

ORIGEM E CLASSIFICAÇÃO DOS HIDROCARBONETOS DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS — CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA

Nelson Adão Babinski e Regina Célia Rabelo dos Santos⁽¹⁾

RESUMO — Na bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas, situada na margem meridional brasileira, foram descobertas inúmeras acumulações de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. A caracterização geoquímica, baseada em estudos cromatográficos e isotópicos e em análises das propriedades físico-químicas, possibilitou a identificação de três tipos de óleos, cujas dessemelhanças dependem de suas rochas geradoras: óleos com características continentais gerados pela porção orgânica dos sedimentos neocomianos; óleos com particularidades marinhas e/ou evaporíticas, gerados a partir dos sedimentos de idade Alagoas; e óleos misturados durante os processos de migração e acumulação. A correlação geoquímica dos óleos com as rochas geradoras permitiu a construção dos modelos de geração, migração e acumulação, possibilitando orientar a exploração petrolífera na Bacia Sergipe-Alagoas.

(Originais recebidos em 09-XII-86.)

1 — INTRODUÇÃO

A Bacia Sergipe-Alagoas está localizada na costa meridional brasileira, entre as latitudes 9° e 11°30'S e as longitudes 37° e 35°30'W. Abrange uma área de aproximadamente 27 000 km², dos quais 12 000 km² estão na parte emersa e 15 000 km², na submersa (fig. 1).

Com base na análise estrutural-sedimentar adotada na interpretação da evolução da bacia, a coluna litoestratigráfica compreende sedimentos de seis seqüências determinadas nos sedimentos pós-estiramento. De maneira geral, a evolução geológica da Bacia Sergipe-Alagoas pode ser resumida em três estágios (fig. 2), a saber:

- primeiro estágio (fase pré-*rift*), que compreende os sedimentos do Paleozóico e do Jurrássico depositados em ambientes glaciais e fluviais;
- segundo estágio (fase *rift*), que compreende os sedimentos do Cretáceo Inferior (Andares Rio da Serra — Jiquiá Inferior) depositados em ambientes flúvio-lacustres;
- terceiro estágio (fase pós-*rift*), que compreende os sedimentos do Jiquiá Superior — Plioceno depositados em ambiente lacustre/marinho restrito/plataforma rasa e, a partir do Campaniano, em marinho profundo/talude. Pode também ser dividido em proto-oceano (Andar Alagoas) e marinho

franco (Albiano a Plioceno).

A caracterização geoquímica dos hidrocarbonetos recuperados na Bacia Sergipe-Alagoas, efetuada mediante determinação e identificação das propriedades químicas e físico-químicas, possibilitou compará-los entre si e classificá-los de acordo com suas características. A associação e a comparação das características geoquímicas dos óleos com as composições químicas dos extratos orgânicos visam a correlacionar as rochas geradoras com os hidrocarbonetos acumulados, o que permite definir onde cada acumulação foi gerada e confeccionar modelos de migração até o reservatório.

2 — MÉTODOS ANALÍTICOS

Os óleos e os extratos orgânicos foram submetidos a análises por cromatografia líquida e gasosa, composição isotópica, marcadores biológicos e análises físico-químicas, que incluem determinação de densidade, grau API, viscosidade, teor de água, sal, sedimentos e enxofre, índice de acidez e fator de caracterização.

2.1 — Cromatografia Líquida

Os óleos e os extratos orgânicos obtidos das rochas foram analisados por cromatografia líquida, e seus componentes classificados em três frações: constituin-

1 - Setor de Geoquímica, Divisão de Exploração, Centro de Pesquisas.

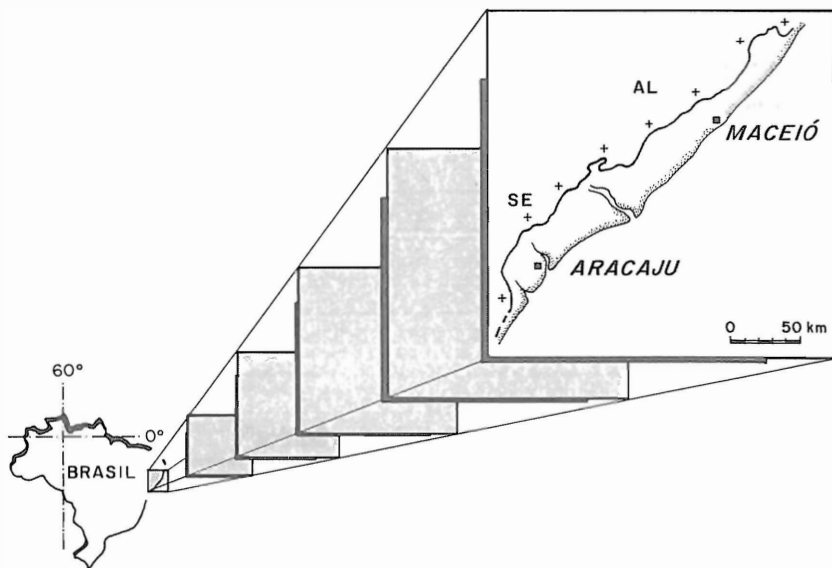


Fig. 1 - Localização da área estudada.

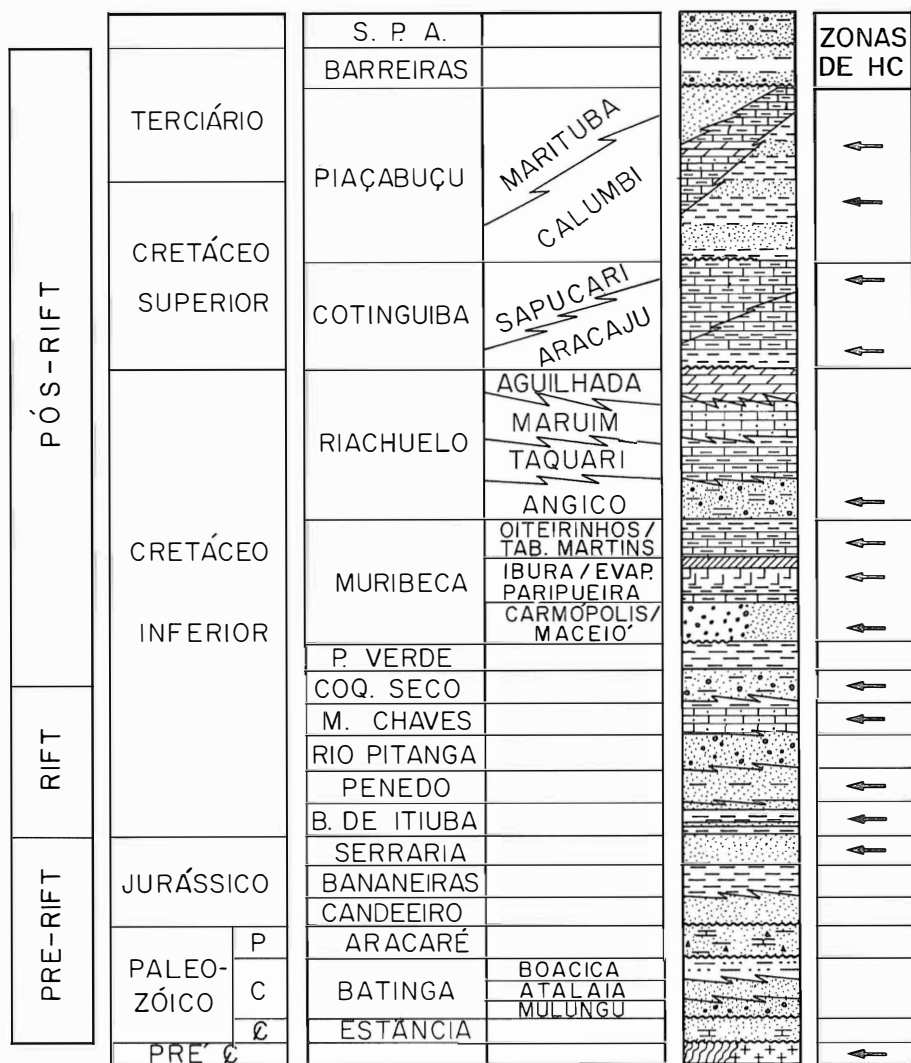


Fig. 2 - Coluna litoestratigráfica.

tes parafinas (normais + iso + ciclo), aromáticos e resinas (compostos sulfurados, nitrogenados e oxigenados) + asfaltenos.

As analogias de composição indicam a origem comum de óleos e extratos orgânicos das diversas amostras.

Os resultados da cromatografia líquida fornecidos em teores percentuais são apresentados em gráficos que permitem melhor visualização das correlações.

2.2 - Cromatografia Gasosa

As frações separadas por cromatografia líquida podem ser detalhadas por cromatografia em fase gasosa, o que normalmente é feito com a fração de parafinas. Obtêm-se, assim, importantes informações sobre a constituição dos óleos e dos extratos orgânicos.

As parafinas normais são os picos, geralmente predominantes, em cujos ápices indica-se o número de átomos de carbono da n-parafina correspondente. As isoparafinas situam-se, como numerosos picos menores, entre as parafinas normais. As mais importantes do ponto de vista geoquímico são o pristano e o fitano, designados por "P" e "F", respectivamente. As cicloparafinas podem surgir como picos entre as parafinas normais (caso dos esteranos e terpanos na região de C₂₅), ou misturadas, formando uma ondulação na base do cromatograma; a forma e a extensão desta ondulação fornecem indicações sobre a maturidade geoquímica da amostra e, no caso dos óleos, quando associadas à falta de parafinas normais, sobre sua biodegradação.

A distribuição das parafinas normais informa a origem do óleo ou extrato orgânico: aqueles que são gerados a partir de seqüências continentais apresentam predominância das parafinas mais pesadas (C₂₅-C₃₀); nos gerados a partir de seqüências marinhas e/ou evaporíticas, preponderam as de peso molecular mais baixo (C₁₂-C₁₇); e os de transição, ou seja, os resultantes de mistura, possuem característica bimodal, com dois máximos nas faixas de baixo e alto peso molecular, respectivamente.

Para tais análises, realizadas em colunas capilares de alta resolução, emprega-se programação de temperatura, fases estacionárias apolares e detector de ionização de chama de hidrogênio, extremamente sensível a hidrocarbonetos.

2.3 — Análise Isotópica de Carbono

O valor da relação isotópica do carbono do petróleo é função da origem do material orgânico, do fracionamento ocorrido durante sua formação e subsequentes modificações. Assim, os resultados das análises isotópicas podem fornecer subsídios importantes para a compreensão e interpretação de problemas referentes à origem, geração, migração e alteração do petróleo (RODRIGUES, 1978).

A determinação por espectrometria de massa da razão isotópica $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ em compostos orgânicos requer primeiramente o preparo de um simples composto gasoso de carbono, sendo o dióxido de carbono o mais satisfatório.

As medidas das relações isotópicas das amostras são efetuadas a partir de um padrão internacional PDB (carbonato padrão: belemnite da Formação Peedee, Cretáceo Superior, Carolina do Sul).

O petróleo é, essencialmente, um dos produtos da transformação da matéria orgânica oriunda da fixação fotossintética do CO_2 dissolvido na água. Os valores de delta ^{13}C dessa matéria orgânica dependem do meio em que se está processando a fotossíntese, que é mais rica em ^{13}C no ambiente marinho do que no meio aquático continental.

Essas variações na origem da matéria orgânica possibilitam, primariamente, a formação de petróleos com diferentes valores de delta ^{13}C , uma vez que apresentam valores de delta ^{13}C próximos aos da matéria orgânica da qual se originaram. A maturação acarreta craqueamento das moléculas de alto peso molecular, com liberação de hidrocarbonetos gasosos mais ricos em ^{12}C , em função da menor energia da ligação $\text{C}^{12}\text{-C}^{12}$ nas moléculas originais. Conseqüentemente, as moléculas residuais não apenas têm seu tamanho diminuído como são enriquecidas em ^{13}C .

A migração do petróleo pode ocasionar mudanças em sua composição química: na direção da migração, os hidrocarbonetos saturados têm um aumento superior ao dos aromáticos, resinas e asfaltenos. Como os hidrocarbonetos saturados são isotopicamente mais leves que os demais componentes do petróleo, a análise do óleo bruto revelará um enriquecimento de ^{12}C na direção da migração (RODRIGUES, 1978).

De maneira geral, aceita-se que óleos com relação isotópica de carbono mais negativa que $-27,5$ ‰ sejam considerados como de origem continental. Valores mais positivos que $-26,5$ ‰ indicam origem marinha e de ambientes evaporíticos, e entre $-26,5$ ‰ e $-27,5$ ‰ demonstram, geralmente, a existência de mistura dos dois tipos.

2.4 — Análise dos Marcadores Biológicos

Marcadores biológicos são moléculas sintetizadas por organismos vivos e incorporadas aos sedimentos, onde sofrem pequenas modificações, preservando-se o esqueleto do carbono original. Tais compostos representam apenas uma pequena parcela no petróleo, mas são de grande interesse para os geoquímicos em função das informações sobre a matéria orgânica original da qual o óleo foi gerado.

Os grupos mais importantes de marcadores biológicos são alcanos, ácidos graxos, terpenos, esteróides e porfirinas. Os esteranos e terpanos, que integram o grupo dos alcanos, têm sido muito utilizados na correlação entre óleos e entre óleos e rochas geradoras. São três os tipos de informação fornecidos pelos marcadores moleculares: origem (marinha, continental), estágio de maturação e rotas de migração.

Determinados compostos presentes nos sedimentos (geolipídios) guardam relação direta com seus precursores biológicos (biolipídios), e sua distribuição pode refletir a origem e as condições de deposição do sedimento. A subsidência dos sedimentos provoca a alteração estrutural dos geolipídios em conseqüência do aumento da temperatura.

A diversidade de estrutura dos marcadores biológicos permite supor que sedimentos orgânicos diferentes possam apresentar composição variável para, pelo menos, um desses grupos de estruturas. Essa pressuposição é válida para correlações entre diferentes amostras de óleos de uma mesma bacia ou para a comparação da constituição de óleos com a matéria orgânica de rochas potencialmente geradoras.

A correlação óleo/óleo permite estabelecer um paralelo entre óleos, implicando ou não uma rocha geradora comum. A correlação óleo/rochas geradoras potenciais permite identificar a rocha ge-

radadora que efetivamente gerou e contribuiu para uma dada acumulação de óleo. O adequado conhecimento geológico, aliado à identificação precisa de uma rocha geradora, possibilita, por meio de modelos, qualificar outras possíveis ocorrências de óleo na mesma bacia.

2.5 — Análises Físico-Químicas (Análise de Petróleo)

Para a caracterização físico-química do petróleo, é necessária a determinação de teores de água por destilação (% vol.), de água e sedimento por centrifugação (% vol.) e de sal (mg/l). Após a desidratação dos óleos, determinam-se densidade ($^{\circ}\text{API}$), fator de caracterização (KUOP), índice de acidez (mg/g), ponto de fluidez ($^{\circ}\text{C}$), teor de enxofre (% peso) e viscosidade a diversas temperaturas.

Dependendo de sua origem, os óleos apresentam características físico-químicas marcantes, pelas quais podemos diferenciá-los. Entre essas características destacam-se o teor percentual de enxofre (menor nos óleos gerados em sedimentos depositados em ambientes continentais), a densidade (menor nos óleos gerados em sedimentos depositados em ambientes marinhos e/ou evaporíticos), o fator de caracterização (que classifica os óleos em parafínicos $>12,0$, intermediários $11,5$ a $11,9$, naftênicos $11,0$ a $11,4$ e aromáticos $< 11,0$) e o índice de acidez (altas concentrações indicam, invariavelmente, processos ativos de biodegradação).

3 — CORRELAÇÃO ÓLEO/ÓLEO

Foram analisadas todas as amostras de óleos recuperados em diferentes testes e atualmente disponíveis na Bacia Sergipe-Alagoas. No total, estudaram-se 116 amostras, que podem ser consideradas representativas, uma vez que foram recuperadas dos mais diferentes reservatórios, desde o Andar Dom João até o Eoceno.

O conhecimento da composição química permitiu correlacionar os óleos entre si e associá-los, por intermédio dos extratos orgânicos, aos pacotes de rochas geradoras. A composição química dos extratos orgânicos é conseqüência direta do tipo de matéria orgânica presente nas rochas geradoras e do ambiente sedimentar em que essas foram depositadas.

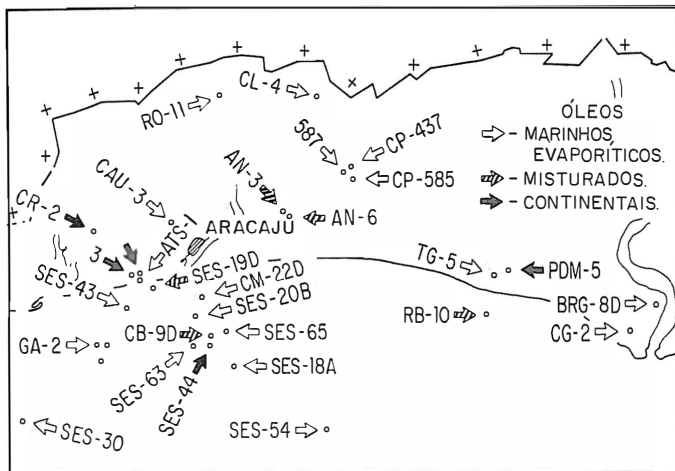


Fig. 3a - Área de Sergipe. Localização e origem dos óleos analisados.

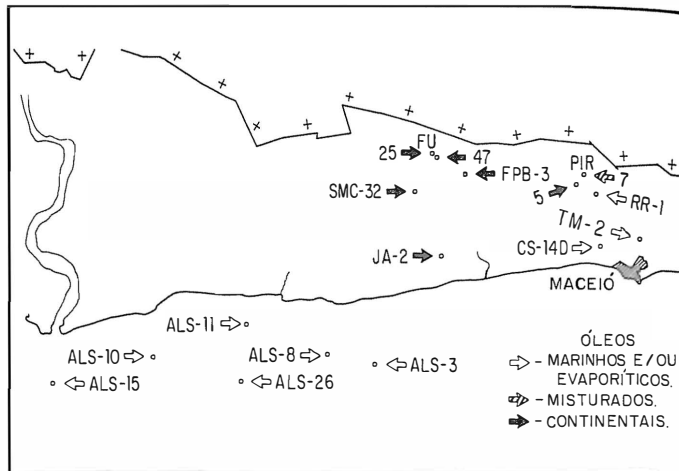


Fig. 3b - Área de Alagoas. Localização e origem dos óleos analisados.

Com base em complexas análises geoquímicas e em estudos interpretativos detalhados, podem-se definir, quanto ao ambiente deposicional das rochas geradoras e à origem, três grupos distintos de óleos (BABINSKI *et alii*, 1984), a saber (figs. 3a e 3b):

a) *continentais*

- óleos gerados pelos sedimentos neocomianos e representados pelas acumulações dos campos de Atalaia Sul (poços 3-ATS-2 e 3-SE), Jiquiá, São Miguel dos Campos, Engenho Furado, Fazenda Pau-Brasil, Pilar (à exceção do poço 3-PIR-7-AL) e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 1-CR-2-SE, 1-NAB-1-SE, 4-SES-44, 3-SES-72 e 3-PDM-5-SE;

b) *marinhos e/ou evaporíticos*

- óleos gerados pelos sedimentos do Andar Alagoas e representados pelas acumulações dos campos de Atalaia do Sul (poços 4-ATS-1 e 14-SE), Riachuelo, Mato Grosso, Carmópolis (todos os reservatórios), Siririzinho, Castanhal, Tigre, Brejo Grande, Coqueiro Seco, Tabuleiro dos Martins, Guaricema, Dourado, Camorim (à exceção dos poços 7-CM-22D e 37-SES), Camorim Leste, Mero, Tainha e Cavala e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 1-IP-2-SE, 1-CAV-1-SE, 1-CAU-3-SE, 1-ATN-1-SE, 1-RPO-1-SE, 1-ALG-1-SE, 9-CG-2-SEX, 1-CAP-1-SE, 1-RR-1-AL, 1-SES-30, 1-SES-63, 1-SES-18A, 1-SES-64, 1-ALS-15, 1-ALS-27, 1-ALS-8 e 1-ALS-3;

c) *mistos*

- óleos resultantes da mistura de hidrocarbonetos gerados nos sedimentos do Neocomiano e do An-

dar Alagoas, e representados pelas acumulações dos campos de Aningas, Angelim, Caioba, Robalo e pelos hidrocarbonetos recuperados nos poços 6-PDM-8-SES, 3-PIR-7-AL, 1-SES-19D, 6-CM-37-SES, 7-CM-22D-SES e 4-SES-67.

A caracterização geoquímica dos três grupos de óleos é apresentada na figura 4.

3.1 — Óleos Originados de Seqüências Continentais

Gerados pelos sedimentos neocomianos, os óleos originados de seqüências continentais apresentam distribuição cromatográfica das parafinas normais, com acentuada predominância na faixa C₂₁-C₂₈, o que caracteriza matéria orgânica do tipo continental (algas lacustres ou palinomorfos e cutículas). Em virtude do elevado estágio de maturação no qual se encontram e do craqueamento térmico das parafinas normais mais pesadas, observam-se grandes quantidades de parafinas na faixa até C₁₅.

A distribuição dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos evidencia clara predominância das cicloparafinas C₂₉ (norhopano) e C₃₀ (hopano). O percentual relativo da cicloparafina C₃₀ (gamacerano), ao contrário do que ocorre com os óleos gerados em sedimentos de ambientes marinhos e/ou evaporíticos, é menor que o da cicloparafina C₂₉ (norhopano). Atualmente, aceita-se que a inversão S-M nas cicloparafinas C₂₇ (trisnorhopano) se deva à maturação, embora se observe nos óleos continentais a constante predominância da C₂₇S.

A distribuição dos marcadores biológicos da família dos esteranos em hidrocarbonetos de origem continental é pouco conhecida devido à sua baixa concentração. Nos óleos continentais, esses marcadores estão presentes em pequenas quantidades, quase sempre em nível de traços, ao passo que nos óleos de origem marinha e/ou evaporítica, eles estão presentes em quantidades razoáveis.

Os óleos de origem continental possuem teor percentual de enxofre muito baixo, sempre inferior a 0,05%, em decorrência da pouca solubilidade do enxofre em água doce (baixo Eh), ao contrário do que ocorre em águas salgadas (Eh elevado), onde a solubilidade é acentuada (fig. 2).

A razão isotópica de carbono sempre mais negativa que - 27,5 ‰, é importante fator para a caracterização de óleos gerados em sedimentos neocomianos da Bacia Sergipe-Alagoas (figs. 5 e 6).

A distribuição triangular dos componentes dos óleos continentais determinados pela cromatografia líquida mostra que o percentual de compostos polares (resinas + asfaltenos) é relativamente baixo, de 7 a 10%, ao passo que o de parafinas é elevado e varia de 70 a 85%. O percentual de componentes aromáticos situa-se em torno de 10 e 15%. Essa composição se deve, principalmente, ao tipo parafínico (KUOP 12,0) e ao elevado grau API observados nos óleos de origem continental (figs. 7 e 8).

Entre os óleos gerados pelos sedimentos neocomianos e classificados genética-

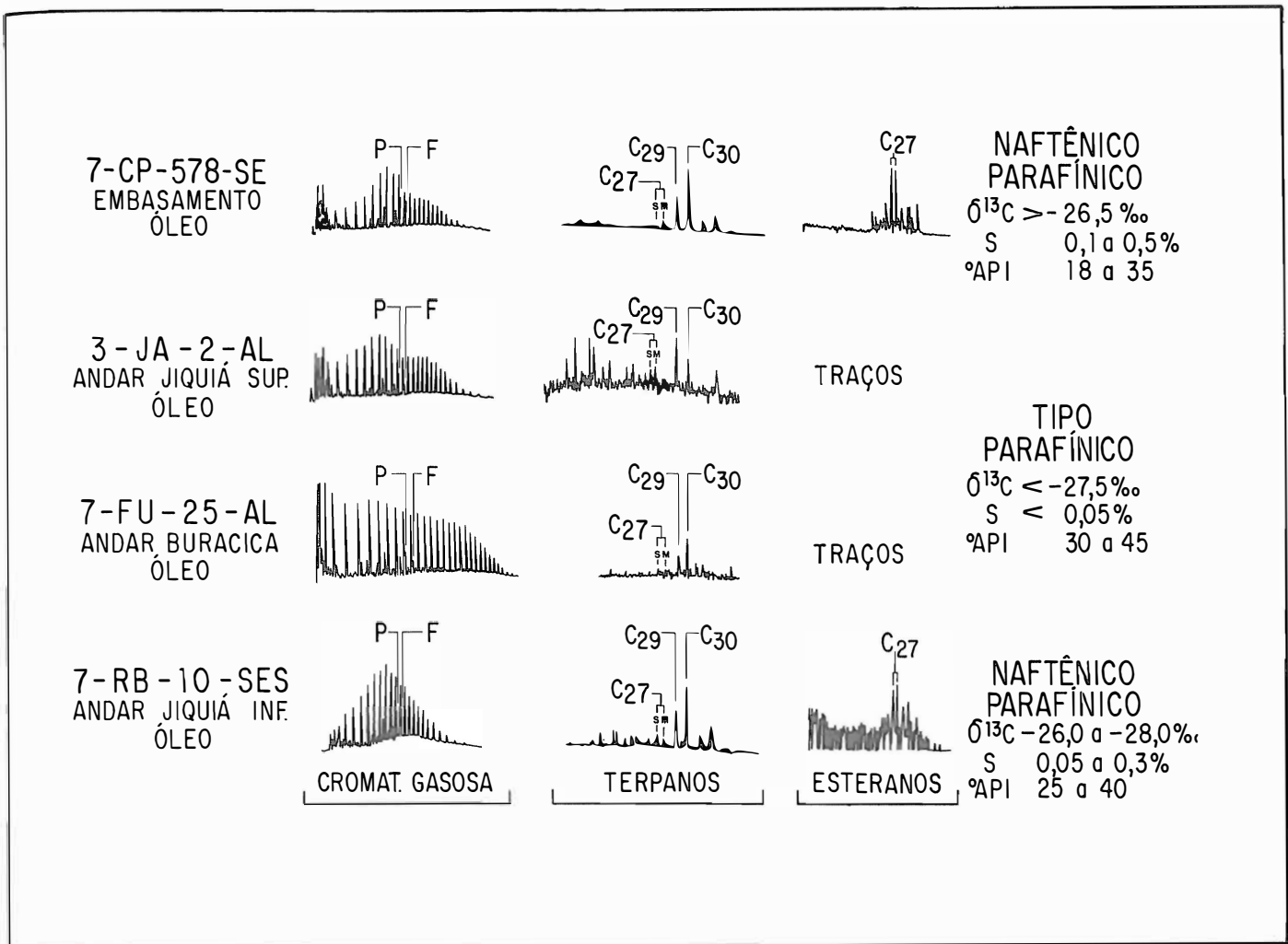


Fig. 4 - Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia Sergipe-Alagoas.

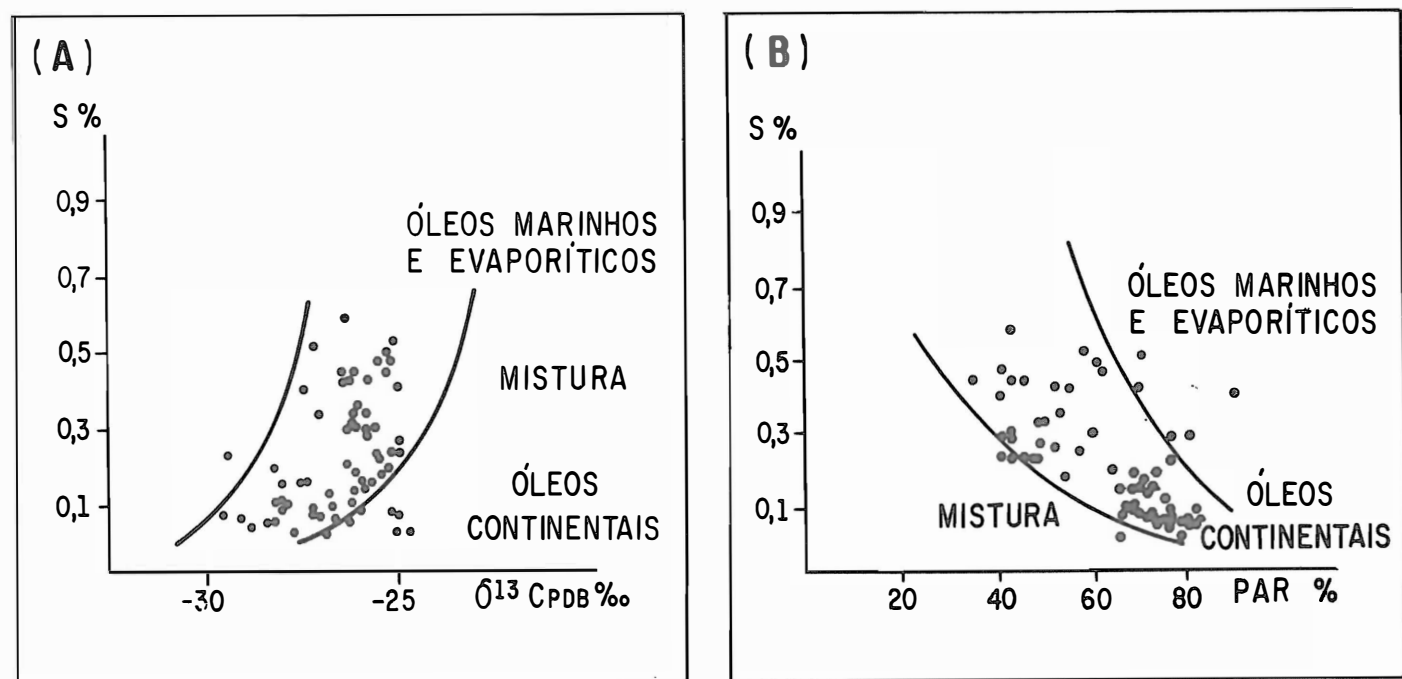


Fig. 5 - Correlações entre os teores percentuais de enxofre e razão isotópica de carbono (A) e teor percentual de parafina (B).

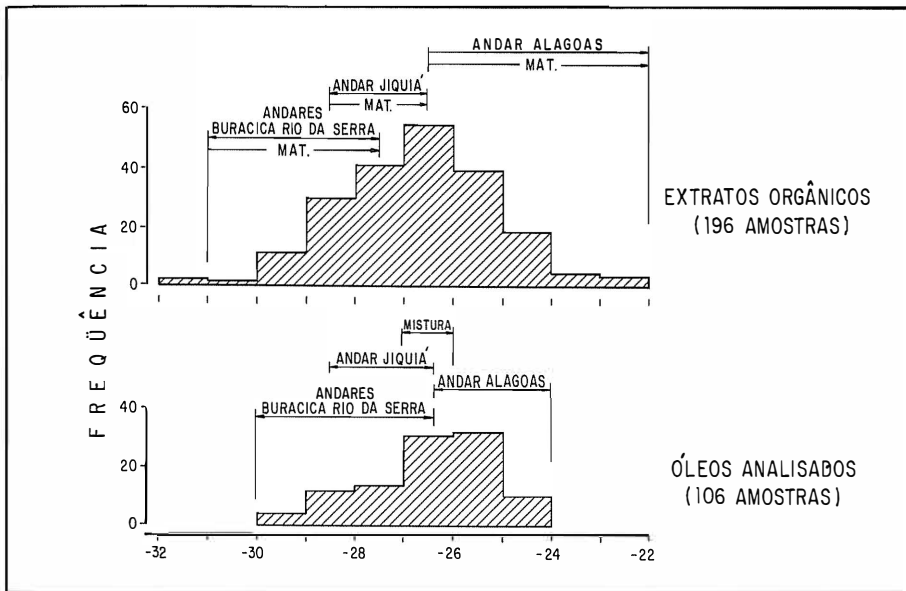


Fig. 6 - Histograma de distribuição das razões isotópicas de carbono de óleos e extratos orgânicos.

mente como de origem continental, observa-se que as características geoquímicas daqueles oriundos das rochas geradoras do Andar Jiquiá situam-se na faixa em direção aos óleos mistos e marinhos e/ou evaporíticos, ou seja, algumas características comuns aos óleos gerados a partir de sedimentos destes ambientes são previsíveis. Tais características foram observadas nos óleos acumulados nos campos de Jiquiá e Pilar, bem como nos extratos orgânicos da parte superior da Formação Coqueiro Seco, de idade Alagoas, na área norte de Alagoas (nos poços 1-BC-1-AL e 1-RN-1-AL, por exemplo).

3.2 - Óleos Originados em Sequências Marinhas e/ou Evaporíticas

Ao contrário dos continentais, os óleos originados em sequências marinhas e/ou evaporíticas apresentam, na distribuição

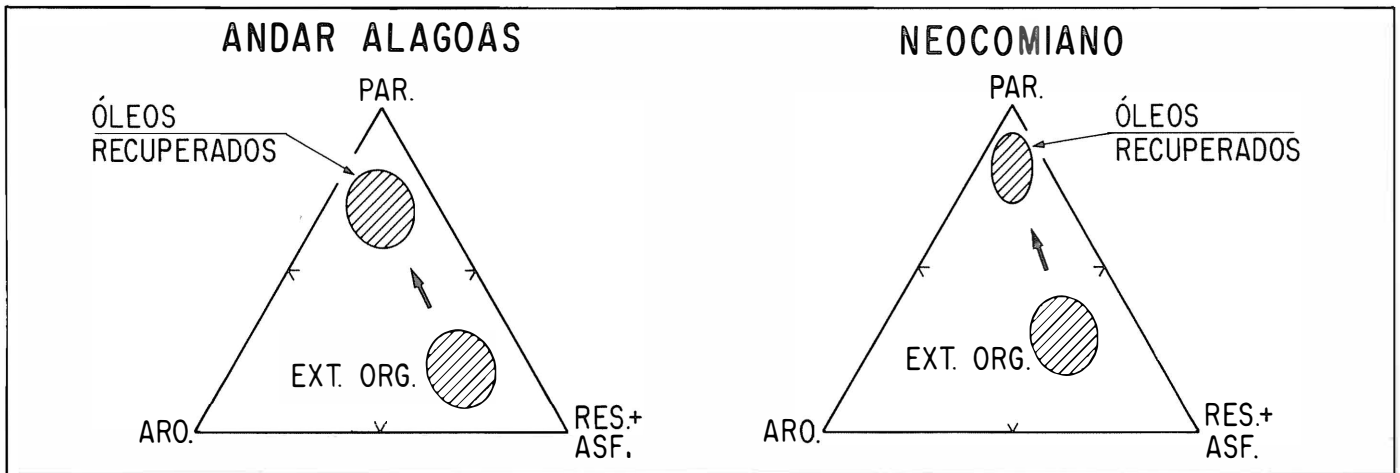


Fig. 7 - Distribuição composicional dos óleos e extratos orgânicos.

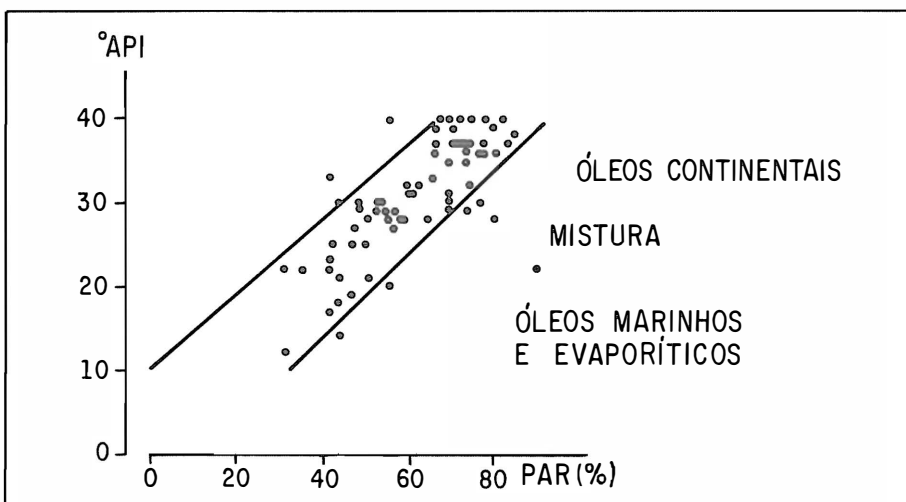


Fig. 8 - Correlação entre teor percentual de parafinas e grau API dos óleos da Bacia Sergipe-Alagoas.

das parafinas normais, predominância na faixa das de baixo peso molecular (C_{13} - C_{17}), o que indica matéria orgânica derivada principalmente de algas.

Os fragmentogramas dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos apresentam predominância da cicloparafina C_{30} (hopano) em relação à C_{29} (norhopano). O percentual da cicloparafina C_{30} (gamacerano) é bastante significativo, apresentando predominância, inclusive, em relação à C_{29} (norhopano). Outra característica também importante é a predominância, nesses óleos, das cicloparafinas C_{27} (trishopano) *M* sobre *S*.

A família dos esteranos está sempre presente em proporções razoáveis nos óleos de origem marinha e/ou evaporítica, ao

contrário do que ocorre com os de origem continental. Observou-se que a cicloparafina C_{27} (colestano) é característica e predomina sobre as demais.

Os teores percentuais de enxofre variam entre 0,15 e 0,5%, sendo, portanto, maiores que nos óleos de origem continental. A razão isotópica de carbono varia entre $-24,6$ e $-26,6$ ‰, ou seja, é mais positiva (figs. 5 e 6).

A distribuição triangular dos componentes determinados pela cromatografia líquida mostra que os óleos de origem marinha e/ou evaporítica apresentam teores de resinas + asfaltenos em torno de 15 a 35%, compostos saturados (parafinas) entre 40 e 75% e compostos aromáticos entre 8 e 25% (figs. 7 e 8).

Os óleos de origem marinha e/ou evaporítica são do tipo naftênico-parafínico ou intermediário (KUOP entre 11,5 e 12,0) e apresentam grau API entre 15 e 40 (fig. 8).

Foram observados indícios de biodegradação nos óleos recuperados do Campo de Castanhal (9-CL-4-SE e 9-CL-24-SE), o que não impediu sua perfeita classificação.

3.3 — Óleos Mistos

Resultantes da mistura de óleos originados em seqüências continentais e de óleos marinhos e/ou evaporíticos, os óleos mistos apresentam características geoquímicas intermediárias, cuja variação está diretamente ligada ao percentual de cada tipo de óleo que compõe a mistura. De maneira geral, apresentam a distribuição das parafinas normais, com predominância na faixa C_{15} - C_{19} .

Os marcadores biológicos da família dos terpanos também refletem predominância da cicloparafina C_{30} (hopano) e percentuais praticamente iguais de C_{30} (gamacerano) e C_{29} (norhopano). As cicloparafinas C_{27} M e S (trisorhopano) possuem, igualmente, o mesmo percentual.

A família dos esteranos também se faz presente nas mesmas proporções que nos óleos de origem marinha e/ou evaporítica, e o componente predominante é a cicloparafina C_{27} (colestano).

O teor percentual de enxofre varia entre 0,08 e 0,40%, ao passo que a razão iso-

tópica de carbono apresenta valores entre $-26,0$ e $-27,5$ ‰ (figs. 5 e 6).

A distribuição triangular dos componentes dos óleos e daqueles determinados pela cromatografia líquida mostra que os óleos provenientes de mistura possuem teores percentuais de compostos altamente polares (resinas + asfaltenos), que variam entre 7 e 36%. Os teores de parafinas oscilam entre 40 e 80%, ao passo que o percentual de compostos aromáticos varia de 12 a 23% (figs. 7 e 8).

Os óleos originados de mistura são do tipo naftênico-parafínico ou intermediário (KUOP entre 11,5 e 12,0), e seu grau API varia entre 22 e 35 (fig. 8).

4 — CORRELAÇÃO ÓLEO/ROCHA

As correlações entre os óleos e os extratos orgânicos permitiram associar os óleos analisados às rochas geradoras identificadas na bacia. Determinaram-se dois grandes pacotes geradores, representados pelos sedimentos do Andar Alagoas e dos andares Jiquiá e Buracica/Aratu/Rio da Serra, que geraram óleos com características genéticas marinhas e/ou evaporíticas e continentais, respectivamente (BABINSKI & SANTOS *apud* FALKENHEIN *et alii*, 1985).

As correlações geoquímicas entre os óleos e os extratos orgânicos estão representadas nas figuras 9 e 10.

Observa-se que os extratos orgânicos dos sedimentos geradores de idade neocomiana e os óleos de origem continental são geoquimicamente correlacionáveis entre si. A distribuição cromatográfica das parafinas dos extratos orgânicos, a exemplo do apresentado pelos óleos, mostra predominância na faixa de C_{21} - C_{27} . A distribuição dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos é idêntica, conservando as mesmas proporções percentuais. Nos óleos, os marcadores biológicos da faixa dos esteranos geralmente estão presentes em concentrações em nível de traços; já nos extratos orgânicos, principalmente naqueles de menor estágio de maturação, observam-se quantidades relativamente maiores. Entretanto, esses teores são considerados muito baixos e encontram-se no limite de detecção do equipamento (fig. 9).

As razões isotópicas de carbono dos extratos orgânicos variam de $-26,5$ a -31 ‰, sendo, portanto, perfeita-

mente correlacionáveis com os óleos, nos quais, em função do maior percentual da fração parafina, os valores das razões isotópicas são mais negativos (fig. 6).

A distribuição triangular dos componentes determinados pela cromatografia líquida demonstra boa correlação entre estes e os óleos autóctones dos sedimentos de idade neocomiana. As variações advêm somente do efeito geocromatográfico. O teor de compostos altamente polares (resinas + asfaltenos) é alto e varia de 22 a 58%, ao passo que o percentual de compostos parafínicos oscila entre 17 e 50%, e o de compostos aromáticos varia de 15 a 28% (fig. 7).

A integração de todos os dados geoquímicos dos óleos e extratos orgânicos indica que as rochas geradoras identificadas nos sedimentos de idade neocomiana (formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco e, secundariamente, Morro do Chaves) são as responsáveis pela geração de todos os óleos continentais detectados até o momento na Bacia Sergipe-Alagoas.

As correlações cromatográficas entre os óleos com características geoquímicas de ambiente marinho e/ou evaporítico e os extratos orgânicos dos sedimentos do Andar Alagoas mostram perfeita correlação entre si, apresentando a mesma distribuição das isoparafinas e predominância na faixa das parafinas normais mais leves. Fato idêntico é observado nas composições dos extratos orgânicos, onde, subtraindo-se o efeito geocromatográfico, verifica-se perfeita correlação com os óleos autóctones. O teor percentual de parafinas varia de 20 a 45%, enquanto o de aromáticos oscila entre 10 e 38%. O percentual de não-hidrocarbonetos (resinas + asfaltenos) situa-se entre 35 e 70% (figs. 7 e 10).

A distribuição dos marcadores biológicos na faixa dos terpanos nos extratos orgânicos do Andar Alagoas é perfeitamente correlacionável quando se leva em consideração os níveis de maturação, com a distribuição dos terpanos dos óleos de origem marinha e/ou evaporítica. Pode-se, então, observar a mesma distribuição percentual dos elementos usados nas correlações. Situação semelhante é observada em relação aos marcadores biológicos da família dos esteranos, em que se constata a mesma distribuição percentual e predominância na cicloparafina C_{27} (colestano).

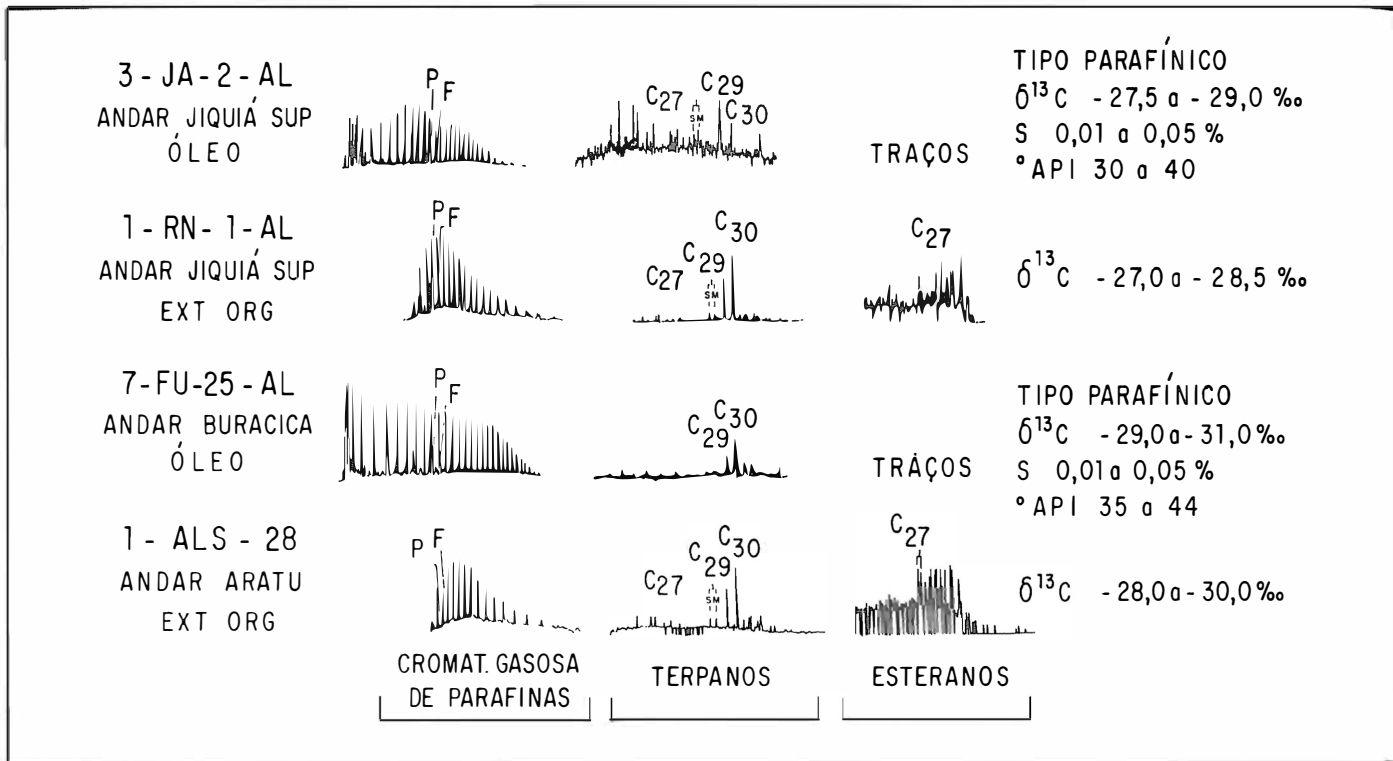


Fig. 9 - Correlação óleo/rocha. Andar neocomiano da Bacia Sergipe-Alagoas.

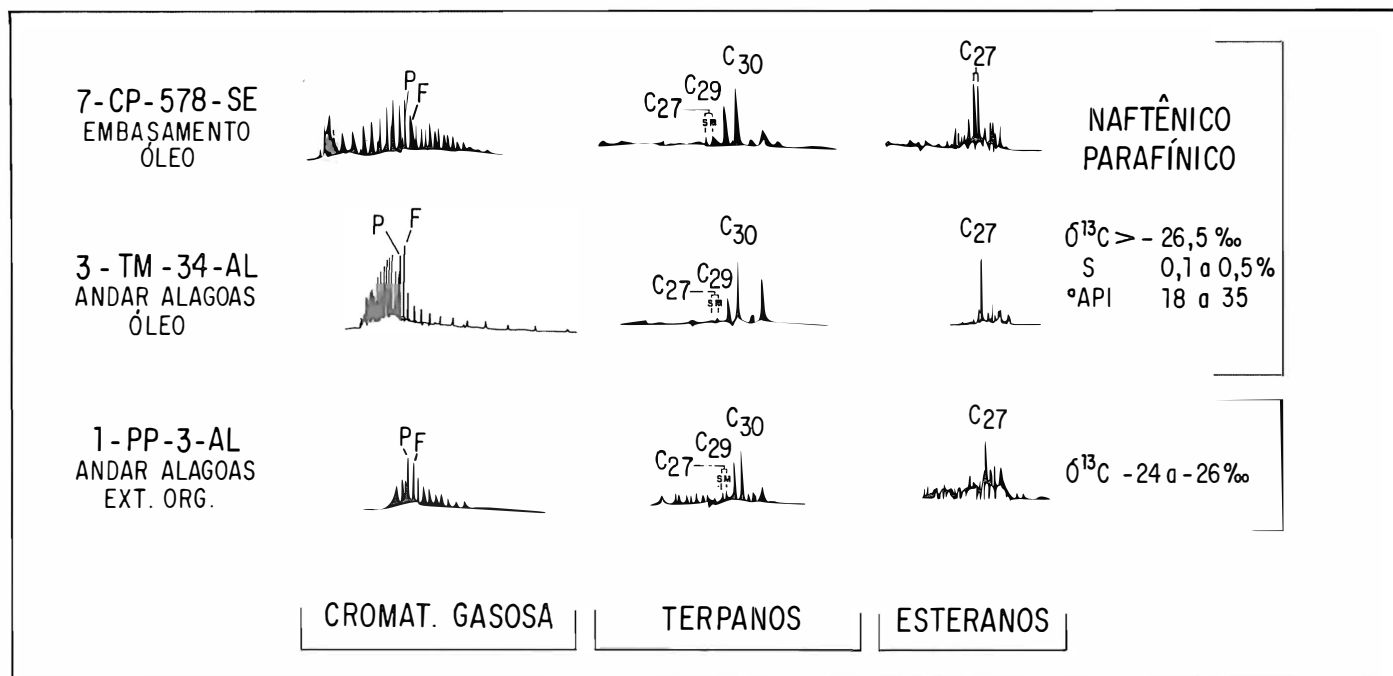


Fig. 10 - Correlação óleo/rocha. Andar Alagoas da Bacia Sergipe-Alagoas.

As razões isotópicas de carbono dos óleos de origem marinha e/ou evaporítica (entre - 24,6 e - 26,6 ‰) e dos extratos orgânicos (entre - 22 e - 25,5 ‰) são geoquimicamente correlacionáveis entre si. Os valores mais negativos que - 25,5 ‰ devem-se ao fato de os extratos orgânicos se encon-

trarem no limiar das fases imatura/matura ou logo no início da fase principal de maturação (0,65 a 0,7% de reflectância das vitrinitas) (fig. 6).

A associação dos dados geoquímicos mencionados indica que as rochas geradoras dos sedimentos do Andar Alagoas

são responsáveis pela geração da quase totalidade dos óleos com características marinhas e/ou evaporíticas detectados na bacia Sergipe-Alagoas.

Embora remota, existe a possibilidade de contribuição da geração em sedimentos de idade albo-cenomaniana. Entre-

tanto, onde se verificam as melhores potencialidades para a geração de hidrocarbonetos, os sedimentos encontram-se imaturos e, nas partes submersas da bacia, a distribuição das potencialidades não é de todo conhecida, já que a grande maioria dos poços atingiu somente sedimentos do Terciário ou do Cretáceo Superior (SANTOS & FUJITA, 1982, e CAINELLI *et alii*, 1985).

5 — CONCLUSÕES

- As análises geoquímicas indicam a presença de três tipos distintos de óleos na Bacia Sergipe-Alagoas: continentais, marinhos e/ou evaporíticos e misturados.
- Os óleos do tipo continental foram gerados pela porção orgânica dispersa nos sedimentos neocomianos (Andares Rio da Serra-Buracica).
- Os óleos do tipo marinho e/ou evaporítico foram gerados pela matéria orgânica depositada juntamente com os sedimentos do Andar Alagoas).
- Foram identificadas acumulações de óleos resultantes da mistura de óleos gerados pelos sedimentos neocomianos e Alagoas e migrados para o mesmo reservatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BABINSKI, N. A. & SANTOS, R. C. R. Correlações geoquímicas. In: FALKENHEIM, F. U. H. *et alii*. *Análise da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1985. (Relatório interno DEPEX/CENPES).
- BABINSKI, N. A. *et alii*. *Avaliação geoquímica da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX, 1984. (Relatório interno).
- CAINELLI, C. *et alii*. Sedimentos albosantonianos da Bacia de Sergipe-Alagoas; ambientação e perspectivas petrolíferas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA. 9., Fortaleza, 1985. *Anais*. . . [s.n.t.].
- RODRIGUES, R. Aplicação dos isótopos estáveis do carbono e oxigênio na exploração de petróleo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. 1., Rio de Janeiro, 1978. *Anais*. . . Rio de Janeiro, IBP, 1979.
- SANTOS, R. C. R. & FUJITA, A. M. *Avaliação geoquímica da Bacia de Sergipe-Alagoas (parte terrestre)*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX, 1982.

ABSTRACT

Innumerable accumulations of liquid and gaseous hydrocarbons have been discovered in the Sergipe/Alagoas sedimentary basin. Geochemical characterization, based on chromatographic and isotopic studies and on analyses of their physicochemical properties, made it possible to identify three types of oils that showed dissimilarities according to their originating types of rock.

*116 samples of oils that were recovered from the most divergent reservoirs, from the Neocomian through to the Eocene, were analyzed. Determination of their chemical compositions permitted correlating and associating these oils — by means of organic extracts — to the sets of originating rocks. Three distinct groups of oils could be defined, based on geochemical analyses and detailed interpretative studies, as regards their genetic origins and the depositional environment of the originating rocks (BABINSKI *et alii*, 1984), which were:*

- a) *Continental Oils — generated by the Neocomian sediments, these oils show a chromatographic distribution of normal paraffins with a strong predominance in the C₂₁-C₂₈ range, that characterizes Continental-type organic matter. The distribution of the biological markers in the terpane range reveals a clear predominance of the C₂₉ (norhopane) and C₃₀ (hopane) cycloparaffins. The range of esteranes is present in small quantities, practically always at the level of traces.*

The oils of continental provenance have a very low percentage of sulfur content, always under 0.05%, due to the low solubility of sulfur in freshwater (low Eh). The carbon isotope ratio, which is always negatively over — 27.5 ‰, is an important factor that characterizes the oils that were generated in the Sergipe/Alagoas basin's Neocomian sediments. Continental oils are of the paraffinic type (KUOP 12.0), having high percentages — from 70 to 85% — of paraffin, and low percentages — around 7 to 10% — of polar compounds (resins + asphaltenes).

- b) *Oils of marine and/or evaporite provenance — contrary to the continental oils as regards the distribution of normal paraffins, these oils reveal a predominance in the low molecular weight range (C₁₃-C₁₇), thus indicating the existence of organic matter originating mainly from seaweeds.*

Fragmentograms of biological markers in the terpane range reveal a predominance of C₃₀ (hopane) as related to C₂₉ (norhopane) as regards cycloparaffin. The percentage of cycloparaffin as C₃₀

(gammacerane) is quite significant. The esterane family is always present in significant proportions. It has been observed that the C₂₇ (cholestane) cycloparaffin is characteristic and predominates over all the others.

The percentages of sulfur content vary from 0.15 to 0.50%, thus being greater than in the continental oils. The carbon isotope ratio varies from — 24.6 to — 26.6

The oils of marine and/or evaporite provenance are of the naphthenic-paraffinic, or intermediary, types (KUOP from 11.5 to 12.0), with resin-asphaltene contents from 15 to 35%, saturated compounds (paraffines) contents between 40 to 75%, and aromatic compound contents from 8 to 25%. Their API grades range from 15 to 40.

- c) *Mixed Oils — originate from the mixture of continental and marine and/or evaporite oils. They reveal intermediate geochemical characteristics, the variations of which are directly affected by the percentages of each type of oil that makes up the mixture.*

The correlations between the oils and the organic extracts permit associating the analysed oils to the originating rocks that were identified in the Sergipe/Alagoas basin.

*Two major originating packages were identified, which were represented by the Aptian era sediments and the Neocomian sediments that respectively generated the marine and/or evaporite oils and the continental oils (BABINSKI & SANTOS in FALKENHEIM *et alii*, 1985).*

The organic extracts of the originating sediments of the Neocomian era are geochemically correlative. Integration of all geochemical data pertaining to the oils and the organic extracts show that the originating rocks identified in the Neocomian era sediments (Barra de Itiúba Formation, Coqueiro Seco and, secondarily, Morro do Chaves) are responsible for the generation of all the continental oils that have been detected until now in the Sergipe/Alagoas basin.

The oils of marine and/or evaporite provenance reveal an excellent geochemical correlativity with the organic extracts from originating rocks pertaining to the Aptian era sediments, that account for the generation of practically all hydrocarbons with geochemical marine and/or evaporite characteristics that have been detected in the Sergipe/Alagoas basin.

