
	132°F	7,677	6,4	(100°F) 8,074	(158°F) 25,80	14,36
	140°F	6,812			34,23	11,96
Fator de caracterização KUOP	> 12,6	> 12,6	> 12,6	12,5	12,4	12,5
Ponto de fluidez (°C)	39	39	27	39	36	39
Ponto de ebulição (°C)	382		327	466	413	407
Enxofre total (%)	0,05	0,05	0,02	0,15	0,07	0,05
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 29,1	- 32,1	- 31,4	- 28,7	- 29,5	- 30,4
Parafinas (%)	80,8	88,5	78,9	52,2	60,7	63,6
Aromáticos (%)	11,7	8,7	18,3	18,3	19,8	20,3
Resinas + Asfaltenos (%)	7,5	2,8	2,8	29,5	19,5	16,1

Tabela 4 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Itaparica).

	FMO-1-BA 3568-3581 m	FSE-21 2299-2302 m	ROV-10 1588-1394 m	ROV-11 1315-1328,5 m
Densidade °API	41,8	34,2	34,4	35,5
Densidade relativa	0,8127	0,8503	0,8492	0,8435
Viscosidade (CST)	108°F	1,754		
	122°F		18,20	10,5
	132°F		14,20	8,8
	140°F	1,152	19,53	11,87
Fator de caracterização KUOP	12,0	12,5	12,5	12,4
Ponto de fluidez (°C)	35	48	39	42
Ponto de ebulição (°C)	252	402	399	371
Enxofre total (%)	0,05	0,09	0,09	0,07
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 29,0	- 29,8	- 29,1	- 29,0
Parafinas (%)	87,7	72,6	60,4	78,6
Aromáticos (%)	8,1	16,7	22,3	11,5
Resinas + Asfaltenos (%)	4,2	10,7	17,3	10,1

Tabela 5 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Sergi).

	ROV-12 1387-1530,5 m	MDU-3 3276-3295 m
Densidade °API	32,5	47,3
Densidade relativa	0,8602	0,7874
Viscosidade (CST)	108°F	
	122°F	14,41
	132°F	(68°F) 3,2
	140°F	(77°F) 2,7
Fator de caracterização KUOP	12,5	(100°F) 2,2
Ponto de fluidez (°C)	39	12,5
Ponto de ebulição (°C)	413	18
Enxofre total (%)	0,06	266
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 28,5	0,02
Parafinas (%)	62,0	- 28,1
Aromáticos (%)	25,2	88,3
Resinas + Asfaltenos (%)	14,8	8,5
		3,2

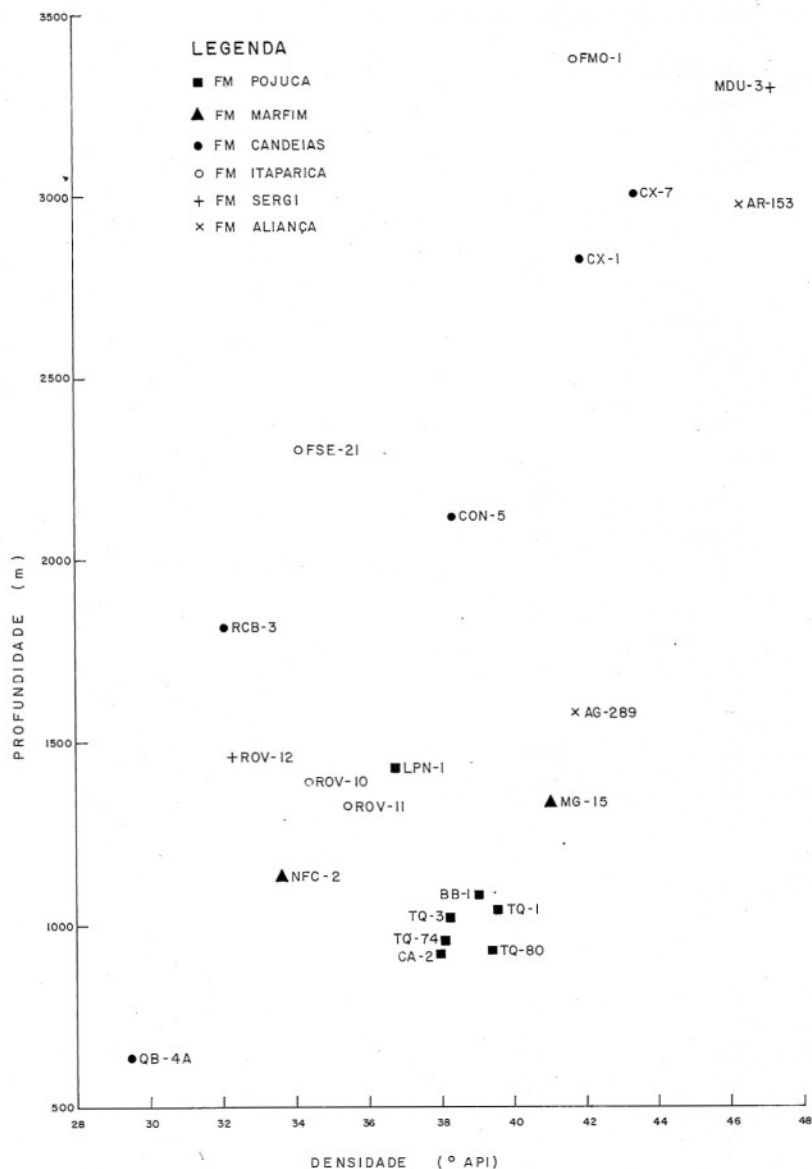


Figura 3 — Profundidade × densidade °API em óleos da Bacia do Recôncavo.

Tabela 6 — Características físicas e químicas de óleos da Bacia do Recôncavo (Reservatório Formação Aliança).

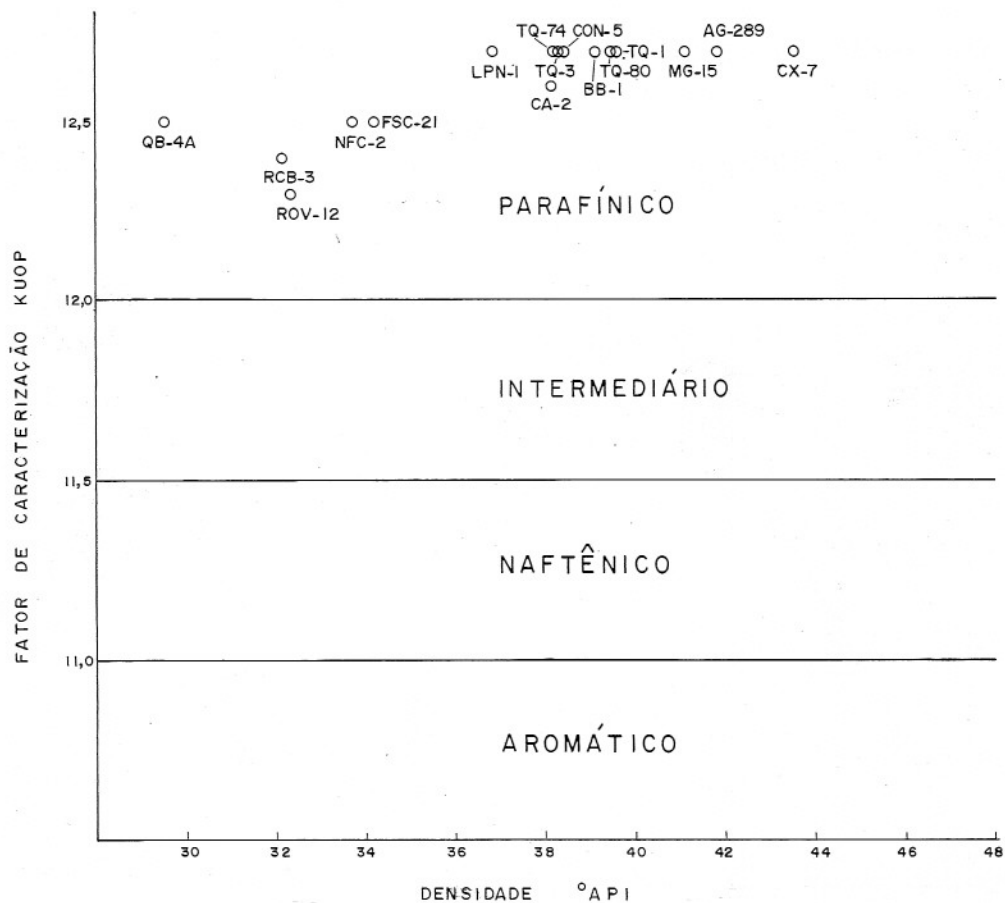
	AG-289 1564-1600 m	AR-155 2937-3002 m
Densidade °API	41,8	46,4
Densidade relativa	0,8127	0,7914
Viscosidade (CST)	108°F	
	122°F	6,227
	132°F	5,229
	140°F	4,617
Fator de caracterização KUOP	> 12,6	> 12,6
Ponto de fluidez (°C)	36	45
Ponto de ebulição (°C)	343	299
Enxofre total (%)	0,02	0,02
Razão isotópica C ₁₃ /C ₁₂ (‰)	- 29,1	- 28,1
Parafinas (%)	83,0	80,6
Aromáticos (%)	10,6	15,7
Resinas + Asfaltenos (%)	6,4	3,7

Tabela 7 — Dados de cromatografia líquida de óleos da Bacia do Recôncavo.

Poço	Intervalo (m)	Formação/Membro	Parafinas (%)	Aromáticos (%)	Resinas e Asfaltenos (%)
7-AG-289-BA	1564-1600	Aliança/Boipeba	83,0	10,6	6,4
7-AR-155-BA	2937-3002	Aliança/Boipeba	80,6	15,7	3,7
1-BB-1-BA	1079-1084	Pojuca/Arn. Miranga	71,8	17,7	10,5
1-CA-2-BA	922,5-926,7	Pojuca/Arn. Cambuqui	73,0	13,7	13,3
3-CON-5-BA	2108-2125,6	Candeias (ARNS)	80,8	11,7	7,5
4-CX-1-BA	2822-2826	Candeias/Fls. Frat.	88,5	8,7	2,8
4-CX-7-BA	2999-3006	Candeias/ARNS 3.ª zona	78,9	18,3	2,8
1-FMO-1-BA	3368-3381	Itaparica Ag. Grande	87,7	8,1	4,2
7-FSE-21-BA	2299-2302	Itaparica Ag. Grande	72,6	16,7	10,7
1-LPN-1-BA	1413,5-1448	Pojuca/Arn. Azevedo	64,4	20,0	15,6
4-MDU-3-BA	3276-3295	Sergi	88,3	8,5	3,2
7-MG-15-BA	1328-1332	Marfim/Catu	50,6	13,9	35,5
3-NFC-2-BA	1129,5-1134,5	Marfim/Cam. Caruaçu	63,6	20,3	16,1
1-QB-4A-BA	626-639	Candeias (ARNS)	52,2	18,3	29,5
3-RCB-3-BA	1795-1797 e 1826-1828	Candeias (Arenitos)	60,7	19,8	19,5
7-ROV-10-BA	1388-1394	Itaparica/Ag. Grande	60,4	22,3	17,3
7-ROV-11-BA	1315-1328,5	Itaparica/Arn. C ₁	78,6	11,3	10,1
7-ROV-12-BA	1387-1530,5	Sergi	62,0	23,2	14,8
1-TQ-1-BA	1045-1048	Pojuca/Arn. Araçás	72,6	20,8	6,6
7-TQ-3-BA	1015-1017,5	Pojuca/Arn. Santiago	66,7	17,3	16,0
7-TQ-74-BA	957,6-959,6	Pojuca/Arn. Cambuqui	72,2	18,3	9,5
7-TQ-80-BA	929-948	Pojuca/Arn. Imbé	75,8	18,5	5,7

Através da *cromatografia líquida*, os percentuais de parafinas variam de cerca de 50% até 88,5% (Fig. 6 e Tabela 7). Os hidrocarbonetos aromáticos situam-se entre 8,1 e 23,2%. Os compostos asfálticos (resinas + asfaltenos) variam de 35,5 a 2,8%. A composição dos óleos do Recôncavo

varia com a densidade. A Figura 7 apresenta uma relação da proporção dos compostos não hidrocarbonetos (componentes asfálticos) com a densidade API. Observa-se que com o aumento do °API diminui a proporção dos compostos polares (não hidrocarbonetos).

Figura 4 — Fator de caracterização \times densidade.

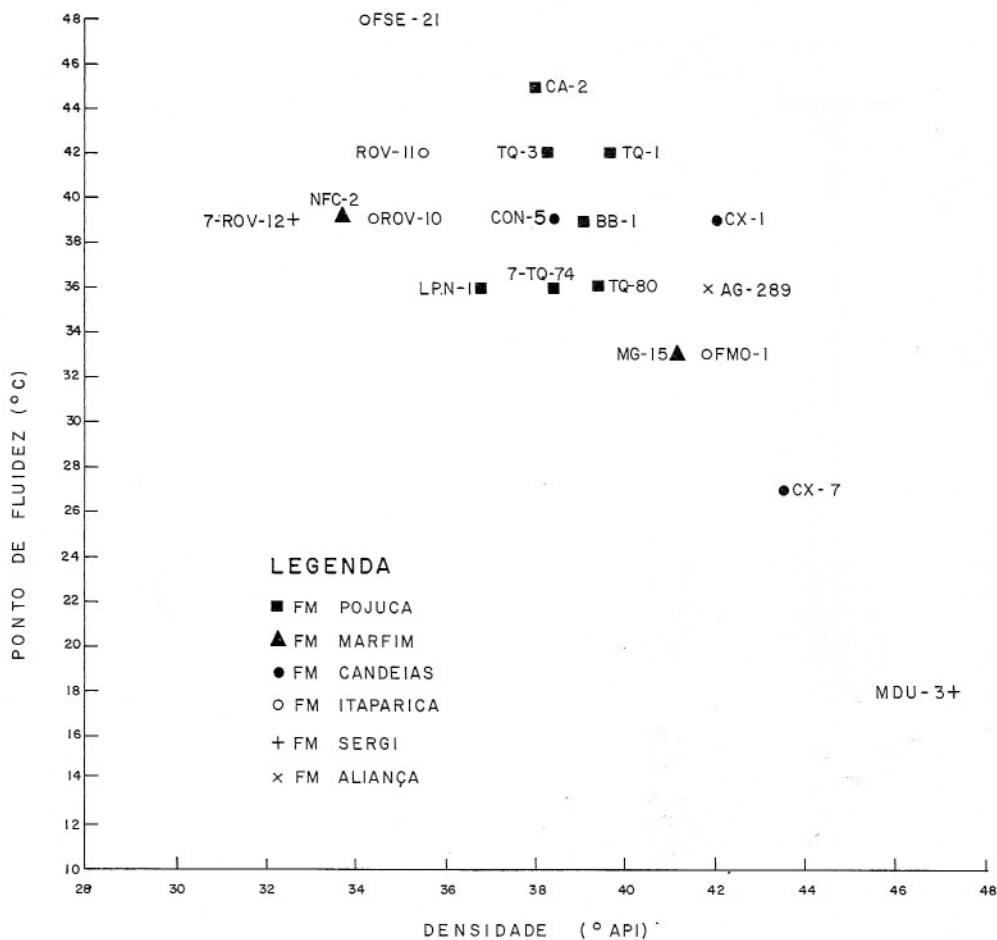


Figura 5 — Densidade "API × ponto de fluidez (°C), em óleos da Bacia do Recôncavo.

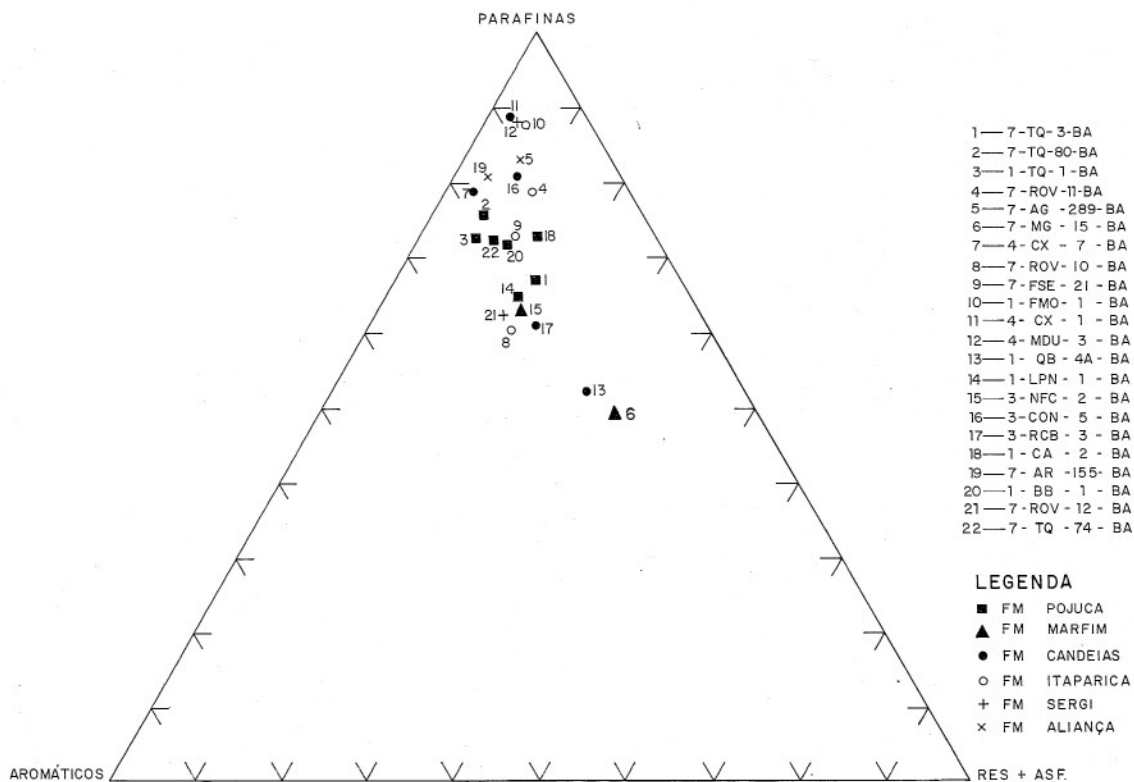


Figura 6 — Diagrama triangular, óleos da Bacia do Recôncavo.

A relação hidrocarbonetos/não hidrocarbonetos (Fig. 8) aumenta nos óleos mais leves, indicando que a maturação promove o decréscimo dos compostos asfálticos. A proporção de componentes aromáticos também decresce nos óleos mais leves, tornando-se o óleo cada vez mais enriquecido em compostos saturados.

Os teores de enxofre nos óleos são muito baixos, variando de 0,02% a 0,15%. Os menores percentuais de enxofre são observados nos óleos mais leves, em função destes apresentarem menor proporção de componentes NSO (nitrogênio, enxofre e oxigênio) (Fig. 9).

O ponto de ebulição dos óleos do Recôncavo situa-se na faixa de 252°C a 466°C, sendo mais elevado nos óleos mais pesados. Assim, óleos alterados tendem a apresentar pontos de ebulição superiores a 500°C. O parâmetro ponto de ebulição representa a temperatura observada no instante em que ocorre condensação do óleo no tubo condensador (Fig. 10).

As análises dos isótopos estáveis de carbono revelaram, para os 22 óleos, valores de delta ^{13}C mais negativos que $-28^{\circ}/_{\infty}$, variando entre $-28,1$ e $-32,1^{\circ}/_{\infty}$ (Figs. 11 e 12). Estes dados caracterizam os óleos como tendo uma origem a partir de rochas depositadas em ambiente continental. As razões isotópicas de carbono para os óleos das bacias de Campos e Espírito Santo situam-se próximas a $-25^{\circ}/_{\infty}$, ao passo que na Bacia de Santos variam de $-25,0$ a $-26,7^{\circ}/_{\infty}$, sugerindo influência marinha ou ambiente de lagos salgados.

Os valores isotópicos mais positivos para os óleos do Recôncavo (entre -28 e $-29^{\circ}/_{\infty}$) são encontrados nos óleos acumulados nas formações Aliança e Sergi, refletindo um estágio mais avançado de maturação destes óleos. Os óleos acumulados nas formações Itaparica, Candeias e Pojuca são isotopicamente mais negativos (Fig. 12). O óleo MG-15 (Fm. Marfim) apresentou valor isotópico semelhante aos encontrados nas formações Sergi e Aliança, mostrando alguma identidade com estes óleos.

Os cromatogramas apresentam diferentes padrões, indicando que os óleos se encontram em diferentes estágios de maturação (Figs. 13 a 20). Com o avanço da maturação, os óleos do tipo continental perdem o caráter de distribuição bimodal das parafinas normais, apresentam diminuição da predominância das parafinas ímpares (o índice preferencial tende a 1,0) e o óleo se enriquece nas parafinas de menor peso molecular (Fig. 21). Este comportamento também é observado em extratos de rochas de origem continental, na Bacia de Douala, República dos Camarões (Albrecht, 1970). Assim, os óleos do Recôncavo podem ser divididos, de acordo com o estágio de maturação, em três grupos:

- a) Óleo do tipo FSE-21 (Formação Itaparica, Fig. 21): caracterizado por uma distribuição bimodal das parafinas normais, com predominâncias ao redor de $n\text{C}_{15}$ e $n\text{C}_{27}$.

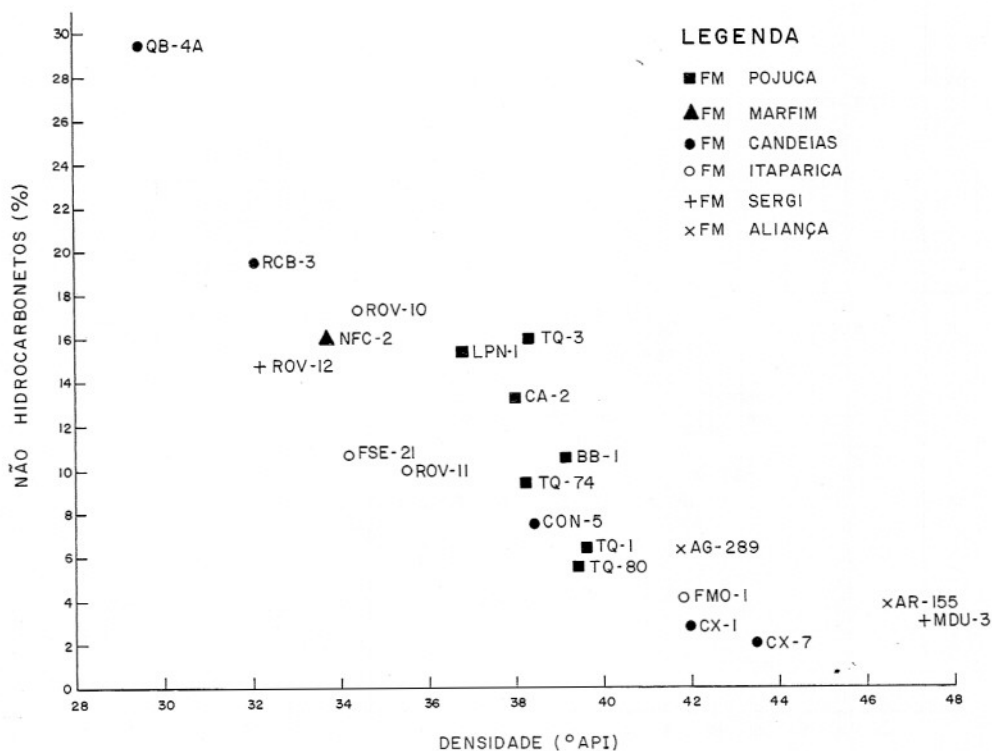


Figura 7 — Proporção de não-hidrocarbonetos (%) × densidade (°API), em óleos da Bacia do Recôncavo.

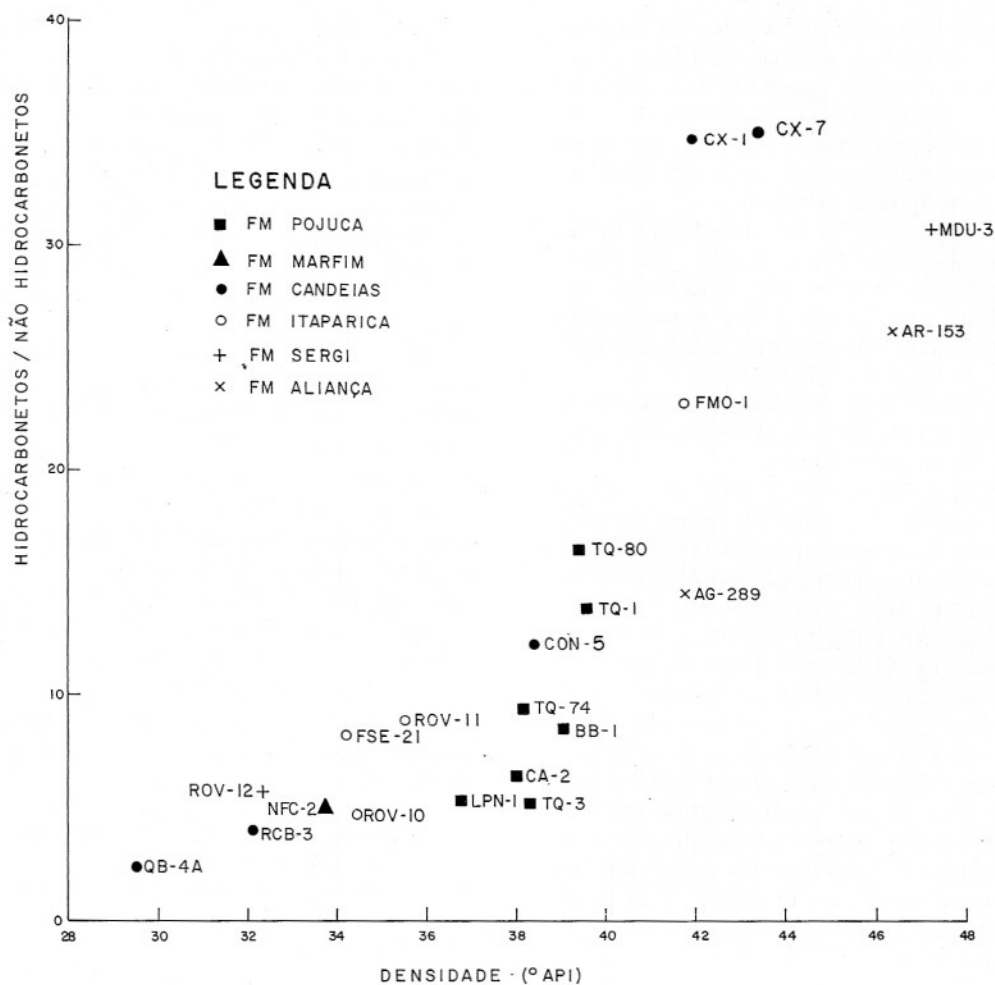


Figura 8 — Densidade °API × razão HC/não HC em óleos da Bacia do Recôncavo.

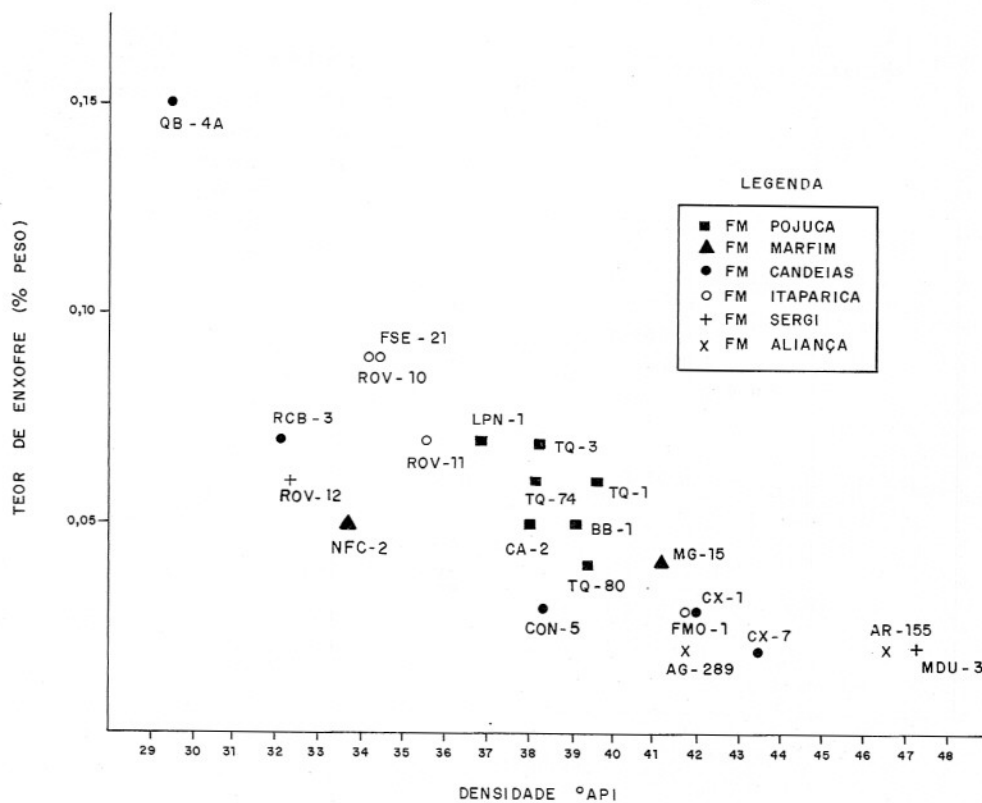


Figura 9 — Teor de enxofre (%) × densidade °API em óleos da Bacia do Recôncavo.

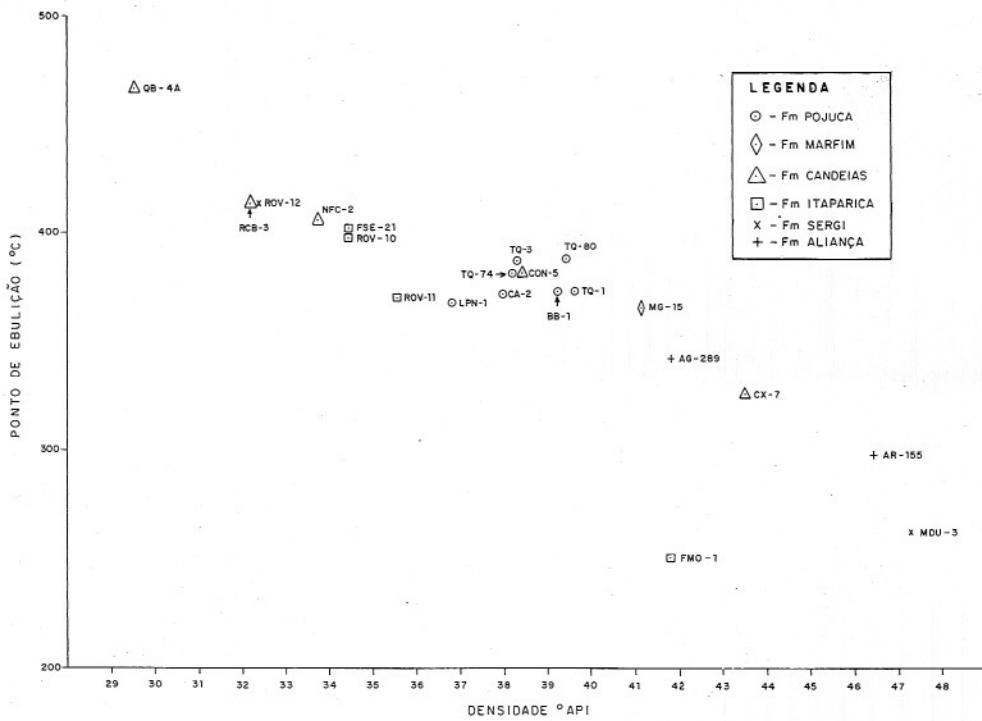


Figura 10 — Ponto de ebulição (°C) × densidade °API em óleos da Bacia do Recôncavo.

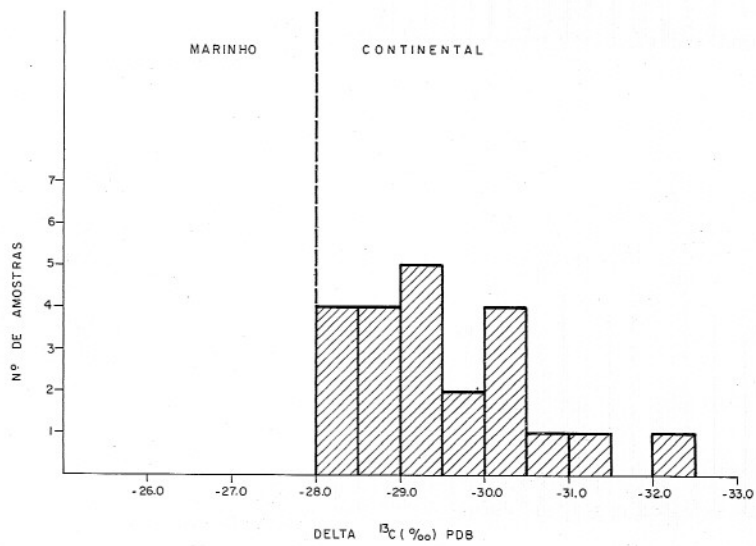


Figura 11 — Análise isotópica de carbono em óleos da Bacia do Recôncavo.

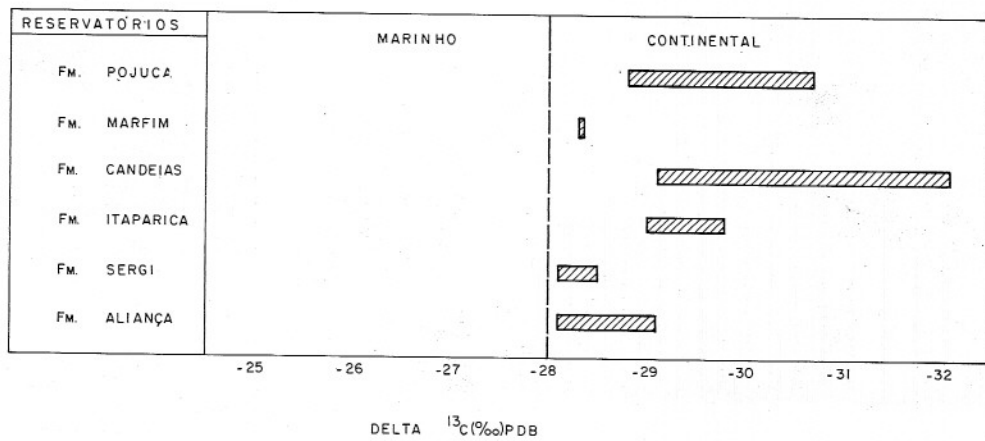
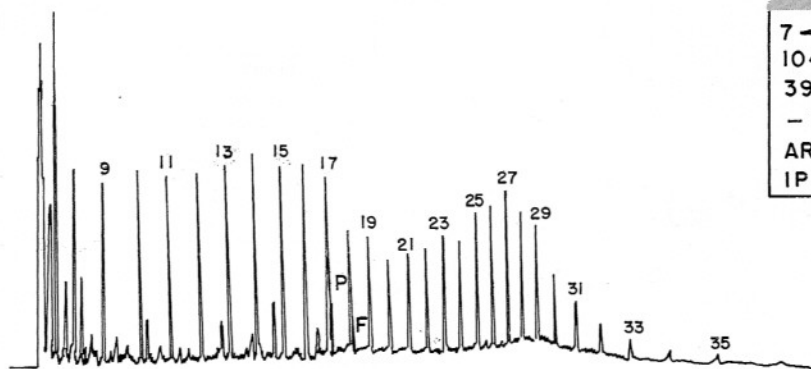
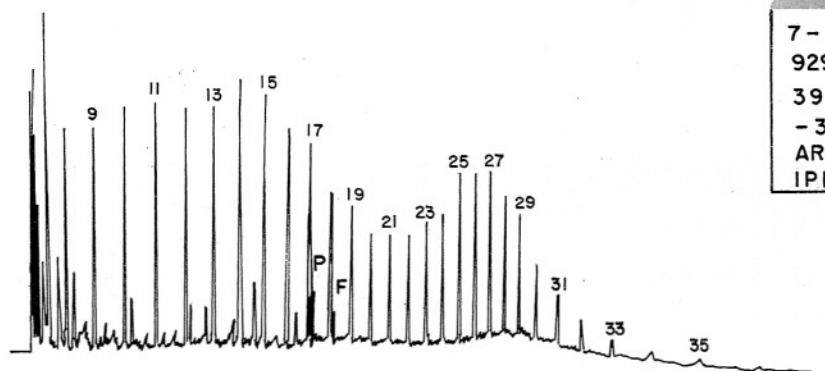


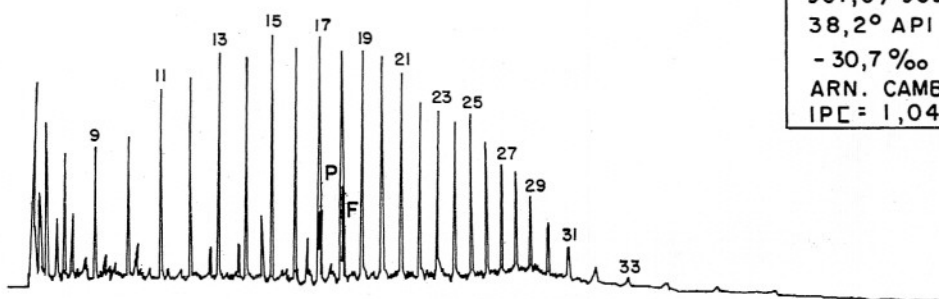
Figura 12 — Análise isotópica em 22 óleos da Bacia do Recôncavo.



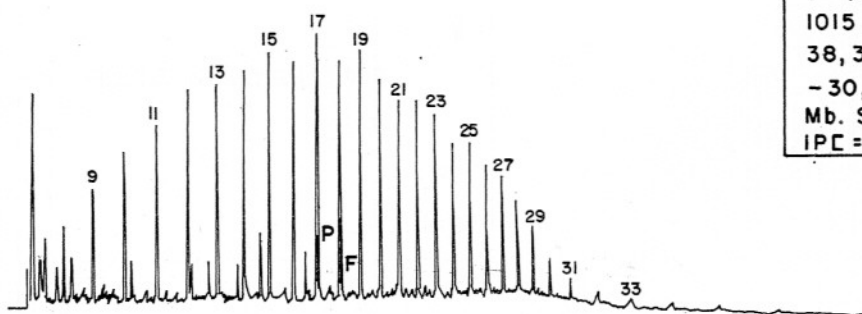
7-TQ-1-BA
 1045 / 1048m
 39,6° API
 - 30,5 ‰
 ARENITO ARAÇÁS
 IPC = 1,14



7-TQ-80-BA
 929 / 948m
 39,4° API
 - 30,4 ‰
 ARENITO IMBÉ
 IPC = 1,07



7-TQ-74-BA
 957,6 / 959,6m
 38,2° API
 - 30,7 ‰
 ARN. CAMBUQUI 2
 IPC = 1,04



7-TQ-3-BA
 1015 / 1017,5m
 38,3° API
 - 30,5 ‰
 Mb. SANTIAGO 2
 IPC = 1,03

Figura 13 — Cromatogramas de óleos, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.

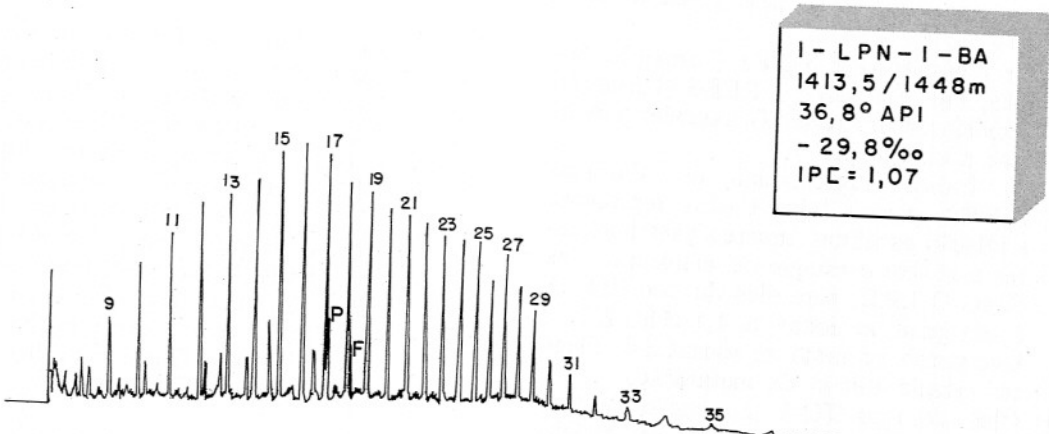
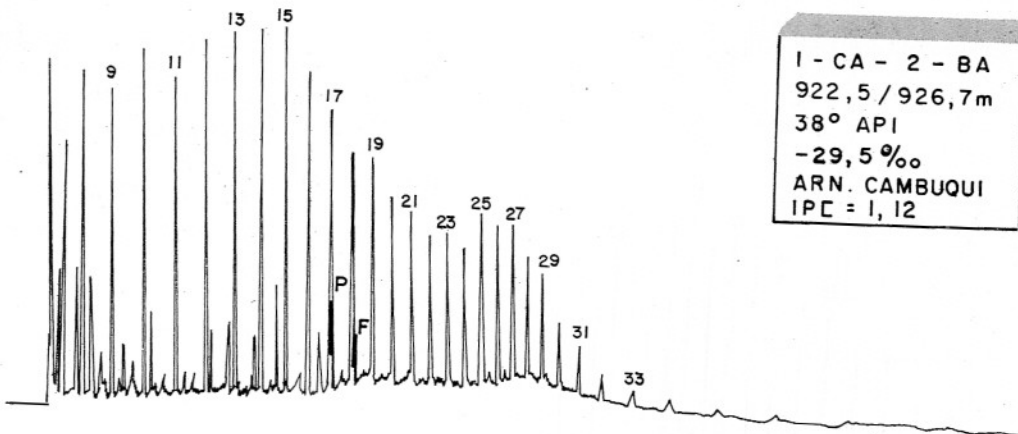
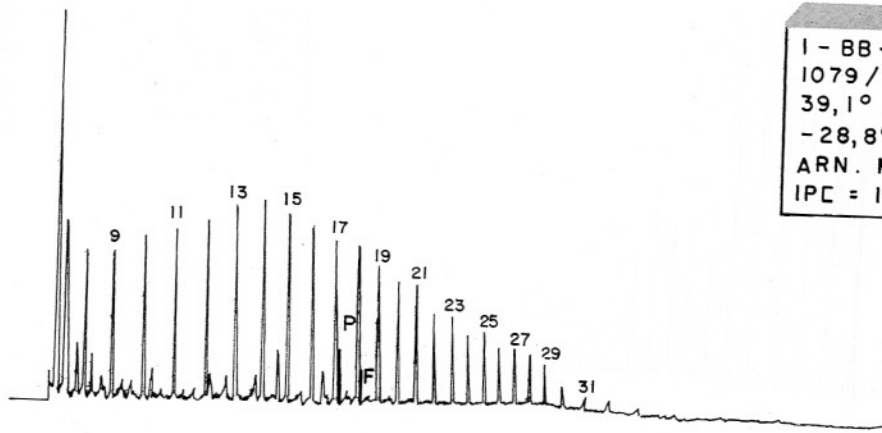


Figura 14 — Cromatogramas de óleos, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo.

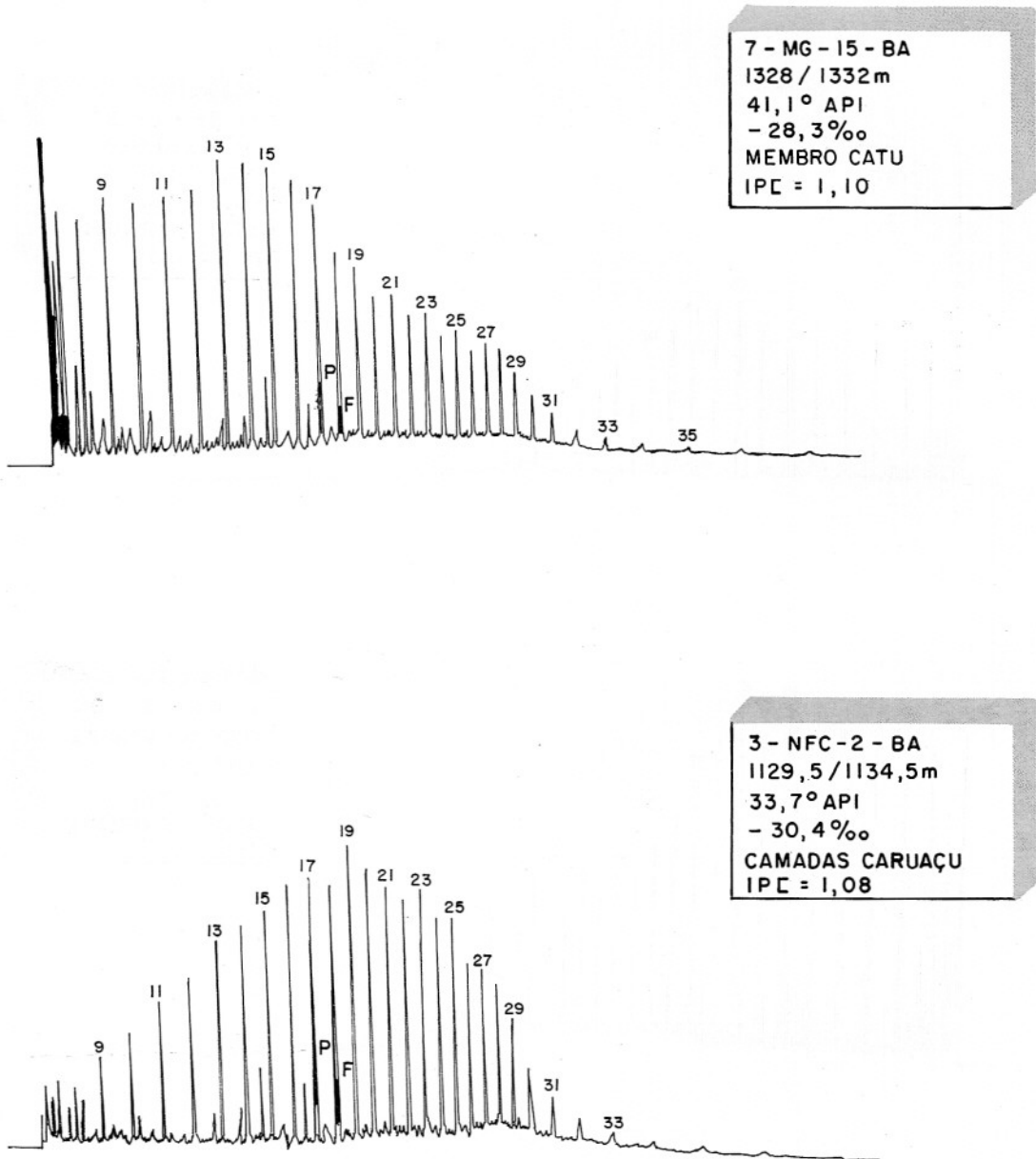


Figura 15 — Cromatogramas de óleos, Formação Marfim, Bacia do Recôncavo.

Os óleos TQ-1 e TQ-80 (Formação Pojuca, Fig. 13); CX-1 e RCB-3 (Formação Candeias, Figs. 16 e 17), também pertencem a este grupo.

O Índice Preferencial de Carbono (I.P.C.), para a faixa C_{19} - C_{32} , representa a relação parafinas ímpares/parafinas pares e reflete o estágio de maturação dos óleos. O I.P.C. para óleo do tipo FSE-21 é, em geral, ao redor de 1,1 (Fig. 22).

Este grupo, portanto, se constitui de óleos em estágio inicial de maturação.

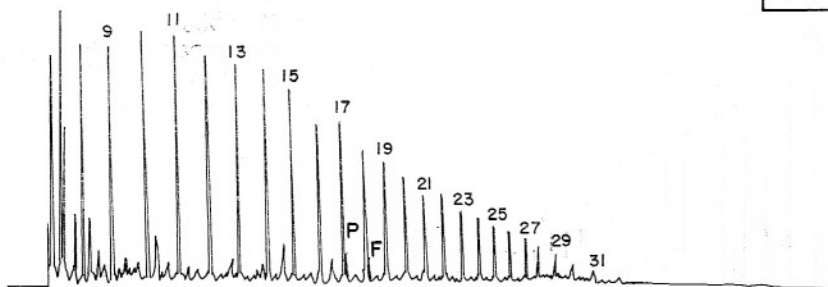
- b) Óleo do tipo TQ-3 (Formação Pojuca, Fig. 21): representa um óleo em estágio intermediário de maturação. Este grupo mostra uma distribuição das parafinas normais com um máximo ao redor de

C_{17} . O Índice Preferencial de Carbono situa-se entre 1,04 a 1,07. Deste grupo fazem parte os óleos TQ-74 (Fm. Pojuca, Fig. 13), QB-4A (Fm. Candeias, Fig. 17) e LPN-1 (Formação Pojuca, Fig. 14).

- c) Óleo do tipo CX-7 (Formação Candeias, Fig. 21): representa óleo em avançado estágio de maturação, rico em parafinas mais leves. O Índice Preferencial do Carbono de óleos deste tipo é ao redor de 1,0. Fazem parte deste grupo os óleos AR-155 (Fm. Aliança, Fig. 20) e FMO-1 (Fm. Itaparica, Fig. 18).

A relação pristano/fitano para os óleos do tipo Recôncavo é superior a 1,0, situando-se predominantemente entre 1,2 e 2,2 (Fig. 23).

4 - CX - 7 - BA
2999 / 3006 m
43,5° API
- 31,4 ‰
ARENITO DA 3ª ZONA
IPC = 1,00



4 - CX - 1 - BA
2822 / 2826 m
42° API
- 32,1 ‰
FOLHELHOS FRATURADOS
IPC = 1,05

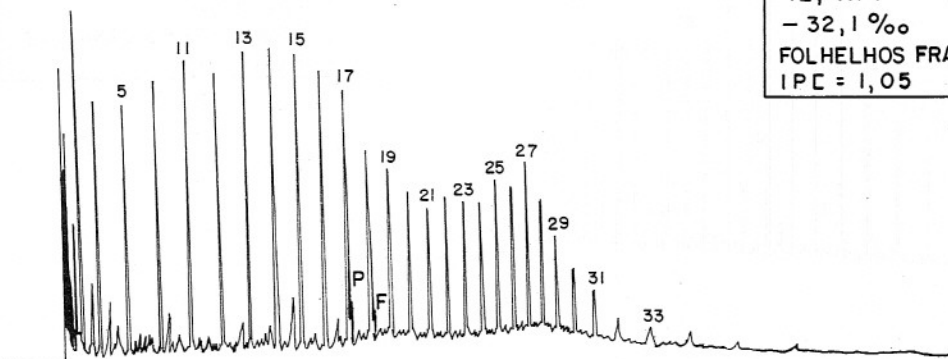


Figura 16 — Cromatogramas de óleos, Formação Candeias, Bacia do Recôncavo.

Através de correlação dos biomarcadores (esteranos e terpanos), os quais estão presentes em pequenas proporções, fica evidenciado que os petróleos apresentam diferentes estágios de maturação. Os esteranos estão ausentes em todos os óleos. O triterpano dominante é o hopano (C_{30}) e secundariamente o norhopano (C_{29}). O gamacerano (C_{30}) está presente somente em alguns óleos, não chegando a constituir um componente principal.

Os fragmentogramas obtidos para três óleos (FSE-21, TQ-3 e CX-7), representativos de diferentes estágios de maturação, mostram que, com o avanço da maturação, os terpanos tornam-se mais raros, chegando a um estágio no qual estão ausentes (Fig. 24).

Em geral, os óleos que indicam maior estágio de evolução pelos cromatogramas são os mais pobres em terpanos. Os óleos em estágio pouco evoluído de maturação, com padrão de distri-

buição bimodal das parafinas normais, apresentam as maiores quantidades de terpanos. Constitui exceção o óleo do poço 4-CX-1-BA (2822-2826 m), cujo cromatograma é tipicamente bimodal e não apresenta terpanos. Entretanto, este óleo é o mais rico em parafinas (88,5%), indicando que o mesmo possui grandes proporções de parafinas normais e é pobre em cicloparafinas.

Os óleos analisados não apresentam evidências de biodegradação, a partir de bactérias introduzidas nas rochas-reservatórios, através de águas meteóricas. A ação dos microorganismos sobre os hidrocarbonetos desenvolve-se seletivamente, em geral na seqüência alcanos normais, isoparafinas, cicloalcanos e aromáticos, com enriquecimento relativo dos compostos ricos em nitrogênio, enxofre e oxigênio. Nos óleos do Recôncavo os "fingerprints" são típicos de óleos não alterados.

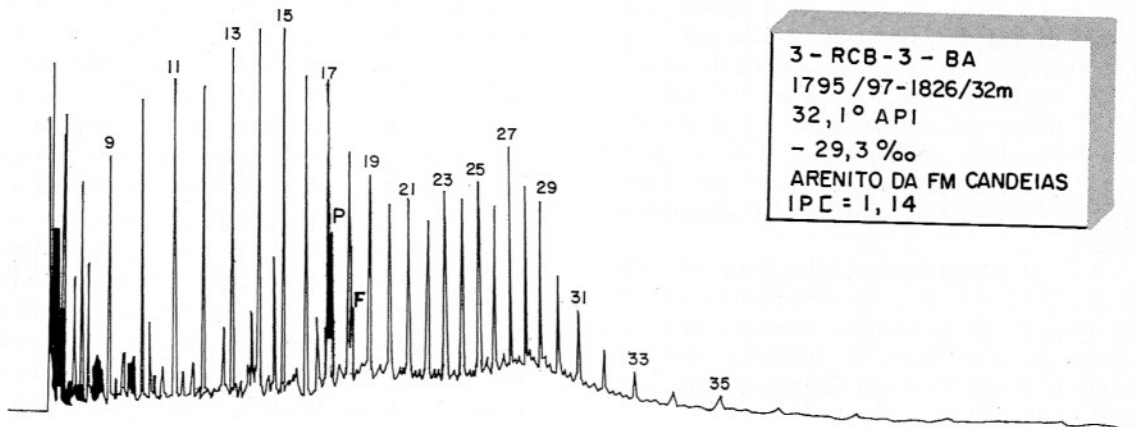
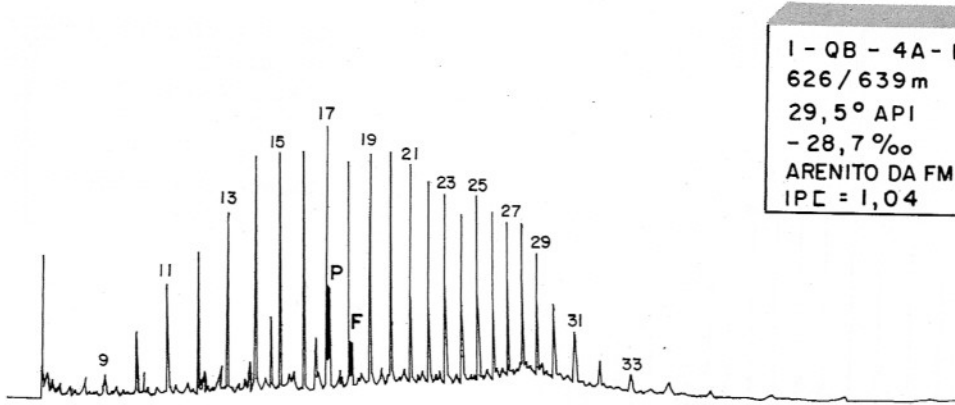
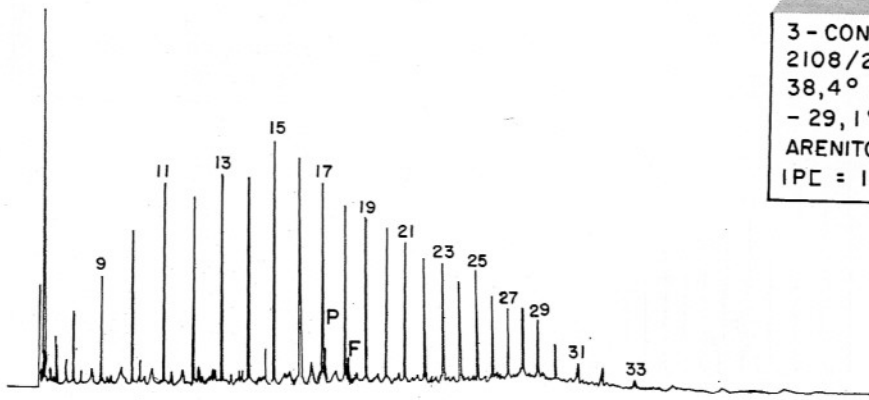


Figura 17 — Cromatogramas de óleos, Formação Candeias, Bacia do Recôncavo.

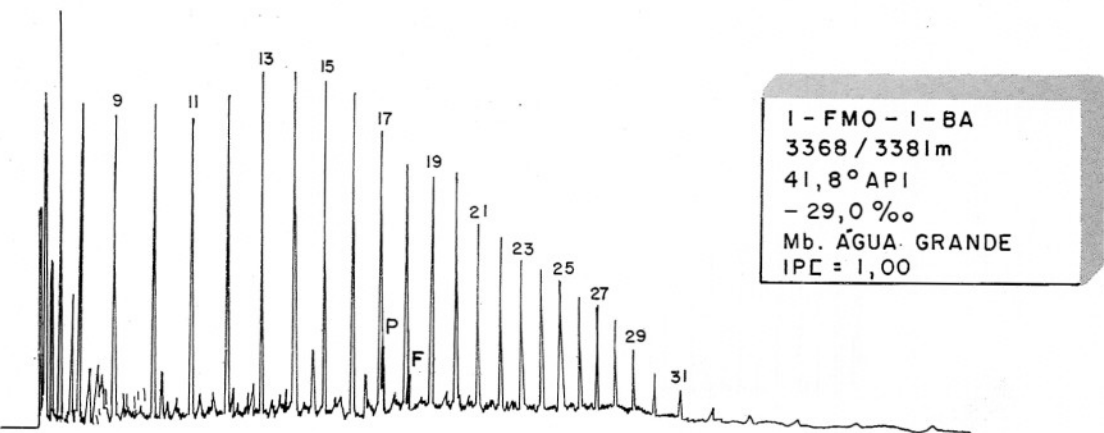
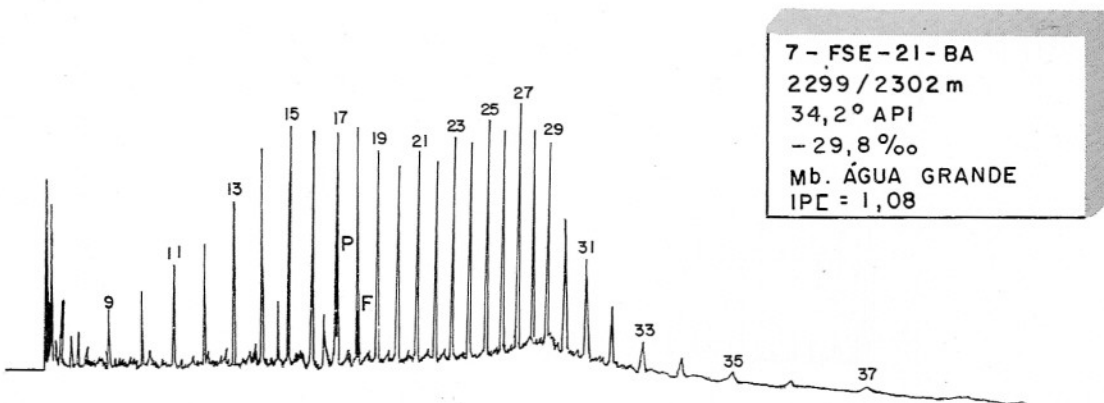
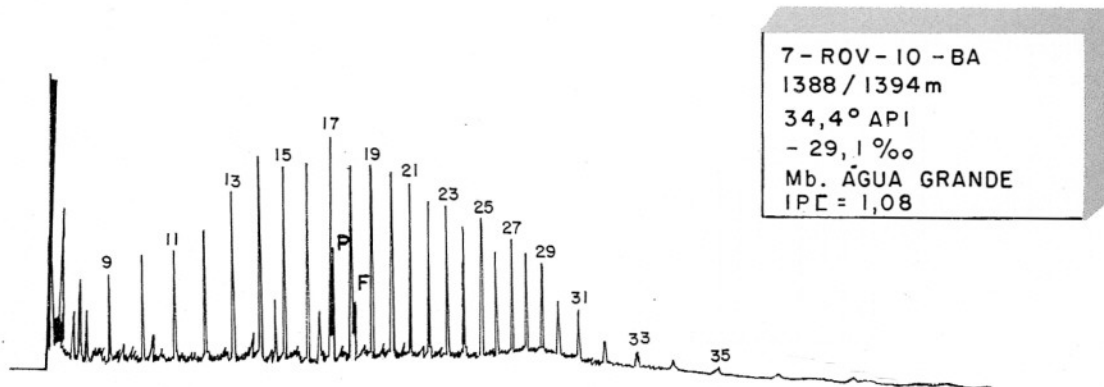
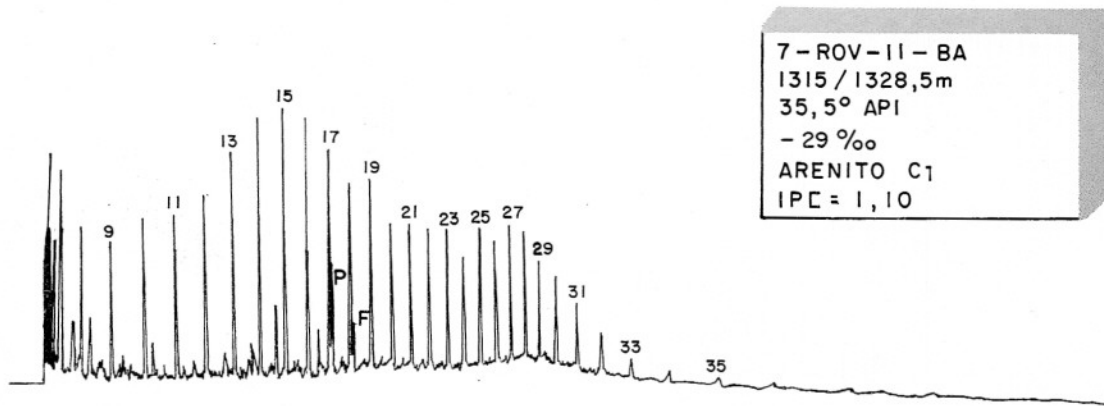


Figura 18 — Cromatogramas de óleos, Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo.

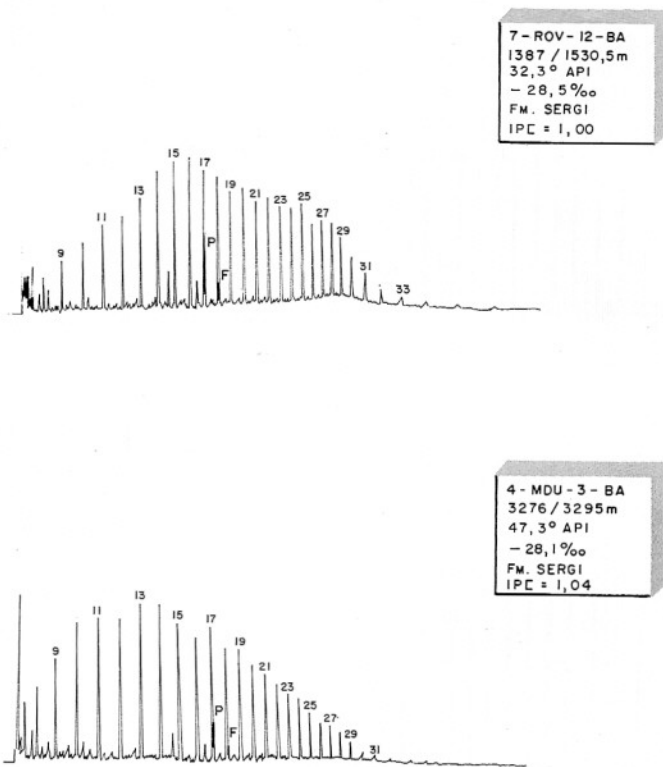


Figura 19 — Cromatogramas de óleos. Formação Sergi, Bacia do Recôncavo.

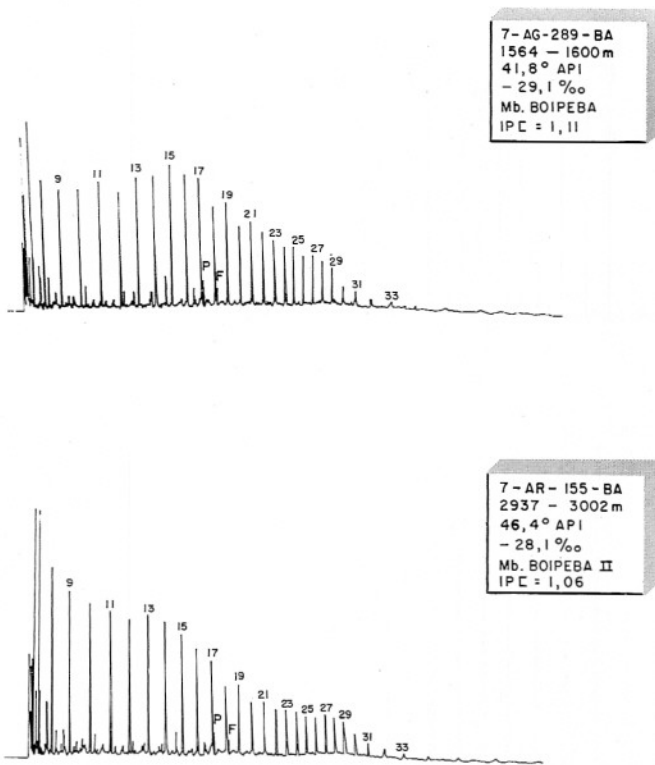
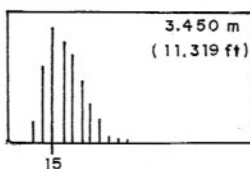
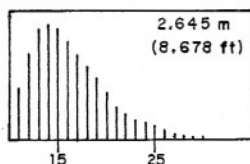
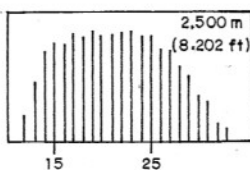
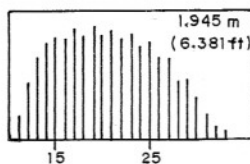
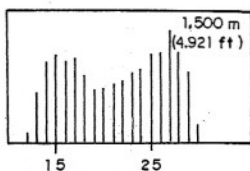


Figura 20 — Cromatogramas de óleos, Formação Aliança, Bacia do Recôncavo.

BACIA DOUALA,
REPÚBLICA DOS
CAMARÕES

EXTRATOS



(ALBRECHT, 1970)

BACIA DO RECÔNCAVO

ÓLEOS

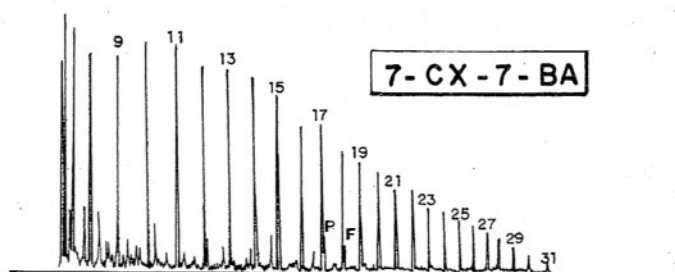
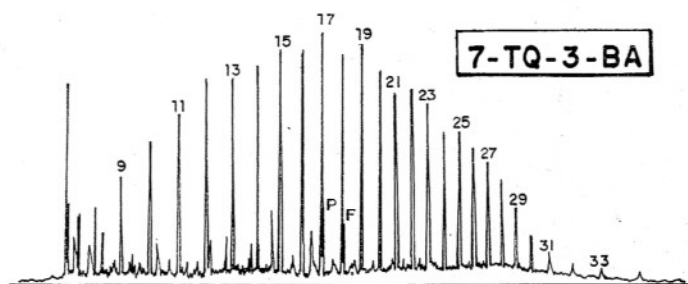
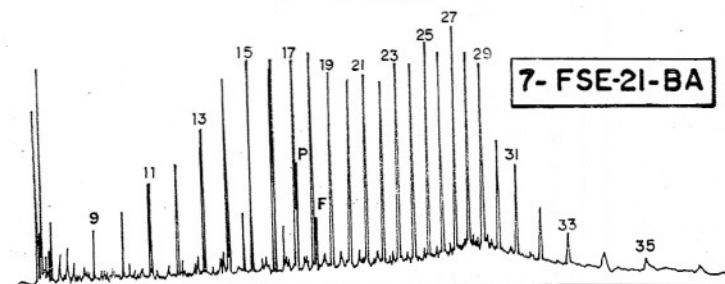


Figura 21 — Distribuição das parafinas normais em óleos e extratos em função da maturação.

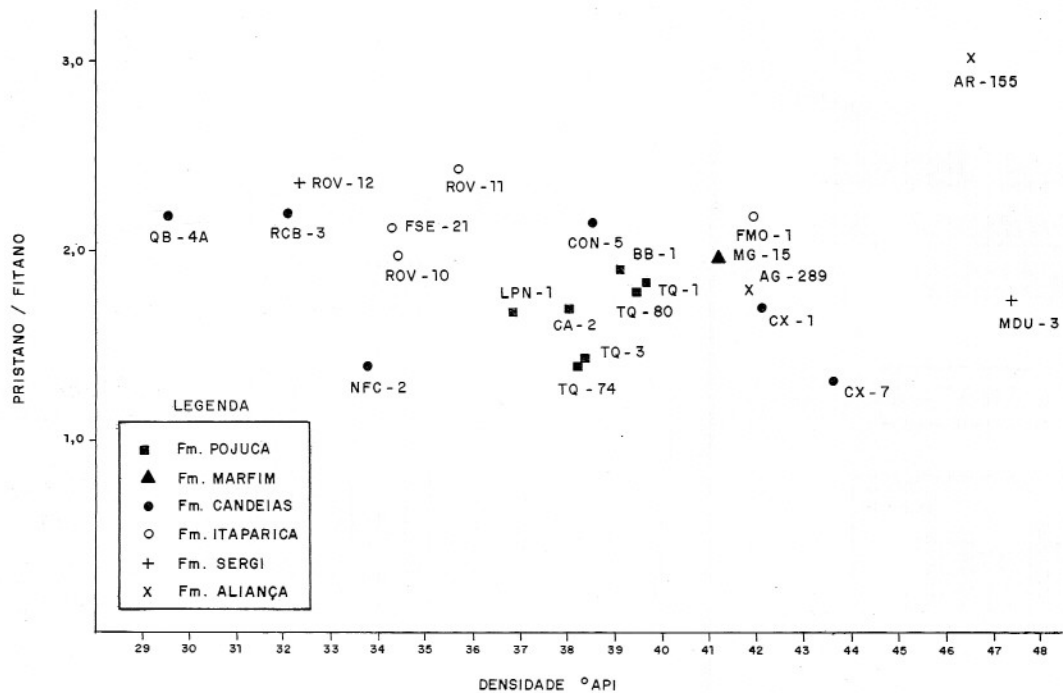


Figura 23 — Densidade °API × relação pristano/fitane em óleos da Bacia do Recôncavo.

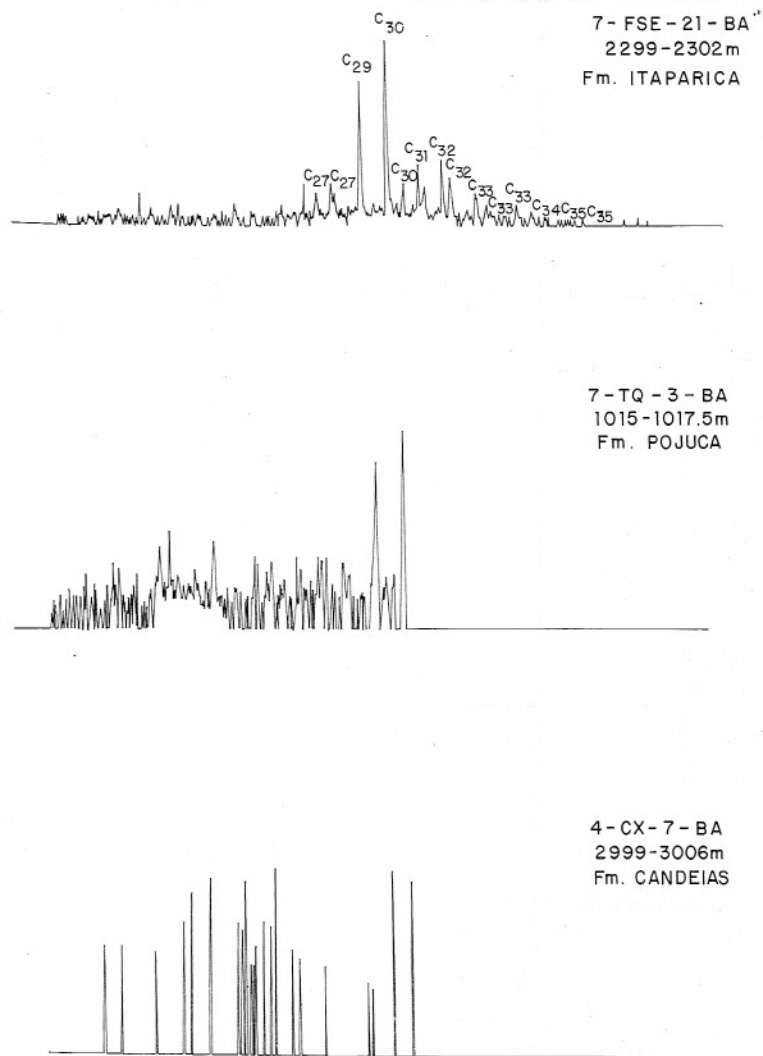


Figura 24 — Variação do padrão de terpanos em óleos em função da maturação.

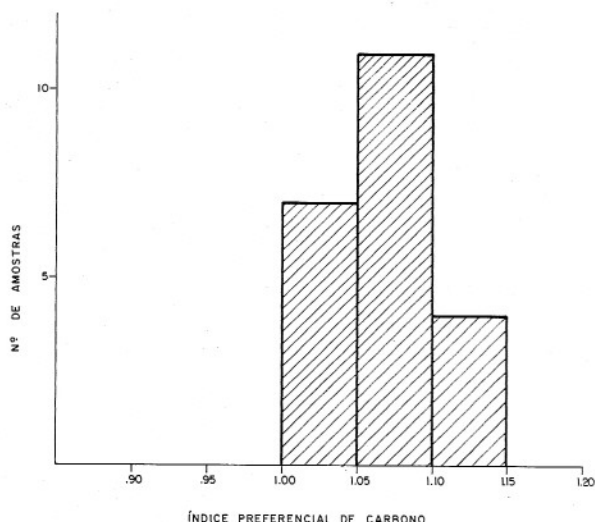


Figura 22 — Densidade °API × relação pristano/fitano em óleos da Bacia do Recôncavo.

CONCLUSÕES

Os óleos da Bacia do Recôncavo são classificados em uma única família, com variações composicionais em função da maturação.

São óleos leves (°API superior 29,5), do tipo parafínico com muito baixa proporção de componentes asfálticos e baixo teor de enxofre.

Os dados obtidos de análises cromatográficas e de isótopos de carbono indicam que os óleos foram gerados a partir de matéria orgânica depositada em ambiente continental, lacustre de

água doce. Os óleos são caracterizados, quando menos maduros, por uma distribuição bimodal das parafinas normais, com máximos ao redor de nC_{15} e nC_{27} e razão pristano/fitano superior a 1,0. As razões isotópicas de carbono situam-se entre $-28,1$ e $+32,1$ ‰.

Não foram observadas evidências de biodegradação nos óleos analisados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à PETROBRÁS pela liberação deste artigo para publicação e a todos os colegas do CENPES e do DEXBA que direta ou indiretamente colaboraram com este trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALBRECHT, P. (1970) Étude des constituants organiques des séries sédimentaires des Logbaba et de Messel. Transformations diagenétiques. Université de Strasbourg, Mémoires du Service de la Carte Géologique d'Alsace et de Lorraine, n.º 32, 119p.
- KLEMME, H.D. (1971) The giants and the super giants. Part 2, to find a giant, find the right basin. Oil Gas Jour., p. 103-110.
- NETO, A.S.T. (1978) A implantação da fase *rift* na Bacia do Recôncavo. XXX Congr. Bras. Geol., Recife, Anais, 1:605-617.
- PONTE, F.C.; NORTHFLEET, A.A.; PENA, C.A.T. (1972) Evolução paleogeológica do Brasil Oriental e África Ocidental. PETROBRÁS/SEPES/DIDEP/SETUP-BA/CEGEP-IV, Relatório n.º 6, 1072p.
- VIANA, C.F.; GAMA JÚNIOR, E.G.; SIMÕES, I.A.; MOURA, J.A.; FONSECA, J.R.; ALVES, R.J. (1971) Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. Boletim Técnico da PETROBRÁS, 14:157-192.