

GEOQUÍMICA E MODELOS DE MIGRAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO CAMPO DE RIO DO BU – INTEGRAÇÃO COM O COMPARTIMENTO NORDESTE DA BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA

GEOCHEMICAL AND HYDROCARBON MIGRATION MODELS FOR
THE RIO DO BU FIELD – INTEGRATION WITH THE NORTHEASTERN
SECTOR OF THE RECÔNCAVO BASIN, STATE OF BAHIA

Luisa Maria Feitosa Daniel^[1], Edson Meneses Souza^[2] e Luiz Ferradans Mato^[3]

RESUMO – O estudo desenvolvido para o Campo de Rio do Bu, Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, visa à integração dos dados de geoquímica orgânica ao contexto estratigráfico e estrutural da área. Os pelitos dos membros Gomo e Tauá da Formação Candeias são as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos, com valores de carbono orgânico total variando de 0,7% a 1,0% e potencial gerador entre 3,2 e 6,0 kg de HC/t de rocha. A matéria orgânica predominante é do tipo II, havendo também uma contribuição do tipo I. As análises de cromatografia líquida e gasosa dos óleos produzidos no Campo de Rio do Bu indicam que eles são parafínicos, com razão pristano/fitano em torno de 2,0. Apresentam razões de isótopos estáveis de carbono variando entre $-28,9\text{‰}$ e $-29,9\text{‰}$. Esses dados, tomados em conjunto com os dos marcadores biológicos, são indicativos de origem a partir de matéria orgânica depositada em ambiente continental de água doce e permitem classificar os óleos em um único grupo. A estimativa do nível de maturação térmica da matéria orgânica foi estabelecida por meio da aplicação da técnica de reflectância das vitrinitas e modelada por meio do método Lopatin. As simulações efetuadas revelaram que o fator correspondente à espessura erodida de sedimentos tem grande efeito no valor calculado do índice de tempo-temperatura. A simulação com melhor ajuste entre os valores calculado e observado de reflectância da vitrinite indica uma espessura erodida de 1 750 m de sedimentos. A geração de hidrocarbonetos a partir da porção basal do Membro Gomo e do Membro Tauá teve início há pelo menos 115 milhões de anos. O Membro Gomo, abaixo do Marco 54, está dentro da janela de geração, não atingindo a zona senil. Sugerem-se, para o Campo de Rio do Bu, dois modelos de migração secundária e acumulação de hidrocarbonetos: contato direto entre rochas geradoras e reservatórios e migração através de planos de falhas e fraturas.

(Originais recebidos em 29.01.89.)

ABSTRACT – Focusing on the Rio do Bu Field in the northeastern portion of Brazil's Recôncavo Basin, this study sought to integrate organic geochemical data with the area's stratigraphic and structural framework. The Candeias Formation's Gomo and Tauá member shales are the main source rocks, with total organic carbon values ranging from 0.7 to 1.0% and hydrocarbon source potential, from 3.2 to 6.0 kg HC/ton rock. Although type II organic matter predominates, type I is also present. Liquid and gas chromatographic analyses of Rio do Bu Field oils show that these are paraffinic, with a pristane/phytane ratio of around two. Carbon isotopic ratios vary from $-28,9\text{‰}$ to $-29,9\text{‰}$. These data, in combination with biological marker results, suggest that the oils originated from organic matter deposited in a fresh water continental environment and that they can be classified in one sole group. Vitrinite reflectance was used to estimate the level of thermal evolution of the organic matter and the Lopatin technique applied in modeling this level. Simulations showed that the factor which corresponds to the eroded thickness of sediments has a substantial effect on the calculated value of the time-temperature index. The simulation yielding the best adjustment between calculated and observed vitrinite reflectance values revealed an eroded thickness of 1,750 m. Hydrocarbon generation began at least 115 million years ago in the basal portion of the Gomo and Tauá members. The Gomo Member, below Marker 54, lies within the hydrocarbon generation window and does not reach the senile zone. Two models are proposed for secondary hydrocarbon migration and accumulation models in the Rio do Bu Field: direct contact between source rocks and reservoirs, and migration through fault and fracture planes.

(Expanded abstract available at the end of the paper.)

- 1 - Setor de Bacias Terrestres I (SEBAT I), Divisão de Interpretação (DINTER), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA).
- 2 - Setor de Geologia de Desenvolvimento II (SEGED II), Divisão Regional de Geologia de Desenvolvimento (DIRGED), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA).
- 3 - Seção de Laboratório (SELAB), Divisão Regional de Geologia de Desenvolvimento (DIRGED), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA), Av. Beira Mar, 220 - 4º andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, Bahia, Brasil.

1 - INTRODUÇÃO

O estudo de geoquímica orgânica desenvolvido para o Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo, e sua integração às informações obtidas do contexto estratigráfico e estrutural deste campo têm por objetivos principais a caracterização das rochas geradoras de hidrocarbonetos, a história de maturação da matéria orgânica e a proposição de modelos de migração e acumulação para a área em estudo. Com esses objetivos, efetuou-se uma análise semi-regional do Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, utilizando-se os dados de geoquímica orgânica existentes (GAGLIANONE *et alii*, 1984, 1985), acrescidos àqueles obtidos em poços selecionados no Campo de Rio do Bu e áreas próximas, totalizando 17 poços (fig. 1).

A coluna litoestratigráfica da Bacia do Recôncavo (fig. 2) compreende sedimentos depositados em três estágios distintos: a) fase pré-rift, com sedimentos do Jurássico e porção basal do Cretáceo Inferior; b) fase rift, constituída de sedimentos do Cretáceo Inferior; c) fase pós-rift, com sedimentos do Cretáceo Inferior e do Terciário.

Na área em estudo, a Formação Candeias/Membro Gomo encontra-se próxima à superfície, recoberta discordantemente pela Formação Barreiras (fig. 3). Estão ausentes, por erosão, as formações Marizal, São Sebastião, Pojuca, Marfim e Candeias/Membro Maracangalha.

Considerando-se que os folhelhos da Formação Candeias/Membro Gomo e, localmente, os do Membro Tauá são os principais geradores de hidrocarbonetos na Bacia do Recôncavo (GAGLIANONE *et alii*, 1984, 1985) e que, no Campo de Rio do Bu, as principais rochas-reservatório de hidrocarbonetos são os arenitos (turbiditos) do Membro Gomo, torna-se relevante a análise integrada dos dados de geoquímica ao contexto estratigráfico/estrutural daquele campo.

No sentido de se obterem correlações estratigráficas detalhadas dentro do mesmo pacote de pelitos da Formação

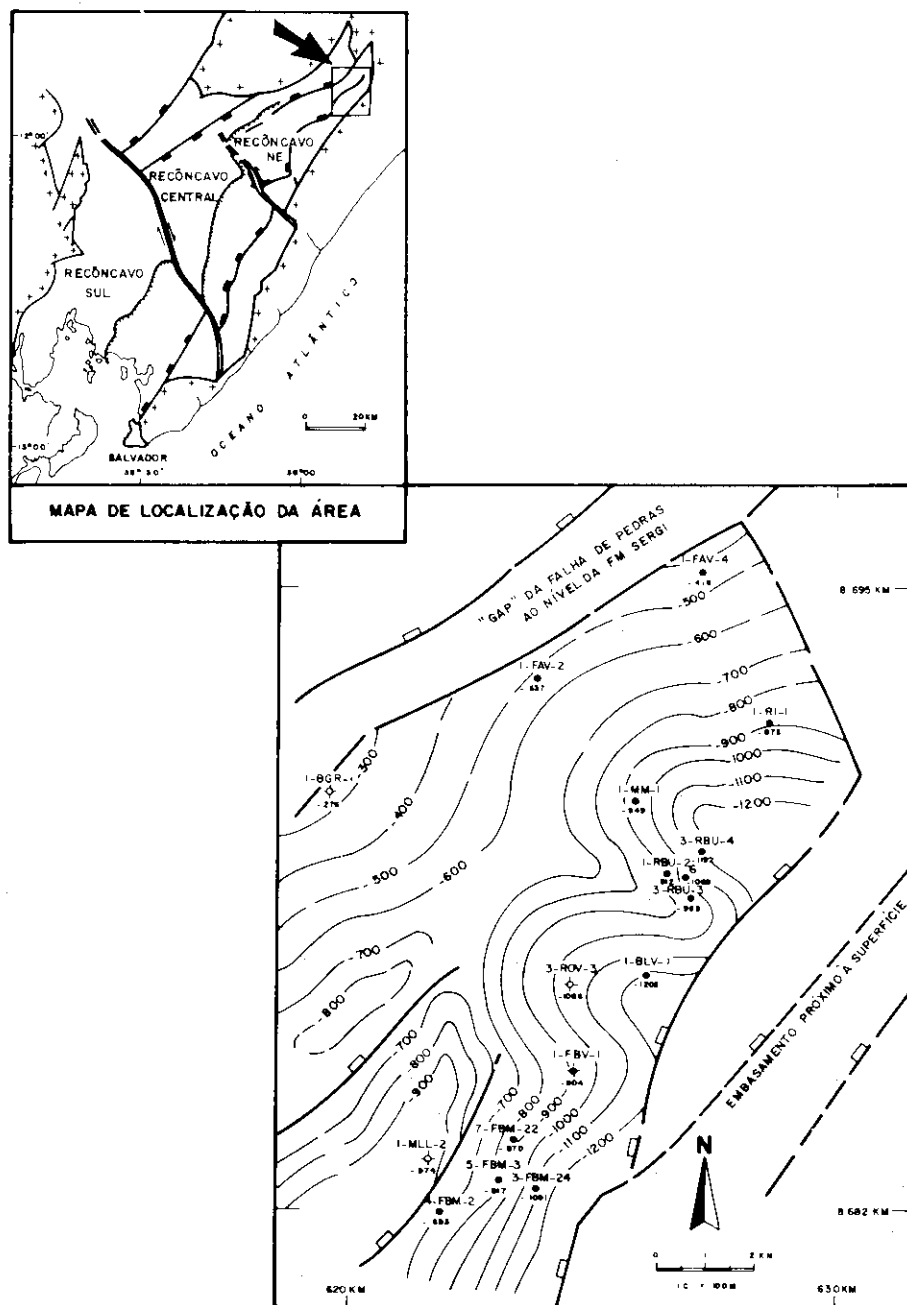


Fig. 1 - (A) Mapa de localização da área estudada; (B) mapa do topo da zona madura, o qual é indicado pelo valor de reflectância da vitrinite igual a 0,60%.

Fig. 1 - (A) Location map; (B) map showing top of mature zone, as indicated by a vitrinite reflectance value equal to 0.60%.

Candeias, utilizaram-se os marcos elétricos da referida formação como ferramentas fundamentais, visando a uma melhor compreensão do arcabouço geológico da área (fig. 3).

As análises geoquímicas feitas nos poços 7-RBU-6-BA e 7-FBM-22-BA foram em amostras de testemunhos; nos demais, em amostras de calha. Utilizaram-se essas amostras para avaliar a qualidade, quantidade e nível de maturação termal da matéria orgânica, da Formação Candeias, no Campo de Rio do Bu. Um conjunto de análises geoquímicas que in-

cluem teor de carbono orgânico total, pirólise e reflectância da vitrinite foram efetuadas para fornecer as informações necessárias. Os valores de S_1 , S_2 e S_3 utilizados na determinação do índice de hidrogênio, índice de oxigênio e índice de produção foram obtidos a partir da pirólise *Rock Eval*. S_1 representa a fração de hidrocarbonetos presentes na rocha; S_2 corresponde aos hidrocarbonetos produzidos pelo craqueamento do querogênio e S_3 representa o teor de CO_2 produzido pela pirólise da matéria orgânica remanescente na rocha (TIS-SOT & WELTE, 1984). Várias amostras

foram submetidas ao processo de extração dentro da seção geradora, para se correlacionar com os óleos produzidos nos arenitos-reservatório da Formação Candeias/Membro Gomo.

2 - CARACTERIZAÇÃO DAS ROCHAS GERADORAS

Os maiores valores de carbono orgânico total, potencial gerador e índice de hidrogênio ocorrem na base do Membro Gomo e no Membro Tauá, da Formação Candeias. O Membro Gomo é uma unidade predominantemente pelítica, com somente 5 a 10% da espessura total, correspondendo a arenitos e carbonatos. Representa a porção basal do preenchimento da fase *rift* da Bacia do Recôncavo e atinge espessuras da ordem de 1 800 m nas áreas mais profundas do Compartimento Nordeste da bacia (MARTO & SOUSA, 1987). O Membro Tauá constitui-se basicamente de folhelhos, com raras intercalações de calcário síltico-argiloso (VIANA *et alii*, 1971). No

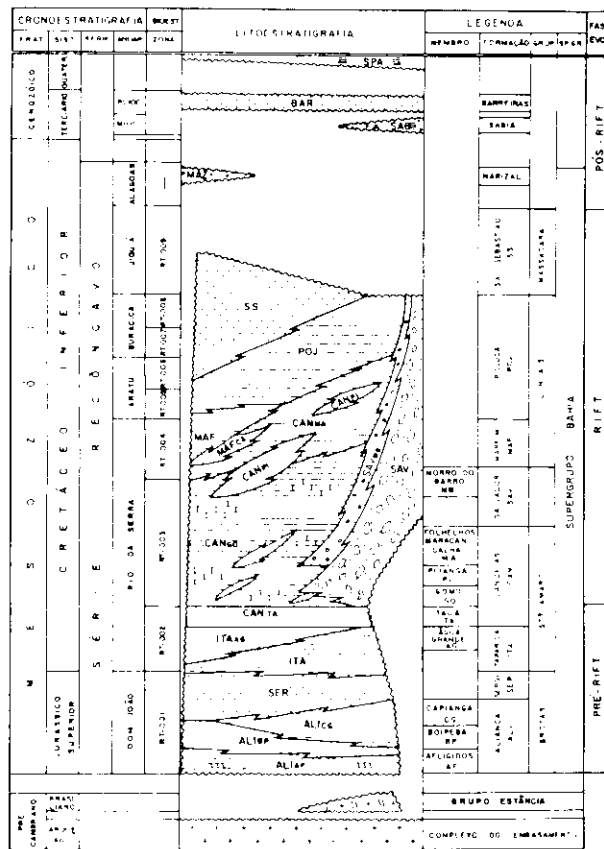


Fig. 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo (modificada de VIANA *et alii*, 1971).
Fig. 2 - Recôncavo Basin stratigraphic column (modified from VIANA *et alii*, 1971).

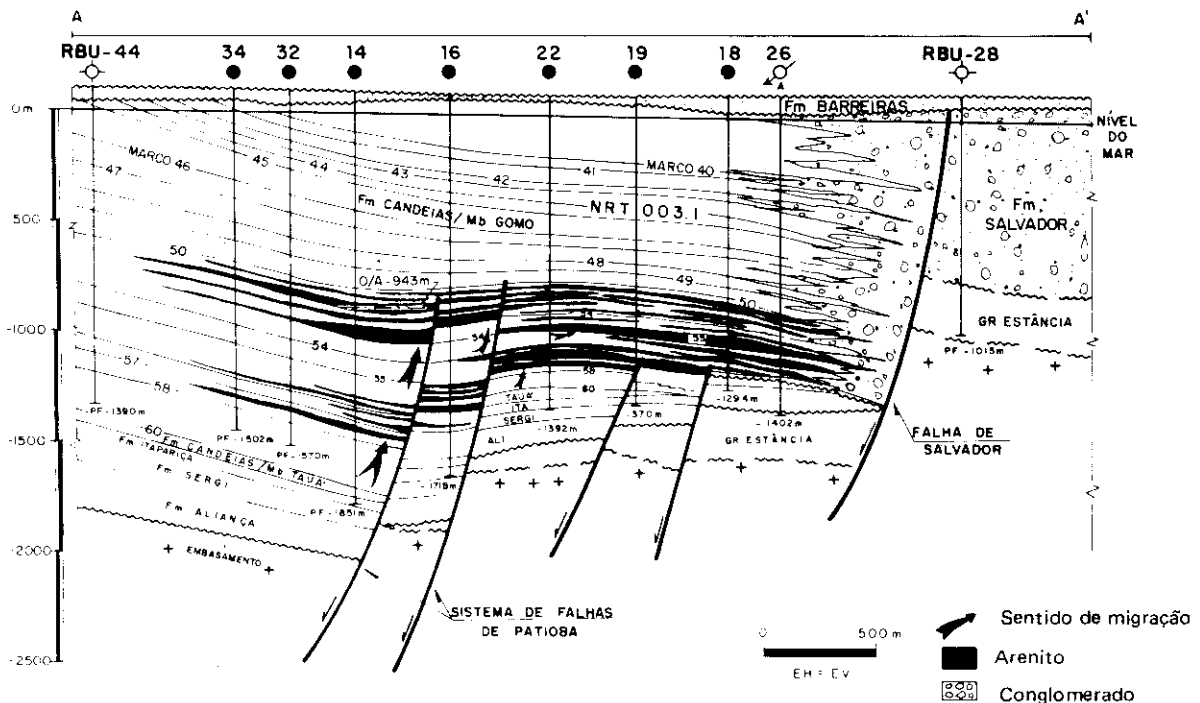


Fig. 3 - Seção geológica AA' - ver orientação da seção na figura 18.
Fig. 3 - Geological section AA' - see figure 18 for section orientation.

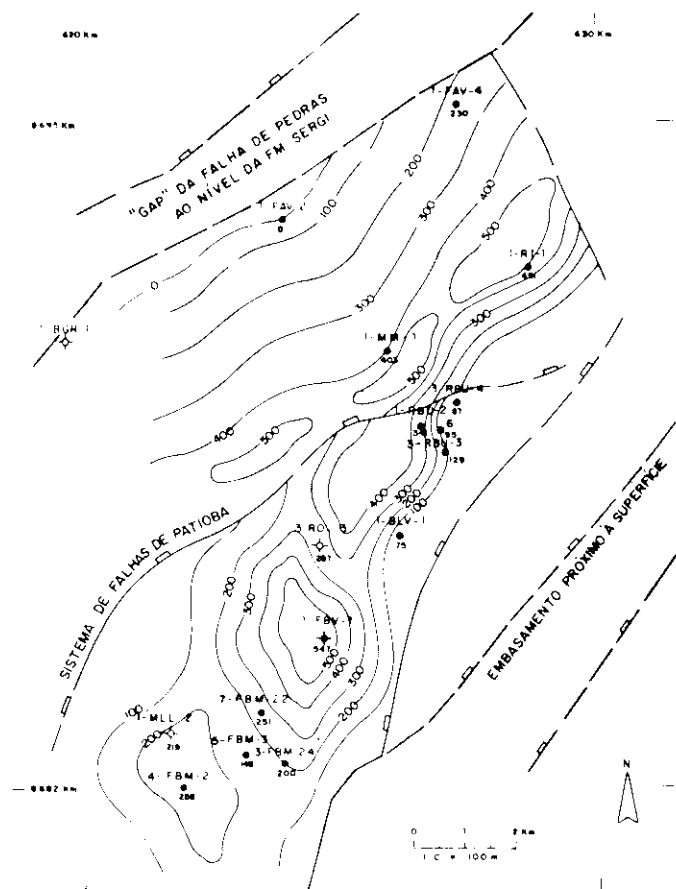


Fig. 4 - Mapa de isolítas de pelito do intervalo gerador - Formação Candeias/Membro Gomo.

Fig. 4 - Net shale isolith map from source interval - Candeias Formation/Gomo Member.

Campo de Rio do Bu, as maiores isolítas de pelitos do intervalo gerador estão orientadas subparalelas ao bloco baixo do Sistema de Falhas de Patioba, atingindo espessuras de até 500 m (fig. 4).

O topo da zona madura, obtido através dos dados de reflectância da vitrinita, aprofunda-se de noroeste para sudeste (fig. 1) variando de - 270 m (1-BGR-1-BA) a - 1 205 m (1-BLV-1-BA), refletindo o basculamento estrutural generalizado das camadas para sudeste.

2.1 - Carbono Orgânico Total

O teor de carbono orgânico total (COT) é um indicador da quantidade de matéria orgânica. Rochas que possuem teores variando entre 1,0 e 2,0% em peso são, usualmente, consideradas boas rochas geradoras, desde que tenham qualidade e maturação adequadas.

No Campo de Rio do Bu os valores médios de COT, nos poços analisados, variam de 0,7 a 1,0% (médio), chegando a atingir 1,3% nos campos de Rio dos Ovos, Fazenda Alvorada e Fazenda Bál-

samo (fig. 5).

Os maiores valores de carbono orgânico total estão localizados, em toda a área pesquisada, no intervalo estratigráfico compreendido entre o Marco 57 e o topo da Formação Itaparica (fig. 3). No poço 7-RBU-6-BA, intervalo 1 275-1 395 m, incluso na seção acima referida, os valores de COT variam de 0,6 a 2,8% (médio/muito alto) (fig. 6).

2.2 - Potencial Gerador/Qualidade da Matéria Orgânica

O parâmetro potencial gerador é dado pela área do pico S₂, obtido através da pirólise. Ele fornece uma avaliação da quantidade de hidrocarbonetos que podem ser gerados.

No Campo de Rio do Bu, os valores médios de potencial gerador variam de 3,2 a 6,6 kg de HC/t de rocha (fig. 7). No poço 7-RBU-6-BA, intervalo 1 275-1 382 m, situado entre os marcos 57 e 60, os valores de S₂ oscilam de 11,6 a 34,7 kg de HC/t de rocha (fig. 6).

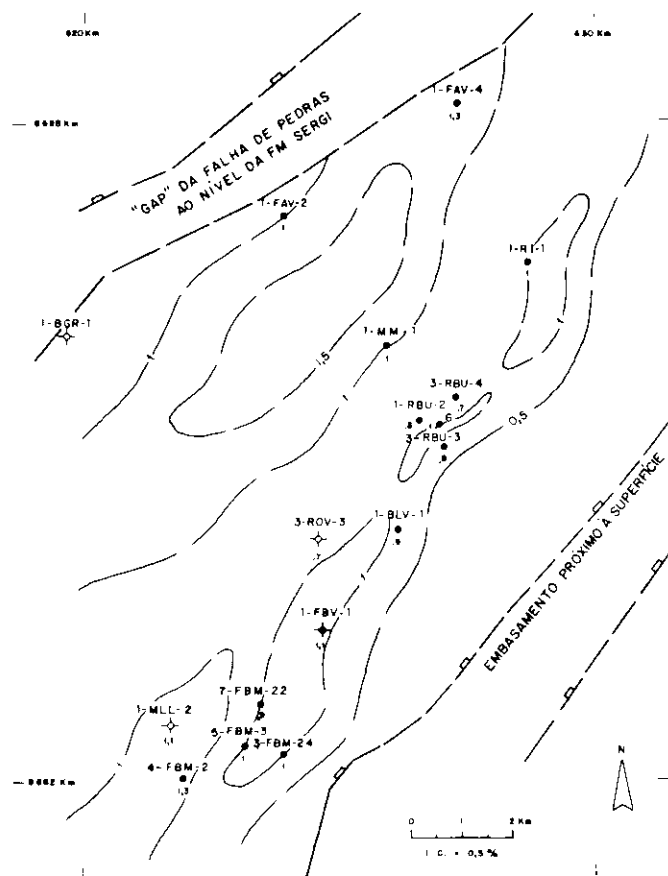


Fig. 5 - Mapa de teor médio de carbono orgânico entre o Marco 54 e a Formação Itaparica.

Fig. 5 - Map of average organic carbon content between Marker 54 and the Itaparica Formation.

A matéria orgânica é predominantemente do tipo II (favorável à geração de óleo e gás), tendo também uma contribuição do tipo I (favorável à geração de hidrocarbonetos líquidos) (fig. 8).

3 - CORRELAÇÕES GEOQUÍMICAS

3.1 - Extração e Cromatografias Líquida e Gasosa

Foram realizadas cinco extrações com solventes orgânicos, em amostras de testemunhos da Formação Candeias, nas seguintes profundidades do poço 7-RBU-6-BA: (a) dentro da seção imatura: 891,0 m; (b) dentro da seção madura: 1 190,3 m, 1 256,9 m, 1 277,7 m e 1 391,5 m. As quantidades de extratos orgânicos foram elevadas, variando de 1 801 a 2 359 ppm, exceto na amostra da seção não-geradora, que foi de 135 ppm (tabela I).

Os dados de cromatografia líquida, obtidos dos extratos orgânicos, indicaram quantidades elevadas de componentes parafínicos (de 48 a 72%), enquanto os

TABELA I/TABLE I

EXTRATOS ORGÂNICOS DA FORMAÇÃO CANDEIAS NO POÇO 7-RBU-6-BA
 ORGANIC EXTRACTS FROM CANDEIAS FORMATION WELL 7-RBU-6-BA

Profundidade (m)	Concentração (ppm)	Parafinas (%)	Aromáticos (%)	Resinas + Asfaltenos (%)	¹³ C PDB (‰)
891,0 (Mb. Gomo)	134,54	—	—	—	—
1 190,3 (Mb. Gomo)	1 801,09	48,54	20,62	30,84	- 29,9
1 256,9 (Mb. Gomo)	1 213,38	71,69	8,31	20,00	- 31,9
1 277,7 (Mb. Gomo)	2 359,25	69,21	14,32	16,47	- 32,9
1 391,5 (Mb. Tauá)	1 162,37	59,78	16,58	23,64	- 27,2

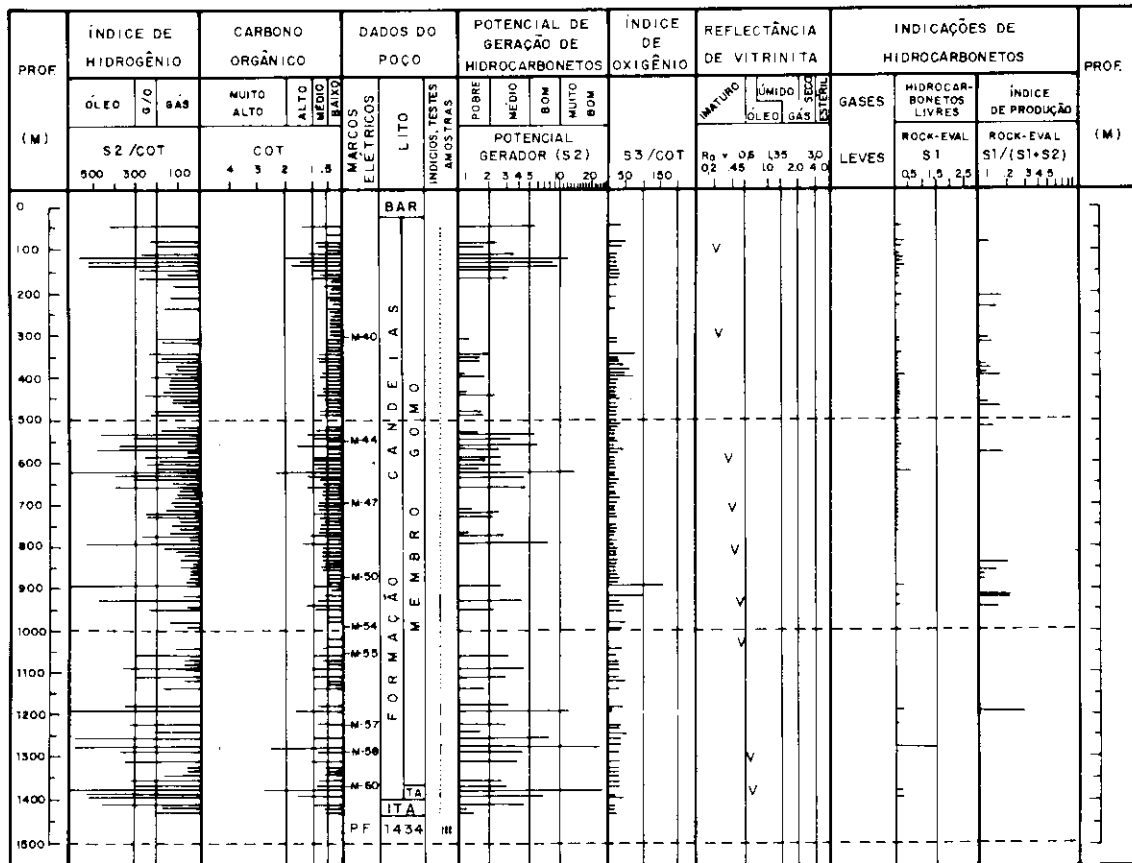


Fig. 6 - Perfil geoquímico do poço 7-RBU-6-BA.
 Fig. 6 - Geochemical profile of well 7-RBU-6-BA.

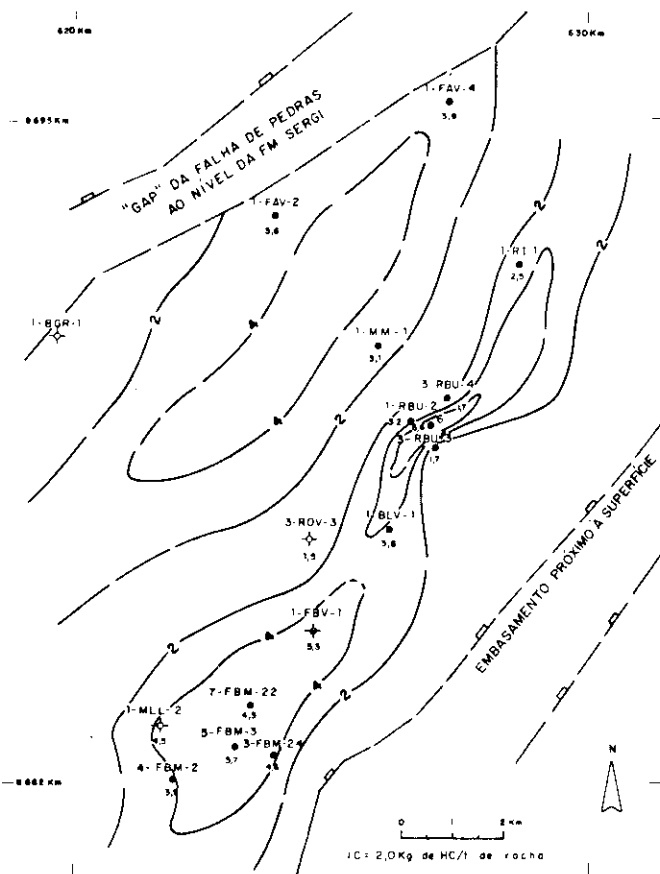


Fig. 7 - Mapa de potencial gerador - Formação Candeias/Membro Gomo.

Fig. 7 - Source potential map - Candeias Formation/Gomo Member.

hidrocarbonetos aromáticos variaram de 8 a 21% e as resinas e asfaltenos entre 16 e 31% (tabela I e fig. 9).

A quantidade de extrato orgânico da amostra 891,0 m (seção imatura) foi insuficiente para realizar as análises de cromatografia líquida e, conseqüentemente, cromatografia gasosa, análise isotópica e biomarcadores.

Os cromatogramas de parafinas dos extratos orgânicos (Formação Candeias) do poço 7-RBU-6-BA (fig. 10) mostram predominância de componentes de alto peso molecular, na faixa C_{19} - C_{27} , com exceção do extrato à profundidade de 1 391,5 m, razões pristano/ C_{17} e fitano/ C_{18} menores que 1,0 e baixa concentração de compostos naftênicos (linha-base horizontalizada). Tais dados sugerem que a seção já se encontra madura a 1 190 m, corroborando o resultado obtido pela reflectância de vitrinita que posiciona o topo da zona madura ao redor de 1 150 m.

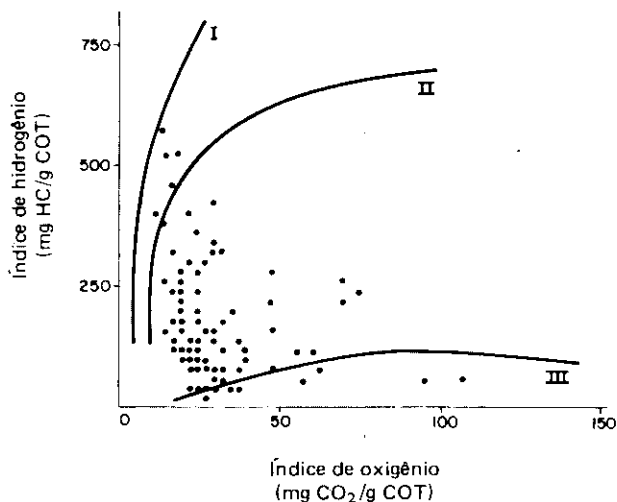


Fig. 8 - Diagrama do tipo Van Krevelen do poço 7-RBU-6-BA.

Fig. 8 - Van Krevelen diagram for well 7-RBU-6-BA.

Cromatografia líquida

- 1 - 1 190,3 m
- 2 - 1 256,9 m
- 3 - 1 277,7 m
- 4 - 1 391,5 m

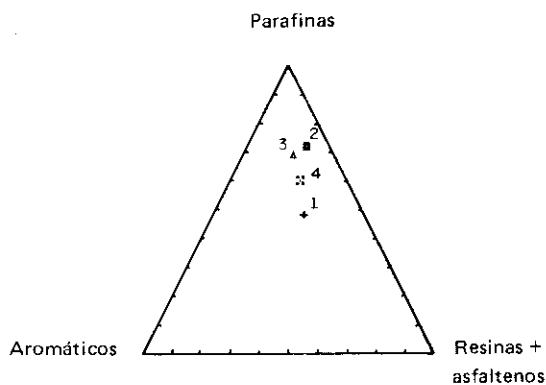
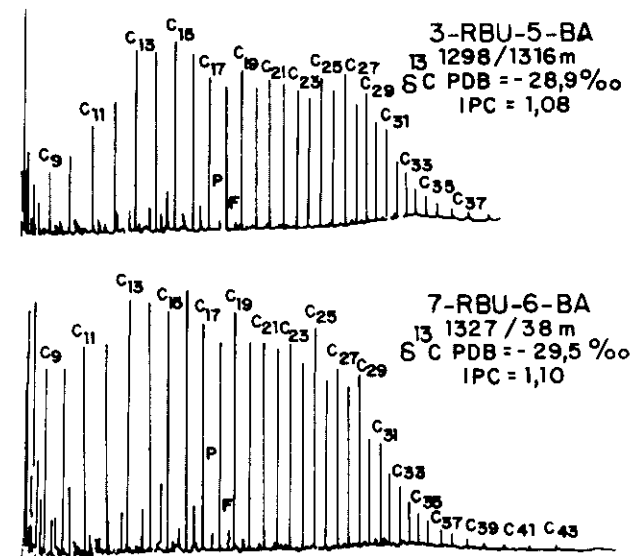
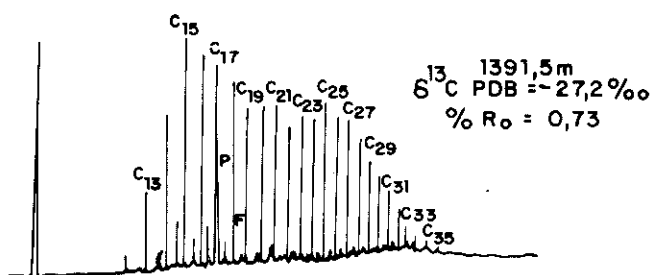
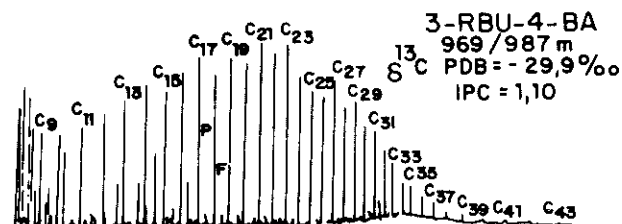
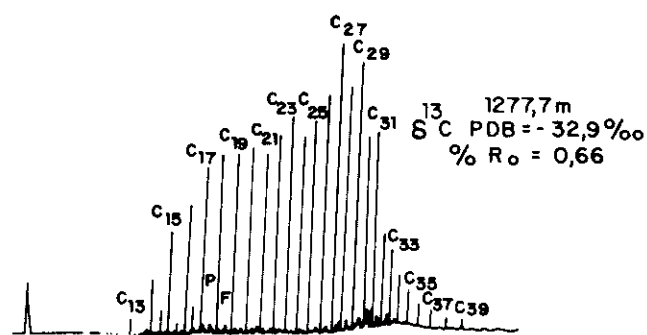
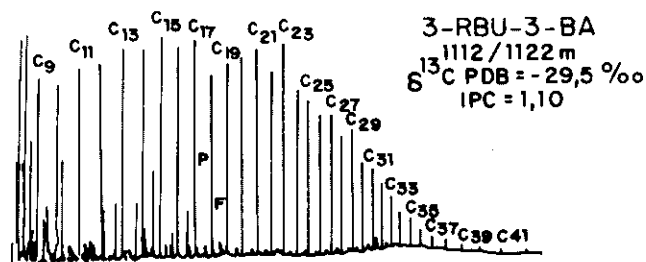
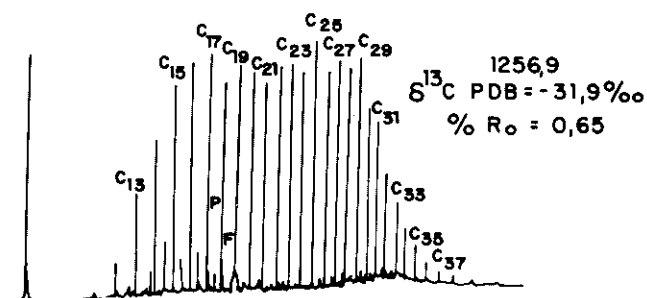
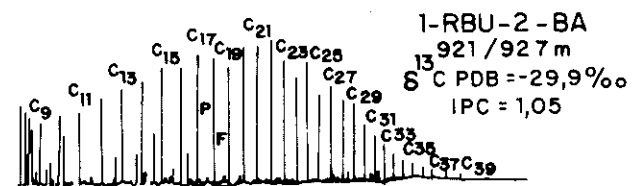
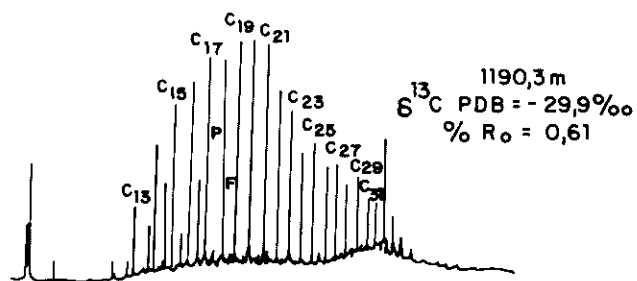


Fig. 9 - Diagrama triangular das frações obtidas de extratos do poço 7-RBU-6-BA - Formação Candeias/Membro Gomo.

Fig. 9 - Triangular diagram for fractions obtained from well 7-RBU-6-BA extracts - Candeias Formation/Gomo Member.



Símbolos: P = pristano; F = fitano; C₉, C₁₁, C₁₃ ... = parafinas normais; IPC = índice preferencial de carbono; % R_o = reflectância da vitrinite.

Key: P = pristane; F = phytane; C₉, C₁₁, C₁₃ ... = normal paraffins; IPC = preferential carbon index; % R_o = vitrinite reflectance.

Símbolos: P = pristano; F = fitano; C₉, C₁₁, C₁₃ ... = parafinas normais; IPC = índice preferencial de carbono; % R_o = reflectância da vitrinite.

Key: P = pristane; F = phytane; C₉, C₁₁, C₁₃ ... = normal paraffins; IPC = preferential carbon index; % R_o = vitrinite reflectance.

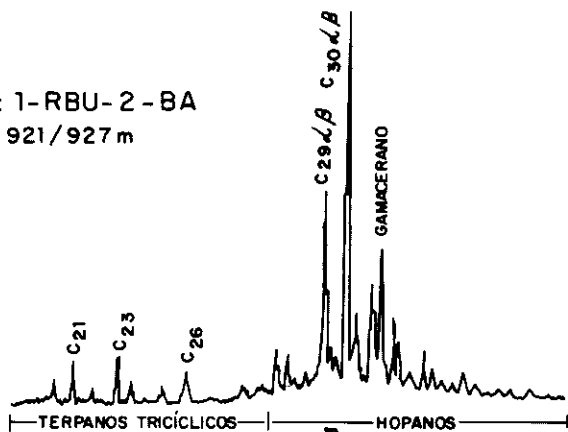
Fig. 10 - Cromatogramas de parafinas dos extratos do poço 7-RBU-6-BA.

Fig. 10 - Chromatograms for paraffins from well 7-RBU-6-BA extracts.

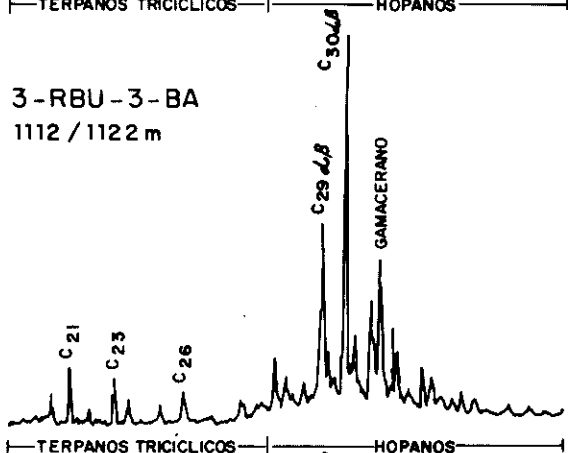
Fig. 11 - Cromatogramas de óleos do Campo de Rio do Bu.

Fig. 11 - Chromatograms for Rio do Bu Field oils.

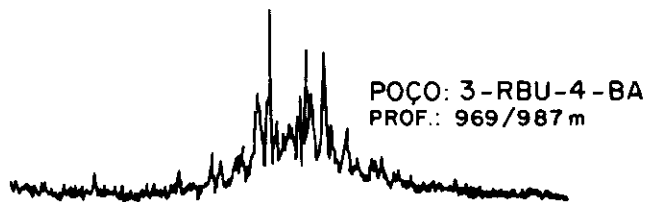
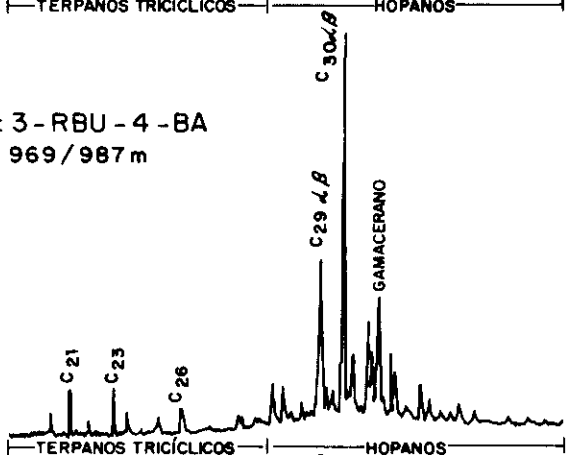
POÇO: 1-RBU-2-BA
 PROF.: 921/927 m



POÇO: 3-RBU-3-BA
 PROF.: 1112/1122 m



POÇO: 3-RBU-4-BA
 PROF.: 969/987 m



POÇO: 7-RBU-6-BA
 PROF.: 1327/1329 m
 1336/1338 m

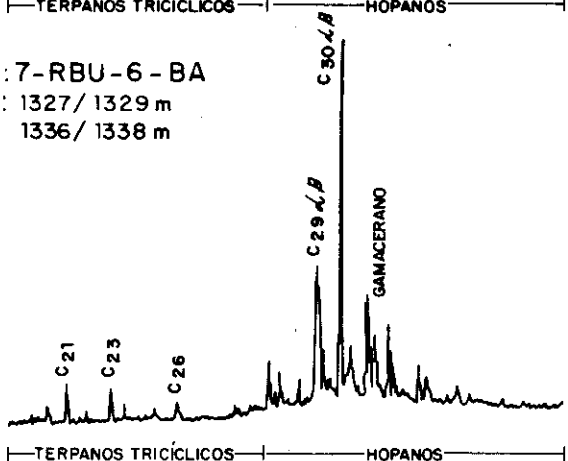


Fig. 12 - Distribuição dos terpanos em amostras de óleo; M/Z = 191.
 Fig. 12 - Terpane distribution in oil samples; M/Z = 191.

Fig. 13 - Distribuição de esteranos em amostras de óleo; M/Z = 217.
 Fig. 13 - Esterane distribution in oil samples; M/Z = 217.

O extrato orgânico da amostra a 1 190,3 m apresenta maior concentração de cicloalcanos na região de C_{32} , refletindo provavelmente um caráter menos maturo de tal amostra (fig. 10).

3.2 — Caracterização Geoquímica dos Óleos

Foram analisados geoquimicamente os óleos recuperados nos arenitos-reservatório da Formação Candeias/Membro Gomo, no Campo de Rio do Bu, dos seguintes poços e intervalos: 1-RBU-2-BA (921-927 m), 3-RBU-3-BA (1 112-1 122 m), 3-RBU-4-BA (969-987 m), 3-RBU-5-BA (1 298-1 316 m) e 7-RBU-6-BA (1 327-1 338 m).

Os óleos do Campo de Rio do Bu apresentam densidades que variam de 30,0 a 32,0 °API. São parafínicos, com concentrações de parafinas que variam de 62,40 a 68,53%. As razões pristano/ C_{17} variam de 0,30 a 0,50, e fitano/ C_{18} de 0,3 a 0,2 (valores baixos). O índice preferencial de carbono (IPC) varia de 1,05 a 1,10.

Em alguns cromatogramas, nota-se uma leve distribuição bimodal das parafinas normais (fig. 11). As razões de isótopos estáveis de carbono variam de - 28,9 a - 29,9‰.

Os dados permitem classificar estes óleos em um único grupo, com pequenas variações composicionais devidas à maturação (fig. 11).

A distribuição dos terpanos também mostra a presença de um único grupo de óleos (fig. 12). Há uma predominância marcante dos hopanos sobre os terpanos tricíclicos e presença de gamacerano em pequenas proporções. Os esteranos estão ausentes ou presentes em pequenas proporções em todas as amostras de óleos (fig. 13).

A maior proporção de pristano (P) em relação ao fitano (F) ($P/F = 2,0$), assim como o enriquecimento em ^{13}C , constatado nos valores de $\delta^{13}C$ dos óleos analisados, que variam de - 28,9 a - 29,9‰ (mais negativos que - 28‰) (fig. 11), sugerem a origem continental de água

doce dos óleos do referido campo.

3.3 — Correlação Óleo/Rocha

A correlação dos óleos com os extratos orgânicos do poço 7-RBU-6-BA mostra que toda a seção de folhelhos a partir de 1 190 m pode ter contribuído com alguma quantidade do óleo gerado.

Em termos de razão isotópica, a melhor correlação é observada com o nível 1 391,5 m, dentro do Membro Tauá (figs. 10 e 11), pois espera-se que o extrato orgânico da rocha geradora seja isotopicamente mais pesado (mais positivo) que o óleo por ela gerado.

4 — MATURAÇÃO TÉRMICA DA MATÉRIA ORGÂNICA

A acumulação de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares é resultado de uma seqüência complexa de eventos. Tempo e temperatura são os fatores mais importantes no controle da maturação da matéria orgânica e na geração de hidrocarbonetos (WAPLES, 1980; TISSOT & WELTE, 1984). Assim, a aplicação de modelos de estimativa da maturidade termal da matéria orgânica requer um conhecimento das paleoisotermas e da história de soterramento dos sedimentos.

4.1 — Gradiente Geotérmico

Dados obtidos a partir de perfilagens de poços indicam que, na área do Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, a temperatura média atual na superfície é de 25 °C, e o gradiente geotérmico atual, no Campo de Rio do Bu, é de 28,0 °C/km (fig. 14).

A evolução tectônica das bacias do Recôncavo e Tucano processou-se segundo o modelo de rifteamento passivo, com taxas de estiramento crustal variando entre 21,0 e 23,0% (MILANI, 1987). Este tipo de evolução, associado a um provável escape lateral de calor para as bordas da bacia, sugere que não ocorreram variações significativas no fluxo térmico durante a história evolutiva da bacia.

Considerando-se os aspectos acima abor-

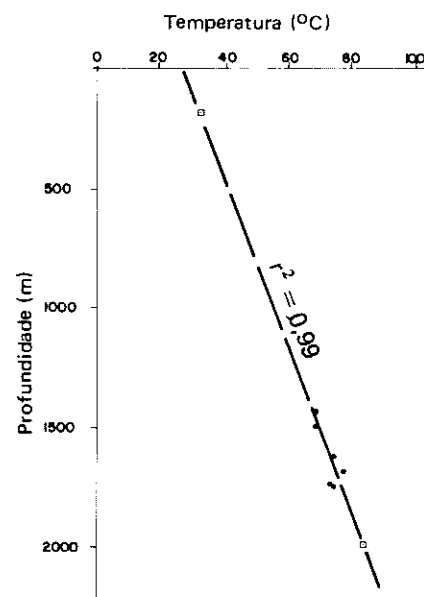


Fig. 14 - Diagrama de temperatura versus profundidade, baseado em dados obtidos através de perfilagens - Campo de Rio do Bu.

Fig. 14 - Temperature vs. depth diagram, based on well logging data - Rio do Bu Field.

dados, adotou-se para o valor do paleo-gradiente geotérmico, admitido constante ao longo do tempo, o mesmo valor do gradiente geotérmico atual de 28,0 °C/km (fig. 14). Tal simplificação poderá ser corrigida através de trabalhos mais específicos caso sejam utilizados métodos para determinação do paleofluxo térmico. Para isto podem ser considerados os modelamentos geofísicos (McKENZIE, 1978) ou indicadores termiais, tais como reflectância da vitrinite, inclusões fluidas e parâmetros mineralógicos (exemplo: variações composicionais no interestratificado illita/esmectita).

4.2 — Espessura de Sedimentos Erodidos

A história de soterramento da coluna de sedimentos foi estabelecida utilizando-se dados obtidos no Campo de Rio do Bu e no Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo. A estimativa da espessura de sedimentos erodidos das formações Marizal, São Sebastião, Pojuca,

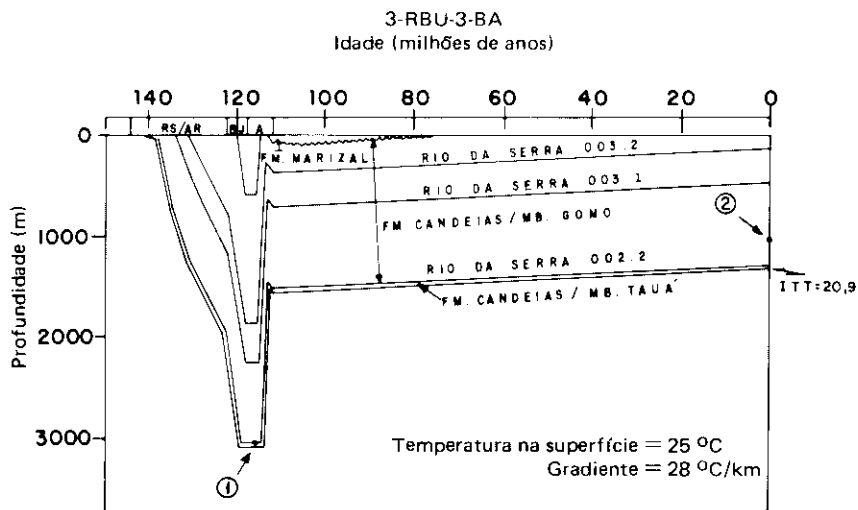


Fig. 15 - Diagrama tempo-temperatura para o poço 3-RBU-3-BA. A entrada do topo do Membro Tauá na janela de hidrocarbonetos líquidos (ITT = 10) ocorreu há aproximadamente 115 m.a. (seta 1). No presente, esta janela encontra-se a 1 073 m de profundidade (seta 2). Os folhelhos basais da Formação Candeias/Membro Gomo e aqueles do Membro Tauá são as principais rochas geradoras. RS/AR - andares Rio da Serra e Aratu; B - Andar Buracica; J - Andar Jiquiá; A - Andar Alagoas.

Fig. 15 - Time-temperature diagram for well 3-RBU-3-BA. The top of the Tauá Member entered the liquid hydrocarbon window (ITT = 10) approximately 115 m.y. (arrow 1). This window is presently found at a depth of 1,073 m (arrow 2). Main source rocks are the basal shales of the Candeias Formation/Gomo Member and of the Tauá Member. RS/AR - Rio da Serra and Aratu stages; B - Buracica Stage; J - Jiquiá Stage; A - Alagoas Stage.

Marfim e porção superior da Formação Candeias, correspondentes aos andares Alagoas, Jiquiá, Buracica, Aratu e Rio da Serra (fig. 2), foi estabelecida com base em correlações estratigráficas e dados de reflectância da vitrinita. Análises estratigráficas e estruturais associadas às informações obtidas através da reflectância da vitrinita e aplicação do Método de Lopatin (ver adiante) evidenciam que a história de soterramento dos sedimentos (poço 3-RBU-3-BA), tomando-se como referência o topo da Formação Candeias/Membro Tauá, corresponde àquela apresentada na figura 15. As rochas foram soterradas a uma profundidade de cerca de 3 000 m há 118 milhões de anos (m.a.), ou seja, no limite dos andares Jiquiá/Alagoas (Barremiano/Aptiano). Seguiu-se, no Andar Alagoas (Aptiano), um episódio erosivo intenso, que resultou na remoção de, aproximadamente, 1 600 m de sedimentos correspondentes aos andares Jiquiá, Buracica, Aratu e porção superior do Rio da Serra. Esta fase de denudação decorreu da mudança no nível de base para a erosão, em resposta a um evento de subsidência pronunciado que ocorreu a leste da Bacia do Recôncavo, relacionado à abertura do Atlântico Sul. Após este período erosivo deu-se a deposição de sedimentos do Andar Alagoas. No intervalo de tempo seguinte,

do final do Andar Alagoas (112 m.a.) até o presente, devido a mudanças no nível de base, ocorreu erosão contínua, com interrupção no Terciário, quando se deu a deposição de um delgado pacote de sedimentos. O valor acumulado de espessura erodida de sedimentos é da ordem de 1 750 m. A correlação dos andares locais com a escala cronoestratigráfica internacional, bem como suas idades absolutas, corresponde àquela proposta por ARAI *et alii* (1987).

4.3 - Método de Lopatin Aplicado ao Campo de Rio do Bu

Neste estudo, a estimativa do nível de maturação da rocha geradora de hidrocarbonetos é dada pelo parâmetro índice de tempo e temperatura (ITT). Os valores de ITT foram calculados utilizando-se o método de Lopatin, segundo os procedimentos propostos por WAPLES (1980). Durante o soterramento progressivo, cada valor parcial de ITT é calculado através do produto do período de tempo (milhões de anos) que a camada ocupa em determinado intervalo de temperatura (T), pelo fator tempo (2^n). O intervalo 100-110 °C de temperatura foi escolhido por Lopatin como base, sendo-lhe atribuído o valor inicial de $n = 0$, o qual muda para $n + 1$, $n + 2$, etc. a cada incremento de 10 °C na tem-

peratura. O valor total de ITT é determinado pelo somatório do ITT parcial segundo a equação:

$$ITT = \sum_{n \text{ m\u00edn.}}^{n \text{ m\u00e1x.}} 2^n (\Delta T)$$

Quanto às premissas assumidas e limitações deste modelo, TISSOT (1984) aponta que o método não considera os diferentes tipos de matéria orgânica com seus diferentes potenciais de geração e cinéticas de degradação, e não permite uma análise acurada quando a história de soterramento é muito complexa. Além disso, os cálculos numéricos envolvidos baseiam-se na hipótese de que as taxas de transformação das reações químicas aproximadamente dobram a cada incremento de 10 °C na temperatura, o que não é sempre aceitável.

O método de Lopatin possibilita a elaboração de diagramas tempo-temperatura, os quais permitem posicionar a janela de hidrocarbonetos líquidos no tempo, indicando a época de geração de hidrocarbonetos. A opção pela utilização deste método decorre do fato de ter-se assumido que não ocorreram variações significativas no fluxo térmico durante a evolução tectônica do Compartimento Nordeste. Com esta premissa, o parâmetro ITT calculado através do modelo pode ser considerado um bom indicador do nível de maturação da rocha geradora.

A precisão dos diagramas tempo-temperatura, elaborados para a área em estudo, depende da correta avaliação do efeito das incertezas relacionadas às variáveis paleograde geotérmico e espessura de sedimentos erodidos. Foram efetuadas várias simulações para se obter o melhor ajuste dos valores calculados de vitrinita aos valores observados. Para isto, manteve-se constante a espessura existente de sedimentos e o paleograde geotérmico e, sistematicamente, alteraram-se os valores de espessura erodida (tabela II).

Utilizou-se o valor de $R_o = 0,72\%$ no topo do Membro Tauá da Formação Candeias, obtido através da interpolação

dos dados apresentados na figura 16, para comparar o valor calculado de Ro (tabela II) ao observado.

As simulações efetuadas demonstram que o fator correspondente à espessura de sedimentos erodidos tem grande efeito no valor calculado de % Ro. O melhor ajuste obtido corresponde à simulação 4 (tabela II), cujo diagrama tempo-temperatura é apresentado na figura 15. Este modelo prevê o valor Ro = 0,71% ao nível do topo do Membro Tauá, o qual apresenta boa concordância com o valor observado de Ro = 0,72%. Deve ser lembrado que o método de Lopatin assume que a inter-relação tempo e temperatura determina o nível de maturação. Assim, histórias termais diferentes (aquecimento elevado em curto período de tempo ou aquecimento lento em longo período de tempo) podem resultar no mesmo efeito de maturação. Isto significa que a simulação 4 não é a única solução (ver simulação 6 — tabela II), mas é aquela que fornece o melhor ajuste aos fatos observados e é compatível com o contexto geológico da área.

Considerando-se o valor de ITT = 10 para representar a entrada na janela de hidrocarbonetos líquidos, verifica-se que a geração de hidrocarbonetos, a partir da porção basal do Membro Gomo e do Membro Tauá da Formação Candeias, teve início há pelo menos 115 milhões de anos, ou seja, no Aptiano (fig. 15). Nos poços analisados nos campos de Rio do Bu e Rio Itariri, no bloco baixo do Sistema de Falhas de Patioba, observa-se que o topo da zona matura está posicionado em torno do Marco 54. Já no bloco alto, no Campo de Rio do Bu, o mesmo é encontrado em nível estratigráfico mais baixo, em torno do Marco 55 (fig. 3). Nas áreas mais profundas do Compartimento Nordeste, espera-se encontrar maduros os níveis estratigráficos posicionados acima do Marco 54.

5 - MODELOS DE MIGRAÇÃO E ACUMULAÇÃO

As principais acumulações de hidrocarbonetos do Campo de Rio do Bu estão relacionadas aos arenitos-reservatório si-

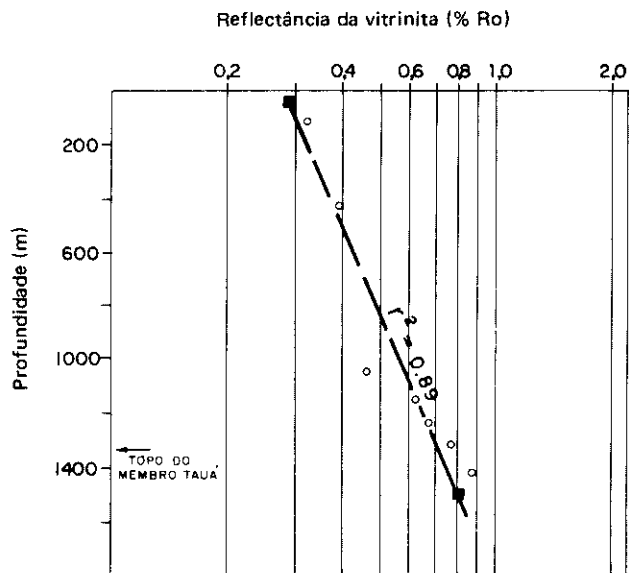


Fig. 16 - Diagrama de reflectância da vitrinite versus profundidade. Poço 3-RBU-3-BA.
Fig. 16 - Vitrinite reflectance vs. depth diagram. Well 3-RBU-3-BA.

TABELA II/TABLE II

SIMULAÇÕES EFETUADAS UTILIZANDO O MÉTODO DE LOPATIN NO POÇO 3-RBU-3-BA SIMULATIONS AT WELL 3-RBU-3-BA USING LOPATIN METHOD

Simulação	Gradiente (°C/km)	Espessura Erodida (m)	ITT	% Ro
1	28	0	8,3	0,57
2	28	500	8,8	0,58
3	28	1 200	11,7	0,61
4	28	1 750	20,9	0,71
5	28	2 360	34,9	0,80
6	(*)	0	21,9	0,72

Obs.: Valores de índice tempo-temperatura (ITT) e reflectância da vitrinite (% Ro) calculados ao nível do topo do Membro Tauá. Utilizaram-se as tabelas de WAPLES (1980) para converter ITT para % Ro. Na simulação 6 considerou-se o paleogradiente (*) variando ao longo do tempo: 65 °C/km (144-120 m.a.), 54 °C/km (120-100 m.a.), 44 °C/km (100-50 m.a.) e 28 °C/km (50 m.a. — presente). Nestas simulações utilizou-se o programa LOPATIN, desenvolvido nos microcomputadores do Departamento de Exploração da PETROBRÁS.

Time-temperature index (ITT) and vitrinite reflectance (% Ro) values calculated at top of Tauá Member. WAPLES (1980) tables used to convert ITT to % Ro. In simulation 6, the paleo-gradient was varied with time: 65 °C/km (144-120 m.y.); 54 °C/km (120-100 m.y.); 44 °C/km (100-50 m.y.); and 28 °C/km (50 m.y. — present). The LOPATIN software program developed by the PETROBRÁS Exploration Department was used in these simulations.

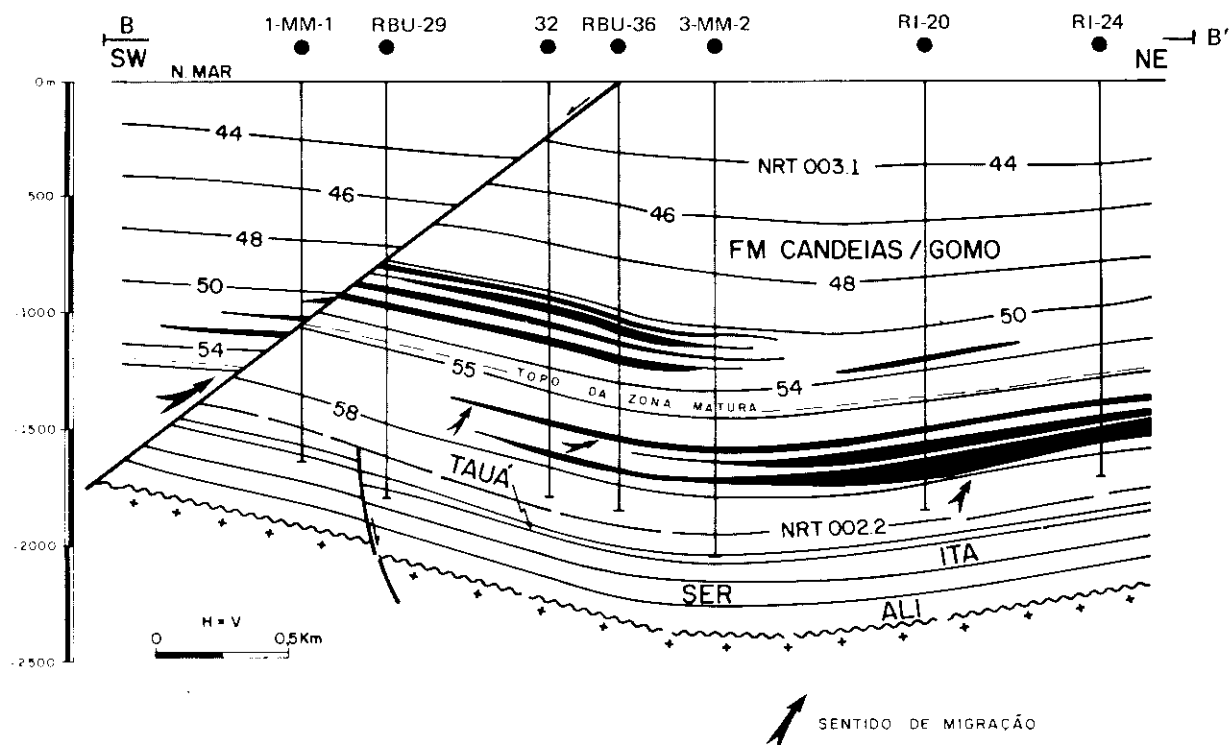


Fig. 17 - Seção geológica BB' - ver orientação da seção na figura 18.
 Fig. 17 - Geological section BB' - see figure 18 for section orientation.

tuados entre os marcos 50 e 60 do Membro Gomo/Formação Candeias (figs. 3 e 17). Secundariamente, ocorre uma acumulação de pequena expressão nos arenitos da Formação Sergi e Membro Água Grande da Formação Itaparica.

O registro sedimentar dos arenitos do Membro Gomo/Formação Candeias caracteriza-se pela evolução e recorrência de uma sedimentação turbidítica, associada à evolução do processo de deposição dos conglomerados sintectônicos da Formação Salvador.

Estruturalmente, o campo está dividido em dois compartimentos, norte e sul, separados pelo Sistema de Falhas de Patioba. O compartimento norte, localizado no bloco baixo do referido sistema, regionalmente denominado Baixo de Quiambina, é uma depressão estrutural com mergulhos fortes para sul-sudeste (fig. 18). Seu limite a oeste é um sistema de falhas de orientação norte-noroeste, com bloco baixo para oeste (fig. 18). Este sistema de falhas corta toda a seção do Membro Gomo da Formação Candeias preservada na área (fig. 17), não apresenta evidências de movimentação durante a deposição dos sedimentos do Andar Rio da Serra e, com base na evo-

lução tectônica da bacia, está sendo interpretado como de idade Buracica-Jiquiá.

O compartimento sul é caracterizado por uma feição de forma dômica, alongada na direção nordeste-sudoeste, seccionada por dois sistemas de falhas normais de direções nordeste e noroeste (fig. 18). O sistema nordeste (fig. 3) é considerado como de idade Rio da Serra, enquanto o sistema noroeste, que delimita o campo ao sul (fig. 18), é de idade Rio da Serra, com possível reativação durante o período Buracica-Jiquiá.

O trapeamento de hidrocarbonetos no bloco norte é controlado por mergulho nas direções sul-sudeste e acunhamento deposicional dos arenitos nas demais direções (figs. 3 e 17).

Considerando-se o exposto e que os dados de reflectância da vitrinita indicam que o topo da zona madura se encontra, no Campo de Rio do Bu, em nível estratigráfico próximo ao definido pelo Marco 54, sugerem-se dois modelos de migração secundária e acumulação de hidrocarbonetos:

a) Contato direto entre rochas-reservatório e geradoras: neste caso, enqua-

dram-se os arenitos do Membro Gomo, posicionados abaixo do Marco 54, e arenitos do Membro Água Grande da Formação Itaparica e Formação Sergi. Além da migração direta da rocha geradora para a rocha-reservatório, haveria uma contribuição do sistema de falhas, colocando a rocha geradora em contato lateral com a rocha-reservatório ou servindo como condutos (fig. 3);

b) Migração através dos planos de falhas e fraturas: os reservatórios com hidrocarbonetos deste modelo posicionam-se acima do Marco 54, e os planos de falhas que servem de condutos seriam, preferencialmente, aqueles do sistema de falhas norte/noroeste e noroeste (figs. 17 e 18).

6 - CONCLUSÕES

Os pelitos dos membros Gomo e Tauá, da Formação Candeias, são as rochas geradoras de hidrocarbonetos no Campo de Rio do Bu e Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo.

A matéria orgânica é predominantemente do tipo II, tendo alguma contribuição do tipo I.

Os dados obtidos através de análises cromatográficas, isotópicas e dos marcadores biológicos sugerem que a matéria orgânica foi depositada em ambiente continental de água doce.

As rochas geradoras apresentam um potencial de moderado a bom quanto à geração de hidrocarbonetos líquidos.

Todos os óleos analisados de reservató-

rios da Formação Candeias/Membro Gomo são geoquimicamente semelhantes, independentemente do posicionamento estratigráfico da acumulação. As pequenas variações existentes estão relacionadas a problemas de maturação e/ou migração.

A seção de folhelhos da Formação Candeias acima do Marco 54 encontra-se imatura nos campos de Rio do Bu, Rio

Itariri, Fazenda Bálamo e Rio dos Ovos. Estes sedimentos devem passar para a zona madura nas áreas mais profundas do Compartimento Nordeste.

A história de soterramento da coluna de sedimentos elaborada para o poço 3-RBU-3-BA mostrou evidências de períodos erosivos, durante e após o Andar Alagoas (Aptiano), que resultaram na remoção de aproximadamente, 1 750 m de sedimentos correspondentes aos andares Alagoas, Jiquiá, Buracica, Aratu e porção superior do Rio da Serra.

Simulações efetuadas para estimar o nível de maturação térmica da matéria orgânica, utilizando o método de Lopatin, revelaram que o fator correspondente à espessura de sedimentos erodidos tem grande efeito no valor calculado do índice de tempo-temperatura. O melhor ajuste entre os valores calculado e observado de reflectância da vitrinita foi obtido utilizando-se um paleogradiente geotérmico constante de 28,0 °C/km e considerando-se uma espessura erodida de 1 750 m de sedimentos.

A geração de hidrocarbonetos, a partir da porção basal do Membro Gomo e do Membro Tauá, teve início há pelo menos 115 milhões de anos (Aptiano).

Propõem-se dois modelos de migração secundária e acumulação de hidrocarbonetos para o Campo de Rio do Bu: contato direto entre rochas-reservatório e geradoras, e migração através dos planos de falhas e fraturas.

AGRADECIMENTOS

Ao Setor de Geoquímica do Centro de Pesquisas da PETROBRÁS, pelo apoio na obtenção dos dados, em especial ao geólogo Luiz Antonio Freitas Trindade, pelas discussões e colaboração durante o desenvolvimento do trabalho; aos geólogos Guanahyro A. Aguiar, Edison J. Milani, Chang H. Kiang e Luciano P. Magnavita, pelas sugestões e análise crítica do texto; ao Auxiliar Técnico de Geologia Osório M. O. Filho; a Simone C. Bressy, pela datilografia, e à Diretoria da PETROBRÁS, por permitir a publicação destas informações.

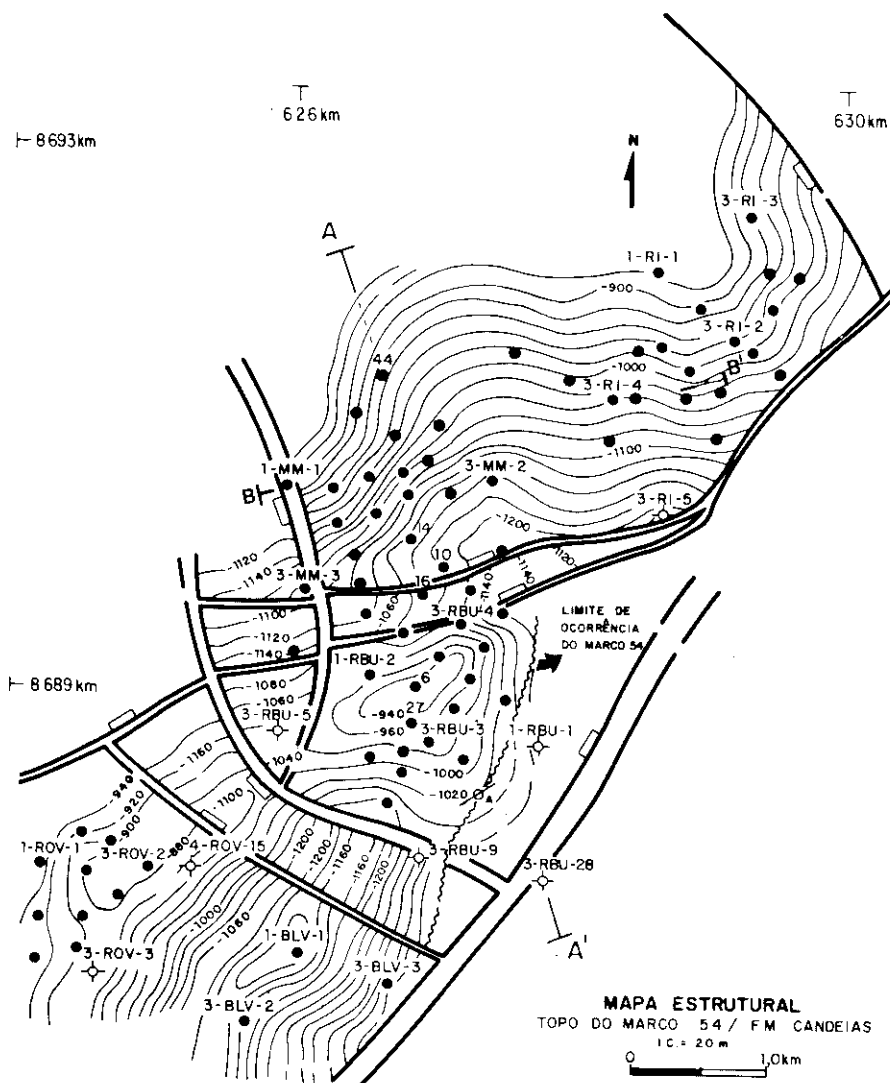


Fig. 18 - Mapa estrutural: topo do Marco 54 - Formação Candeias/Membro Gomo. AA' e BB' - orientação das seções geológicas das figuras 3 e 17, respectivamente.

Fig. 18 - Structural map: top of Marker 54 - Candeias Formation/Gomo Member. AA' and BB' - orientation of geological sections of figures 3 and 17.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARAI, M. *et alii*. 1987. *Sobre o relatório "Sedimentos do Neojurássico-Eocretáceo do Brasil e a escala cronoestratigráfica internacional" de M.S.P. REGALI e C. F. VIANA: Discussão científica e proposta de novo quadro correlativo, ainda preliminar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 20 p. Relatório interno.
- GAGLIANONE, P. C. *et alii*. 1984. *Avaliação geoquímica da Bacia do Recôncavo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 197 p. Relatório interno.
- GAGLIANONE, P. C. *et alii*. 1985. *Avaliação geoquímica da Bacia do Recôncavo – fase II*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 156 p. Relatório interno.
- MATO, L. F. & SOUSA, E. M. 1987. *Petrografia e diagênese dos arenitos do Membro Gomo/Formação Candeias (Cretáceo Inferior) no Campo de Rio do Bu, Bacia do Recôncavo*. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2 (2/4): 277-89. Salvador, PETROBRÁS, DEXBA. 27 p. Relatório interno.
- MCKENZIE, D. 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, Amsterdam, 40 (1): 25-32, Jun.
- MILANI, E. J. 1987. *Aspectos da evolução tectônica das Bacias do Recôncavo e Tucano Sul, Bahia, Brasil*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 61 p. (Ciência-Técnica-Petróleo, seção: exploração de petróleo, 18).
- TISSOT, B. P. 1984. Recent advances in petroleum geochemistry, applied to hydrocarbon exploration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 68 (5): 545-63, May.
- TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984. *Petroleum formation and occurrence; a new approach to oil and gas exploration*. Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag. 538 p.
- VIANA, C. F. *et alii*. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, 14 (3/4): 157-92, jul./dez.
- WAPLES, D. W. 1980. Time and temperature in petroleum formation – application of Lopatin's method to petroleum exploration. *American Association of Petroleum Geologists*, 64 (6): 916-26, Jun.

EXPANDED ABSTRACT

Focusing on the Rio do Bu Field in the northeastern portion of Brazil's Recôncavo Basin, this study sought to integrate organic geochemical data with the area's stratigraphic and structural framework. The main goals were to characterize hydrocarbon source rock, ascertain the organic matter's maturation history, and propose suitable migration and accumulation models.

Sediments making up the Recôncavo Basin's lithostratigraphic column were deposited in three distinct stages: the pre-rift phase, containing sediments from the Paleozoic, Jurassic, and basal portion of the Lower Cretaceous; the rift phase, containing sediments from the Lower Cretaceous; and the post-rift phase, containing sediments from the Lower Cretaceous and Tertiary.

In the area under study, the Candeias Formation is found near the surface, discordantly recovered by the Barreiras Formation. The Marizal, São Sebastião, Pojuca, and Marfim formations as well as the uppermost section of the Candeias Formation/Maracangalha Member are absent due to erosion.

The Candeias Formation's Gomo and Tauá

Member pelites are the main hydrocarbon source rocks. Their total organic carbon values range from 0.7 to 1.0% and their hydrocarbon source potential, from 3.2 to 6.0 kg HC/ton rock. Although type II organic matter predominates, type I is also present.

As identified through vitrinite reflectance data, the top of the mature zone dips from northwest to southeast, varying from -270 m to -1,205 m; this reflects a generalized structural tendency for the layers to dip towards the southeast. In the Rio do Bu Field, the top of the mature zone is found at a stratigraphic level close to Marker 54.

Chromatograms of Rio do Bu Field oils indicate that these are paraffinic, with a pristane/phytane ratio of around 2.0. Stable carbon isotopic ratios vary from -28.9‰ to -29.9‰. These data, in combination with biological marker results, suggest that the oils originated from organic matter deposited in a fresh water continental environment and, further, that they can be classified in one sole group.

The organic matter's degree of thermal evolution was estimated using vitrinite

reflectance and was modeled using the Lopatin technique. Simulations showed that the factor corresponding to the eroded thickness of sediments has a substantial effect on the calculated value of the time-temperature index. The simulation which resulted in the best adjustment between the calculated and observed vitrinite reflectance values reveals an eroded thickness of 1,750 m. Hydrocarbon generation began at least 115 million years ago in the basal portion of the Gomo and Tauá Members. The Gomo Member, below Marker 54, lies within the hydrocarbon generation window, not reaching the senile zone.

The main hydrocarbon accumulations in the Rio do Bu Field are linked to reservoir sandstones located between markers 50 and 60 of the Gomo Member/Candeias Formation. A secondary, rather inexpressive accumulation is found in the sandstones of the Sergi Formation and the Itaparica Formation's Água Grande Member.

Two secondary migration and accumulation models are proposed for the Rio do Bu Field: direct contact between source rocks and reservoirs, and migration through fault and fracture planes.